

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

“COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA  
SUBESTACIÓN EN EL SISTEMA  
LOS RÍOS - BABAHOYO”

**INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN**

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN  
POTENCIA**

Presentado por:

Adrián Steven Pincay Muñiz

Luis Fernando Ugarte Vega

GUAYAQUIL – ECUADOR

2014

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por acompañarnos todos los días, y darnos la fortaleza para seguir adelante en aquellos momentos de debilidad.

A nuestros padres por brindarnos su apoyo incondicional en todo momento y formarnos con buenos sentimientos, hábitos y valores.

A nuestros profesores por transmitirnos su sabiduría en el desarrollo de nuestra formación profesional.

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

A nuestros amigos y compañeros, que nos brindaron su apoyo durante esta etapa de la vida.

## DEDICATORIA

A Dios, por darme la vida a través de mis queridos padres, por guiarme por el buen camino, y darme fuerzas de seguir adelante y no desmayar ante las adversidades.

A mis padres Víctor Pincay y Nery Muñiz, pilares fundamentales de mi vida, por su apoyo, sus consejos, su amor, y su ayuda incondicional. Su tenacidad y lucha insaciable han hecho de ellos el mejor ejemplo a seguir, para mí, mi hermana y mi familia.

A mi hermana Gardenia Pincay por su constante apoyo a lo largo de mi vida.

A mis profesores que fueron parte de mi proceso académico, por cada una de sus experiencias compartidas.

*Adrián Steven Pincay Muñiz*

A Dios, por darme la oportunidad de cada día aprovecharlo al máximo, alrededor de grandes amigos e ingenieros durante estos cinco años de vida universitaria.

A mis padres, Dr. Herbert Ugarte y la Dra. Eugenia Vega, y mi hermana Maru Ugarte, por ser mi motivación constante, por creer en mí y ser mi ejemplo de superación cada día.

A mi tío, Ing. Manuel Vega, por sus consejos de amigo, tío y padre.

A mi abuelita Yolita y mi tía Kathy por ser ejemplo de superación y lucha constante.

Al Ing. Gustavo Bermúdez que siempre demostró ser más que solamente docente.

*Luis Fernando Ugarte Vega*

## **TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

---

Ing. Juan Saavedra

PROFESOR DEL SEMINARIO DE GRADUACIÓN

---

Ing. Gustavo Bermúdez

PROFESOR DELEGADO DE LA UNIDAD ACADÉMICA

## DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesina, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

---

Adrián Steven Pincay Muñiz

---

Luis Fernando Ugarte Vega

## RESUMEN

Este trabajo tiene como finalidad desarrollar la coordinación de las protecciones eléctricas de la Subestación de Distribución Baba, la cual se encuentra en el sistema Los Ríos – Babahoyo, esta es realizada con métodos computarizados, que nos permiten realizar los estudios respectivos de una manera más fácil y precisa, para así realizar una coordinación adecuada.

El Capítulo 1 nos permite tener una idea general de los equipos que se encuentran instalados en la Subestación Baba, aquí se presentan sus características en forma detallada, esta información es proporcionada por CNEL Los Ríos, con esto, podemos tener una idea clara de que equipos vamos a coordinar.

En el capítulo 2 se muestran los estudios de flujo de carga para máxima y mínima carga, los resultados obtenidos en este análisis nos permiten conocer los voltajes de las barras, el factor de potencia, la cargabilidad en el transformador, la potencia demandada por la carga, y así conocer en qué condiciones opera la subestación. El flujo tanto para máxima como para mínima carga se realizaron en el software Power World Simulator Versión 18, Licencia Educacional.

En el Capítulo 3 se muestra el estudio de cortocircuito tanto para máxima como para mínima carga, para ello se somete al sistema a condiciones de falla. Esto se lo realiza con el objetivo de determinar las corrientes de falla máxima y mínima y sus efectos en los componentes del sistema, lo cual es clave para realizar el ajuste.

El Capítulo 4 muestra la protección de la subestación de distribución para lo cual se describe la protección del transformador de potencia, las funciones que utiliza el relé SEL 387 para proteger a este elemento, las normas que se consideraron para realizar el respectivo ajuste, así como las protecciones de sobrecorriente realizadas. Además se muestran las características del reconector y sus ajustes.

El capítulo 5 es el más significativo de este trabajo, debido a que este muestra un resumen de los ajustes, con los cuales, se realiza la coordinación de las protecciones eléctricas de cada una de las alimentadoras de la subestación, esto nos permite justificar la coordinación ya implementada y de ser necesario hacer recomendaciones para mejorar el funcionamiento de la subestación Baba.



## ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	ii
DEDICATORIA	iii
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	v
DECLARACIÓN EXPRESA	vi
RESUMEN	vii
ÍNDICE GENERAL	ix
ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA	xviii
ÍNDICE DE FIGURAS	xxiv
ÍNDICE DE TABLAS	xxvii
CAPÍTULO 1 .....	1
1.1 SUBESTACIÓN BABA, LOS RÍOS .....	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	2
1.3 INFRAESTRUCTURA CIVIL Y SERVICIOS BÁSICOS.....	3
1.3.1 Instalaciones .....	3
1.3.2 Servicios básicos.....	6
1.4 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA Y EQUIPOS.....	6

1.4.1	Red de Subtransmisión .....	6
1.4.2	Patio 69 KV .....	6
1.4.2.1	Seccionador tripolar a 69 KV de aire con cuchillas a tierra .....	7
1.4.2.2	Pararrayos a nivel de 69 KV en la estructura .....	8
1.4.2.3	Disyuntor a nivel de 69 KV .....	9
1.4.2.4	Aisladores y herrajes .....	10
1.4.2.5	Conductores.....	11
1.4.2.6	Transformador de potencia .....	11
1.4.2.7	Pararrayos en el transformador principal .....	13
1.4.3	Patio a 13,8 KV .....	15
1.4.3.1	Seccionador principal a nivel de 13,8 KV .....	17
1.4.3.2	Disyuntor a nivel de 13,8 KV .....	17
1.4.3.3	Seccionadores de las alimentadores .....	18
1.4.3.4	Reconectores de las alimentadoras .....	20
1.4.3.5	Conductores.....	25
1.4.3.6	Transformador de potencial .....	25
1.4.3.7	Transformador de corriente.....	26
1.4.3.8	Transformador auxiliar Padmounted .....	27
1.4.4	Cuarto de control.....	28

1.4.4.1	Banco de baterías y cargador .....	28
1.4.4.2	Tablero y medidores .....	31
1.4.4.3	Dispositivos de control y protección .....	33
1.4.4.3.1	Relé numérico.....	33
1.4.5	MALLA DE TIERRA .....	35
CAPÍTULO 2 .....		37
2.1	INTRODUCCIÓN.....	37
2.2	CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO .....	38
2.2.1	Flexibilidad operacional.....	38
2.2.2	Niveles de confiabilidad .....	38
2.2.3	Niveles de sobrecarga.....	38
2.2.4	Regulación de voltaje .....	39
2.3	ANÁLISIS DE LOS CASOS .....	39
2.3.1	Análisis de carga de las alimentadoras .....	39
2.3.2	Casos .....	40
2.3.2.1	Estudios de flujo de carga caso base - carga máxima.....	40
2.3.2.2	Estudio de flujo de carga caso base carga mínima.....	40
2.4	DATOS DEL SISTEMA.....	40
2.4.1	Datos del transformador de fuerza .....	41

2.4.2 Datos de líneas y conductores.....	41
2.4.3 Datos de barras de carga .....	42
2.4.3.1 Carga máxima .....	42
2.5 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA .....	46
2.5.1 Casos base.....	47
2.5.1.1 Voltajes en barras.....	49
2.5.1.2 Consumo de Potencia Activa y Reactiva en la barra de 13,8 KV .....	50
2.5.1.3 Factor de Potencia.....	51
2.5.1.4 Carga del Transformador.....	51
2.5.1.5 Potencia Activa y Reactiva recibida del sistema.....	52
2.5.1.6 Tap del Transformador de Potencia.....	52
2.6 CONCLUSIONES .....	53
CAPÍTULO 3 .....	55
3.1 INTRODUCCIÓN.....	55
3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO .....	56
3.3 DATOS DEL SISTEMA.....	57
3.3.1 Impedancia equivalente en el punto de entrega de CNEL.....	57
3.3.1.1 MVA de cortocircuito.....	57

3.3.1.2 Corrientes de Cortocircuito .....	58
3.3.1.3 Impedancias equivalentes .....	59
3.3.2 Datos de conductores .....	60
3.3.3 Datos de Transformadores de Fuerza .....	60
3.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO .....	61
3.4.1 Caso base.....	61
3.4.1.1 Corriente de falla en cada barra - Máxima Carga .....	61
3.4.1.2 Corriente de falla en cada barra - Mínima Carga .....	63
3.4.1.3 Resumen de corrientes de falla .....	65
3.4.1.4 Voltaje de falla en cada barra - Máxima Carga.....	66
3.4.1.5 Voltaje de falla en cada barra - Mínima Carga.....	67
3.5 CONCLUSIONES .....	68
CAPÍTULO 4 .....	71
4.1 INTRODUCCIÓN .....	71
4.2 ESQUEMA DE PROTECCIONES.....	74
4.3 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR .....	78
4.3.1 Curva de daño del transformador .....	78
4.3.2.1 Protección de fase .....	80
4.3.2.2 Protección de tierra.....	81

4.3.3 Protección diferencial.....	82
4.3.3.1 Relación de transformación. ....	83
4.3.3.2 Conexiones del transformador.....	83
4.3.3.3 Cambiador de derivaciones. ....	84
4.3.3.4 Corriente inrush de magnetización. ....	85
4.3.4 Características de los CT's .....	86
4.3.4.1 Máxima corriente de carga .....	86
4.3.4.2 Corrientes máximas de carga en secundarios de CT's .....	89
4.3.4.3 Porcentaje de error intrínseco Mismatch .....	89
4.3.4.4 Error de los transformadores de corriente .....	91
4.3.4.5 Porcentaje de regulación del TAP de voltaje .....	91
4.3.4.6 Porcentaje de restricción de armónicas por la corriente de magnetización (Inrush) del transformador .....	91
4.3.4.5 Curva característica diferencial de porcentaje .....	92
4.3.4.6 Puntos de quiebre del ajuste XF.....	93
4.3.5 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso de fase (51P). ..	98
4.3.5.1 Lado de alta 69 KV .....	99
4.3.5.2 Lado de baja 13,8 KV .....	100
4.3.6 Protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50P). ....	101

4.3.7 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso de tierra (51G).	101
4.3.7.1 Lado de baja 13,8 KV .....	102
4.3.7.2 Lado de alta 69 KV .....	103
4.3.8 Protección de corrientes desbalanceadas (46).....	104
4.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS RECONECTADORES.....	105
4.4.1 Factores de aplicación de reconectores .....	106
4.4.2 Operación del reconector.....	106
4.4.3 Ajuste del reconector .....	107
4.5 CONCLUSIONES .....	110
CAPÍTULO 5 .....	111
5.1 INTRODUCCIÓN.....	111
5.2 CONDICIONES QUE DEBE CUMPLIR UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	112
5.2.1 Sensibilidad .....	113
5.2.2 Selectividad .....	113
5.2.3 Velocidad .....	113
5.2.4 Confiabilidad.....	114
5.2.5 Seguridad .....	114
5.2.6 Economía.....	115

5.2.7 Simplicidad .....	115
5.3 ESQUEMA DE PROTECCIONES .....	115
5.4 CRITERIO DE LAS ÁREAS DE PROTECCIÓN .....	116
5.4.1 Protección primaria .....	117
5.4.2 Protección de respaldo .....	117
5.4.3 Protección direccional.....	118
5.5 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....	119
5.5.1 Reconectador .....	119
5.5.1.1 Ajuste del reconectador .....	120
5.5.2 Ajustes del relé SEL 387.....	124
5.5.2.1 Ajuste de protección de sobrecorriente tiempo inverso de fase 51P .....	124
5.5.2.1.1 Lado de baja 13,8 KV .....	124
5.5.2.1.2 Lado de alta 69 KV .....	125
5.5.2.2 Ajuste de la protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50P).....	127
5.5.2.3 Ajuste de la protección de sobrecorriente tiempo de inverso de tierra 51G.....	128
5.5.2.3.1 Lado de baja 13,8 KV .....	128



5.5.2.3.2 Lado de alta 69 KV .....	129
5.6 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE LA SUBESTACIÓN Y LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	131
5.6.1 Coordinación de la alimentadora Pimocha .....	132
5.6.2 Coordinación de la alimentadora Baba .....	134
5.6.3 Coordinación de la alimentadora Tinoco.....	136
5.6.4 Coordinación de la alimentadora Progreso.....	138
5.6.4 Coordinación de los relés de sobrecorriente para falla a tierra...	140
5.7 RESUMEN DE LOS AJUSTES DE LA COORDINACIÓN .....	141
5.8 CONCLUSIONES .....	142
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	143
ANEXOS .....	146
BIBLIOGRAFÍA .....	173

## ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

<b>A</b>	Amperios, unidad de fundamental de corriente.
<b>AC</b>	Corriente alterna.
<b>ACAR</b>	Aluminum Conductor Alloy Reinforced - Conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio.
<b>AMP</b>	Nomenclatura en PowerWorld para Amperios.
<b>ANSI</b>	American National Standards Institute - Instituto Nacional Estadounidense de Estándares.
<b>AT</b>	Alta Tensión.
<b>AWG</b>	American Wire Gauge - Calibre de Alambre Estadounidense (CAE), referencia de clasificación de diámetros.
<b>BIL</b>	Basic Insulation Level - Nivel Básico de Aislamiento.
<b>BT</b>	Baja Tensión.
<b>cc</b>	Corto Circuito.
<b>CT</b>	Current Transformer - Transformador de corriente.

<b>°C</b>	Grados centígrados.
<b>Cu</b>	Cobre.
<b>DC</b>	Corriente continua.
<b>Deg</b>	Grados. Nomenclatura en PowerWorld.
<b>FA</b>	Sistema de ventilación forzada de un transformador.
<b>GCB</b>	Gas Circuit Breaker- Interruptor con extensión de arco a gas.
<b>I</b>	Corriente.
<b>I<sub>a</sub></b>	Corriente en la fase a.
<b>I<sub>b</sub></b>	Corriente en la fase b.
<b>I<sub>c</sub></b>	Corriente en la fase c.
<b>I<sub>cc</sub></b>	Corriente de Corto Circuito.
<b><i>I<sub>cont</sub></i></b>	Corriente continua.
<b><i>I<sub>d max</sub></i></b>	Corriente directa máxima.
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers- Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission- Comisión Electrotécnica Internacional.

<b><math>I_{Fmax}</math></b>	Corriente de falla máxima del sistema.
<b><math>I_{Fmin}</math></b>	Corriente de falla mínima del sistema.
<b><math>I_H</math></b>	Corriente en el lado de alta tensión.
<b><math>I_{HF}</math></b>	Corriente de falla trifásica en el lado de alta tensión.
<b><math>I_{HR}</math></b>	Corriente de restricción usada en el relé luego de la compensación interna de fase programada en el lado de alta tensión.
<b><math>I_{HS}</math></b>	Corriente máxima de carga en los lados secundarios del CT en alta tensión.
<b><math>I_{inst}</math></b>	Corriente instantánea.
<b><math>I_L</math></b>	Corriente en el lado de baja tensión.
<b><math>I_{LF}</math></b>	Corriente de falla trifásica en el lado de baja tensión.
<b><math>I_{LR}</math></b>	Corriente de restricción usada en el relé luego de la compensación interna de fase programada en el lado de baja tensión.
<b><math>I_{LS}</math></b>	Corriente máxima de carga en los lados secundarios del CT en baja tensión.
<b><math>I_n</math></b>	Corriente en el neutro.
<b><math>I_{pick-up}</math></b>	Corriente de puesta en trabajo.

<b>KA</b>	Kiloamperio.
<b>Kg</b>	Kilogramo.
<b>Km</b>	Kilometro.
<b>KV</b>	Kilovoltio.
<b>KVA</b>	Kilovoltio - amperio.
<b>KVAR</b>	Kilovatios reactivos, unidad de potencia reactiva.
<b>KW</b>	Kilovatios, unidad de potencia activa.
<b>LG</b>	Línea a tierra.
<b>LL</b>	Línea a Línea.
<b>LLG</b>	Línea-Línea-Tierra.
<b>LLL</b>	Línea-Línea-Línea (trifásica).
<b>m</b>	Metros, unidad de longitud.
<b>M</b>	Porcentaje de error intrínseco de la selección del TAP para la corriente nominal.
<b>MCOV</b>	Maximun Continuous Operating Voltage- Máximo voltaje en operación continua.
<b>MCM</b>	Mil Circular Mil. Se define como el área de una circunferencia cuyo diámetro es una milésima de pulgada.

<b>MVA</b>	Mega Voltios - amperios.
<b>MVAR</b>	Mega Varios Reactivos, unidad de potencia reactiva.
<b>MW</b>	Mega Varios, unidad de potencia activa.
<b>OA</b>	Sistema de enfriamiento por aceite forzado de un transformador.
<b>p.u.</b>	Por unidad.
<b>R</b>	Resistencia en ohmios.
<b>S/E</b>	Subestación Eléctrica.
<b>SF6</b>	Hexafluoruro de Azufre, gas empleado para extensión del arco.
<b>Std.</b>	Standard (Estándar o Norma).
<b>TAP</b>	Punto de conexión a lo largo de un devanado que permite un cierto número de vueltas para ser seleccionado.
<b>TAP<sub>H</sub></b>	TAP en el lado de alta tensión del transformador de corriente.
<b>TAP<sub>L</sub></b>	TAP en el lado de baja tensión del transformador de corriente.
<b>TD</b>	<i>Time Delay</i> (Tiempo de Retardo).
<b>VA</b>	Voltios – amperios.

<b>VDC</b>	Voltaje de corriente continua.
$V_{nom}$	Voltaje nominal.
<b>VOLT</b>	Nomenclatura en PowerWorld para Voltios.
<b>X</b>	Reactancia en ohmios.
<b>Z</b>	Impedancia.
$\Omega$	Ohmios. Unidad de resistencia, impedancia y reactancia.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1: Ubicación geográfica de la Subestación Baba.....	3
Figura 1. 2: Vista interior de la Subestación Baba .....	4
Figura 1. 3: Vista exterior de la Subestación Baba .....	4
Figura 1. 4: Base de hormigón del patio de 69 KV y 13,8 KV.....	5
Figura 1. 5: Bases de hormigón del cuarto de control.....	5
Figura 1. 6: Vista de la estructura de 69 KV .....	7
Figura 1. 7: Disyuntor en SF6 de 69 KV .....	10
Figura 1. 8: Vista interior del control del disyuntor en SF6 de 69 KV .....	10
Figura 1. 9: Transformador de potencia que se encuentra instalado en la subestación Baba .....	13
Figura 1. 10: Pararrayos del transformador principal tanto en el lado de alta como en el de baja tensión .....	14
Figura 1. 11: Vista superior del patio de 13,8 KV.....	16
Figura 1. 12: Vista frontal del patio de 13,8 KV.....	16
Figura 1. 13: Controlador SIEMENS Reyrolle 7SR224 .....	24
Figura 1. 14: Transformador trifásico Padmounted.....	27
Figura 1. 15: Placa del transformador Padmounted.....	28
Figura 1. 16: Banco de baterías.....	29
Figura 1. 17: Cargador del banco de baterías .....	30
Figura 1. 18: Placa del cargador de baterías .....	31
Figura 1. 19: Medidor de calidad de energía ION7650 .....	32



Figura 1. 20: Medidor de energía ION6200 .....	32
Figura 1. 21: Panel frontal del relé SEL 387 .....	34
Figura 1. 22: Disposición del conductor 4/0 y de las varillas en la malla a tierra en el Patio de maniobras .....	35
Figura 1. 23: Disposición del conductor 4/0 y de las varillas en la malla a tierra en el Patio de maniobras y en el cuarto de control .....	36
Figura 1. 24: Detalle de la caja de revisión .....	36
Figura 2. 1: Demanda máxima diaria del mes de Mayo del 2014 de la Subestación Eléctrica Baba .....	43
Figura 2. 2: Demanda mínima diaria del mes de Mayo del 2014 de la Subestación Eléctrica Baba .....	45
Figura 2. 3: Resumen de los datos que se utilizaron para el Flujo de Potencia .....	47
Figura 2. 4: Flujo de Potencia para Carga Máxima .....	48
Figura 2. 5: Flujo de Potencia para Carga Mínima.....	49
Figura 4. 1: Proceso de protección del sistema de potencia.....	73
Figura 4. 2: Diagrama unifilar de la subestación Baba.....	74
Figura 4. 3: Funciones del relé SEL 387 .....	76
Figura 4. 4: Diagrama de protecciones de la subestación Baba.....	77

Figura 4. 5: Curva de daño del transformador de potencia de la subestación BABA .....	79
Figura 4. 6: Característica de disparo de la protección diferencial.....	81
Figura 4. 7: Protección diferencial del transformador.....	82
Figura 4. 8: Curva diferencial de porcentaje .....	95
Figura 4. 9: Característica de operación de la protección diferencial.....	98
Figura 5. 1: Esquema de protección del transformador .....	115
Figura 5. 2: Relés de protección .....	116
Figura 5. 3: Áreas de protección.....	118
Figura 5. 4: Curva del Reconectador de función de fase .....	121
Figura 5. 5: Curva del Reconectador de función de tierra.....	123
Figura 5. 6: Curvas de equipos de protección de la alimentadora Pimocha	132
Figura 5. 7: Curvas de equipos de protección de la alimentadora Baba.....	134
Figura 5. 8: Curvas de equipos de protección de la alimentadora Tinoco ..	136
Figura 5. 9: Curvas de equipos de protección de la alimentadora Progreso .....	138
Figura 5. 10: Curvas de los relés de sobrecorriente para falla a tierra.....	140

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1: Datos de placa del seccionador de aire de 69 KV .....	8
Tabla 1. 2: Datos de placa del pararrayos de 69 KV.....	9
Tabla 1. 3: Datos de placa del disyuntor en SF6 de 69 KV.....	9
Tabla 1. 4: Detalle de los aisladores de 69 KV de la Subestación Baba.....	11
Tabla 1. 5: Conductores utilizados en 69 KV .....	11
Tabla 1. 6: Datos de placa del transformador de potencia.....	12
Tabla 1. 7: Datos de placa del pararrayos del lado de alta tensión 69 KV ...	14
Tabla 1. 8: Datos de placa del pararrayos del lado de baja tensión 13,8 KV	14
Tabla 1. 9: Datos del seccionador de aire principal de 13,8 KV.....	17
Tabla 1. 10: Datos del disyuntor de 13,8 KV.....	18
Tabla 1. 11: Características del seccionador de la alimentador Pimocha.....	18
Tabla 1. 12: Características del seccionador de la alimentador Progreso ...	19
Tabla 1. 13: Características del seccionador de la alimentador Baba .....	19
Tabla 1. 14: Características del seccionador de la alimentador Tinoco .....	19
Tabla 1. 15: Características del reconectador de la alimentador Pimocha ...	21
Tabla 1. 16: Características del reconectador de la alimentador Baba.....	21
Tabla 1. 17: Características del reconectador de la alimentador Tinoco .....	22
Tabla 1. 18: Características del reconectador de la alimentador Progreso...	22
Tabla 1. 19: Funciones del Controlador Reyrolle 7SR224 .....	23
Tabla 1. 20: Características del Controlador Reyrolle 7SR224.....	24
Tabla 1. 21: Conductores que se utilizan a nivel de 13,8 KV .....	25

Tabla 1. 22: Datos de placa del transformador de potencial.....	26
Tabla 1. 23: Datos de placa del transformador de corriente .....	26
Tabla 1. 24: Datos de placa del transformador auxiliar Padmounted.....	27
Tabla 1. 25: Características del banco de baterías.....	29
Tabla 1. 26: Datos de placa del cargador de baterías .....	30
Tabla 1. 27: Medidores que se utilizan en la subestación eléctrica Baba .....	31
Tabla 1. 28: Relé numérico.....	34
Tabla 1. 29: Materiales de la malla a tierra .....	35
Tabla 2. 1: Características del Transformador de Potencia.....	41
Tabla 2. 2: Impedancia del conductor ACAR 4/0 .....	41
Tabla 2. 3: Impedancia del conductor 2/0 .....	42
Tabla 2.4: Demandas del medidor principal y de cada una de las alimentadoras de la Subestación Baba .....	43
Tabla 2. 5: Demanda máxima de la Subestación Baba .....	44
Tabla 2. 6: Demanda máxima de cada una de las alimentadoras .....	44
Tabla 2. 7: Demanda mínima de la Subestación Eléctrica Baba .....	45
Tabla 2. 8: Demanda mínima de cada una de las alimentadoras .....	46
Tabla 2. 9: Voltaje en las barras para Carga Máxima.....	50
Tabla 2. 10: Voltaje en las barras para Carga Mínima.....	50
Tabla 2. 11: Consumo de Potencia para Carga Máxima .....	50
Tabla 2. 12: Consumo de Potencia para Carga Mínima .....	50

Tabla 2. 13: Factor de Potencia tanto para Carga Máxima como para Carga Mínima .....	51
Tabla 2. 14: Potencia entre barras para Carga Máxima .....	51
Tabla 2. 15: Potencia entre barras para Carga Mínima .....	52
Tabla 2. 16: Potencia recibida para Carga Máxima .....	52
Tabla 2. 17: Potencia recibida para Carga Máxima .....	52
Tabla 2. 18: Ajuste del tap del Transformador de Potencia .....	53
Tabla 3. 1: MVA de cortocircuito para máxima generación.....	57
Tabla 3. 2: MVA de cortocircuito para mínima generación .....	57
Tabla 3. 3: Corrientes de cortocircuito de máxima generación para 69 KV ..	58
Tabla 3. 4: Corrientes de cortocircuito de mínima generación para 69 KV ...	58
Tabla 3. 5: Corrientes de cortocircuito de máxima generación para 13,8 KV	59
Tabla 3. 6: Corrientes de cortocircuito de mínima generación para 13,8 KV	59
Tabla 3. 7: Impedancias equivalentes de máxima generación para 69 KV...	59
Tabla 3. 8: Impedancias equivalentes de mínima generación para 69 KV ...	60
Tabla 3. 9: Corrientes de cortocircuitos de máxima carga para 69 KV .....	61
Tabla 3. 10: Corriente de cortocircuito por fase de la falla Línea-Línea a Tierra de máxima carga para 69 KV.....	62
Tabla 3. 11: Corrientes de cortocircuitos de máxima carga para 13,8 KV ....	62
Tabla 3. 12: Corriente de cortocircuito por fase de la falla Línea-Línea a Tierra de máxima carga para 13,8KV.....	63

Tabla 3. 13: Corrientes de cortocircuitos de mínima carga para 69 KV .....	63
Tabla 3. 14: Corriente de cortocircuito por fase de la falla Línea-Línea a Tierra de mínima carga para 69 KV .....	64
Tabla 3. 15: Corrientes de cortocircuitos de mínima carga para 13,8 KV .....	64
Tabla 3. 16: Corriente de cortocircuito por fase de la falla Línea-Línea a Tierra de mínima carga para 13,8KV .....	65
Tabla 3. 17: Resumen de las corrientes de falla de máxima carga.....	65
Tabla 3. 18: Resumen de las corrientes de falla de mínima carga .....	66
Tabla 3. 19: Corrientes máximas y mínimas de cortocircuito para 69 KV y 13,8 KV.....	66
Tabla 3. 20: Voltajes de falla en la barra de 69 KV para máxima carga .....	67
Tabla 3. 21: Voltajes de falla en la barra de 13,8 KV para máxima carga ....	67
Tabla 3. 22: Voltajes de falla en la barra de 69 KV para mínima carga .....	68
Tabla 3. 23: Voltajes de falla en la barra de 13,8 KV para mínima carga .....	68
Tabla 4. 1: Corrientes de Cortocircuito máxima y mínima a 69 y 13,8 KV ...	87
Tabla 4. 2: Factor multiplicativo de compensación externa .....	90
Tabla 4. 3: Porcentajes de Restricción .....	93
Tabla 5. 1: Ajustes de la función de fase del reconectador.....	120
Tabla 5. 2: Ajustes de la función de tierra del reconectador .....	122
Tabla 5. 3: Corriente del 51P en el lado de baja tensión .....	124

Tabla 5. 4: Ajustes del 51P en el lado de baja tensión .....	125
Tabla 5. 5: Corriente del 51P en el lado de alta tensión .....	125
Tabla 5. 6: Ajustes del 51P en el lado de alta tensión .....	127
Tabla 5. 7: Corriente del 51G en el lado de baja tensión .....	128
Tabla 5. 8: Ajustes del 51G en el lado de baja tensión .....	129
Tabla 5. 9: Corriente del 51G en el lado de alta tensión .....	130
Tabla 5. 10: Ajustes del 51G en el lado de alta tensión .....	131
Tabla 5. 11: Ajustes de los equipos de protección de la alimentadora Pimocha .....	133
Tabla 5. 12: Ajustes de los equipos de protección de la alimentadora Baba .....	135
Tabla 5. 13: Ajustes de los equipos de protección de la alimentadora Tinoco .....	137
Tabla 5. 14: Ajustes de los equipos de protección de la alimentadora Progreso .....	139
Tabla 5. 15: Ajustes de los equipos de protección para falla a tierra .....	141
Tabla 5. 16: Ajustes de los equipos de protección de la Subestación Eléctrica Baba .....	141

## INTRODUCCIÓN

Uno de los principales factores de la evolución ha sido y es, la energía eléctrica, por esta razón la energía es el motor del desarrollo de la humanidad, debido a esto, cualquier tipo de interrupción en el servicio de la energía eléctrica produce pérdidas económicas en el sector comercial e industrial y mucho malestar en los consumidores residenciales. Para evitar estos inconvenientes que se puedan dar, se utilizan diferentes elementos de protección en los sistemas de distribución tales como fusibles, interruptores, reconectadores, disyuntor.

No es suficiente tener instalados estos elementos de protección, para poder garantizar la calidad del servicio de la energía eléctrica, sino que se debe realizar la respectiva coordinación de estos elementos, con el fin de que si llegara a darse una falla en el sistema, ocurra un despeje rápido de esta, y la zona fallada sea mínima. Además el elemento de protección debe ser selectivo y debe ofrecer respaldo al elemento de la zona adyacente. Es importante recordar que el elemento más importante del sistema de distribución es el transformador de potencia.



La coordinación de las protecciones eléctricas de la subestación de distribución Baba se la realizó con la ayuda de programas computacionales, tales como: Power World, CYMTCC 4.5.

El objetivo de este trabajo es realizar los ajustes, los cuales ya fueron implementados desde el día en que entró en operación esta subestación eléctrica, para así mejorar el sistema de protección de la subestación de ser necesario.

# **CAPÍTULO 1**

## **DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES**

### **1.1 SUBESTACIÓN BABA, LOS RÍOS**

La Subestación BABA, LOS RÍOS tiene como principal objetivo suministrar energía eléctrica al cantón Baba y otros cantones y pueblos aledaños al sector.

Esta subestación es una de las obras eléctricas más recientes, con lo que los equipos eléctricos utilizados son nuevos ya que se pretende que mejore la confiabilidad y calidad del servicio para los sectores que se quiere suministrar energía eléctrica dentro de Los Ríos.

Esta obra permitirá satisfacer la demanda de energía eléctrica durante los próximos 15 años para la ciudadanía del cantón Baba y sectores aledaños según la Corporación Nacional de Electricidad, CNEL.

La Subestación Baba tiene una capacidad de 10/12,5 MVA, a la fecha de construcción su costo ascendió a USD 1'106,373.34; está alimentada por la línea de subtransmisión a 69 KV Babahoyo-Baba que sale desde la subestación Nelson Mera, cuya inversión es de USD 987,929.00. El costo total de esta obra que fue financiada por el Gobierno Nacional es de USD 2'094,302.34.

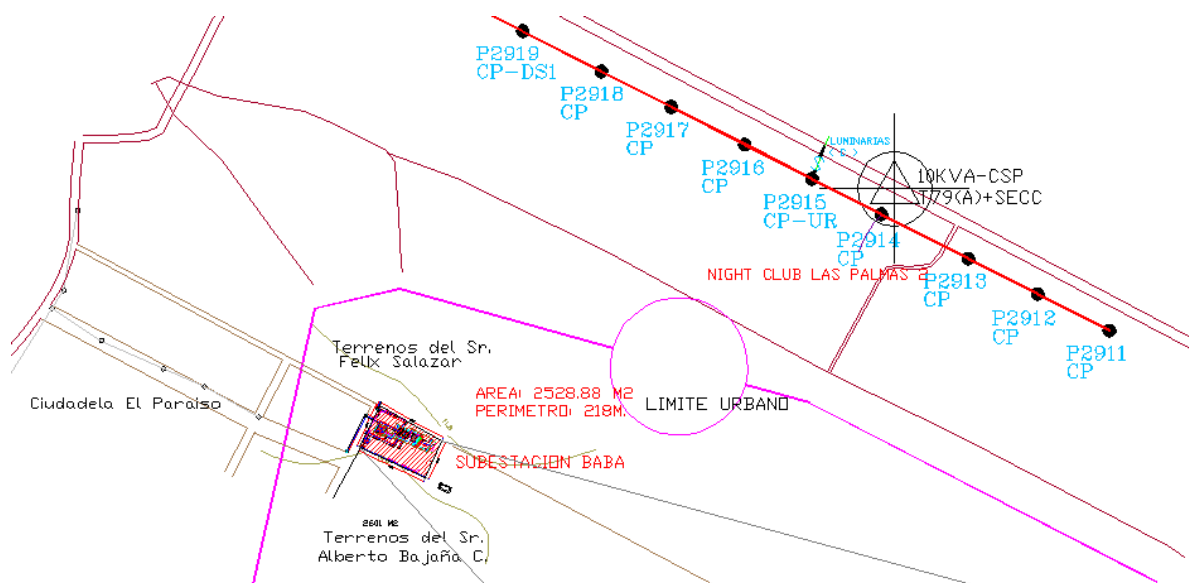
## **1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

La subestación Baba se encuentra ubicada en la parroquia Baba, el cantón Baba, provincia de Los Ríos.

La subestación se encuentra limitada por los terrenos del Sr. Félix Salazar y los terrenos del Sr. Alberto Bajaan C. de la ciudadela el Paraíso.

La subestación Baba tiene un perímetro de 218 m y un área de 2528.88 m<sup>2</sup>.

La característica detallada sobre la implantación y ubicación geográfica se las puede observar en la Figura 1. 1: Ubicación geográfica de la Subestación Baba



**Figura 1. 1:** Ubicación geográfica de la Subestación Baba

### 1.3 INFRAESTRUCTURA CIVIL Y SERVICIOS BÁSICOS

#### 1.3.1 Instalaciones

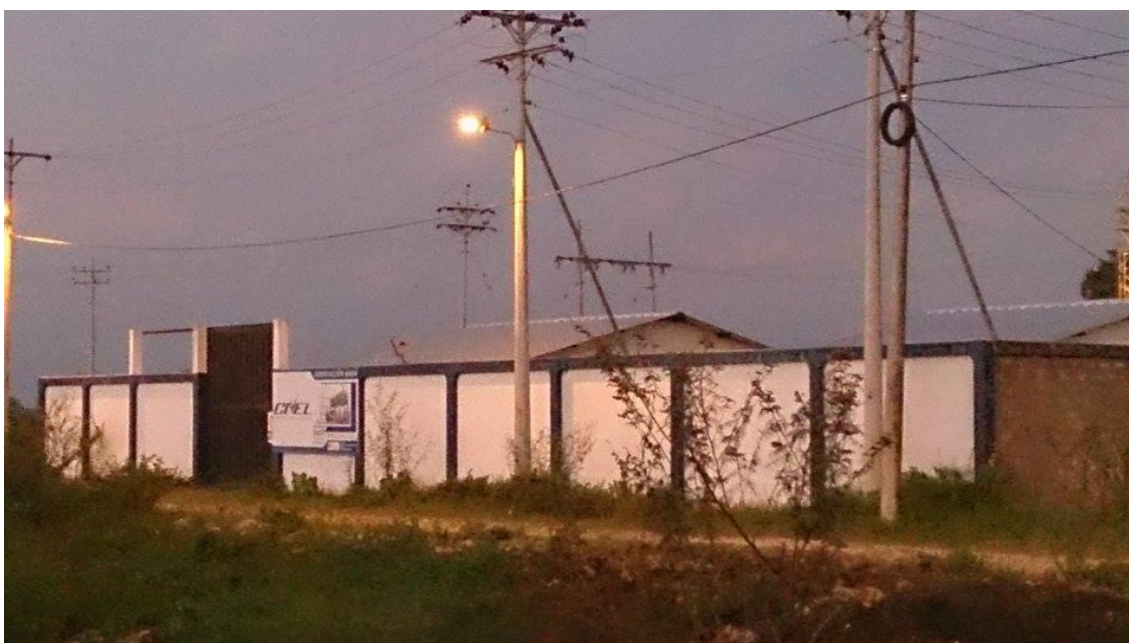
La subestación Baba cuenta desde su puerta de ingreso con una garita de seguridad, aquella que tiene baño y un cuarto para los operadores de la subestación, el área de la garita es de 13,3 m<sup>2</sup>.

Hay un cuarto de control con un área de 48 m<sup>2</sup>, y cuenta con un baño, una bodega y un área para los equipos de control de la subestación.

En los exteriores de la garita de seguridad el suelo está cubierto con piedra chispa, y la subestación cuenta con un cerramiento de una pared armada con bloques de cemento.



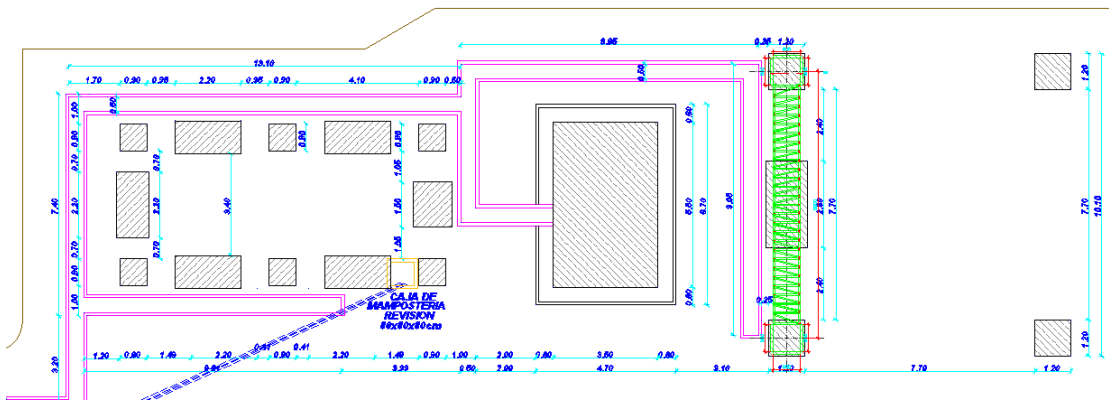
**Figura 1. 2:** Vista interior de la Subestación Baba



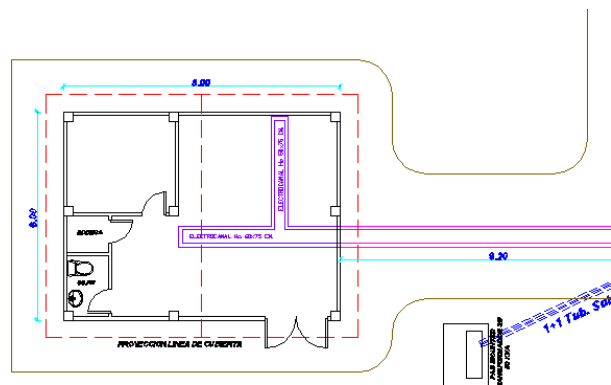
**Figura 1. 3:** Vista exterior de la Subestación Baba

El transformador principal cuenta con una base de hormigón armado de 4,7 x 6,7 m. A los alrededores de la base de hormigón armado del transformador principal, del patio de 13,8 KV y del patio de 69 KV existe un electrocanal de 60 x 75 cm, que entra al cuarto de control y se ramifica otro electrocanal de 50 x 75 cm.

En la subestación existe una tubería subterránea de 4" rígida, que comunica a una caja de mampostería de 80 x 80 x 80 cm con una base de hormigón armado para un transformador padmounted trifásico de 50 KVA.



**Figura 1. 4:** Base de hormigón del patio de 69 KV y 13,8 KV.



**Figura 1. 5:** Bases de hormigón del cuarto de control

### **1.3.2 Servicios básicos**

Esta subestación cuenta con el servicio de agua potable, así como de la infraestructura para evacuar las lluvias y las aguas servidas.

Existen dos extintores en el cuarto de control, los cuales serán usados por el operador en caso de algún incendio.

## **1.4 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA Y EQUIPOS**

### **1.4.1 Red de Subtransmisión**

El Sistema Nacional Interconectado dispone de una red de subtransmisión a nivel de 69 KV para realizar la entrega de potencia a las subestaciones reductoras como Baba.

La Subestación Baba está alimentada por la línea de subtransmisión a 69 KV Babahoyo-Baba que sale desde la subestación Nelson Mera. El punto de entrega de energía eléctrica que recibe la subestación Nelson Mera lo da Transelectric.

Los conductores de la línea Babahoyo-Baba es 300 ACAR cuya longitud es aproximadamente 15,7 kilómetros.

### **1.4.2 Patio 69 KV**

La estructura metálica a nivel de 69 KV está básicamente constituida por dos torres de 12,5 m de altura, distanciadas 8,9 m y acopladas con 2 bandejas horizontales donde la primera soporta en su parte lateral 3 cadenas de aisladores tipo suspensión de porcelana ANSI 52-3, 10" x 5 ¾ (6u).

En la bandeja inferior tiene en su parte superior 3 pararrayos de 60 KV tipo estación, y en su parte lateral un seccionador de 69 KV tripolar de operación manual.



**Figura 1. 6:** Vista de la estructura de 69 KV

#### **1.4.2.1 Seccionador tripolar a 69 KV de aire con cuchillas a tierra**

Se los conoce también con el nombre de separadores desconectores.

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento.

La misión de estos aparatos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible. Los circuitos que debe interrumpir deben hallarse libres de corriente, o dicho de otra forma, el seccionador debe maniobrar en vacío. No obstante, debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado.



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

Las características del seccionador tripolar a 69 KV, se lo muestra en la tabla 1.1.

MARCA	KV MÁXIMO	BIL (KV)	$I_{cont}$ (A)	$I_{inst}$ (KA)
MEMCO	69	350	600	40

**Tabla 1. 1:** Datos de placa del seccionador de aire de 69 KV

#### 1.4.2.2 Pararrayos a nivel de 69 KV en la estructura

Los pararrayos tipo estación, ofrecen protección por sobretensiones para las subestaciones eléctricas y son fabricados para tensiones nominales entre 15 KV y 60 KV.

La operación del pararrayos es la típica de los varistores de óxidos metálicos. Bajo condiciones de estado estable el voltaje nominal línea tierra está completamente aplicado a sus terminales. Cuando una sobretensión ocurre, el pararrayos limita la sobretensión a los niveles requeridos de protección, conduciendo la corriente resultante a tierra.

Una vez la condición de sobretensión haya pasado, éste recobra su característica de alta resistencia no lineal conduciendo una pequeña corriente de fuga.

Las características del pararrayo a nivel de 69 KV, se lo muestra en la tabla 1.2.

FASES	MARCA	$I_{d_{max}}$ (KA)	$V_{nom}$ (KV)	MCOV (KV)
A	Crompton Greaves	65	60	48
B	Crompton Greaves	65	60	48
C	Crompton Greaves	65	60	48

**Tabla 1. 2:** Datos de placa del pararrayos de 69 KV

#### 1.4.2.3 Disyuntor a nivel de 69 KV

El EDF SK es un interruptor automático SF6 de tanque vivo y autosoplado (Auto-Puffer), con un mecanismo de accionamiento por resorte tipo FSA. En caso de funcionamiento unipolar, cada polo dispone de su propio mecanismo de accionamiento. Las características del disyuntor principal de 69 KV, se lo muestra en la tabla 1.3.

<b>MARCA</b>	ABB
<b>TIPO</b>	EDF SK 1-1
<b>TENSIÓN NOMINAL</b>	72,5KV
<b>TENSIÓN DE IMPULSO</b>	325KV
<b>FRECUENCIA</b>	60HZ
<b>CORRIENTE NOMINAL</b>	1250A
<b>CORR. DE INTERRUPCIÓN NOMINAL</b>	25KA
<b>STANDARS</b>	Cumple las normas internacionales IEC y ANSI
<b>PESO DEL GAS</b>	2,5KG
<b>PESO TOTAL CON GAS</b>	873KG
<b>RANGO DE TEMPERATURAS</b>	+50°C hasta -50°C
<b>FECHA</b>	2009

**Tabla 1. 3:** Datos de placa del disyuntor en SF6 de 69 KV



**Figura 1. 7:** Disyuntor en SF6 de 69 KV



**Figura 1. 8:** Vista interior del control del disyuntor en SF6 de 69 KV

#### 1.4.2.4 Aisladores y herrajes

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

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

Cada aislador está asegurado con su correspondiente herraje.

CANTIDAD	TIPO DE AISLADOR
6 aisladores por fase	Cadena de aisladores de suspensión

**Tabla 1. 4:** Detalle de los aisladores de 69 KV de la Subestación Baba

#### 1.4.2.5 Conductores

Los conductores a nivel de 69 KV están estandarizados para las subestaciones de CNEL los cuales se detallan en la tabla 1.5.

FUNCIÓN	TIPO DE CONDUCTOR
69 KV	CABLE #4/0 CU DE 7 HILOS
ATERRIZAMIENTO	CABLE #4/0 CU DE 7 HILOS

**Tabla 1. 5:** Conductores utilizados en 69 KV

#### 1.4.2.6 Transformador de potencia

Los transformadores de distribución trifásicos son utilizados para pasar de alta tensión a baja tensión en redes de distribución, principalmente en áreas metropolitanas y para aplicaciones industriales.

Los transformadores en versiones estándar son trifásicos y pueden ser instalados tanto al aire libre como en el interior.

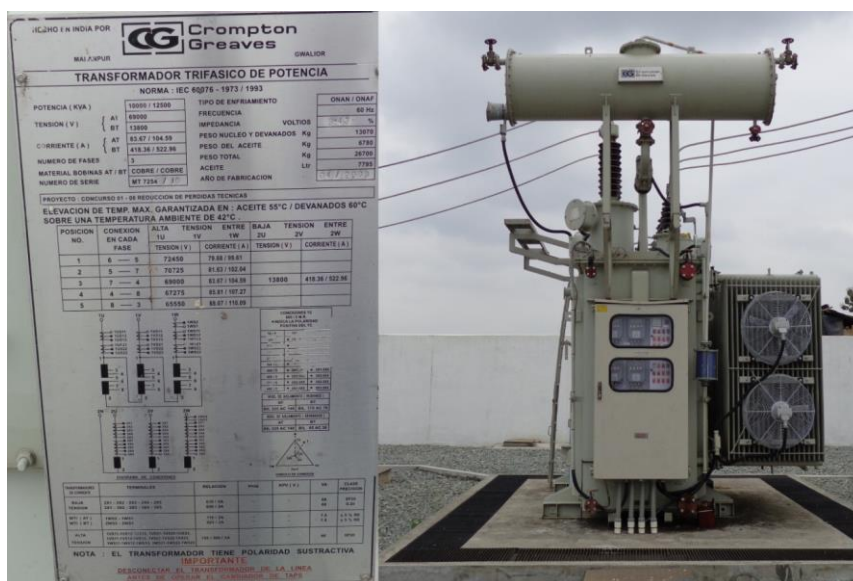
Los transformadores de distribución están herméticamente sellados o equipados con un tanque de expansión ondulado que permiten la refrigeración suficiente del transformador y compensan los cambios del volumen del aceite durante la operación.

Una ventaja de los transformadores herméticamente sellados es que el aceite no está nunca en contacto con la atmósfera evitando así la necesidad de hacer análisis periódicos de aceite.

La Subestación Eléctrica Baba dispone de un transformador de potencia marca Crompton Greaves de 69/13,8 KV, 10/12,5 MVA, con una conexión delta-estrella sólidamente aterrizado. Los datos del transformador de potencia de la subestación baba se muestran en la tabla 1.6.

<b>PARÁMETROS</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>
Marca	Crompton Greaves
Serie	MT 7254 / 10
Año de Fabricación	abr-09
Potencia (KVA)	10000 - 12500
Tensión (V)	AT: 69000
	BT: 13800
Fases	3
Corriente (A)	AT: 83,67 - 104,54
	BT: 418,36 - 522,96
Material de la bobinas	AT: Cobre (Cu)
	BT: Cobre (Cu)
Tipo de enfriamiento	ONAN - ONAF
Frecuencia (Hz)	60
Impedancia (%)	9.43

**Tabla 1. 6:** Datos de placa del transformador de potencia



**Figura 1. 9:** Transformador de potencia que se encuentra instalado en la subestación Baba

#### 1.4.2.7 Pararrayos en el transformador principal

Es un sistema de protección contra tormentas eléctricas, sirve para interceptar, conducir y disipar la corriente del rayo mediante conductor a un subsistema de puesta a tierra.

A nivel de alta tensión en el transformador principal los conductores de cada fase que salen del interruptor en Gas SF<sub>6</sub>, van primero a 3 pararrayos que se encuentran adosados al transformador principal.

Luego de los pararrayos dichos conductores de cada fase se conectan a los bushings de alta tensión a nivel de 69 KV del transformador principal.

FASES	MARCA	$I_{d_{max}}$ (KA)	$V_{nom}$ (KV)	MCOV (KV)
A	Crompton Greaves	65	60	48
B	Crompton Greaves	65	60	48
C	Crompton Greaves	65	60	48

**Tabla 1. 7:** Datos de placa del pararrayos del lado de alta tensión 69 KV

A nivel de 13,8 KV los pararrayos del transformador de potencia tienen las siguientes características:

FASES	MARCA	$I_{d_{max}}$ (KA)	$V_{nom}$ (KV)	MCOV (KV)
A	Crompton Greaves	10	9	10,2
B	Crompton Greaves	10	9	10,2
C	Crompton Greaves	10	9	10,2

**Tabla 1. 8:** Datos de placa del pararrayos del lado de baja tensión 13,8 KV



**Figura 1. 10:** Pararrayos del transformador principal tanto en el lado de alta como en el de baja tensión

### **1.4.3 Patio a 13,8 KV**

La estructura de baja tensión a 13,8 KV está formada por seis pórticos de 7,6m de altura, es una estructura sólida, ensamblada en el sitio, 100% soldada, implantada sobre una base de hormigón armado de 10 x 5,3 m.

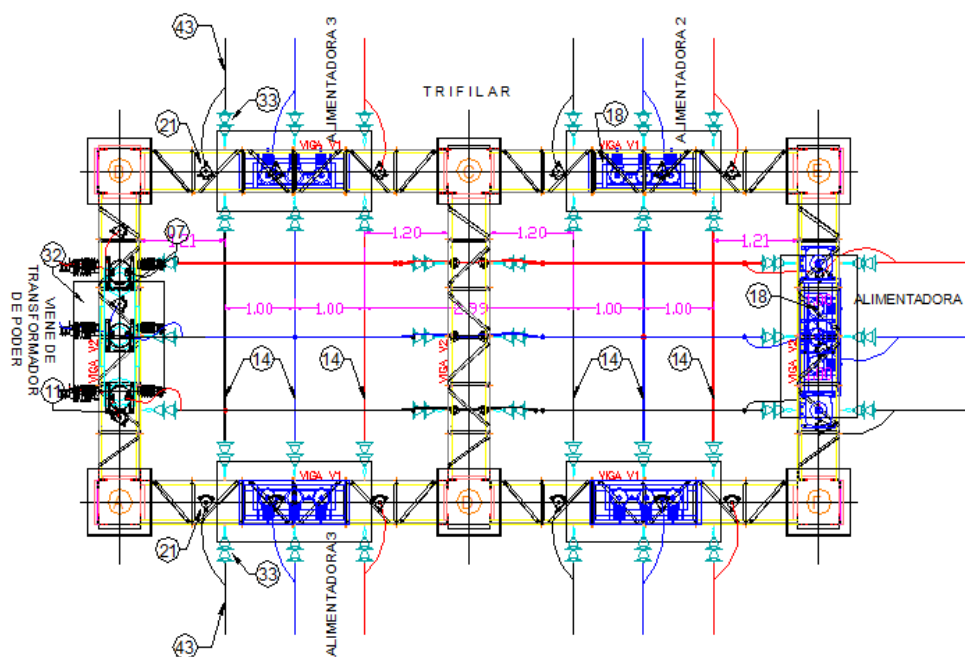
Dispone de cuatro niveles de barra, cuatro seccionadores de interconexión, un seccionador principal, cuatro salidas de alimentadoras y capacidad para una más.

Dispone de una barra principal y otra de transferencia que permite ceder la carga de una alimentadora en el caso que se requiera retirar o desconectar la protección ubicada al arranque de ésta.

La subestación BABA tiene 4 salidas instaladas de alimentadoras, las cuales son: PROGRESO, TINOCO, BABA y PIMOCHA, las que actualmente se encuentran operando desde el mes de Mayo del 2014. Sin embargo la estructura está construida para tener finalmente cinco salidas de ser necesario.

El equipo de protección eléctrica que se usa para las 4 alimentadoras es de un reconectador para cada una, el cual es capaz de detectar fallas y abrir sus contactos en un tiempo determinado, reconectar la alimentadora para verificar si la falla ha sido temporal o permanente y en caso de persistir la falla desconectar la alimentadora definitivamente.





**Figura 1. 11:** Vista superior del patio de 13,8 KV



**Figura 1. 12:** Vista frontal del patio de 13,8 KV

### 1.4.3.1 Seccionador principal a nivel de 13,8 KV

La subestación Baba cuenta con un seccionador CLEAVE LAND de dos cuchillas, la primera sirve para conectar o desconectar la subestación a la línea de subtransmisión; y la segunda, para poner la subestación a tierra e impedir cualquier accidente debido a una maniobra imprudente u otra causa.

MARCA	KV MAXIMO	BIL (KV)	$I_{cont}$ (A)	$I_{inst}$ (KA)
CLEAVE LAND	15	110	1200	61

**Tabla 1. 9:** Datos del seccionador de aire principal de 13,8 KV

### 1.4.3.2 Disyuntor a nivel de 13,8 KV

El interruptor en aceite desde ya hace algunos años se ha reemplazado por el de SF6, que es un gas inerte que se hace trabajar a la presión de 2 o 3 kg/cm<sup>2</sup>.

Generalmente a lo largo del eje del arco se manda el gas SF6 a presión sobre el arco, lo cual lo adelgaza y lo apaga.

El disyuntor en SF6 es totalmente hermético para mantener la presión, presentando varias ventajas que hacen que sea cada vez más empleado: el SF6 no es tóxico, el disyuntor ocupa poco espacio (ideal en subestaciones compactas) y además no es ruidoso.

<b>MARCA</b>	Crompton Greaves
<b>TIPO</b>	30-SFGP-40
<b>TENSIÓN NOMINAL</b>	36 KV
<b>TENSIÓN DE IMPULSO</b>	170 KV
<b>FRECUENCIA</b>	60 HZ
<b>CORRIENTE NOMINAL</b>	1250 A
<b>CORR. DE INTERRUPCIÓN NOMINAL</b>	40 KA
<b>TENSIÓN DE CIERRE</b>	125 Vcc
<b>PESO DEL GAS</b>	2,75 KG
<b>TENSIÓN DE APERTURA</b>	125 Vcc
<b>PESO TOTAL CON GAS</b>	780 KG
<b>PRESIÓN NOMINAL DEL GAS</b>	6 KG/CM
<b>TENSIÓN Y FREC. CIRCUITO AUXILIAR</b>	120 V / 60 HZ
<b>SERIE</b>	X301725
<b>FECHA</b>	2009

*Tabla 1. 10: Datos del disyuntor de 13,8 KV*

#### 1.4.3.3 Seccionadores de las alimentadores

Los seccionadores de cada alimentadora son tripolares y operan a un nivel de tensión de 13,8 KV, los detalles de cada dato característico de los seccionadores se detallan a continuación en las siguientes tablas:

- **Alimentadora Pimocha**

El seccionador de la alimentadora Pimocha presenta la siguiente característica.

<b>MARCA</b>	<b>TIPO</b>	<b>KV MÁXIMO</b>	<b>BIL (KV)</b>	<b><math>I_{cont}</math> (A)</b>	<b><math>I_{inst}</math> (KA)</b>
S&C SILENCER	FUSIBLE	15	110	600	40

*Tabla 1. 11: Características del seccionador de la alimentador Pimocha*

- **Alimentadora Progreso**

El seccionador de la alimentadora Progreso presenta la siguiente característica.

MARCA	TIPO	KV MÁXIMO	BIL (KV)	$I_{cont}$ (A)	$I_{inst}$ (KA)
S&C SILENCER	FUSIBLE	15	110	600	40

**Tabla 1. 12:** Características del seccionador de la alimentador Progreso

- **Alimentadora Baba**

El seccionador de la alimentadora Baba presenta la siguiente característica.

MARCA	TIPO	KV MÁXIMO	BIL (KV)	$I_{cont}$ (A)	$I_{inst}$ (KA)
S&C SILENCER	FUSIBLE	15	110	600	40

**Tabla 1. 13:** Características del seccionador de la alimentador Baba

- **Alimentadora Tinoco**

El seccionador de la alimentadora Tinoco presenta la siguiente característica.

MARCA	TIPO	KV MÁXIMO	BIL (KV)	$I_{cont}$ (A)	$I_{inst}$ (KA)
S&C SILENCER	FUSIBLE	15	110	600	40

**Tabla 1. 14:** Características del seccionador de la alimentador Tinoco

#### **1.4.3.4 Reconectores de las alimentadoras**

Los reconectores al vacío 3AD son interruptores de potencia para exteriores diseñados para maniobras frecuentes de apertura y cierre en caso de defectos transitorios.

Cumplen este servicio automáticamente mediante monitoreo de la línea y respuesta autónoma programada. El reconector consta de dos componentes principales: la unidad de interruptor formada por el interruptor de potencia y el controlador como equipo de protección y mando, el cual está montado dentro del armario de mando. La unidad de interruptor forma la parte primaria del reconector. Está montada encima del poste para maniobrar la línea aérea y está expuesta permanentemente a la intemperie y el medio ambiente. El controlador es el corazón del reconector, el cual está montado en un armario al pie del poste.

Existen 4 reconectores en las alimentadoras salientes que son: Pimocha, Baba, Tinoco y Progreso, cuyas características se detallan a continuación:

- **Alimentadora Pimocha**

El reconector de la alimentadora Pimocha tiene las siguientes características, las cuales se puede observar en la tabla 1.15.

RECONECTADOR BARRAS 13,8 KV	
MARCA	SIEMENS
TIPO	S3AD3222 - 2BA51 - 2AA3
Medio de Interrupción	En vacío
SERIE	S3AD/00000264
BIL	110 KV
$V_n$	15,5 KV
$I_n$	630 A
$I_{max}$ interrupción.	12,5 KA
AÑO FABRICACIÓN.	Febrero 2009
Peso total	140KG

**Tabla 1. 15:** Características del reconectador de la alimentador Pimocha

- **Alimentadora Baba**

El reconectador de la alimentadora Baba tiene las siguientes características.

RECONECTADOR BARRAS 13,8 KV	
MARCA	SIEMENS
TIPO	S3AD3222 - 2BA51 - 2AA3
Medio de Interrupción	En vacío
SERIE	S3AD/00000255
BIL	110 KV
$V_n$	15,5 KV
$I_n$	630 A
$I_{max}$ interrupción.	12,5 KA
AÑO FABRICACIÓN.	Febrero 2009
Peso total	140 KG

**Tabla 1. 16:** Características del reconectador de la alimentador Baba

- **Alimentadora Tinoco**

El reconector de la alimentadora Tinoco tiene las siguientes características.

<b>RECONECTADOR BARRAS 13,8 KV</b>	
MARCA	SIEMENS
TIPO	S3AD3222 - 2BA51 - 2AA3
Medio de Interrupción	En vacío
SERIE	S3AD/00000201
BIL	110 KV
$V_n$	15,5 KV
$I_n$	630 A
$I_{max}$ interrupción.	12,5 KA
AÑO FABRICACIÓN.	Febrero 2009
Peso total	140KG

**Tabla 1. 17:** Características del reconector de la alimentador Tinoco

- **Alimentadora Progreso**

El reconector de la alimentadora Progreso tiene las siguientes características.

<b>RECONECTADOR BARRAS 13,8 KV</b>	
MARCA	SIEMENS
TIPO	S3AD3222 - 2BA51 - 2AA3
Medio de Interrupción	En vacío
SERIE	S3AD/00000251
BIL	110 KV
$V_n$	15,5 KV
$I_n$	630 A
$I_{max}$ interrupción.	12,5 KA
AÑO FABRICACIÓN.	Febrero 2009
Peso total	140KG

**Tabla 1. 18:** Características del reconector de la alimentador Progreso

El control de cada reconectador a la salida de cada alimentadora es un SIEMENS Reyrolle 7SR224, con las siguientes funciones.

<b>Funciones</b>
<b>Funciones de protección</b>
Baja corriente (37)
Conductor roto (46BC)
Negativa de secuencia de fase de sobrecorriente (46NPS)
Sobrecarga térmica (49)
Sobrecorriente (50, 51)
Falla a Tierra (50G, 50SEF, 51G, 51SEF)
Alta impedancia REF (64H)
Más / Menos Tensión (27/59)
Secuencia de fase negativa de voltaje (47)
Controlado por Voltaje de sobrecorriente (51V)
Neutral tensión de desplazamiento (59N)
Control direccional de sobrecorriente y de falla a tierra (67)
<b>Funciones de supervisión</b>
CT Supervisión (60CTS)
Trip & Close Circuit Supervision (74T/CCS)
VT Supervisión (60VTS)
Detector de irrupción (81HBL2)
Fallo interruptor (50BF)
Funciones de control
Reenganche (79)
<b>Funciones de Monitoreo</b>
Fases primario / secundario y la dirección actual de la Tierra
Línea primaria / secundaria y Fase Tensiones
Potencia aparente y factor de potencia
Potencia activa y reactiva
W Hr & VAr Hr avance y retroceso
Registro histórico Demanda
Secuencia de fase positiva (PPS) de voltaje y corriente
Secuencia de fase inversa (NPS) de voltaje y corriente
Zero secuencia de fase (ZPS) Voltaje

**Tabla 1. 19:** Funciones del Controlador Reyrolle 7SR224



Las características del controlador Reyrolle 7SR224 son las siguientes:

<b>Características del Controlador Reyrolle</b>
Cargar ajustes Fría
Ocho Ajustes Grupos
Protección de contraseña - 2 niveles
Usuario Lógico Programable
Self Monitoring
Contador Disyuntor de viaje y temporizador
Registros de fallos, de eventos y de forma de onda

**Tabla 1. 20:** Características del Controlador Reyrolle 7SR224

A continuación se muestra al Controlador SIEMENS Reyrolle 7SR224.



**Figura 1. 13:** Controlador SIEMENS Reyrolle 7SR224

### 1.4.3.5 Conductores

Los conductores que se usa a nivel de 13,8 KV son de características ACAR desnudos y para el aterrizamiento el conductor tiene características AWG Cu desnudo, los detalles se muestran en la tabla 1.21.

<b>APLICACION</b>	<b>TIPO DE CONDUCTOR</b>
BARRA PRINCIPAL	1000 MCM ACAR DESNUDO
BARRA DE TRANSFERENCIA	500 MCM ACAR DESNUDO
PUENTES DE LOS RECONECTADORES	500 MCM ACAR
ATERRIZAMIENTO	4/0 AWG Cu DESNUDO

**Tabla 1. 21:** Conductores que se utilizan a nivel de 13,8 KV

### 1.4.3.6 Transformador de potencial

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de qué tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

<b>MARCA</b>	CROMPTON GREAVES
<b>TIPO</b>	ESTACIÓN
<b>NIVEL DE VOLTAJE</b>	13,8 KV
<b>RELACIÓN</b>	8400/120 V
<b>BIL</b>	110 KV
<b>BURDEN</b>	1000 VA

**Tabla 1. 22:** Datos de placa del transformador de potencial

#### 1.4.3.7 Transformador de corriente

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control. Ciertos tipos de transformadores de corriente protegen a los instrumentos al ocurrir cortocircuitos. Generalmente la corriente nominal es de 5 A y 1 A en su lado secundario. Se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria.

<b>MARCA</b>	CROMPTON GREAVES
<b>AÑO DE FABRICACIÓN</b>	1987
<b>NIVEL DE VOLTAJE</b>	13,8 KV
<b>BIL</b>	110 KV
<b>RELACIÓN</b>	1000/5

**Tabla 1. 23:** Datos de placa del transformador de corriente

### 1.4.3.8 Transformador auxiliar Padmounted

La subestacion BABA cuenta con un transformador auxiliar de Distribucion de 50 KVA con conexión delta - estrella cuyas características principales se detallan en la siguiente tabla:

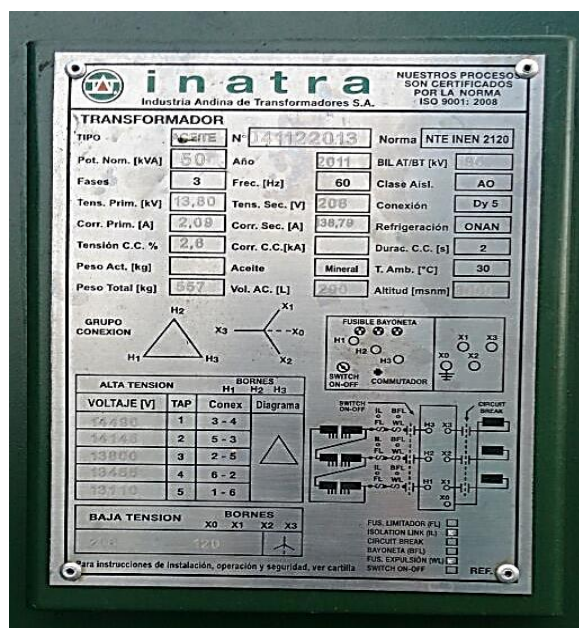
<b>MARCA</b>	INATRA
<b>TIPO</b>	ACEITE
<b>SERIE</b>	41122013
<b>FASES</b>	3
<b>RELACIÓN</b>	13,8KV / 208V
<b>CAPACIDAD</b>	50KVA

**Tabla 1. 24:** Datos de placa del transformador auxiliar Padmounted

A continuacion se muestran el transformador trifasico Padmounted y sus datos de placa.



**Figura 1. 14:** Transformador trifásico Padmounted



**Figura 1. 15:** Placa del transformador Padmounted

#### 1.4.4 Cuarto de control

##### 1.4.4.1 Banco de baterías y cargador

Son bancos de baterías estacionarios con capacidad para suministrar potencia en corriente directa a los esquemas de protección, control, señalización y todo lo que requiera de corriente directa a través de centros de carga. Las baterías forman una parte importante de las subestaciones transformadoras, ya que tienen como función principal almacenar la energía que se utiliza en el disparo de los interruptores, por lo que deben hallarse siempre en óptimas condiciones de funcionamiento.

Las baterías son mantenidas al nivel de carga nominal por los llamados cargadores.

Es de hacer notar que este sistema entra en juego una vez que la subestación, por cualquier motivo, se queda sin alimentación de corriente alterna.

A continuación se muestra el banco de baterías que se encuentra ubicado dentro del cuarto de control y algunas de sus características.



**Figura 1. 16:** Banco de baterías

<b>BANCO DE BATERÍAS</b>	
MARCA	HOPPECKE
MODELO	4OSPHC140
V - AH	2V-165A.H
CANTIDAD	60
AÑO FABRICACIÓN	2011

**Tabla 1. 25:** Características del banco de baterías

El cargador del banco de baterías que se utiliza en la subestación es de la marca HOPPECKE y es el que se muestra en la figura 1.17.



**Figura 1. 17:** Cargador del banco de baterías

Las características de este cargador se muestran a continuación.

<b>CARGADOR BATERIAS</b>	
MARCA	HOPPECKE
MODELO	AT10130030F220MXMXAGXXXK
SERIE	PO4304-00/776700-3 IK
Vin	220 VAC
lin	42 VAC
Vout.	130 VDC
Iout.	30 VDC

**Tabla 1. 26:** Datos de placa del cargador de baterías



**Figura 1. 18:** Placa del cargador de baterías

#### 1.4.4.2 Tablero y medidores

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

<b>MEDIDORES</b>
Medidor de calidad de energía ION7650 (MASTER)
Medidor de energía ION6200 (ESCLAVO)

**Tabla 1. 27:** Medidores que se utilizan en la subestación eléctrica Baba



El medidor ION7650 es un totalizador, aquel que registra principalmente la demanda de energía de las 4 alimentadoras de la subestación BABA, además nos muestra los distintos parámetros eléctricos como voltaje, corriente y potencia de toda la subestación.



**Figura 1. 19:** Medidor de calidad de energía ION7650

El medidor ION6200, es aquel que registra los distintos parámetros eléctricos de cada alimentadora de la subestación BABA, las cuales son Pimocha, Baba, Progreso y Tinoco.



**Figura 1. 20:** Medidor de energía ION6200

### **1.4.4.3 Dispositivos de control y protección**

#### **1.4.4.3.1 Relé numérico**

El relé de diferencial de corriente y sobrecorriente SEL 387 puede proporcionar protección a cualquier transformador de energía de dos, tres o cuatro devanados, así como a reactores, generadores, grandes motores y otros aparatos de energía de terminales múltiples.

El transformador principal de la subestación eléctrica Baba se encuentra protegido por el relé trifásico SEL 387, esto le proporciona una protección diferencial para fallas internas y fallas a tierra tanto para los devanados de alta como de baja tensión del transformador, así como protección de sobrecorriente de tiempo inverso de fase y de tierra y protección de sobrecorriente instantáneo de fase. Entre sus características se incluyen cuatro entradas de corriente trifásica con protección independiente de diferencial restringida y no restringida, características programables de diferencial de pendiente unitaria o dual, monitor de interruptor de circuito, monitor de voltaje de batería y ecuaciones de control SELogic mejoradas.

Las características del relé SEL 387, se presentan en la tabla 1.28.

<b>Marca</b>	SEL
<b>Modelo</b>	387
<b>Alimentador</b>	Entrada al transformador principal
<b>Protección</b>	Fase y Neutro
<b>Función</b>	50/51 para la fase y el neutro
<b>CT a 69 KV</b>	150/5
<b>CT a 13,8 KV</b>	1000/5
<b>Direccionalidad</b>	NO

**Tabla 1. 28:** Relé numérico

A continuación se muestra el panel frontal del relé SEL 387.



**Figura 1. 21:** Panel frontal del relé SEL 387

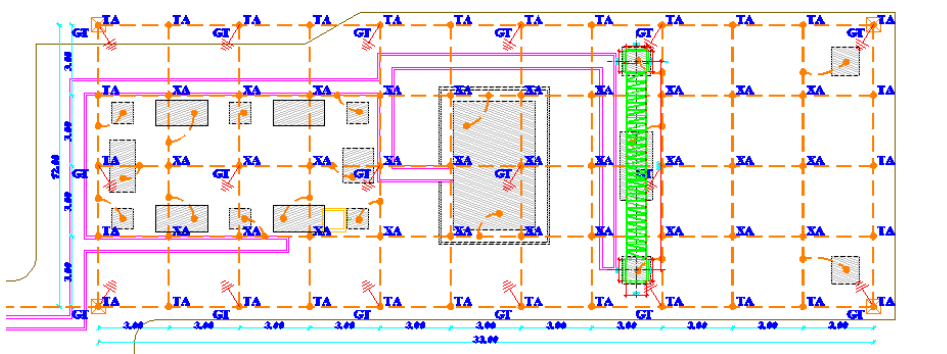
### 1.4.5 MALLA DE TIERRA

Con la implementación de un sistema de puesta a tierra se busca lograr una adecuada coordinación entre el sistema de potencia y sus protecciones y garantizar la seguridad del personal y los equipos expuestos a tensiones peligrosas durante fallas a tierra, cumpliendo con los criterios establecidos en la norma ANSI/IEEE Std. 80 "IEEE Guide for Safety in A.C. Substation Grounding".

Malla de Tierra	
18 varillas	De cobre de 5/8"x8" para puesta a tierra.
391,54 metros	De cable de cobre desnudo #4/0 AWG.

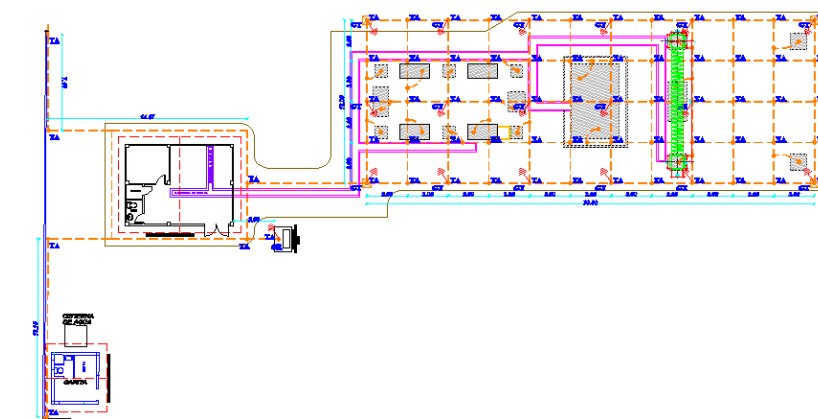
**Tabla 1. 29:** Materiales de la malla a tierra

En la figura 1.22 se detalla el recorrido del cable desnudo de cobre número 4/0 con sus respectivas varillas para el armado de la malla de puesta a tierra en el patio de maniobras tanto a 69 KV como 13,8 KV.



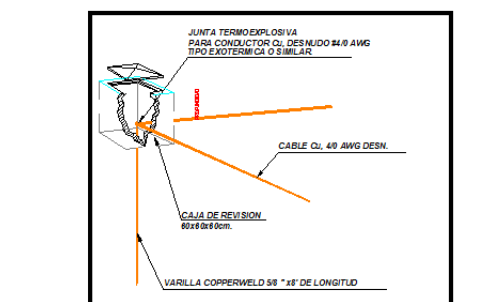
**Figura 1. 22:** Disposición del conductor 4/0 y de las varillas en la malla a tierra en el Patio de maniobras

La malla a puesta a tierra no solo es para los equipos de potencia que se encuentran en el patio de maniobras tanto a 69 KV como a 13,8 KV, también se la extendió hasta el cuarto de control ya que existen equipos electrónicos muy delicados como medidores, relés, cargador de baterías.



**Figura 1. 23:** Disposición del conductor 4/0 y de las varillas en la malla a tierra en el Patio de maniobras y en el cuarto de control

El detalle del armado de la junta termoexplosiva para conductor de cobre desnudo número 4/0 AWG, tipo exotérmica o similar, se muestra en la figura 1.24.



**Figura 1. 24:** Detalle de la caja de revisión

## **CAPÍTULO 2**

### **ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA**

#### **2.1 INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se presenta el estudio de flujo de carga de la subestación Baba, para esto ha sido necesario hacer uso de la herramienta computacional Power World Simulator versión 18 licencia educacional.

Power World Simulator es un programa computacional utilizado para simular sistemas eléctricos de potencia, el cual es uno de los más usados, ya que nos permite simular los sistemas eléctricos de una forma muy fácil e interactiva, y con los resultados obtenidos realizar un análisis detallado de los diferentes problemas que puede sufrir la red.

El estudio de flujo de carga nos permite determinar los voltajes de las barras, la potencia consumida por la subestación y determinar si existe o no sobrecarga en la red de distribución.

Power World V.18 licencia educacional es capaz de trabajar con 41 barras sin complicaciones, esto es suficiente para realizar el análisis del flujo de carga de este proyecto, ya que el sistema de distribución con el que se va a trabajar cuenta con dos barras.

## **2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO**

### **2.2.1 Flexibilidad operacional**

El sistema podrá funcionar mediante un suministro de energía proveniente de la línea de subtransmisión Nelson Mera a través de Transelectric sin ninguna restricción.

### **2.2.2 Niveles de confiabilidad**

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación a las instalaciones de las empresas y sectores que se alimenten a nivel de 13,8 KV en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento del sistema.

La subestación Baba presenta un nivel de confiabilidad bajo, debido a que posee una sola fuente de alimentación y al presentarse una falla en el sistema, este queda sin servicio. Para evitar esto se debe estudiar la posibilidad de instalar una segunda fuente de alimentación para aumentar el nivel de confiabilidad del sistema, aunque esto es costoso.

### **2.2.3 Niveles de sobrecarga**

No se aceptan sobrecarga en los elementos de distribución 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 (capacidad con enfriamiento por aceite y aire natural) o FA (capacidad con enfriamiento forzado).

#### **2.2.4 Regulación de voltaje**

Los voltajes a nivel de barras del sistema, ante cualquier contingencia operativa, no deben exceder del 2,5 % del valor de la tensión nominal y tampoco pueden estar más de un 2,5 % por debajo de ella.

### **2.3 ANÁLISIS DE LOS CASOS**

#### **2.3.1 Análisis de carga de las alimentadoras**

Inicialmente se consideró suministrar energía con dos alimentadoras (Baba y Pimocha) desde la subestación Baba, no obstante, en Marzo de 2014 se planificó considerar dos alimentadoras más por motivo de mejorar la confiabilidad del sistema a futuro, por lo cual desde el mes de Mayo de ese mismo año entraron en operación dos alimentadoras más, las cuales son: Progreso y Tinoco.

Por esta razón se procede a trabajar con la carga de las alimentadoras del mes de Mayo con el objetivo de considerar a las cuatro alimentadoras que actualmente están en funcionamiento, además este mes es el de mayor demanda porque entran en funcionamiento las piladoras de arroz, las cuales tienen un gran consumo de energía.



### **2.3.2 Casos**

En el presente trabajo se consideran dos casos para el estudio de flujo de carga, los cuales son:

- Caso 1: Estudios de flujo de carga - caso base carga máxima
- Caso 2: Estudios de flujo de carga - caso base carga mínima

#### **2.3.2.1 Estudios de flujo de carga caso base - carga máxima**

Se procederá a realizar el análisis del estudio de flujo de carga con carga máxima solo con el mes de Mayo con el fin de considerar las cuatro alimentadoras, las cuales son Baba, Pimocha, Progreso y Tinoco debido que a partir de ese mes y en adelante la Subestación Baba tendrá ese número de alimentadoras. Además cabe denotar que el mes de Mayo, es el de mayor demanda.

#### **2.3.2.2 Estudio de flujo de carga caso base carga mínima**

Se procederá a considerar un valor de carga mínima de la subestación Baba, para realizar los estudios pertinentes considerando la configuración actual.

### **2.4 DATOS DEL SISTEMA**

Es primordial establecer las características de cada uno de los equipos del sistema para el estudio de una Subestación de Distribución, tales como: transformador de fuerza, conductores, líneas y barras. Esto se hace con el fin de conocer el sistema con el cual se está trabajando, además, estos datos constituyen la base para realizar los cálculos pertinentes, los cuales serán

utilizados para obtener la coordinación de los elementos de protección de los diferentes equipos instalados, lo cual permitirá un buen funcionamiento del sistema.

#### 2.4.1 Datos del transformador de fuerza

La subestación Baba dispone de un transformador de potencia de 69 / 13,8 KV, con una capacidad de 10/12,5 MVA, con una conexión delta – estrella sólidamente. En la tabla 2.1 se presentan algunas características relevantes del transformador principal de la subestación Baba, marca Crompton Greaves.

Marca	(MVA) OA/FA	Z %	Peso total (Kg)	Tap en alta	Año de fabricación	Polaridad
Crompton Greaves	10/12,5	9,43	26700	69 KV $\pm$ 5 %	2009	Sustractiva

**Tabla 2. 1:** Características del Transformador de Potencia

#### 2.4.2 Datos de líneas y conductores

El conductor que utilizan en cada fase las alimentadoras Baba, Pimocha, Tinoco, Progreso es el ACAR 4/0, y en su neutro estas utilizan el ACAR 2/0.

Las características del conductor para las fases se muestran en la tabla 2.2:

ACAR 4/0 AWG Al/ Aleación de Al 4/3					
Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Carga a la rotura (kg)	Resistencia eléctrica DC a 20 °C	Reactancia Inductiva ( $\Omega$ /Km)	Reactancia capacitiva (M $\Omega$ -Km)
13,25	295.1	2347	0,285	0,3128	0,1828

**Tabla 2. 2:** Impedancia del conductor ACAR 4/0

Las características del conductor para el neutro se muestran en la tabla:

<b>ACAR 2/0 AWG Al/ Aleación de Al 4/3</b>					
<b>Diámetro (mm)</b>	<b>Peso (kg/km)</b>	<b>Carga a la rotura (kg)</b>	<b>Resistencia eléctrica DC a 20 °C</b>	<b>Reactancia Inductiva (<math>\Omega</math>/Km)</b>	<b>Reactancia capacitiva (M<math>\Omega</math>-Km)</b>
10,51	185,6	1502	0,454	0,3303	0,1938

**Tabla 2. 3:** Impedancia del conductor 2/0

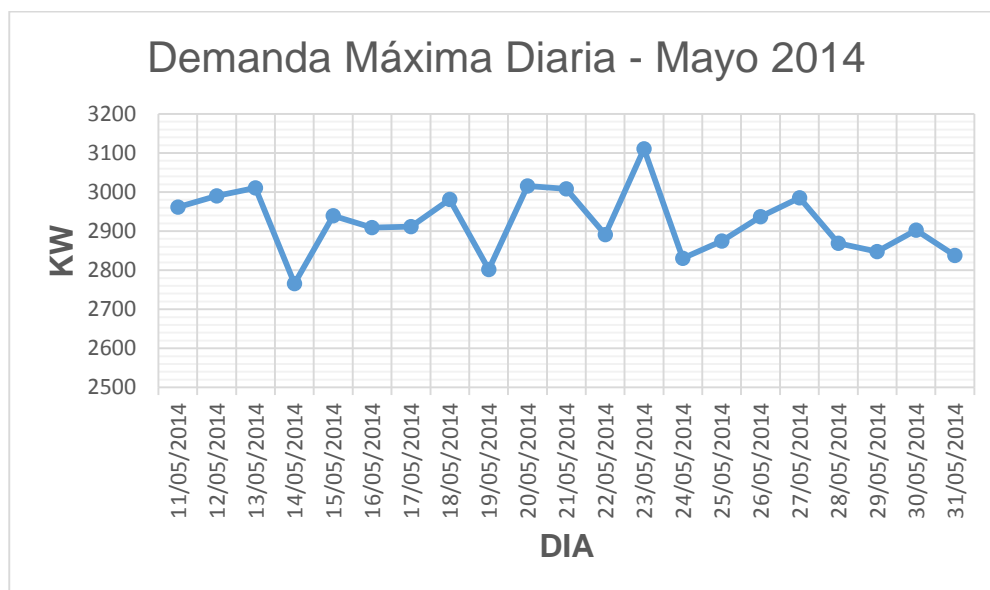
### 2.4.3 Datos de barras de carga

#### 2.4.3.1 Carga máxima

CNEL Los Ríos nos proporcionó los datos de carga del medidor principal de la subestación Baba del mes de Mayo de 2014, anexo 1, este historial de la demanda fue dado debido a que en este mes entraron en funcionamiento otras dos alimentadoras, con lo cual este análisis de flujo de carga se hará con cuatro alimentadoras, las cuales fueron mencionadas anteriormente.

Además este mes de Mayo es el de mayor demanda conjunto con Diciembre, debido a que en este mes entran en funcionamiento las piladoras de arroz, estos datos nos ayudará a realizar el flujo de carga para demanda máxima, debido a que es el mes de mayor demanda.

En la figura 2.1 se muestra la carga de la demanda máxima para cada día del mes de Mayo de 2014 del medidor principal de la subestación Baba.



**Figura 2. 1:** Demanda máxima diaria del mes de Mayo del 2014 de la Subestación Eléctrica Baba

A parte del historial de la demanda del mes de Mayo, también nos proporcionaron las demandas máxima, media y mínima de las alimentadoras de la subestación Baba del mes de Mayo y la cargabilidad del transformador de potencia, estos los valores se muestran en la tabla 2.4.

Nombre del alimentador	Demanda Mínima (MW)	Demanda Media (MW)	Demanda Máxima (MW)	fp	(MVA) OA	(MVA) FA	Cargabilidad % OA	Cargabilidad % FA
Medidor Principal	1,74	2,04	3,11	0,86	10,0	12,5	31,11%	24,88%
Baba	0,55	0,6510	1,00	0,86				
Pimocha	0,60	0,7120	1,09	0,86				
Tinoco	0,16	0,1849	0,28	0,86				
Progreso	0,42	0,4930	0,75	0,86				

**Tabla 2. 4:** Demandas del medidor principal y de cada una de las alimentadoras de la Subestación Baba

Con el análisis de la tabla 2.4, se obtuvo la demanda máxima del medidor principal de la subestación Baba, los valores se muestran en la tabla 2.5.

<b>Medidor Principal</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>Factor de Potencia</b>
	3,11	1,82	3,61	0,86

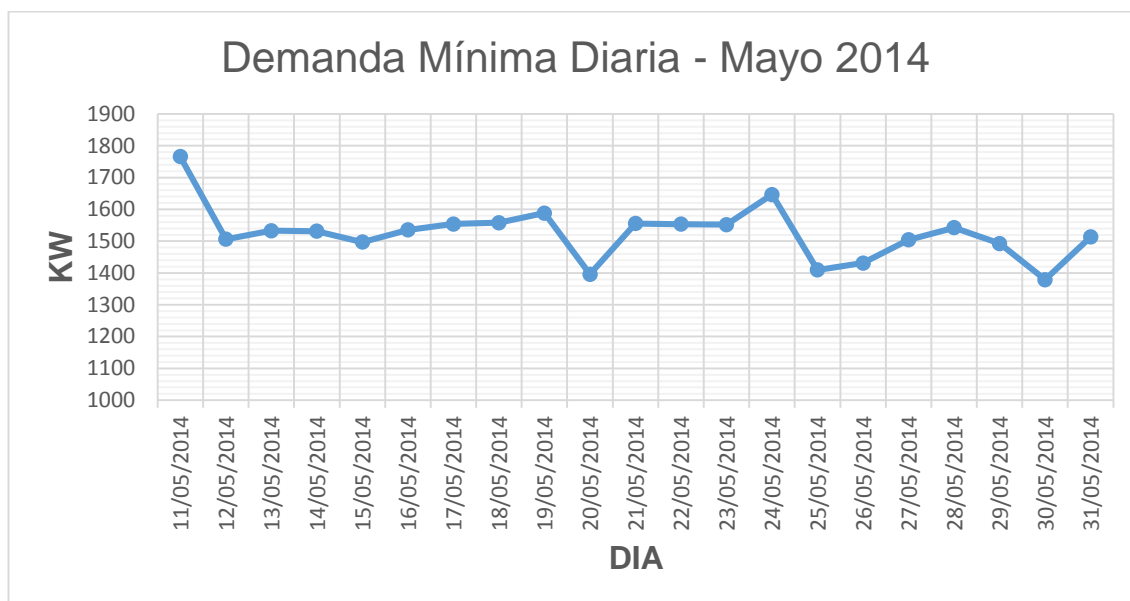
**Tabla 2. 5:** Demanda máxima de la Subestación Baba

Con el análisis de la tabla 2.4, se obtuvo la demanda máxima de cada una de las alimentadoras de la subestación Baba para el mes de máxima demanda, los valores se muestran en la tabla 2.6.

<b>Nombre del alimentador</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>Factor de Potencia</b>
<b>BABA</b>	1,00	0,58	1,15	0,86
<b>PIMOCHA</b>	1,09	0,64	1,26	0,86
<b>TINOCO</b>	0,28	0,16	0,32	0,86
<b>PROGRESO</b>	0,75	0,44	0,87	0,86

**Tabla 2. 6:** Demanda máxima de cada una de las alimentadoras

En la figura 2.2 se muestra la carga mínima para cada día del mes de Mayo de 2014 del medidor principal de la subestación Baba.



**Figura 2. 2:** Demanda mínima diaria del mes de Mayo del 2014 de la Subestación Eléctrica Baba

Con el análisis de la tabla 2.7, se obtuvo la demanda mínima del medidor principal de la subestación Baba, los valores se muestran en la siguiente tabla.

Medidor Principal	MW	MVAR	MVA	Factor de Potencia
	1,74	1,02	2,02	0,8627

**Tabla 2. 7:** Demanda mínima de la Subestación Eléctrica Baba

Con el análisis de la tabla 2.4, se determinó la carga mínima de cada una de las alimentadoras de la subestación Baba, los valores se muestran en la tabla 2.8.

Nombre del alimentador	MW	MVAR	MVA	Factor de Potencia
<b>BABA</b>	0,55	0,32	0,64	0,86
<b>PIMOCHA</b>	0,60	0,35	0,70	0,86
<b>TINOCO</b>	0,16	0,09	0,18	0,86
<b>PROGRESO</b>	0,42	0,24	0,48	0,86

**Tabla 2. 8:** Demanda mínima de cada una de las alimentadoras

## 2.5 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

Los resultados de flujo de carga serán presentados 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.

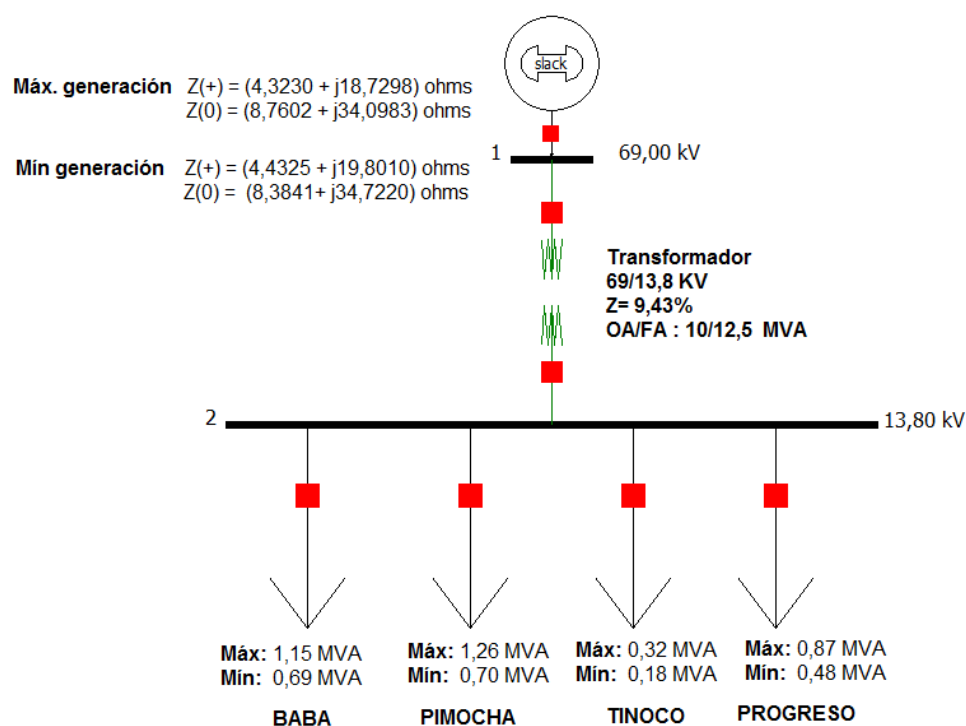
El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

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

### 2.5.1 Casos base

Los resultados gráficos de la simulación del flujo de carga máxima y mínima se muestran a continuación.

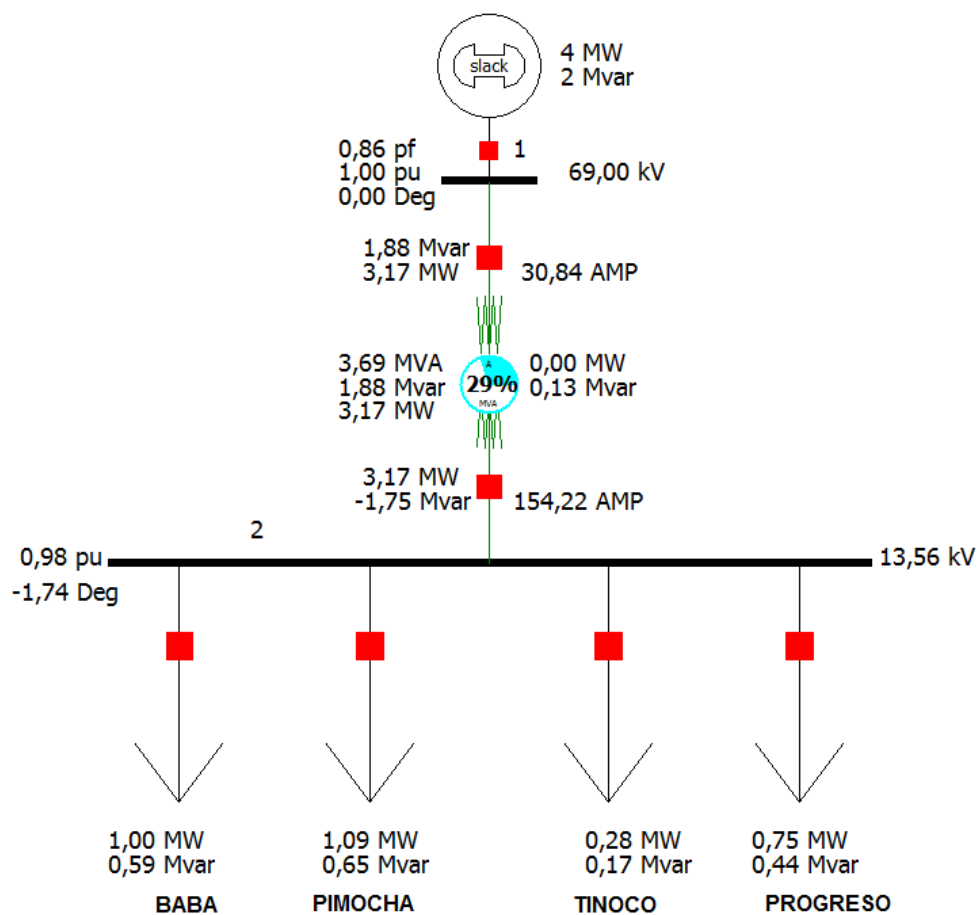
En la figura 2.3 se muestra un resumen de los datos que se ingresaron en el simulador para poder realizar este estudio.



**Figura 2. 3:** Resumen de los datos que se utilizaron para el Flujo de Potencia

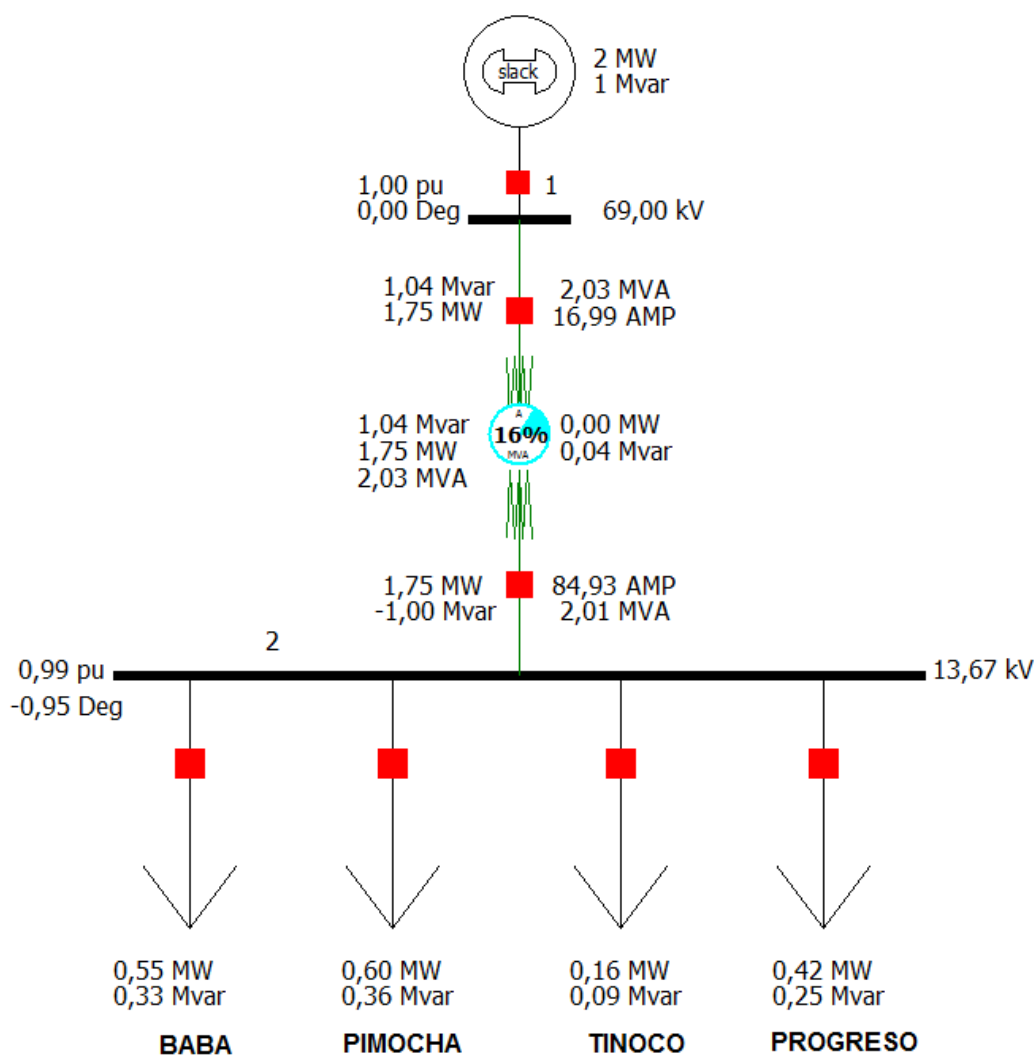
En la figura 2.4 se muestra el flujo de carga máxima de la subestación eléctrica Baba, para obtener esto se consideró los valores de la demanda máxima que se registraron en cada una de las alimentadoras.





**Figura 2. 4:** Flujo de Potencia para Carga Máxima

En la figura 2.5 se muestra el flujo de carga mínima de la subestación eléctrica Baba, para simular esto, se consideró los menores valores de demanda de cada una de las alimentadoras



**Figura 2. 5:** Flujo de Potencia para Carga Mínima

En el Anexo 2 se adjunta los resultados gráficos del flujo de carga para máxima y mínima carga, que se resume a continuación:

### 2.5.1.1 Voltajes en barras

En la tabla 2.9 se presenta el voltaje en la barra 1 y 2 para máxima carga.

No	Nombre	Vnom (KV)	Voltaje (p.u.)	Fase	Voltaje (KV)
1	Barra 69 KV	69	1.00	0,00	69
2	Barra 13,8 KV	13,8	0.98	-1,74	13,56

**Tabla 2. 9:** Voltaje en las barras para Carga Máxima

En la tabla 2.10 se presenta el voltaje en la barra 1 y 2 para mínima carga

No	Nombre	Vnom (KV)	Voltaje (p.u.)	Fase	Voltaje (KV)
1	Barra 69 KV	69	1,00	0,00	69
2	Barra 13,8 KV	13,8	0,99	-0,95	13,67

**Tabla 2. 10:** Voltaje en las barras para Carga Mínima

### 2.5.1.2 Consumo de Potencia Activa y Reactiva en la barra de 13,8 KV

En la tabla 2.11 se presenta el consumo de potencia para la carga máxima en la barra 2 la cual es de 13,8 KV.

Carga Máxima		
Barra de Carga	MW	MVAR
13,8 KV	3,17	-1,75

**Tabla 2. 11:** Consumo de Potencia para Carga Máxima

En la tabla 2.12 se presenta el consumo de potencia para la carga mínima en la barra 2, la cual es de 13,8 KV.

Carga Mínima		
Barra de Carga	MW	MVAR
13,8 KV	1,75	-1,00

**Tabla 2. 12:** Consumo de Potencia para Carga Mínima

### 2.5.1.3 Factor de Potencia

En la tabla 2.13 se presenta el factor de potencia de la carga tanto para máxima como para mínima carga.

<b>Carga Máxima</b>	0,86
<b>Carga Mínima</b>	0,86

**Tabla 2. 13:** *Factor de Potencia tanto para Carga Máxima como para Carga Mínima*

### 2.5.1.4 Carga del Transformador

En la tabla 2.14 se presenta la carga sobre el transformador de potencia de la subestación eléctrica Baba para la carga máxima, además se muestra la cargabilidad del mismo en su capacidad forzada y sus pérdidas.

<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>MVA Límite</b>	<b>% Cargabilidad</b>	<b>Pérdida MW</b>	<b>Pérdida MVAR</b>
Barra 69 KV	Barra 13,8 KV	3,17	1,88	3,69	12,50	29,00	0,00	0,13

**Tabla 2. 14:** *Potencia entre barras para Carga Máxima*

En la tabla 2.15 se presenta la carga sobre el transformador de potencia de la subestación eléctrica Baba para la carga mínima, además se muestra la cargabilidad del mismo en su capacidad forzada y sus pérdidas.

Desde	Hasta	MW	MVAR	MVA	MVA Limite	% Cargabilidad	Pérdida MW	Pérdida MVAR
Barra 69 KV	Barra 13,8 KV	1,75	1,04	2,03	12,50	16,00	0,00	0,04

**Tabla 2. 15:** Potencia entre barras para Carga Mínima

### 2.5.1.5 Potencia Activa y Reactiva recibida del sistema

En la tabla 2.16 se presenta la potencia recibida del sistema cuando en las alimentadoras se tiene la carga máxima.

Potencia recibida para carga máxima		
Barra 69 KV	3,17 MW	1,88 MVAR

**Tabla 2. 16:** Potencia recibida para Carga Máxima

En la tabla 2.17 se presenta la potencia recibida del sistema cuando en las alimentadoras se tiene la carga mínima.

Potencia recibida para carga mínima		
Barra 69 KV	1,88 MW	0,13 MVAR

**Tabla 2. 17:** Potencia recibida para Carga Mínima

### 2.5.1.6 Tap del Transformador de Potencia

Como podemos ver en la tabla 2.18, el tap en el que se encuentra el transformador de potencia de la subestación Baba es el 3.

Transformador	TAP en alta tensión
CROMPTON GREAVES 69/13,8 KV, 10/12,5 OA/FA	3

**Tabla 2. 18:** Ajuste del tap del Transformador de Potencia

## 2.6 CONCLUSIONES

El flujo de potencia de potencia realizado para la carga presente en la subestación BABA nos permite determinar lo siguiente:

- Para optimizar el nivel de confiabilidad de la Subestación convendría estudiar la posibilidad de instalar otra fuente de alimentación, es decir tener una doble alimentación, ya que de presentarse una falla es posible mantener la continuidad de servicio en el sistema, pero se debe tomar en cuenta que esto es costoso, por lo que sería necesario un análisis costo-beneficio.
- La subestación provee de la energía necesaria para suplir la carga en su totalidad, cumpliendo las condiciones normales de operación, para ambos casos bases de Mínima y Máxima carga.
- La potencia que consumen el conjunto de alimentadoras es de 3,17 MW y 1,75 MVAR para carga máxima, mientras que para carga mínima los valores corresponden a 1,75 MW y 1,0 MVAR.
- Los voltajes son 1,00 p.u. en la barra de 69 KV y 0,98 p.u. en la de 13,8 KV para el caso de carga máxima. Los voltajes en la condición de mínima carga son de 1,00 p.u en la barra de 69 KV y 0,99 p.u. en la

barra de 13,8KV. Estos voltajes se encuentran dentro de la regulación de voltaje permitida.

- El transformador de potencia de la Subestación, cuando opera en condiciones de carga máxima tiene un porcentaje de cargabilidad del 29% de la capacidad FA y cuando opera en condiciones de carga mínima el porcentaje de cargabilidad que presenta el transformador es del 16% de la capacidad FA .
- Como los voltajes en las barras del sistema se encuentran dentro del rango de regulación permitido,  $\pm 2.5\%$ , no es necesario mover el TAP, el cual se encuentra en la posición 3.
- Las pérdidas máximas del transformador de potencia utilizado en la subestación Baba son en su mayoría reactivas con un valor de 0,13 MVAR.

## **CAPÍTULO 3**

### **ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

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

- Indeseables flujos de corriente.
- Presencia de corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- Caída de voltajes en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las máquinas rotatorias.
- Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.



Se realiza el estudio de cortocircuito del sistema de la subestación eléctrica Baba con el fin de resolver las situaciones críticas señaladas, y obtener la información básica para la coordinación de las protecciones.

Los estudios de cortocircuito tienen 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.
- 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 CORTOCIRCUITO**

Considerando que el sistema de distribución de la subestación Baba se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado, el estudio de cortocircuito 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 esta razón es costumbre simular solamente la falla trifásica cuando se busca las magnitudes máximas de corriente de falla; sin embargo se analizará la corriente de falla en todos sus casos posibles, es decir, a parte

de las fallas mencionadas también se analizará la falla de línea a línea y la falla de dos línea a tierra. Además se verificará que la corriente de falla a tierra no exceda la corriente trifásica.

### 3.3 DATOS DEL SISTEMA

#### 3.3.1 Impedancia equivalente en el punto de entrega de CNEL

CNEL matriz nos ha entregado los MVA de cortocircuito y las impedancias de Thévenin en la barra de interconexión a 69 KV de la subestación de distribución Baba, tanto para máxima como para mínima generación. La información ha sido trasladada a la base de 100 MVA y 69 KV.

##### 3.3.1.1 MVA de cortocircuito

En la tabla 3.1 se muestran los de MVA de Cortocircuito para máxima generación a nivel de 69 KV.

Tipo de falla	MVA de Cortocircuito
LLL	436,85
LG	157,8

**Tabla 3. 1:** MVA de cortocircuito para máxima generación

En la tabla 3.2 se muestran los MVA de Cortocircuito para mínima generación a nivel de 69 KV.

Tipo de falla	MVA de Cortocircuito
LLL	364,56
LG	134,41

**Tabla 3. 2:** MVA de cortocircuito para mínima generación

### 3.3.1.2 Corrientes de Cortocircuito

En la tabla 3.3 muestran las corrientes de cortocircuito para todos los escenarios posibles de falla, para máxima generación en la barra de 69 KV.

<b>Máxima generación</b>	
<b>Tipo de falla</b>	<b>Corriente de cortocircuito [A]</b>
<b>LLL</b>	2280
<b>LG</b>	1785
<b>LL</b>	1974
<b>LLG</b>	2120

**Tabla 3. 3:** Corrientes de cortocircuito de máxima generación para 69 KV

En la tabla 3.4 se muestran las corrientes de cortocircuito para todos los escenarios posibles de falla, para mínima generación en la barra de 69 KV.

<b>Mínima generación</b>	
<b>Tipo de falla</b>	<b>Corriente de cortocircuito [A]</b>
<b>LLL</b>	2160
<b>LG</b>	1723
<b>LL</b>	1870
<b>LLG</b>	2012

**Tabla 3. 4:** Corrientes de cortocircuito de mínima generación para 69 KV

En la tabla 3.5 se muestran las corrientes de cortocircuito para todos los escenarios posibles de falla, para máxima generación en la barra de 13,8 KV.

<b>Máxima generación</b>	
<b>Tipo de falla</b>	<b>Corriente de cortocircuito [A]</b>
<b>LLL</b>	3837
<b>LG</b>	4320
<b>LL</b>	3323
<b>LLG</b>	4188

**Tabla 3. 5:** Corrientes de cortocircuito de máxima generación para 13,8 KV

En la tabla 3.6 se muestran las corrientes de cortocircuito para todos los escenarios posibles de falla, para mínima generación en la barra de 13,8 KV.

<b>Mínima generación</b>	
<b>Tipo de falla</b>	<b>Corriente de cortocircuito [A]</b>
<b>LLL</b>	3766
<b>LG</b>	4259
<b>LL</b>	3261
<b>LLG</b>	4126

**Tabla 3. 6:** Corrientes de cortocircuito de mínima generación para 13,8 KV

### 3.3.1.3 Impedancias equivalentes

En la tabla 3.7 se muestran las impedancias equivalentes para máxima generación a nivel de 69 KV.

<b>Tipo de Impedancia</b>	<b>R(p.u.)</b>	<b>X(p.u.)</b>	<b>R + jX (<math>\Omega</math>)</b>	<b>X/R</b>
<b>Positiva</b>	0,0908	0,3934	4,3230+j18,7298	4,3326
<b>Negativa</b>	0,0908	0,3934	4,3230+j18,7299	4,3326
<b>Cero</b>	0,1840	0,7162	8,7602+j34,0983	3,8924

**Tabla 3. 7:** Impedancias equivalentes de máxima generación para 69 KV

En la tabla 3.8 se muestran las impedancias equivalentes para mínima generación a nivel de 69 KV.

Tipo de Impedancia	R(p.u.)	X(p.u.)	R + jX ( $\Omega$ )	X/R
Positiva	0,0931	0,4159	4,4325+j19,8010	4,4672
Negativa	0,0931	0,4159	4,4325+j19,8011	4,4672
Cero	0,1761	0,7293	8,3841+j34,7220	4,1414

**Tabla 3. 8:** Impedancias equivalentes de mínima generación para 69 KV

Estos valores de impedancia tanto para máxima como para mínima generación se aplicarán para los cálculos de la corriente momentánea y la corriente a interrumpir, debido a que CNEC es considerada siempre como una barra infinita, la cual se caracteriza por no tener decremento AC.

### 3.3.2 Datos de conductores

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, además las características técnicas de estos son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

### 3.3.3 Datos de Transformadores de Fuerza

Los Transformadores de Fuerza también son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, al igual que los conductores, además sus características técnicas también son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

### 3.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la sección 2.3. La falla trifásica a tierra, la línea a tierra, dos líneas a tierra, y la línea a línea se aplica a cada barra del sistema.

#### 3.4.1 Caso base

En el anexo 2 se adjunta los resultados gráficos de los resultados de las simulaciones de cortocircuito del caso base, el cual se resume a continuación:

##### 3.4.1.1 Corriente de falla en cada barra - Máxima Carga

En la tabla 3.9 se muestran los resultados de las corrientes de cortocircuito para máxima carga tanto en amperios como en p.u con su respectivo ángulo, para cada tipo de falla posible en la barra de 69 KV de la Subestación Eléctrica Baba.

Tipo de Falla	$I_{CC}$ a 69 KV [A]	$I_{CC}$ a 69 KV (p.u)	Ángulo (deg)	Capacidad de cortocircuito (MVA)
LLL	2101,34	2,511	-76,22	251,13
LG	1634,45	1,953	-75,92	195,34
LL	1819,81	2,175	-166,22	217,49
LLG	1337,29	1,598	104,27	159,82

**Tabla 3. 9:** Corrientes de cortocircuitos de máxima carga para 69 KV

Hay que tomar en cuenta que para la falla LLG en la barra de 69 KV, la corriente de cortocircuito que se obtiene corresponde a la suma vectorial de las dos corrientes que pasan por las fases fallidas, las cuales se muestran en

la tabla 3.10, por lo cual se deben considerar estas corrientes para el cálculo de la capacidad de interrupción.

Tipo de Falla	I <sub>CC</sub> a 69 KV [A]					
	Fase A		Fase B		Fase C	
LLG	Amperios	Grados	Amperios	Grados	Amperios	Grados
		0	0	1944,13	173,66	1933,28

**Tabla 3. 10:** Corriente de cortocircuito por fase de la falla Línea-Línea a Tierra de máxima carga para 69 KV

De la misma manera, en la tabla 3.11 se muestran los resultados de las corrientes de cortocircuito para máxima carga tanto en amperios como en p.u con su respectivo ángulo, para cada tipo de falla posible en la barra de 13,8 KV de la Subestación Eléctrica Baba.

Tipo de Falla	I <sub>CC</sub> a 13,8 KV [A]	I <sub>CC</sub> a 13,8 KV (p.u)	Ángulo (deg)	Capacidad de cortocircuito (MVA)
LLL	3163,14	0,756	-85,50	378,03
LG	3485,70	0,833	-87,16	416,58
LL	2739,36	0,655	-175,50	327,39
LLG	3877,18	0,927	90,80	463,37

**Tabla 3. 11:** Corrientes de cortocircuitos de máxima carga para 13,8 KV

Hay que tomar en cuenta que para la falla LLG en la barra de 13,8 KV, la corriente de cortocircuito que se obtiene corresponde a la suma vectorial de las dos corrientes que pasan por las fases fallidas, las cuales se muestran en

la tabla 3.12, por lo cual se deben considerar estas corrientes para el cálculo de la capacidad de interrupción.

Tipo de Falla	I <sub>CC</sub> a 13,8 KV [A]					
	Fase A		Fase B		Fase C	
LLG	Amperios	Grados	Amperios	Grados	Amperios	Grados
		0	0	3252,32	147,99	3456,3

**Tabla 3. 12:** Corriente de cortocircuito por fase de la falla Línea-Línea a Tierra de máxima carga para 13,8KV

#### 3.4.1.2 Corriente de falla en cada barra - Mínima Carga

En la tabla 3.13 se muestran los resultados de las corrientes de cortocircuito para mínima carga tanto en amperios como en p.u con su respectivo ángulo, para cada tipo de falla posible en la barra de 69 KV de la Subestación Eléctrica Baba.

Tipo de Falla	I <sub>CC</sub> a 69 KV [A]	I <sub>CC</sub> a 69 KV (p.u)	Ángulo (deg)	Capacidad de cortocircuito (MVA)
LLL	1975,18	2,361	-77,03	236,06
LG	1571,35	1,878	-76,75	187,79
LL	1710,55	2,044	-167,03	204,43
LLG	1304,60	1,559	103,44	155,91

**Tabla 3. 13:** Corrientes de cortocircuitos de mínima carga para 69 KV

Hay que tomar en cuenta que para la falla LLG en la barra de 69 KV, la corriente de cortocircuito que se obtiene corresponde a la suma vectorial de las dos corrientes que pasan por las fases fallidas, las cuales se muestran en



la tabla 3.14, por lo cual se deben considerar estas corrientes para el cálculo de la capacidad de interrupción.

Tipo de Falla	$I_{CC}$ a 69 KV [A]					
	Fase A		Fase B		Fase C	
LLG	Amperios	Grados	Amperios	Grados	Amperios	Grados
		0	0	1835,66	172,16	1825,64

**Tabla 3. 14:** Corriente de cortocircuito por fase de la falla Línea-Línea a Tierra de mínima carga para 69 KV

De la misma manera, en la tabla 3.15 se muestran los resultados de las corrientes de cortocircuito para mínima carga tanto en amperios como en p.u con su respectivo ángulo, para cada tipo de falla posible en la barra de 13,8 KV de la Subestación Eléctrica Baba.

Tipo de Falla	$I_{CC}$ a 13,8 KV [A]	$I_{CC}$ a 13,8 KV (p.u)	Ángulo (deg)	Capacidad de cortocircuito (MVA)
LLL	3090,99	0,739	-85,74	369,41
LG	3432,75	0,821	-87,09	410,25
LL	2676,88	0,640	-175,74	319,92
LLG	3856,45	0,922	91,21	460,89

**Tabla 3. 15:** Corrientes de cortocircuitos de mínima carga para 13,8 KV

Hay que tomar en cuenta que para la falla LLG en la barra de 13,8 KV, la corriente de cortocircuito que se obtiene corresponde a la suma vectorial de las dos corrientes que pasan por las fases fallidas, las cuales se muestran en la tabla 3.16, por lo cual se deben considerar estas corrientes para el cálculo de la capacidad de interrupción.

Tipo de Falla	I <sub>CC</sub> a 13,8 KV [A]					
	Fase A		Fase B		Fase C	
LLG	Amperios	Grados	Amperios	Grados	Amperios	Grados
	0	0	3214,68	147,47	3381,19	39,98

**Tabla 3. 16:** Corriente de cortocircuito por fase de la falla Línea-Línea a Tierra de mínima carga para 13,8KV

### 3.4.1.3 Resumen de corrientes de falla

A continuación se muestra un resumen de las corrientes de cortocircuito de cada una de las fases para máxima carga a nivel de 69 KV y 13,8 KV.

Barra	KV Prefalla	Tipo de falla	Ia [A]	Ia (deg)	Ib [A]	Ib (deg)	Ic [A]	Ic (deg)
1	69	LLL	2101,34	-76,22	2101,29	163,78	2101,29	43,78
1	69	LG	1634,45	-75,92	0	0	0	0
1	69	LL	0	0	1819,76	-166,22	1819,76	13,78
1	69	LLG	0	0	1944,13	173,66	1933,28	34,01
2	13,8	LLL	3163,14	-85,5	3136,07	154,49	3163,07	34,5
2	13,8	LG	3485,74	-87,16	0	0	0	0
2	13,8	LL	0	0	2739,28	-175,5	2739,28	4,5
2	13,8	LLG	0	0	3252,32	147,99	3456,3	38,53

**Tabla 3. 17:** Resumen de las corrientes de falla de máxima carga

A continuación se muestra un resumen de las corrientes de cortocircuito de cada una de las fases para mínima carga a nivel de 69 KV y 13,8 KV

Barra	KV Prefalla	Tipo de falla	Ia [A]	Ia (deg)	Ib [A]	Ib (deg)	Ic [A]	Ic (deg)
1	69	LLL	1975,18	-77,03	1975,13	162,97	1975,13	42,97
1	69	LG	1571,35	-76,75	0	0	0	0
1	69	LL	0	0	1710,5	-167,03	1710,5	12,97
1	69	LLG	0	0	1835,66	172,16	1825,64	33,9
2	13,8	LLL	3090,99	-85,74	3090,92	154,26	3090,92	34,26
2	13,8	LG	3432,75	-87,09	0	0	0	0
2	13,8	LL	0	0	2676,8	-175,74	2676,8	4,26
2	13,8	LLG	0	0	3214,68	147,47	3381,19	38,98

**Tabla 3. 18:** Resumen de las corrientes de falla de mínima carga

En la tabla 3.19 se presenta los valores máximos y mínimos de las corrientes de cortocircuito tanto en la barra 1 (69 KV) como en la barra 2 (13,8 KV).

	69KV		13,8KV	
	Imáx	Imín	Imáx	Imín
<b>Amperios</b>	2101,34	1571,35	3485,74	2676,8
<b>p.u</b>	2,511	1,878	0,833	0,64
<b>Tipo de falla</b>	LLL	LG	LG	LL

**Tabla 3. 19:** Corrientes máximas y mínimas de cortocircuito para 69 KV y 13,8 KV

#### 3.4.1.4 Voltaje de falla en cada barra - Máxima Carga

En la tabla 3.20 se muestran los resultados del voltaje de falla en p.u para la máxima carga con su respectivo ángulo, obtenidos en la simulación, esto se lo realiza para cada tipo de falla posible en la barra de 69 KV de la Subestación Eléctrica Baba.

Tipo de falla	Voltaje de fase (p.u)			Ángulo de fase (deg)		
	A	B	C	A	B	C
<b>LLL</b>	0	0	0	0	0	0
<b>LG</b>	0	1,1245	1,1308	0	-129,96	129,69
<b>LL</b>	1	0,5	0,5	0	-180	180
<b>LLG</b>	1,1818	0	0	-0,13	0	0

**Tabla 3. 20:** Voltajes de falla en la barra de 69 KV para máxima carga

En la tabla 3.21 se muestran los resultados del voltaje de falla en p.u para la máxima carga con su respectivo ángulo, obtenidos en la simulación, esto se lo realiza para cada tipo de falla posible en la barra de 13,8 KV de la Subestación Eléctrica Baba.

Tipo de falla	Voltaje de fase (p.u)			Ángulo de fase (deg)		
	A	B	C	A	B	C
<b>LLL</b>	0	0	0	0	0	0
<b>LG</b>	0	0,9654	0,90843	0	-115,67	113,79
<b>LL</b>	0,9827	0,4914	0,4914	-1,74	178,26	178,26
<b>LLG</b>	0,8739	0	0	0,8	0	0

**Tabla 3. 21:** Voltajes de falla en la barra de 13,8 KV para máxima carga

#### 3.4.1.5 Voltaje de falla en cada barra - Mínima Carga

En la tabla 3.22 se muestran los resultados del voltaje de falla en p.u para la mínima carga con su respectivo ángulo, obtenidos en la simulación, esto se lo realiza para cada tipo de falla posible en la barra de 69 KV de la Subestación Eléctrica Baba.

Tipo de falla	Voltaje de fase (p.u)			Ángulo de fase (deg)		
	A	B	C	A	B	C
LLL	0	0	0	0	0	0
LG	0	1,1133	1,1194	0	-129,25	129
LL	1	0,5	0,5	0	-180	180
LLG	1,1698	0	0	-0,13	0	0

**Tabla 3. 22:** Voltajes de falla en la barra de 69 KV para mínima carga

En la tabla 3.23 se muestran los resultados del voltaje de falla en p.u para la mínima carga con su respectivo ángulo, obtenidos en la simulación, esto se lo realiza para cada tipo de falla posible en la barra de 13,8 KV de la Subestación Eléctrica Baba.

Tipo de falla	Voltaje de fase (p.u)			Ángulo de fase (deg)		
	A	B	C	A	B	C
LLL	0	0	0	0	0	0
LG	0	0,9644	0,9169	0	-114,55	113,94
LL	0,9904	0,4952	0,4952	-0,95	179,05	179,05
LLG	0,8692	0	0	1,21	0	0

**Tabla 3. 23:** Voltajes de falla en la barra de 13,8 KV para mínima carga

### 3.5 CONCLUSIONES

El presente estudio de cortocircuito realizado al sistema de la subestación eléctrica Baba 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 de voltaje, lo cual es inaceptable.

El estudio de cortocircuito considera los siguientes tipos de fallas:

- 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 tomando en cuenta el estándar IEEE Std C37.013-1989, el cual es aplicable para el cálculo de falla tanto para medio voltaje como para alto voltaje.

Los diferentes tipos de falla que fueron simuladas en cada barra del sistema, esto es en la barra de 69 KV y en la barra de 13,8 KV, nos permiten establecer lo siguiente:

- En la barra de 13,8 KV la corriente de falla de dos líneas de tierra para máxima carga es 3877,18 [A], la cual es mayor que la corriente de falla de línea a tierra, la cual tiene un valor de 3485,74 [A], sin embargo al considerar la corriente que circula por cada fase se comprueba que la falla de línea a tierra es la mayor, esto también se aplica para mínima carga.

- En el lado de alta tensión 69 KV, la corriente de falla máxima la produce la falla trifásica con un valor de 2101,34 [A] y la corriente de falla mínima es producida por la falla de línea a tierra con un valor de 1571,35 [A].
- En el lado de baja tensión 13,8 KV la corriente de falla máxima es producida por la falla de línea a tierra, la cual es 3485,70 [A] y la falla mínima es producida por la falla de línea a línea la cual es 2676,8 [A].

El ajuste de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla, será estudiada en el Capítulo 5, el cual trata sobre la Coordinación de las Protecciones.

## **CAPÍTULO 4**

# **PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN**

### **4.1 INTRODUCCIÓN**

Un sistema de protecciones eléctricas bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de las condiciones y parámetros previstos.

Cuando se realizan las coordinaciones o ajustes de las protecciones para proteger las redes y elementos de la subestación, también se está protegiendo una inversión de capital y se protegen también las personas u operadores que trabajan en la subestación.

Ante la presencia de una falla o de una condición anormal durante la operación, el sistema de protección debe ser capaz de identificar el problema



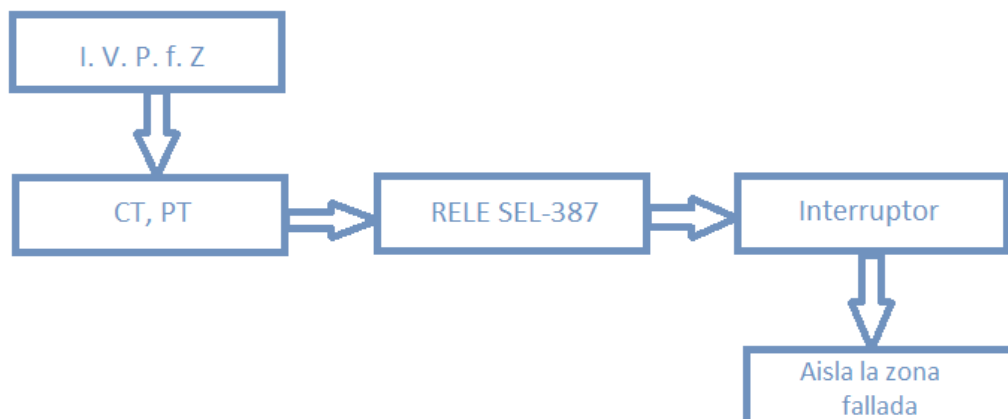
inmediatamente y aislar la zona afectada por dicha falla, permitiendo así que el resto del sistema permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos de la subestación.

La protección debe ser lo suficientemente sensible para que opere con rapidez aún bajo fallas incipientes.

Los principales objetivos de un sistema de protección son:

- Proteger efectivamente a las personas u operadores, y los equipos que conforman el sistema de potencia.
- Reducir la influencia de las fallas eléctricas sobre las líneas y los equipos del sistema de potencia.
- Cubrir de manera ininterrumpida el Sistema de Potencia, estableciendo vigilancia ante la presencia de alguna anomalía el 100% del tiempo.
- Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del sistema de potencia (corriente, voltaje, potencia, frecuencia, impedancias).

A continuación se muestra el proceso de protección del Sistema de Potencia de fallas o condiciones anormales que se presenten en el mismo:



**Figura 4. 1:** Proceso de protección del sistema de potencia

Por medio de los transformadores de medida (CT y PT), se detecta la falla, cuya señal pasa al relé SEL-387 de la subestación BABA que mandará una señal al interruptor para que aisle la zona afectada.

Las principales funciones de un sistema de protección son las siguientes:

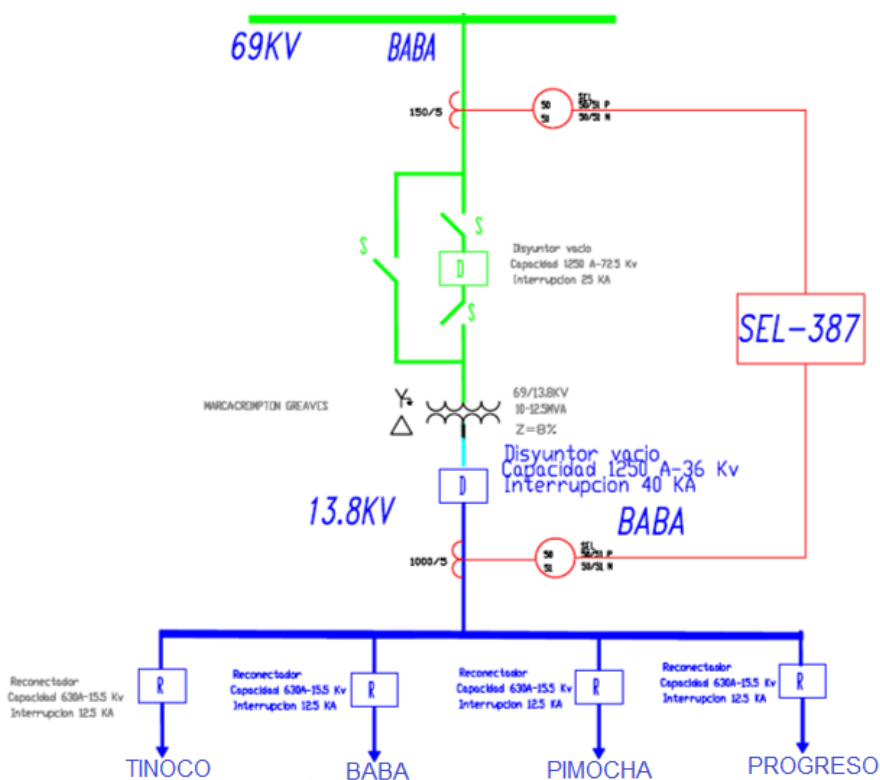
- Minimizar los riesgos.
- Prevenir daños a los equipos.
- Aislar las fallas permanentes.
- Minimizar el número de salidas y de fallas permanentes.
- Minimizar el tiempo de localización de las fallas.
- Minimizar la probabilidad de rotura de conductores.
- Minimizar la probabilidad de falla disruptiva.

## 4.2 ESQUEMA DE PROTECCIONES

La subestación BABA como se detalló antes, cuenta con 4 alimentadoras, BABA, PIMOCHA, PROGRESO Y TINOCO, las cuales transportan la energía desde la subestación hasta los diferentes puntos según su recorrido.

Estas alimentadoras principales se las llama troncales, las cuales luego se derivan en circuitos ramales y subramales.

En el siguiente diagrama unifilar de la subestación BABA, se puede observar que las alimentadoras cuentan con su respectiva protección, en este caso reconectores.

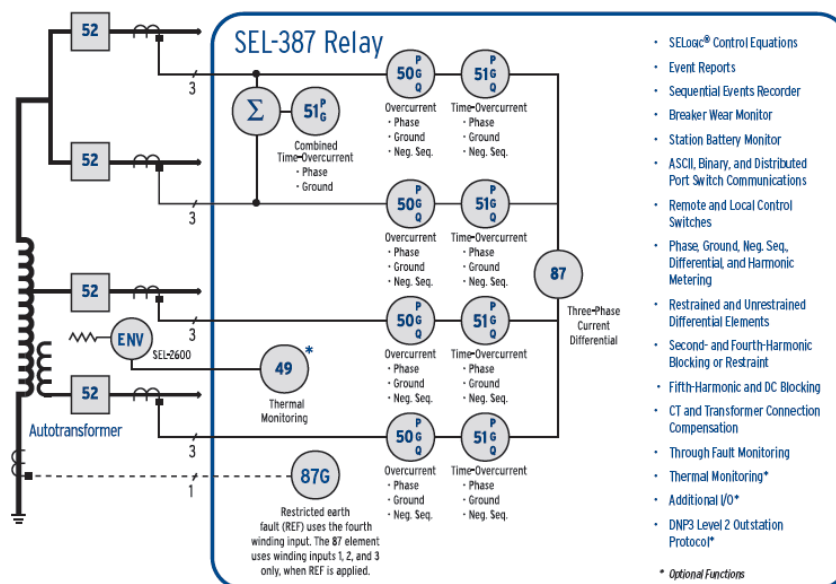


**Figura 4. 2:** Diagrama unifilar de la subestación Baba

La coordinación o ajuste de las protecciones eléctricas se debe realizar desde el punto de carga más lejana, es decir, partiendo de aguas abajo, hacia la subestación. Por lo que si los elementos eléctricos en estudio están correctamente coordinados o ajustados se garantiza reducir la salida de servicio de las cargas si existiera una falla eléctrica, en caso de que la falla no sea temporal o la protección no opere en el momento adecuado, el elemento consecutivo de protección debe proveer respaldo, así, se logra un sistema dominó o cascada de protección, donde el último elemento eléctrico a proteger es el transformador aquel que me suministra la energía total a las cuatro alimentadoras.

En el capítulo dos y tres, se realizaron los estudios de flujo de carga y cortocircuito respectivamente, donde tomaremos datos importantes para realizar los ajustes de coordinación de las protecciones eléctricas de la subestación BABA. La coordinación de protecciones eléctricas se las realizó mediante el software CYMTCC 4.5 Rev 13, que permite realizar estudios de coordinación de las protecciones eléctricas contra sobrecorriente. El software cuenta con una extensa base de datos que contiene muchos dispositivos de protección de diferentes fabricantes fácilmente reproducibles en gráficas tiempo vs corriente y en reportes de ajustes de dispositivos. El esquema de protecciones de la subestación BABA comprende el relé numérico SEL-387 que sirve para la protección primaria del transformador y secundaria de la red.

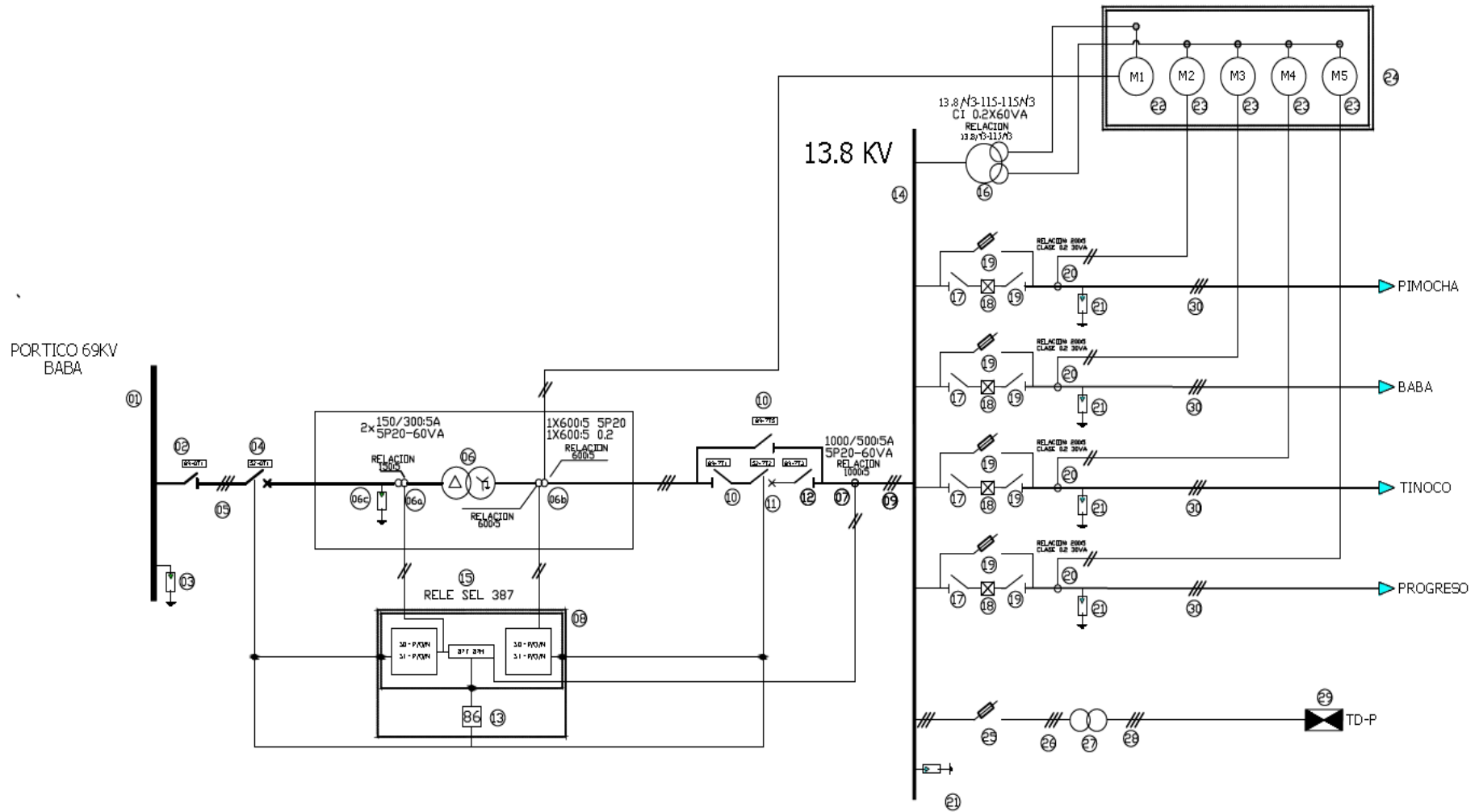
Este relé posee las funciones 87 T, 87 H, 46, 50, 51, 50N y 51N y en caso de falla ordena la apertura a los contactos del interruptor a gas SF6.



**Figura 4. 3:** Funciones del relé SEL 387

Entre las barras principales y de transferencia se observa el reconector SIEMENS, modelo 3AD3222-2BA51-2AA3, con su respectivo controlador SIEMENS Reyrolle 7SR224.

Figura 4. 4: Diagrama de protecciones de la subestación Baba



### **4.3 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR**

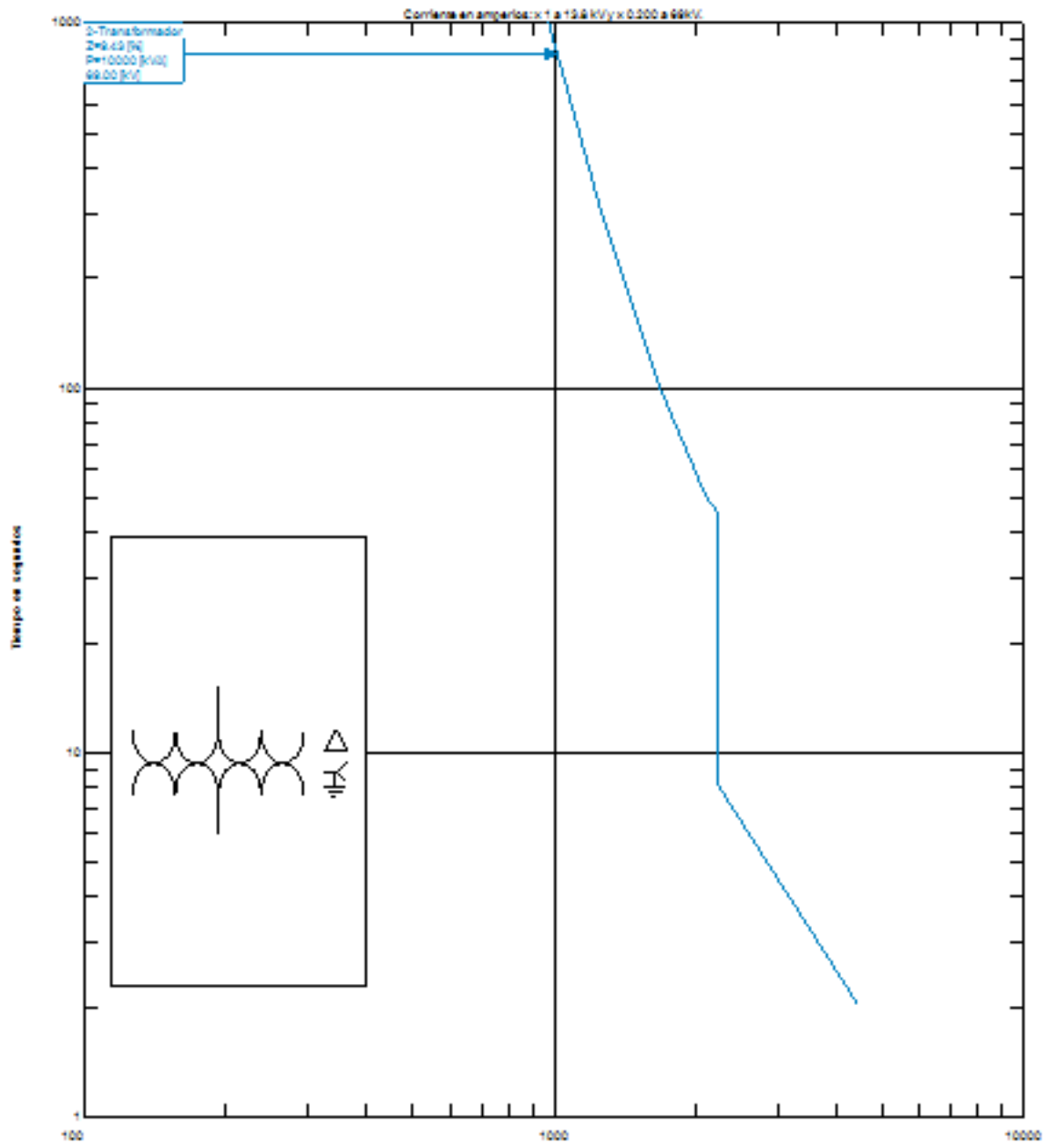
#### **4.3.1 Curva de daño del transformador**

El transformador principal de potencia de la subestación BABA fue construido bajo el Std. IEC60076-7 y dentro de esta norma es identificado como un transformador de potencia mediano, cuyos transformadores tienen una potencia máxima de 100 MVA trifásicos.

La impedancia del transformador de potencia es de 9,43 %, una potencia nominal de 10000 KVA, en condiciones de operación forzada es de 12500 KVA, y un voltaje de 69 / 13,8 KV.

En base a los datos observados en el Histórico de Fallas de las subestaciones del sistema LOS RÍOS proporcionado por CNEL LOS RÍOS, se ha considerado para la subestación BABA las fallas son infrecuentes, y por lo tanto, la curva tendrá su forma para esta característica.

En la figura 4.5 se muestra la curva de daño del transformador de potencia de la subestación BABA.



**Figura 4. 5:** Curva de daño del transformador de potencia de la subestación

BABA



Todas las coordinaciones quedarán a la izquierda de esta curva, ya que hay que cumplir con el principal objetivo de la protección, que es salvaguardar el transformador, ya que aplicando el concepto “dominó”, el transformador es el elemento eléctrico principal a proteger porque es aquel que alimenta las cuatro alimentadoras de la subestación BABA.

#### **4.3.2 Ajuste de transformador de potencia**

La protección del Transformador se la realiza utilizando el relé SEL-387 el cual es un relé numérico orientado para la protección de Transformadores.

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

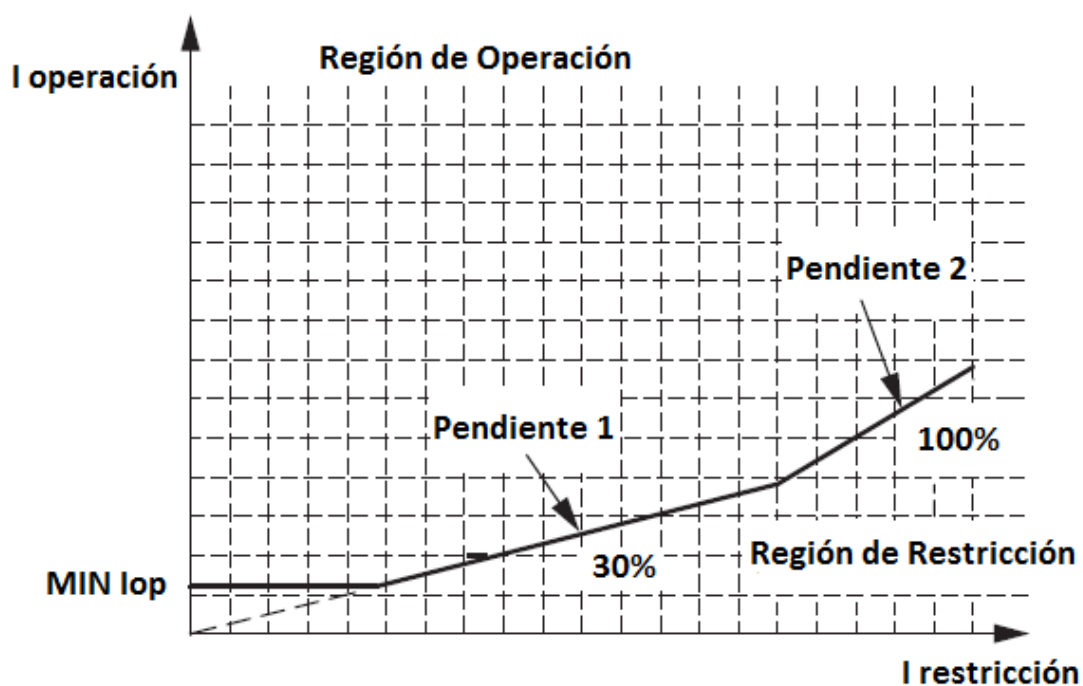
##### **4.3.2.1 Protección de fase**

- Protección diferencial.
- Con restricción de armónicos: 87T
- Sin restricción de armónicos: 87H
- Protección contra Sobrecorriente de tiempo inverso temporizada: 51
- Protección contra Sobrecorriente Instantáneo: 50
- Protección contra sobrecorriente temporizada de secuencia negativa: 46

#### 4.3.2.2 Protección de tierra

- Protección contra sobrecorriente de tiempo inverso temporizada: 51N y 51G
- Protección contra Sobrecorriente Instantáneo: 50N

La figura 4.6 muestra la característica de disparo de la protección diferencial con doble pendiente distinguiendo la región de operación o de restricción del relé diferencial.

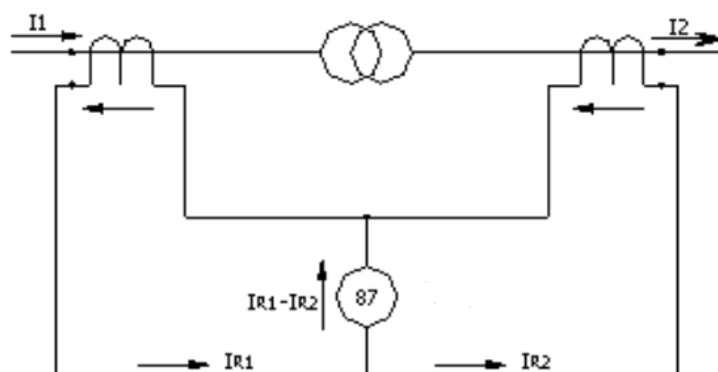


**Figura 4. 6:** Característica de disparo de la protección diferencial

### 4.3.3 Protección diferencial

Una protección diferencial puede proteger efectivamente a un transformador debido a la confiabilidad inherente de los relés, los cuales son altamente eficientes en la operación y al hecho de que los amperios-vuelta equivalentes son desarrollados en los devanados primario y secundario del transformador.

Los CT's son conectados de tal forma que ellos forman un sistema de corriente circulante como se muestra en la siguiente figura.



**Figura 4. 7:** Protección diferencial del transformador

Las fallas en los terminales o en los devanados están dentro de la zona de protección del transformador y debe ser despejada tan rápidamente como sea posible a fin de evitar esfuerzos internos y el peligro de incendio.

La mayoría de las fallas internas que ocurren son a tierra (a través del núcleo del transformador) o entre espiras, con una severidad que depende del diseño del transformador y del tipo de puesta a tierra.

Con el fin de aplicar los principios de la protección diferencial a transformadores trifásicos, los siguientes factores deben ser tenidos en cuenta:

#### **4.3.3.1 Relación de transformación.**

Las corrientes nominales en los lados primario y secundario de un transformador varían en relación inversa a los voltajes correspondientes. Esto debe compensarse mediante el uso de relaciones de transformación diferentes para los CT's sobre los lados primario y secundario del transformador.

Además, los CT's deben tener valores nominales que correspondan a las corrientes nominales del devanado del transformador al cual ellos son aplicados, y que sus corrientes secundarias sean aproximadamente iguales.

#### **4.3.3.2 Conexiones del transformador.**

Cuando un transformador es conectado en estrella-delta, la corriente secundaria tiene un desplazamiento de fase de un múltiplo de  $30^\circ$  relativo al primario dependiendo del grupo vectorial. Este corrimiento puede ser compensado por las conexiones secundarias convenientes del CT. Además, la corriente de secuencia cero que fluye en el lado estrella del transformador no inducirá corriente en el devanado delta sobre el otro lado. La corriente de secuencia cero puede por lo tanto, ser eliminada del lado estrella conectando los CT en delta.

Por la misma razón, los CT's en el lado delta del transformador deben ser conectados en estrella. Cuando los CT's son conectados en delta, sus valores nominales secundarios deben ser multiplicados por  $\sqrt{3}$ , así las corrientes que fluyen en la delta están balanceadas por las corrientes secundarias de los CT conectados en estrella.

#### **4.3.3.3 Cambiador de derivaciones.**

Si el transformador tiene cambiador de derivaciones es posible variar la relación de transformación, y cualquier sistema de protección diferencial debe ser capaz de hacer frente a esta variación. Como no es práctico variar las relaciones de transformación de los CT's, la protección diferencial debe tener un rango de tolerancia conveniente para poder modificar la sensibilidad de su respuesta de operación. Por esta razón es necesario incluir alguna forma de polarización en el sistema de protección junto con algunas marcas de identificación de los terminales de entrada de corriente más alta.

Debe entonces tenerse en cuenta la variación de la relación de transformación debido al cambiador de derivaciones. Algunos relés vienen con ajustes en la restricción que pueden usarse para compensar esto y garantizar la estabilidad de la protección. En fallas externas pueden aparecer corrientes que hagan operar el relé debido a una relación de transformación diferente.

#### **4.3.3.4 Corriente inrush de magnetización.**

Este fenómeno ocurre cuando el transformador es energizado, o cuando el voltaje primario retorna a su valor normal después de despejar una falla externa.

El inrush de magnetización produce un flujo de corriente en el devanado primario, el cual no tiene equivalente en el devanado secundario. El efecto neto es similar a la situación donde hay una falla interna en el transformador. Puesto que el relé diferencial ve la corriente de magnetización como una falla interna, es necesario tener algún método para distinguir entre la corriente de magnetización y la corriente de falla. Estos métodos incluyen:

- La utilización de un relé diferencial con la sensibilidad adecuada para hacer frente a la corriente de magnetización, usualmente obtenida por una unidad que introduce un retraso de tiempo para cubrir el período del pico inrush inicial.
- El empleo de una unidad de restricción de armónicos, o una unidad de supervisión en conjunto con una unidad diferencial (87T).
- Inhibición del relé diferencial durante la energización del transformador.

En nuestro caso para distinguir entre la corriente de magnetización y la corriente de falla, usaremos un relé diferencial con restricción de armónicos (87T).

#### 4.3.4 Características de los CT's

El CT, transformador de corriente, es el dispositivo encargado de reducir los niveles de corriente del sistema eléctrico, a niveles tolerables y transmitirla a los dispositivos de medición y protección.

Cuando los CT's del sistema de protección se saturan pueden dar mediciones erróneas, esta saturación depende de la cantidad de carga conectada a este transformador.

##### 4.3.4.1 Máxima corriente de carga

Para ajustar el relé diferencial tenemos que determinar las máximas corrientes de carga en el lado de alta y el lado de baja del transformador de potencia.

La máxima corriente de carga en el lado de alta es:

$$I_H = \frac{12.5MVA}{\sqrt{3} \times 69KV} \times 1.1 = 104,59 [A]$$

La máxima corriente de carga en el lado de baja es:

$$I_L = \frac{12.5MVA}{\sqrt{3} \times 13.8KV} \times 1.1 = 522.96 [A]$$

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

Por lo que es necesario conocer las corrientes máximas de fallas pasantes en ambos lados del transformador, ya antes calculadas en el capítulo 3.

En la tabla 4.1 se presenta los valores máximos y mínimos de las corrientes de cortocircuito tanto en la barra 1 (69 KV) como en la barra 2 (13,8 KV):

	69KV		13,8KV	
	Imáx	Imín	Imáx	Imín
<b>Amperios</b>	2101,34	1571,35	3485,74	2676,8
<b>p.u</b>	2,511	1,878	0,833	0,640
<b>Tipo de falla</b>	LLL	LG	LG	LL

**Tabla 4. 1:** Corrientes de Cortocircuito máxima y mínima a 69 y 13,8 KV

Según la norma C57. 13-1993 ANSI/IEEE Estándar, “Requirements for Instrument Transformers”, el transformador de corriente se escoge de manera que es necesario aproximar la corriente en su secundario cercana a 5 A con corriente de carga máxima, manteniendo la corriente de falla pasante menor a 100 A en el secundario para evitar que el burden del circuito de protección, cuando circula a través de esta una corriente muy grande, produzca una diferencia de potencial tan grande que sature al CT.

Con ese antecedente, se comprobará que el transformador de corriente de 1000:5 en el lado de baja y de 150:5 en el lado de alta del transformador que



se encuentran instalados en la subestación eléctrica Baba, cumplan la norma anteriormente mencionada.

$$I_{HFalla} = 2101,34 * \frac{5}{150} = 70,04 A < 100A$$

$$I_{LFalla} = 3485,74 * \frac{5}{1000} = 17,43 A < 100A$$

Como podemos observar los CT's instalados en la subestación cumplen la norma, por lo que serán considerados.

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

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

El ANSI C57.13-1968 designa la precisión para protecciones con dos letras C y T. "C" significa que el porcentaje de error puede ser calculado, y esto se debe a que los devanados están uniformemente distribuidos, reduciendo el error producido por la dispersión del flujo en el núcleo.

"T" significa que debe ser determinado por medio de pruebas, ya que los devanados no están distribuidos uniformemente en el núcleo produciendo errores apreciables.

#### 4.3.4.2 Corrientes máximas de carga en secundarios de CT's

Las corrientes nominales de carga en el secundario de los CT's, son las siguientes:

$$I_{Hs} = 104,59 \times \frac{5}{150} = 3,49[A]$$

$$I_{Ls} = 522,96 \times \frac{5}{1000} = 2,61 [A]$$

#### 4.3.4.3 Porcentaje de error intrínseco Mismatch

Conociendo la conexión de los secundarios del transformador de corriente, calculamos las corriente que van hacia el relé en el lado de alta y baja. La cual es: delta en el lado de alta y estrella en el lado de baja.

De la tabla 4.2 obtenemos nuestro factor multiplicador de compensación externa, la cual depende del tipo de conexión.

Se utiliza este factor multiplicador para determinar las corrientes de restricción usadas en el relé luego de la compensación interna de fase programada. De este modo, la corriente de restricción se calcula de la siguiente manera:

$$I_{Hr} = I_{Hs} * factor$$

$$I_{Lr} = I_{Ls} * factor$$

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR		CONEXIÓN DE CT		FACTOR MULTIPLICADOR DE COMPENSACIÓN INTERNA		FACTOR MULTIPLICADOR DE COMPENSACIÓN EXTERNA	
HS	LS	HS	LS	HS	LS	HS	LS
Estrella	Estrella	Delta	Delta	1	1	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1	1
Delta	Delta	Estrella	Estrella	1	1	1	1
Estrella	Delta	Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	1	1	1
		Delta	Estrella	1	1	$\sqrt{3}$	1
Delta	Estrella	Estrella	Delta	1	1	1	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	1	$\sqrt{3}$	1	1

**Tabla 4. 2:** Factor multiplicativo de compensación externa

Por lo tanto para el lado de alta la corriente de restricción es:

$$I_{Hr} = 3,49 A * 1 = 3,49 [A]$$

Y para el lado de baja la corriente de restricción es:

$$I_{Lr} = 2,61 A * \sqrt{3} = 4,52 [A]$$

El relé SEL 387 nos permite configurar el TAP en pasos de 0,01 [A], considerando los valores obtenidos de la corriente de restricción se escogen los ajustes del TAP del lado de alta y baja, los cuales son los siguientes:

$$TAPh = 3,50$$

$$TAPl = 4,60$$

Es importante comprobar que la relación  $TAP_{max}/TAP_{min}$  sea menor igual a 7,5 de no ser así, al ingresar estos valores de TAP, el relé nos mostrará un mensaje de error.

$$\frac{TAP \max}{TAP \min} = \frac{4,6}{3,5} = 1,31$$

$$1,31 \leq 7,5$$

Procedemos a calcular el porcentaje de error intrínseco de la selección del TAP:

$$M = \left[ \frac{100 \left( \frac{Ih}{Il} - \frac{Th}{Tl} \right)}{s} \right]$$

$$M = \left[ \frac{100 \left( \frac{3,49}{4,52} - \frac{3,5}{4,6} \right)}{\frac{3,5}{4,6}} \right]$$

$$M = 1,48\%$$

#### 4.3.4.4 Error de los transformadores de corriente

El porcentaje de error escogido para los transformadores de corriente, de acuerdo a la norma IEC 60044 para protección diferencial es del 5%.

#### 4.3.4.5 Porcentaje de regulación del TAP de voltaje

Si el transformador tiene cambiador de TAP es posible variar la relación de transformación, y cualquier sistema de protección diferencial debe ser capaz de mantenerse trabajando sin verse afectada. El porcentaje que otorga la norma IEC60044 es de 10%.

#### 4.3.4.6 Porcentaje de restricción de armónicas por la corriente de magnetización (Inrush) del transformador

Este tipo de restricción por armónica le da la capacidad al relé de diferenciar entre corrientes de cortocircuito y de magnetización, de esta manera evita

falsas operaciones, esto lo hace debido a que la corriente de cortocircuito presenta variaciones en su forma de onda debido a la presencia de armónicos. La norma ANSI C57.110 nos establece un valor de 5 %.

#### **4.3.4.5 Curva característica diferencial de porcentaje**

La pendiente de la curva característica del relé sirve para evitar que opere debido a desajustes por la diferencia de corriente debido a la saturación de los transformadores de corriente, error de los CT's, intercambiadores de TAPS, corriente inrush del transformador. Por lo que, la pendiente representa la suma de todos estos errores.

Una pendiente dual, o aplicación diferencial de porcentaje variable, mejora la sensibilidad en la región en la cual el error de los CT's es menor e incrementa la seguridad en la región en que el error del CT es mayor, con esto último se evita la saturación de los CT's para fallas externas graves. En otras palabras maximiza la sensibilidad en corrientes bajas y aumenta la tolerancia para la saturación de los CT's en el caso de fallas externas graves.

Para determinar la curva diferencial de porcentaje de nuestro relé debemos tener en consideración lo siguiente:

<b>ERROR</b>	<b>PORCENTAJE %</b>	<b>NORMA</b>
<b>Error de los transformadores de corriente</b>	5	IEC 60044
<b>Corriente Inrush del Transformador</b>	5	ANSI C57.110
<b>Transformador de cambiadores de TAPS</b>	10	IEC 60044
<b>Error intrínseco de la pendiente</b>	1,48	BLACKBURN

**Tabla 4. 3:** Porcentajes de Restricción

Lo que equivale a un error total del 21,48% y por consiguiente seleccionamos la primera pendiente con un valor de 30% que nos asegura un ajuste razonable y evita la falsa operación para condiciones normales según la norma C37.91-2008 ANSI /IEEE Standard.

La segunda pendiente impide el funcionamiento no deseado del relé, debido a la saturación del transformador de corriente ante fallas graves externas, esta segunda pendiente puede tomar valores entre el 25% y el 200%, se consideró una segunda pendiente de 100%.

#### **4.3.4.6 Puntos de quiebre del ajuste XF.**

Interpretar los puntos de quiebre de una pendiente dual de un relé diferencial para la protección del transformador de potencia en este caso de la subestación BABA es primordial, ya que al tener una característica de

protección de doble pendiente, garantizamos una protección primaria para ambos casos.

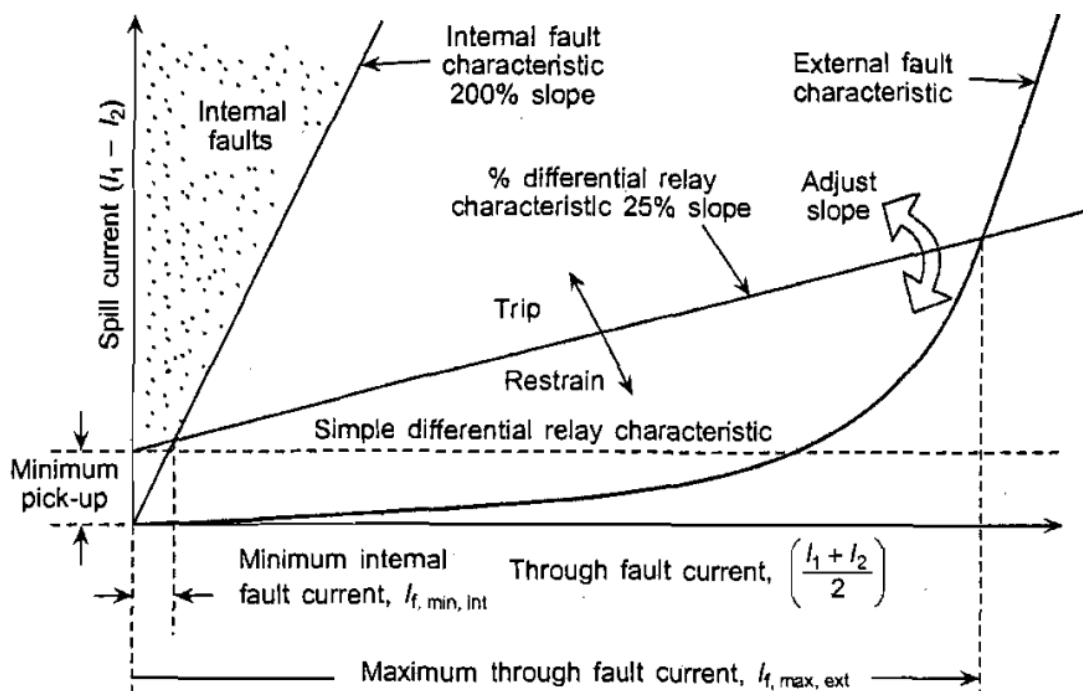
La curva tipo exponencial de la corriente de falla va aumentando según la localización de la falla, donde se observa el punto de intersección llamado  $I_{f \text{ MAX EXT}}$ , donde este punto define qué pasado dicha frontera el funcionamiento del relé diferencial pierde estabilidad. "Through fault current" es la corriente dentro de la zona de protección del relé diferencial. "Minimum pick-up" es la mínima corriente de disparo que censa la bobina de operación del relé diferencial. "Spill current" es la corriente diferencial de operación. La Pendiente 1 (slope 1) puede ajustarse como se observa en la gráfica dependiendo el porcentaje que le asignemos a su pendiente, lo cual depende de la suma de los errores de los transformadores de corriente, de los taps de derivación, corriente inrush del transformador principal y del error intrínseco de la pendiente. Dependiendo el ajuste de la pendiente 1, el punto de frontera  $I_{f \text{ MAX EXT}}$  cambiará sus coordenadas.

La grafica 4.8 servirá principalmente para determinar la pendiente 2, analizando el tramo de la curva de corriente de falla después de la frontera  $I_{f \text{ MAX EXT}}$ , ya que la pendiente o inclinación de ese tramo de la curva representa la característica de una falla externa, o sea fuera de la zona de protección del relé diferencial.

En conclusión la pendiente del tramo que representa la característica de falla externa, de la curva de corriente de falla, indicará que valor de inclinación se

le asignara a la pendiente 2, aquella que representara el error de saturación de los transformadores de corriente ya que son aquellos que se ven afectados principalmente ante la presencia de una falla externa, fuera de la zona de protección del relé diferencial.

Si no se considerara una segunda pendiente, o sea considerar un relé de pendiente simple, cuando el aparezca una falla externa, fuera de la zona de protección del relé diferencial, produciría una falsa operación del relé diferencial.



**Figura 4. 8:** Curva diferencial de porcentaje

La corriente  $I_r=3$  p.u., es el límite de la corriente de restricción para la característica de operación de la pendiente 1, intersección en el punto de inicio de la pendiente 2.



Este valor de  $I_r$  es un valor que recomienda el fabricante, pero que se lo puede calcular considerando que la corriente que pase por cada bobina de restricción es de 5 amperios en el secundario.

$$I_{r1} = 5 [A] \qquad I_{r2} = 5 [A]$$

$$\frac{I_{r1} + I_{r2}}{2} = \frac{5 + 5}{2} = 5 [A]$$

Además con esto logramos que el relé no opere ya que la bobina de operación censará una corriente de 0 [A].

$$I_{operación} = I_1 - I_2$$

$$I_{operación} = 5 - 5$$

$$I_{operación} = 0 [A]$$

La corriente de restricción en nuestro punto de quiebre entre la pendiente 1 y la pendiente 2 es de 5 [A], cuyo valor en por unidad es 1,08 p.u, el cálculo se lo presenta a continuación.

$$I_{restriccion} = \frac{5 A}{TAPL}$$

$$I_{restriccion} = \frac{5 A}{4,6}$$

$$I_{restriccion} = 1,08 pu$$

Nuestro punto de quiebre tiene un valor de 1,08 pu para la corriente de restricción, pero seleccionamos 3 p.u que nos asegura un ajuste razonable y evita la falsa operación para condiciones normales cuando existe una falla externa grave (este valor es recomendado por el fabricante).

La coordenada en el eje de las Y, corriente de operación, para la corriente de restricción se lo obtiene de la siguiente manera:

$$Y = mx + b$$

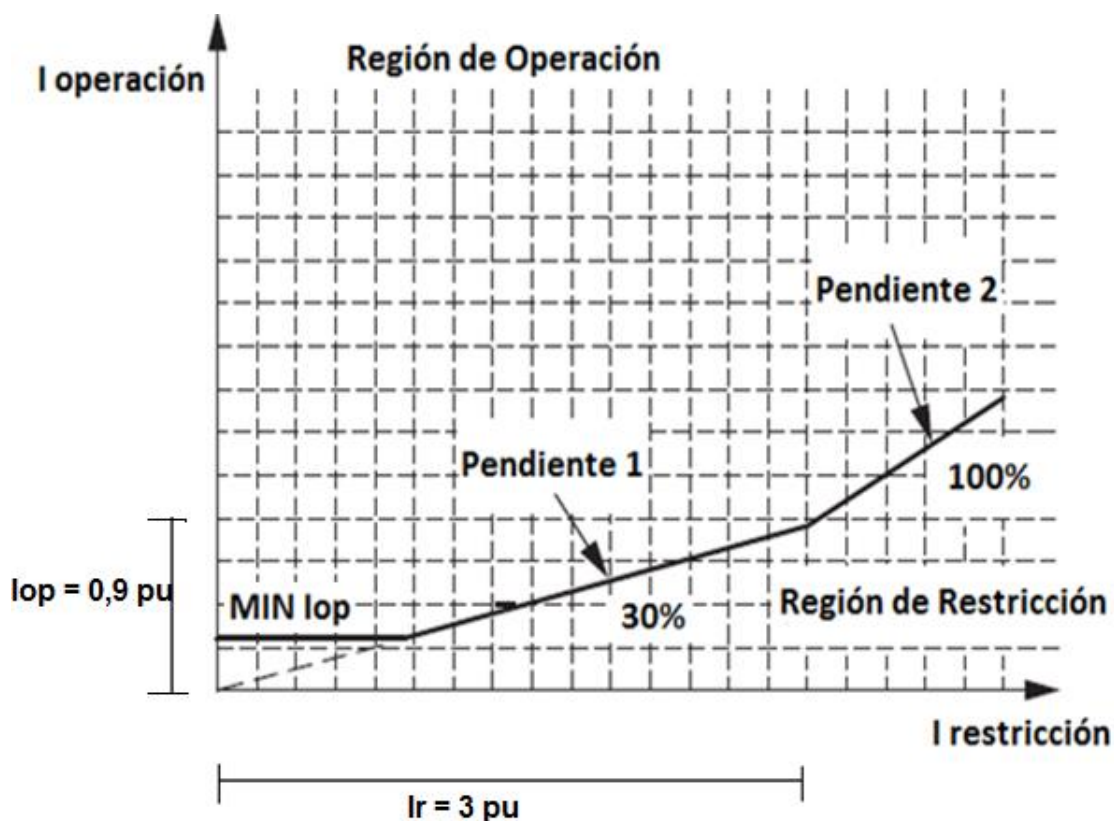
Donde podemos observar que en la curva de la pendiente uno, "b" tiene un valor de cero por partir desde el origen,

$$Y = mx$$

$$Y = 0,3 \times 3$$

$$Y = 0,9 pu$$

Este punto de corriente de operación solamente es una coordenada para identificar el punto de quiebre en el plano de la pendiente dual del relé diferencial, ya que en si nos debe de interesar es la coordenada de la corriente de restricción, aquella que nos determina el punto en que el CT entraría en saturación ante una falla externa grave.



**Figura 4. 9:** Característica de operación de la protección diferencial

El mínimo nivel de IOP requerido para operación (O87P) viene dada por la siguiente expresión:

$$\frac{0,1 I_N}{TAP \text{ minimo}} = \frac{0,1 * 5}{3,5} = 0,14$$

Por lo tanto un ajuste 0,2 para la mínima corriente de operación es válido

#### 4.3.5 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso de fase (51P).

Los relés de sobrecorriente son los tipos más simples de los relés de protección. Este relé tiene como finalidad operar cuando una corriente en

una zona del sistema donde se ubica alcanza valores superiores al valor predeterminado o mínimo de operación.

Existen dos tipos básicos de relés de sobrecorriente: el de operación instantánea y los de operación con un retardo de tiempo.

Los relés de sobrecorriente de tiempo inverso con retardo de tiempo poseen características de operación tal que el tiempo varía inversamente con la magnitud de la corriente que es detectada en la zona afectada.

La ecuación de la curva de sobrecorriente es una curva ANSI definida de acuerdo a los requerimientos de tiempo de operación.

#### **4.3.5.1 Lado de alta 69 KV**

Para realizar el ajuste debemos calcular la corriente que va a circular por el lado de alta del transformador de potencia cuando este funcione a plena carga, es decir con capacidad FA.

$$I_{nominal\ alta} = \frac{KVA}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{12500}{\sqrt{3} \times 69} = 104,59 [A]$$

Ahora calculamos la corriente de puesta de trabajo en el lado primario de los CT'S, para ello consideramos una sobrecarga de 10 %.

$$I_p = I_{nominal\ alta} \times 1.1 = 104,59 \times 1,1 = 115,05 [A]$$

Luego calculamos la corriente de puesta de trabajo en el lado secundario de los CT's, para ello usamos la relación del CT de la siguiente manera.

$$I_s = \frac{115,05}{150/5} = 3,84 [A]$$

#### 4.3.5.2 Lado de baja 13,8 KV

Para realizar el ajuste debemos calcular la corriente que va a circular por el lado de baja del transformador de potencia cuando este funcione a plena carga, es decir con capacidad FA.

$$I_{nominal\ baja} = \frac{KVA}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{12500}{\sqrt{3} \times 13,8} = 522,96 [A]$$

Ahora calculamos la corriente de puesta de trabajo en el lado primario de los CT'S a 69KV, para ello consideramos una sobrecarga de 10 %.

$$I_p = I_{nominal\ baja} \times 1,1 = 522,96 \times 1,1 = 575,26 [A]$$

Luego calculamos la corriente de puesta de trabajo en el lado secundario de los CT's, para ello usamos la relación del CT de la siguiente manera.

$$I_s = \frac{575,26}{1000/5} = 2,88 [A]$$

Se selecciona la curva del tipo Extremadamente Inversa porque el objetivo primario es ajustarlo con la curva lenta del reconector.

El ajuste del dial del tiempo (TD) se hace en el software CYMTCC 4.5 Rev 13 para el lado de baja como para el lado de alta tensión de manera que se cumpla que la curva de protección de sobrecorriente esté por debajo de la curva de daño del transformador, y que el intervalo de coordinación entre los relés este entre 0,2 y 0,25 segundos.

#### **4.3.6 Protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50P).**

Las unidades instantáneas son más efectivas cuando las impedancias de los elementos del sistema de potencia que está siendo protegido son grandes en comparación con la impedancia fuente. Ellas ofrecen dos ventajas:

- Reducir el tiempo de operación de los relevadores para fallas severas del sistema.
- Evitar la pérdida de selectividad en un sistema de protección que contiene relevadores con características diferentes; esto es obtenido mediante el ajuste de las unidades instantáneas.

En la coordinación de nuestra subestación BABA, se coordina el instantáneo de nuestro relé junto con la máxima corriente de falla tanto en la barra de 13,8 KV que es 3485,7 A.

#### **4.3.7 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso de tierra (51G).**

El ajuste del tap del 51G se lo hace según la norma C37.91.2008, el cual nos indica que debe ser 10% de la corriente de plena carga.

#### 4.3.7.1 Lado de baja 13,8 KV

Para realizar el ajuste debemos calcular la corriente que va a circular por el lado de baja del transformador de potencia cuando este funcione a plena carga, es decir con capacidad FA.

$$I_{nominal\ baja} = \frac{KVA}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{12500}{\sqrt{3} \times 13,8} = 522,96 [A]$$

Ahora calculamos la corriente de puesta de trabajo en el lado primario de los CT'S, para ello consideramos el 10 % de la corriente nominal.

$$I_p = I_{nominal\ baja} \times 0,1 = 522,96 \times 0,1 = 52,3 [A]$$

Luego calculamos la corriente de puesta de trabajo en el lado secundario de los CT's, para ello usamos la relación del CT de la siguiente manera.

$$I_s = \frac{52,3}{1000/5} = 0,26 [A]$$

La curva de protección de sobrecorriente debe estar por debajo de la curva de daño del transformador y que el intervalo de coordinación entre la curva de tierra del reconectador y el relé de tierra de baja debe estar entre 0,20 y 0,25 segundos.

#### 4.3.7.2 Lado de alta 69 KV

Para realizar el ajuste debemos calcular la corriente que va a circular por el lado de alta del transformador de potencia cuando este funcione a plena carga, es decir con capacidad FA.

$$I_{nominal\ baja} = \frac{KVA}{\sqrt{3} \times KV} = \frac{12500}{\sqrt{3} \times 69} = 104,59 [A]$$

Ahora calculamos la corriente de puesta de trabajo en el lado primario de los CT'S, para ello consideramos el 10 % de la corriente nominal.

$$I_{pt} = I_{nominal\ baja} \times 0,1 = 104,59 \times 0,1 = 10,5 [A]$$

Luego calculamos la corriente de puesta de trabajo en el lado secundario de los CT's, para ello usamos la relación del CT de la siguiente manera.

$$I_{st} = \frac{10,5}{150/5} = 0,35 [A]$$

De igual manera la curva de protección de sobrecorriente esté por debajo de la curva de daño del transformador y que el intervalo de coordinación entre la curva del relé de sobrecorriente de baja y el relé de sobrecorriente este entre 0,20 y 0,25 segundos.



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

La función de sobrecorriente temporizada de secuencia negativa sirve para la protección del transformador de potencia contra fallas de fase a fase o de línea a línea.

Sin embargo, esta protección también detecta los desbalances grandes en el sistema de distribución ya que la corriente de secuencia negativa se calcula como:

$$I = \frac{Ia + a^2 Ib + a Ic}{3}$$

El ajuste de esta protección puede hacerse menor que las corrientes de carga pues la corriente de secuencia negativa suele tener un valor pequeño. Como se recalcó este tipo de protección solamente se ajusta en el SEL-387, mas no se coordina.

La norma C37.91.2008 aconseja tomar un 58% de la corriente máxima de carga porque en las fallas de línea a línea o de fase a fase, la corriente de secuencia negativa es el 58% la corriente de la línea.

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

$$I_h = 130,74 \times \frac{5}{150} \times 0,58 = 2,53 [A]$$

$$I_l = 653,70 \times \frac{5}{1000} \times 0,58 = 1,89 [A]$$

#### **4.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS RECONECTADORES**

En el diseño de esquemas de protección con reconectores se deben considerar las características de las redes e instalaciones de los clientes, tales como:

- Prevenir que fallas transitorias se conviertan en permanentes.
- El suministro se debe reanudar tan pronto como sea posible para disminuir los inconvenientes a los usuarios.
- El tiempo de apertura debe ser tal que permita al dieléctrico recobrar sus propiedades aislantes, evitando así que el arco se reinicie en el punto de falla
- El tiempo que la línea este desenergizada debe ser tal que los motores de inducción sigan girando durante el tiempo de interrupción.
- Se debe proporcionar un elemento de detección de fallas a tierra en el reconector.
- La duración de la interrupción debe ser lo suficientemente grande para asegurar que los controles de los motores síncronos los desconecten antes que se restablezca el servicio.

#### **4.4.1 Factores de aplicación de reconectores**

- Tensión del sistema
- Máxima corriente de falla en el punto donde se instale el reconector.
- Máxima corriente de falla en la zona que protege el reconector.
- Coordinación con otros dispositivos de protección.
- Sensibilidad de fallas de tierra.

#### **4.4.2 Operación del reconector**

El reconector en vacío que hay en la subestación tiene incorporado un relé de sobrecorriente el cual opera cuando circula por él una corriente que excede un valor preestablecido.

El relé censa de forma continua las corrientes de línea, cuando el nivel de corriente excede el mínimo nivel de disparo programado, se activa la lógica de detección y temporización. Después de un retraso, el cual es determinado con curva una característica tiempo vs corriente, la misma que es programada, el circuito de disparo se energiza, enviando una señal al reconector para que abra los contactos de las tres fases. Posteriormente un temporizador opera, ocasionando el cierre de los contactos y reajusta la lógica para empezar la temporización en su próxima operación. Luego de que termina el tiempo programado, una señal de cierre es enviada al reconector, esto hace que el monitoreo de corriente empiece nuevamente.

#### 4.4.3 Ajuste del reconectador

La subestación eléctrica Baba dispone de un reconectador Siemens en cada una de sus alimentadoras con su respectivo controlador Reyrolle 7SR224, este control es de tipo electrónico, lo cual lo hace más flexible, más fácil de ajustar y más seguro.

El reconectador SIEMENS, modelo 3AD3222-2BA51-2AA3, tiene un controlador SIEMENS Reyrolle 7SR224. Para la coordinación de este tipo de protección se usó el controlador SIEMENS CENTURION debido a que el simulador no cuenta con el reconectador siemens con controlador Reyrolle, este presenta el mismo tipo de curva que el controlador instalado en la subestación.

Para determinar la corriente de carga del circuito, se consideró la carga máxima posible ante la posibilidad de una transferencia de carga, lo cual se puede dar ante una falla o desconexión de una de las alimentadoras.

La alimentadora que tiene mayor carga es Pimocha, la cual tiene una carga máxima de 1,26 MVA. Con esto procedemos a calcular la corriente nominal de esta alimentadora.

$$I_{carga} = \frac{S}{\sqrt{3} V}$$

$$I_{carga} = \frac{1,26 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13,8 \text{ KV}}$$

$$I_{carga} = 52,71 [A]$$

La norma C37.91.2008 indica que la corriente de puesta en trabajo debe estar entre 125 y 200 % de la corriente nominal de la alimentadora. Por lo cual, al considerar que puede existir una transferencia de carga, y que las cargas de las alimentadoras están en crecimiento, escogeremos la mayor corriente de puesta en trabajo posible, la cual es igual al 200 % de la corriente nominal, como la corriente mínima de operación del reconectador.

Por lo tanto la corriente mínima de operación del reconectador es:

$$I_{puesta\ en\ trabajo} = 200\ \% * 52,71$$

$$I_{puesta\ en\ trabajo} = 105,43 [A]$$

Además debemos considerar que los reconectores por normalización tienen los siguientes valores de mínimo despeje de corriente: 100,140,200,280,400,560,800,1120 [A].

Por lo tanto la corriente mínima de operación del reconectador que se utilizará es 140 [A].

Para cada alimentadora se seleccionó una curva rápida y una lenta con el objetivo de tener el menor tiempo posible sometido al transformador a una corriente de falla, fue seleccionada la curva rápida 101 y la curva lenta 117 debido a que el tiempo de coordinación entre los dispositivos de protección

(relé y reconectador) debe estar entre 0,20 y 0,25 segundos para relés digitales, aunque normalmente el margen de coordinación que típicamente se utiliza es 0,2 segundos, cabe denotar que cuando se está coordinando un relé con un dispositivo de protección anterior, en este caso el reconectador, no se toma en cuenta el tiempo de apertura de los contactos del interruptor principal, pues este tiempo ya se encuentra incluido en la curva.

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

El reconectador también cuenta con funciones como el 51 de sobrecorriente y 50 instantánea, las cuales no se hicieron uso de ellas ya que la primera no hubo necesidad al coordinar, y la segunda, para evitar la protección redundante.

Para garantizar la sensibilidad ante corrientes de falla a tierra de valores bajos se emplea la corriente residual de los CT's, esto es la corriente de secuencia cero, que en caso de cortocircuito sería la suma de la corriente de falla y de las corrientes de desbalance de las alimentadoras. Generalmente se emplea una corriente para la función de tierra del 40 al 50% de la corriente de ajuste.

Por lo tanto seleccionaremos una corriente de pickup del reconectador para la función de tierra del 50% del ajuste de fase, lo cual nos da un valor de 70 [A], con este ajuste evitamos operaciones innecesarias por desbalances o

por operaciones de elementos aguas abajo. Se elegirá la curva rápida 101 y la curva lenta 102.

#### **4.5 CONCLUSIONES**

El correcto ajuste de las protecciones eléctricas de una subestación en este caso es primordial, con único fin de reducir la influencia de las fallas eléctricas sobre las líneas y los equipos del sistema de potencia, manteniendo una operación del sistema eléctrico dentro de sus parámetros establecidos.

El empleo de una protección diferencial con una pendiente dual es fundamental, ya que si no se tomara en cuenta una segunda pendiente, esto es, implementar una protección diferencial de pendiente simple, ante la presencia de una falla externa fuera de la zona de protección del relé diferencial, esto produciría una falsa operación del relé.

La protección diferencial y de secuencia negativa no se coordinan, solamente se realizan los ajustes a estas protecciones eléctricas internamente en el relé.

# **CAPÍTULO 5**

## **COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES**

### **5.1 INTRODUCCIÓN**

Todo sistema de suministro de energía eléctrica debe tener una adecuada coordinación de sus protecciones, debido a que este siempre está expuesto a fallas, las cuales pueden ocasionar daños severos, que en muchas ocasiones pueden ser impredecibles.

Con el fin de minimizar los problemas que producen las fallas, además de mejorar la continuidad de servicio, se debe proporcionar un sistema de protección bien diseñado y correctamente coordinado.

La coordinación debe partir desde aguas abajo, esto es, se debe coordinar desde la carga más lejana hacia la subestación, con el fin de minimizar la salida de las cargas ante la presencia de una falla. Si ocurriese una falla el sistema la protección debe ser capaz de detectarlo inmediatamente y aislar la



zona afectada, permitiendo que el resto del sistema funcione sin ningún inconveniente, es decir el sistema de protección debe ser selectivo, en caso de que la falla persista y el elemento de protección no opere (protección primaria), el elemento que le sigue debe proveer respaldo.

La coordinación de las protecciones de la subestación Baba, se la realizará con la herramienta computacional CYMTCC 4.5 Rev. 13, la cual consta de diversos equipos de protección de diferentes fabricantes, esto nos permitirá hacer la coordinación de las protecciones de sobrecorriente sin ningún problema.

## **5.2 CONDICIONES QUE DEBE CUMPLIR UN SISTEMA DE PROTECCIÓN**

Existen criterios a nivel internacional, los cuales se han acordado para poder brindar un margen de protección confiable, los cuales son:

- Sensibilidad
- Selectividad
- Velocidad
- Confiabilidad
- Seguridad
- Economía
- Simplicidad

### **5.2.1 Sensibilidad**

Al ocurrir una anomalía en las condiciones de operación normal de un sistema eléctrico de potencia el sistema de protecciones debe operar, distinguiendo las situaciones de falla de aquellas que no son, para ello debe:

- Establecer magnitudes mínimas de falla
- Establecer criterios para distinguir entre las condiciones de falla y las de operación

### **5.2.2 Selectividad**

El sistema de protección debe aislar completamente el elemento defectuoso y abrir la menor porción del sistema, operando los interruptores adecuados asociados a la falla.

### **5.2.3 Velocidad**

Al producirse una anomalía en las condiciones de operación normal de un sistema eléctrico de potencia, el sistema de protecciones debe operar lo antes posible, de manera que despeje la falla lo más rápido posible, evitando de esta manera que los daños en los equipos sean mayores.

Cuanto menos tiempo se tarde en aislar la falla, menor serán los daños y alteraciones en los diferentes elementos del sistema. Para el despeje óptimo de una falla no es necesario que todas las protecciones que la detectan actúen

de forma inmediata. En función a esta característica las protecciones se clasifican en:

- Protecciones instantáneas

Estas actúan tan rápido como es posible, debido a que la falla se ha producida dentro de su zona de protección.

- Protecciones con retardo de tiempo

Son aquellas que permiten retrasar el inicio de la maniobra de apertura de interruptores una vez que ha sido tomada la decisión de operar, esto es para que actúen solamente aquellas protecciones que permitan aislar la falla, de esta manera se minimiza la zona fallada.

#### **5.2.4 Confiabilidad**

El sistema de protección es confiable, cuando este opera correctamente en el momento que se lo necesita, es decir debe evitar la operación innecesaria durante la operación normal del sistema o en la presencia de fallas fuera de su zona de protección.

#### **5.2.5 Seguridad**

El sistema de protección no debe operar en caso de desbalanceo de carga, corriente inrush, puesta en marcha de carga en frío, armónicos y otras condiciones de estados estables y transitorios.

### 5.2.6 Economía

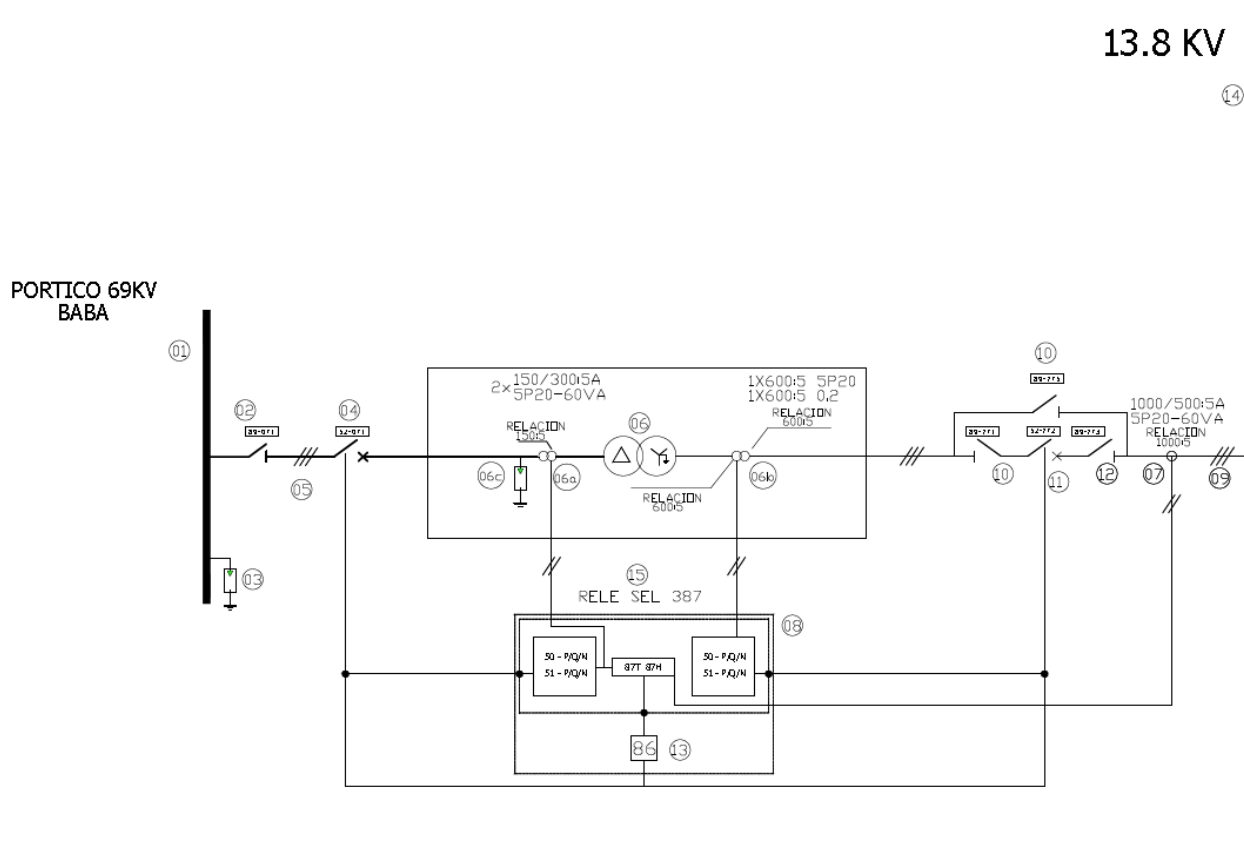
Máxima protección del sistema a un costo mínimo.

### 5.2.7 Simplicidad

Se debe utilizar la mínima circuitería y equipos para garantizar la certeza de la operación correcta del sistema de protección.

## 5.3 ESQUEMA DE PROTECCIONES

En la figura 5.1 se presenta el esquema de protección del Transformador de Potencia de la subestación eléctrica Baba.



**Figura 5. 1:** Esquema de protección del transformador

A continuación, en la tabla 5.2 se muestra los relés de protección que se utilizan en la subestación eléctrica Baba.

RELES DE PROTECCION A UTILIZAR	
NORMATIVA	
50	SOBRECORRIENTE DE FASE - INSTANTANEA
51	SOBRECORRIENTE DE FASE - TIEMPO INVERSO
50N	SOBRECORRIENTE DE NEUTRO - INSTANTANEA
51N	SOBRECORRIENTE DE NEUTRO - TIEMPO INVERSO
87T	RELE DE PROTECCION DIFERENCIAL INSTANTANEO
87H	RELE DE PROTECCION DIFERENCIAL TEMPORIZADO
46	SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA

*Figura 5. 2: Relés de protección*

El esquema de protecciones de la subestación eléctrica Baba dispone del relé SEL 387 para protección primaria del transformador y secundaria de la red. Este relé posee las funciones 87 T, 87 H, 46, 50, 51, 50N, 51N, y en caso de falla ordena la apertura a los contactos del interruptor de gas SF6. En el capítulo 4 se muestra el esquema de protección que está implementado en la subestación eléctrica Baba, en la cual podemos observar que la alimentadoras están protegidas por un reconectador, este es el reconectador Siemens, con su respectivo controlador Reyrolle 7SR224.

#### **5.4 CRITERIO DE LAS ÁREAS DE PROTECCIÓN**

Todos los elementos de un sistema de potencia deben estar correctamente protegidos de tal forma que los relés solamente operen ante la ocurrencia de fallas. Algunos relés operan solo para fallas que ocurren dentro de su zona de protección, esto es llamado protección tipo unitaria.

Otros relevadores son capaces de detectar fallas dentro de su zona particular y fuera de ella, usualmente en zonas adyacentes, y pueden usarse como respaldo de la protección primaria, es decir como una segunda línea de defensa. Es esencial que la falla sea aislada, aun si la protección principal asociada no opera. Por lo tanto cada elemento del sistema de potencia debe estar protegido por la protección primaria y de respaldo.

#### **5.4.1 Protección primaria**

Un sistema de protección primaria debe operar cada vez que uno de sus elementos detecte una falla. Ella cubre una zona de protección conformada por uno o más elementos del sistema, tales como transformadores, líneas y barras

Es posible que para un elemento del sistema se tenga varios dispositivos de protección primaria, sin embargo, esto no implica que todos no operen para la misma falla.

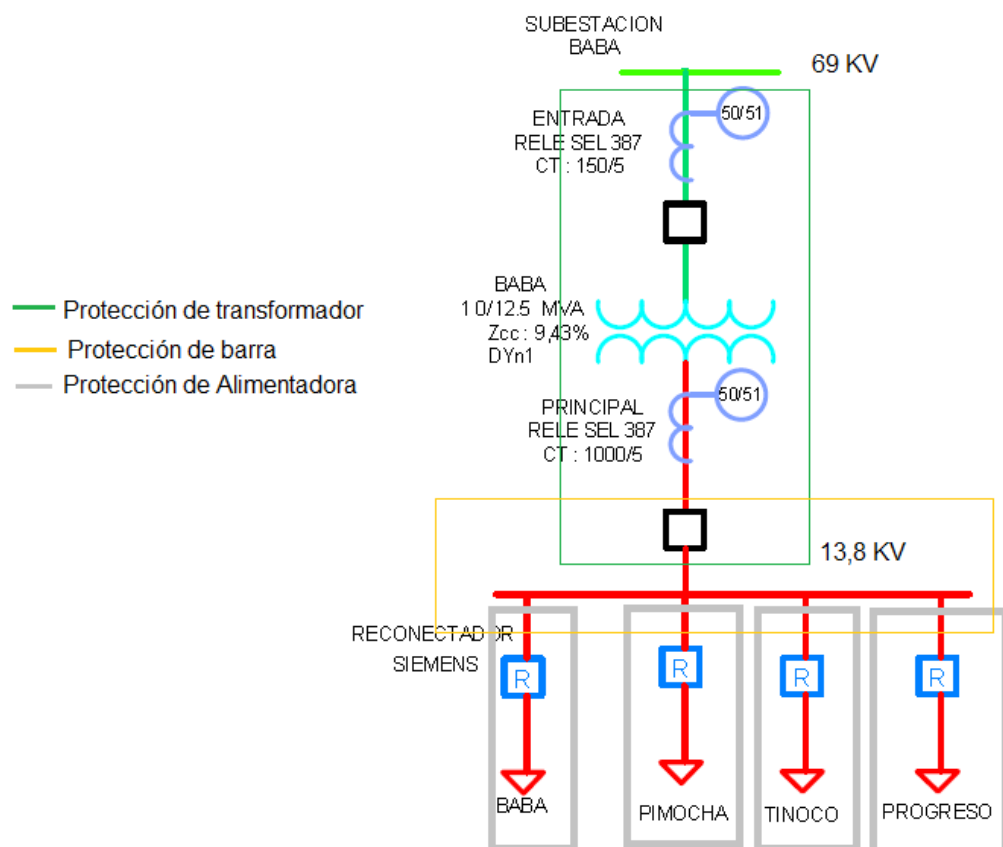
#### **5.4.2 Protección de respaldo**

La protección de respaldo es instalada para operar cuando la protección primaria no lo hace, la protección de respaldo tiene un elemento de detección que puede ser o no similar al usado por el sistema de protección primaria, pero que también incluye un circuito de tiempo de retardo que hace lenta la operación del relé y permite el tiempo necesario para que la protección primaria opere primero.

Es muy común que un relé actúe como protección primaria para un componente del sistema y como respaldo para otro.

### 5.4.3 Protección direccional

Una característica muy importante de algunos tipos de protección es su capacidad para determinar la dirección del flujo de potencia, y por este medio, su capacidad para inhibir la apertura de los interruptores asociados cuando la corriente fluye en la dirección opuesta al ajuste del relé.



**Figura 5. 3:** Áreas de protección

En general, el sistema de potencia se divide en zonas de protección para transformadores, barras, circuitos de distribución, tal y como se muestra en la figura. Así se proporciona alguna forma de protección de respaldo para disparar los interruptores adyacentes o zonas aledañas al área en donde ocurre la falla. La protección de cada zona es sobrepuesta para eliminar la posibilidad de áreas no protegidas.

## **5.5 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN**

### **5.5.1 Reconectador**

Un reconectador es un interruptor de corriente de falla, diseñado para ser aplicado en sistemas aéreos de distribución radial, este se caracteriza por su capacidad de interrumpir el flujo de corriente cuando se produce una falla y luego de un tiempo predeterminado cerrar automáticamente sus contactos para volver a energizar la línea, esto se puede repetir hasta tres veces, para luego abrir definitivamente en la cuarta operación, si la falla subsiste, luego que la falla ha sido eliminada o reparada se deberá accionar manualmente al reconectador para reestablecer el servicio. Por lo tanto la tarea principal de un reconectador es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se despeje sola durante sucesivas reconexiones, o bien se despeje por el elemento de protección instalado aguas debajo de la posición del reconectador, por lo general este elemento es el fusible.



La subestación eléctrica Baba dispone de un reconectador Siemens en cada una de sus alimentadoras con su respectivo controlador Reyrolle 7SR224.

#### 5.5.1.1 Ajuste del reconectador

Debido a que el simulador no cuenta con el reconectador Siemens con controlador Reyrolle, se usó las curvas de un reconectador de iguales características, que por normalización son iguales al del Siemens con controlador Reyrolle, este es el reconectador Siemens con controlador Centurion.

Para determinar la corriente de carga del circuito, se consideró la carga máxima posible ante la posibilidad de una transferencia de carga, lo cual se puede dar ante una falla o desconexión de una de las alimentadoras.

En el capítulo 4 se realizó los cálculos del ajuste, en la tabla se muestra el resultado del ajuste para el reconectador, el cual será considerado en la coordinación.

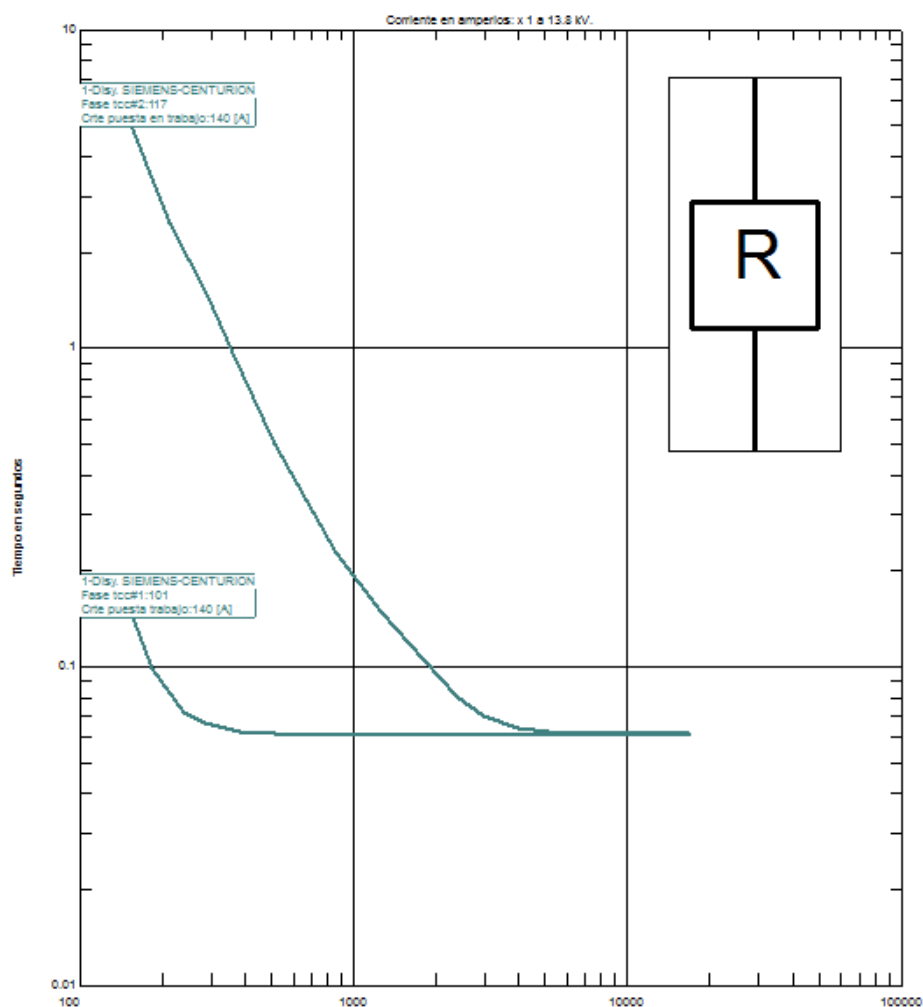
<i><b><math>I_{carga\ máxima\ en\ la\ alimentadora}</math></b></i>	52,71 [A]
<i><b>Factor</b></i>	200%
<i><b><math>I_{puesta\ en\ trabajo}</math></b></i>	105,43 [A]
<i><b><math>I_{mínima\ de\ despeje\ del\ reconectador}</math></b></i>	140 [A]

**Tabla 5. 1:** Ajustes de la función de fase del reconectador

Para cada alimentadora se seleccionó una curva rápida y una lenta con el objetivo de tener el menor tiempo posible sometido al transformador a una

corriente de falla, fue seleccionada la curva rápida 101 y la curva lenta 117 debido a que el tiempo de coordinación entre los dispositivos de protección (relé y reconectador) debe estar entre 0,20 y 0,25 segundos, aunque normalmente el margen de coordinación que típicamente se utiliza es 0,2 segundos.

En la figura 5.4 se muestra la curva del reconectador para el elemento de fase.



**Figura 5. 4:** Curva del Reconectador de función de fase

Para garantizar la sensibilidad ante corrientes de falla a tierra se hace uso del elemento de tierra del reconfigurador. Generalmente se emplea una corriente para la función de tierra del 40 al 50% de la corriente de ajuste.

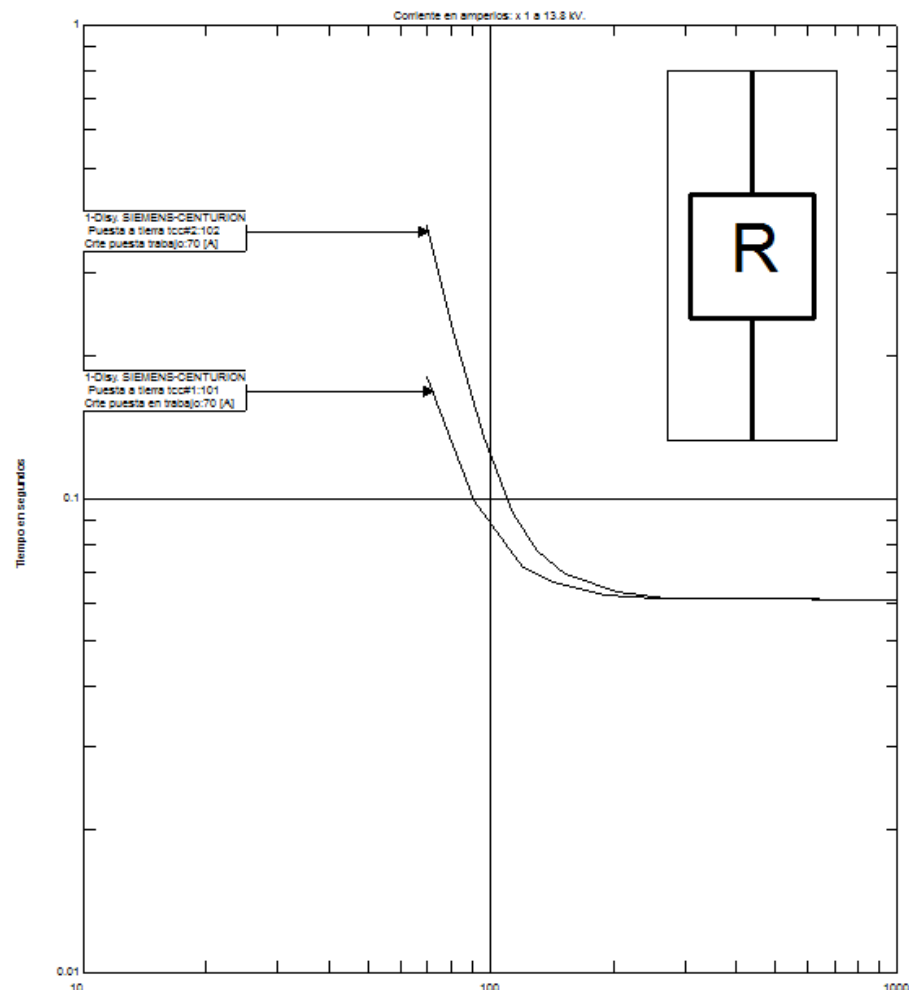
Por lo tanto seleccionaremos una corriente de pickup del reconfigurador para la función de tierra del 50% del ajuste de fase, lo cual nos da un valor de 70 [A], con este ajuste evitamos operaciones innecesarias por desbalances o por operaciones de elementos aguas abajo.

$I_{\text{mínima de despeje del reconfigurador del elemento de fase}}$	140[A]
<i>Factor</i>	50% del ajuste del elemento de fase
$I_{\text{mínima de despeje del reconfigurador}}$	70[A]

**Tabla 5. 2:** Ajustes de la función de tierra del reconfigurador

Se elegirá la curva rápida 101 y la curva lenta 102.

En la figura 5.5 se muestra la curva de función de tierra del Reconfigurador.



**Figura 5. 5:** Curva del Reconectador de función de tierra

No se hizo uso de las funciones 51 de sobrecorriente porque no hubo necesidad al coordinar y tampoco se hizo uso del 50 sobrecorriente de acción instantánea del reconectador para evitar la protección redundante, tanto para el elemento de fase como para el de tierra del reconectador.

## 5.5.2 Ajustes del relé SEL 387

Debido a que en el simulador no se encontró el tipo de relé que se utiliza en la subestación eléctrica Baba , el cual es el relé SEL 387, se utilizó las curvas de un relé de iguales características, que por normalización son iguales al del SEL 387, este es el relé ABB DPU 200R extremadamente inverso.

### 5.5.2.1 Ajuste de protección de sobrecorriente tiempo inverso de fase 51P

#### 5.5.2.1.1 Lado de baja 13,8 KV

En el capítulo 4 se calculó la corriente nominal en baja, así como la corriente de puesta en trabajo en el primario y en el secundario del CT, para ello se consideró una sobrecarga de 10 %. En la tabla 5.3 se muestra el resultado de esos cálculos, los cuales serán considerados en la coordinación.

$I_{nominal\ baja}$	522,96 [A]
$CT_{en\ alta}$	1000/5
$I_{puesta\ en\ trabajo\ en\ el\ primario\ del\ CT}$	575,26 [A]
$I_{puesta\ en\ trabajo\ en\ el\ secundario\ del\ CT}$	2,88 [A]

**Tabla 5. 3:** Corriente del 51P en el lado de baja tensión

El ajuste del dial del tiempo (TD) se lo realiza en 1,21 para el lado de baja tensión de manera que así se cumple, que la curva de protección de sobrecorriente esté por debajo de la curva de daño del transformador y que el intervalo de coordinación entre la curva lenta del reconectador y el relé de

sobrecorriente de baja este entre 0,2 y 0,25 segundos, el tiempo de coordinación es de 0,21 segundos.

En la tabla 5.4 se muestra los ajustes del relé.

<b>RELÉ SEL 387</b>	
<b>I carga máxima</b>	522,96 A
<b>I sobrecarga (10%)</b>	575,3 A
<b>I pick up(primario)</b>	575,3 A
<b>I pick up (secundario)</b>	2,88 A
<b>TD</b>	1,21

**Tabla 5. 4:** Ajustes del 51P en el lado de baja tensión

#### 5.5.2.1.2 Lado de alta 69 KV

En el capítulo 4 se calculó la corriente nominal en alta, así como la corriente de puesta en trabajo en el primario y en el secundario del CT, para ello se consideró una sobrecarga de 10 %. En la tabla 5.5 se muestra el resultado de esos cálculos, los cuales serán considerados en la coordinación.

<b><math>I_{nominal\ alta}</math></b>	104,59 [A]
<b><math>CT_{en\ alta}</math></b>	150/5
<b><math>I_{puesta\ en\ trabajo\ en\ el\ primario\ del\ CT}</math></b>	115,05 [A]
<b><math>I_{puesta\ en\ trabajo\ en\ el\ secundario\ del\ CT}</math></b>	3,84 [A]

**Tabla 5. 5:** Corriente del 51P en el lado de alta tensión

El tiempo de coordinación entre los relés de sobrecorriente debe estar entre 0,20 y 0,25 segundos, aunque normalmente el margen de coordinación que típicamente se utiliza es 0,2 segundos.

Este tiempo de coordinación considera el tiempo de apertura de los contactos del interruptor principal de aproximadamente 0,08 segundos, y un factor de seguridad que puede estar entre 0,12 y 0,22 segundos aproximadamente, cabe denotar que como es un relé de estado sólido y no electromecánico no se considera el tiempo de sobrecarrera del relé de respaldo.

El ajuste del dial del tiempo (TD) se lo realiza en 1,85 para el lado de baja tensión de manera que así se cumple el tiempo de coordinación deseado, con esto la curva de protección de sobrecorriente esté por debajo de la curva de daño del transformador y el intervalo de coordinación entre la curva del relé de sobrecorriente de baja y el relé de sobrecorriente de alta es de 0,209 segundos.

En la Tabla 5.6 se muestran los ajustes del relé.

RELÉ SEL 387	
I carga máxima	104,59 A
I sobrecarga (10%)	115,1 A
I pick up(primario)	115,1 A
I pick up (secundario)	3,84 A
TD	1,85

**Tabla 5. 6:** Ajustes del 51P en el lado de alta tensión

### 5.5.2.2 Ajuste de la protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50P)

Para este ajuste se debe considerar una corriente de por lo menos 1 a 1,2 veces la corriente máxima de falla. Para que la protección de sobrecorriente instantáneo de fase actúe cuando se produce la corriente de falla consideraremos el valor de 1, entonces a nivel de 13,8 KV tenemos en el lado primario del CT una corriente de:

$$I_p = 1 * I_{falla\ maxima\ 13,8\ KV}$$

$$I_p = 1 * 3485,74$$

$$I_p = 3485,74 [A]$$



La corriente en el lado secundario es la siguiente:

$$I_s = \frac{3485,74}{1000/5}$$

$$I_s = 17,43 [A]$$

### 5.5.2.3 Ajuste de la protección de sobrecorriente tiempo de inverso de tierra 51G

El ajuste del tap del 51G se lo hace según la norma C37.91.2008, el cual nos indica que debe ser 10% de la corriente de plena carga.

#### 5.5.2.3.1 Lado de baja 13,8 KV

En el capítulo 4 se calculó la corriente nominal en baja, así como la corriente de puesta en trabajo en el primario y en el secundario del CT, para ello se consideró el 10% de la corriente nominal. En la tabla 5.7 se muestra el resultado de esos cálculos, los cuales serán considerados en la coordinación.

<i>I<sub>nominal baja</sub></i>	522,96 [A]
<i>CT<sub>en alta</sub></i>	1000/5
<i>I<sub>puesta en trabajo en el primario del CT</sub></i>	52,3 [A]
<i>I<sub>puesta en trabajo en el secundario del CT</sub></i>	0,26 [A]

**Tabla 5. 7:** Corriente del 51G en el lado de baja tensión

El ajuste del dial del tiempo (TD) se lo realiza en 6,3 para el lado de baja tensión de manera que así se cumple, que la curva de protección de sobrecorriente esté por debajo de la curva de daño del transformador y que el intervalo de coordinación entre la curva lenta del reconectador y el relé de baja debe estar entre 0,2 y 0,25 segundos, el tiempo de coordinación fue de 0,20 segundos. En la tabla 5.8 se muestra los ajustes del relé.

<b>RELÉ SEL 387</b>	
<b>I carga máxima</b>	522,96 A
<b>I primaria de tierra (10%)</b>	52,3 A
<b>I pick up(primario)</b>	52,3 A
<b>I pick up (secundario)</b>	0,26 A
<b>TD</b>	6,3

**Tabla 5. 8:** Ajustes del 51G en el lado de baja tensión

#### **5.5.2.3.2 Lado de alta 69 KV**

En el capítulo 4 se calculó la corriente nominal en alta, así como la corriente de puesta en trabajo en el primario y en el secundario del CT, para ello se consideró el 10 % de la corriente nominal.

En la tabla 5.9 se muestra el resultado de esos cálculos, los cuales serán considerados en la coordinación.

$I_{nominal\ alta}$	104,59 [A]
$CT_{en\ alta}$	150/5
$I_{puesta\ en\ trabajo\ en\ el\ primario\ del\ CT}$	10,5 [A]
$I_{puesta\ en\ trabajo\ en\ el\ secundario\ del\ CT}$	0,35 [A]

**Tabla 5. 9:** Corriente del 51G en el lado de alta tensión

El ajuste del dial del tiempo (TD) se lo realiza en 10 para el lado de baja tensión de manera que así se cumple, que la curva de protección de sobrecorriente esté por debajo de la curva de daño del transformador, a pesar de que se utilizó el máximo TD no se pudo tener un tiempo de coordinación entre el relé de sobrecorriente de baja y el relé de sobrecorriente de alta de 0,2 segundos, debido a esto se debe considerar un tiempo de coordinación que no sea menor de 0,15 que es lo mínimo que se permite. Esto se logró escogiendo el máximo TD que se nos permitía, el cual es 10, con lo que el tiempo de coordinación 0,162 segundos.

En la tabla 5.10 se muestra los ajustes del relé protección de sobrecorriente tiempo de inverso de tierra del lado de 69 KV.

<b>RELÉ SEL 387</b>	
<b>I carga máxima</b>	104,59 A
<b>I sobrecarga (10%)</b>	10,5 A
<b>I pick up(primario)</b>	10,5 A
<b>I pick up (secundario)</b>	0,35 A
<b>TD</b>	10

**Tabla 5. 10:** Ajustes del 51G en el lado de alta tensión

## **5.6 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE LA SUBESTACIÓN Y LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

La coordinación de la protección de la subestación y la red de distribución consiste en coordinar el reconectador, el relé de sobrecorriente en el lado de baja, el de alta y la curva de daño del transformador de potencia. Se procederá a coordinar con la alimentadora que tiene la mayor carga, la cual es Pimocha, las otras alimentadoras tendrán la misma coordinación debido a que la carga de estas va a tender a crecer.

### 5.6.1 Coordinación de la alimentadora Pimocha

En la figura 5.6 se muestra los resultados de la coordinación de las protecciones de la alimentadora Pimocha.

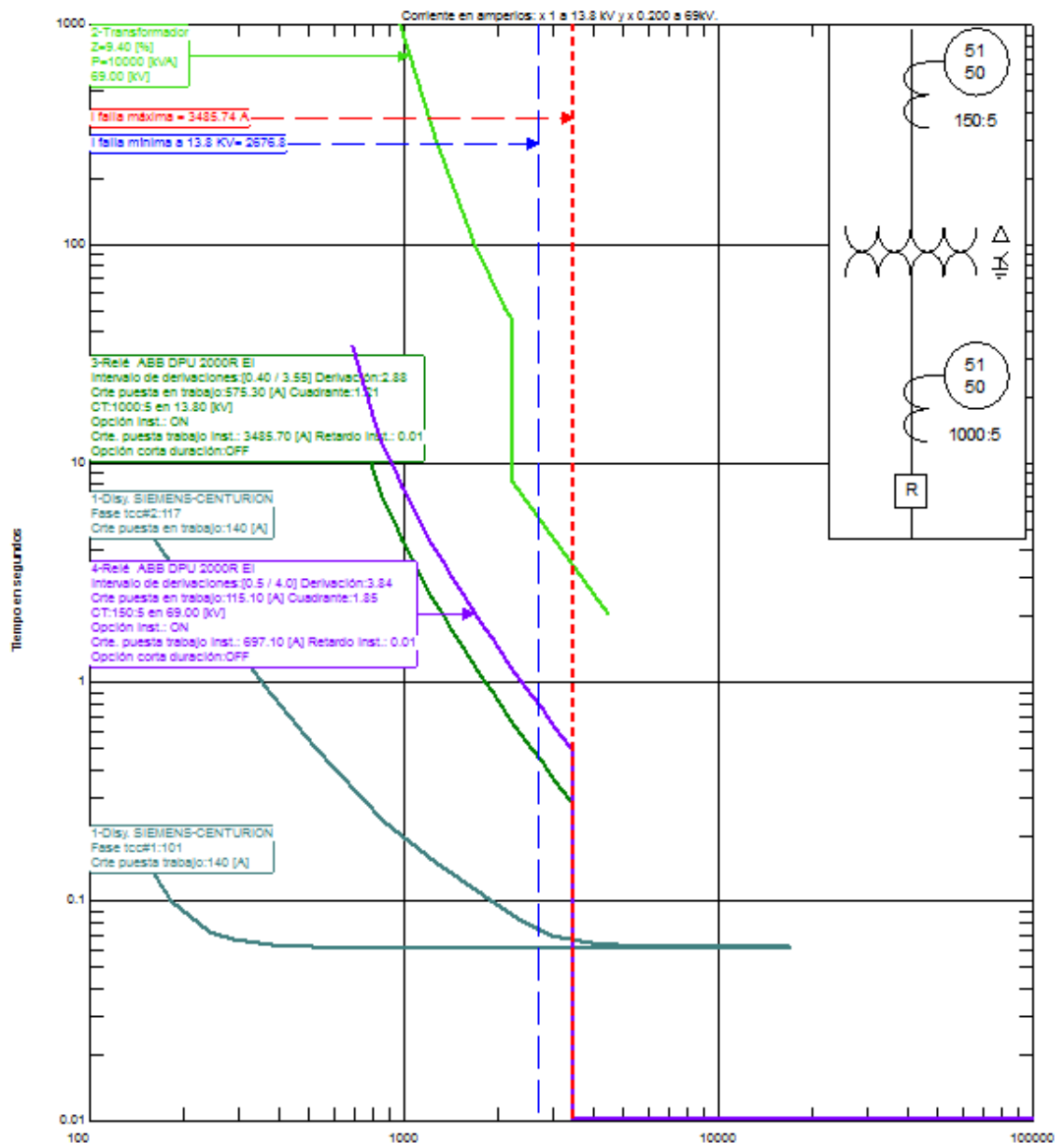


Figura 5. 6: Curvas de equipos de protección de la alimentadora Pimocha.

En la tabla 5.11 se muestra los ajustes realizados a los equipos de protección de la alimentadora Pimocha

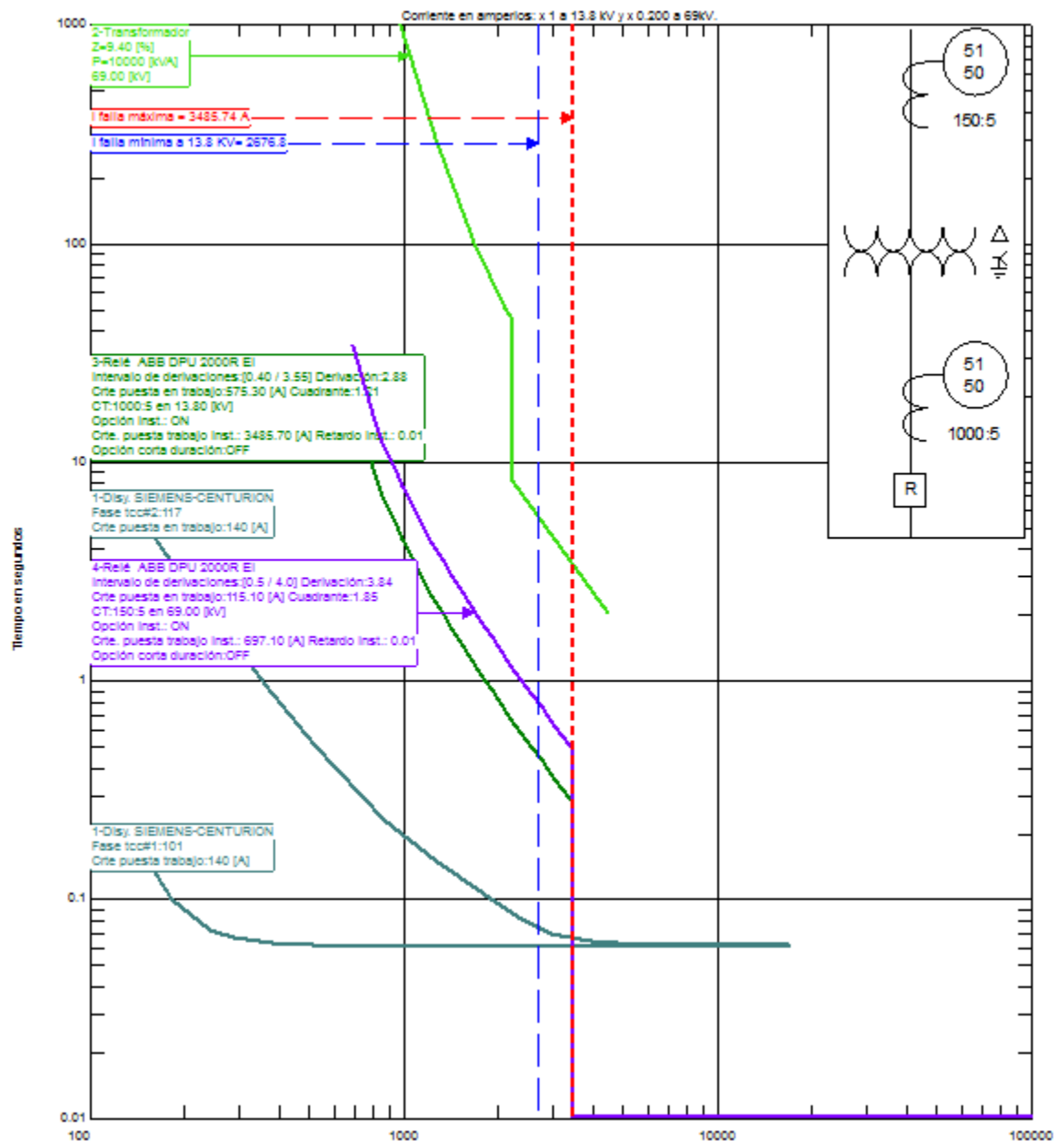
Equipo de protección		Ajuste
Reconectador (fase)		$I_{pickup} = 140$ [A]
Relé	51 P baja	$I_{pickup} = 575,3$ [A] TAP= 2,88 TD= 1,21
	51 P alta	115,1 [A] TAP= 3,84 TD= 1,85
	50 P	3485,74 [A]

**Tabla 5. 11:** Ajustes de los equipos de protección de la alimentadora Pimocha

Se puede observar que para una falla en la alimentadora primero opera el reconectador, además para cualquier falla la curva rápida y lenta del reconectador se encuentran por debajo de la curva de daño del transformador, garantizando que este elemento del sistema no sufra daño.

## 5.6.2 Coordinación de la alimentadora Baba

En la figura 5.7 se muestra los resultados de la coordinación de las protecciones de la alimentadora Baba.



**Figura 5. 7:** Curvas de equipos de protección de la alimentadora Baba.

En la tabla 5.12 se muestra los ajustes realizados a los equipos de protección de la alimentadora Baba.

Equipo de protección		Ajuste
Reconectador (fase)		$I_{pickup} = 140$ [A]
Relé	51 P baja	$I_{pickup} = 575,3$ [A] TAP= 2,88 TD= 1,21
	51 P alta	115,1 [A] TAP= 3,84 TD= 1,85
	50 P	3485,74 [A]

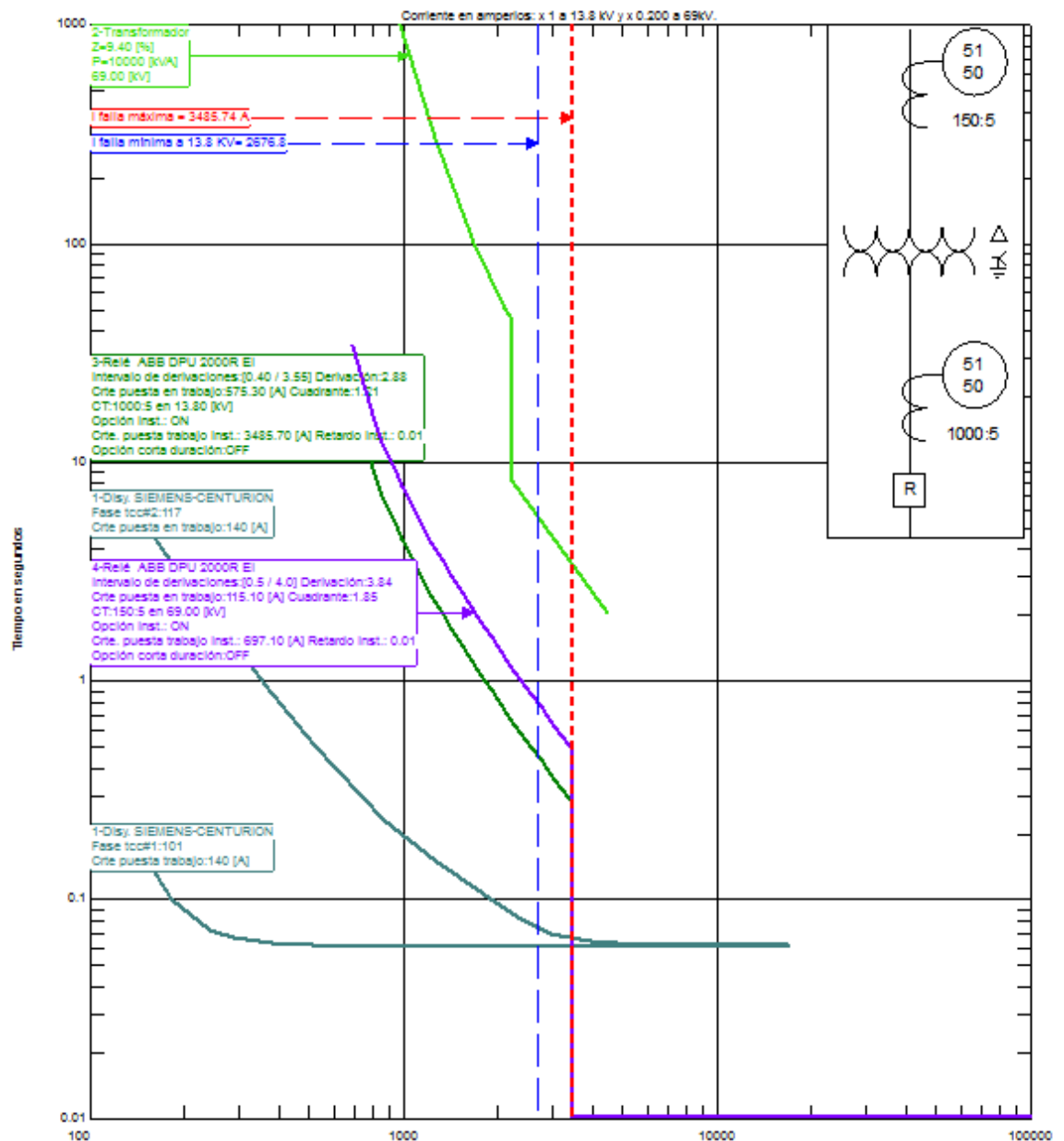
**Tabla 5. 12:** Ajustes de los equipos de protección de la alimentadora Baba

Se puede observar que para una falla en la alimentadora primero opera el reconectador, además para cualquier falla la curva rápida y lenta del reconectador se encuentran por debajo de la curva de daño del transformador, garantizando que este elemento del sistema no sufra daño.



### 5.6.3 Coordinación de la alimentadora Tinoco

En la figura 5.8 se muestra los resultados de la coordinación de las protecciones de la alimentadora Tinoco.



**Figura 5. 8:** Curvas de equipos de protección de la alimentadora Tinoco.

En la tabla 5.13 se muestra los ajustes realizados a los equipos de protección de la alimentadora Tinoco.

Equipo de protección		Ajuste
Reconectador (fase)		$I_{pickup} = 140$ [A]
Relé	51 P baja	$I_{pickup} = 575,3$ [A] TAP= 2,88 TD= 1,21
	51 P alta	115,1 [A] TAP= 3,84 TD= 1,85
	50 P	3485,74 [A]

**Tabla 5. 13:** Ajustes de los equipos de protección de la alimentadora Tinoco

Se puede observar que para una falla en la alimentadora primero opera el reconectador, además para cualquier falla la curva rápida y lenta del reconectador se encuentran por debajo de la curva de daño del transformador, garantizando que este elemento del sistema no sufra daño.

### 5.6.4 Coordinación de la alimentadora Progreso

En la figura 5.9 se muestra los resultados de la coordinación de las protecciones de la alimentadora Progreso.

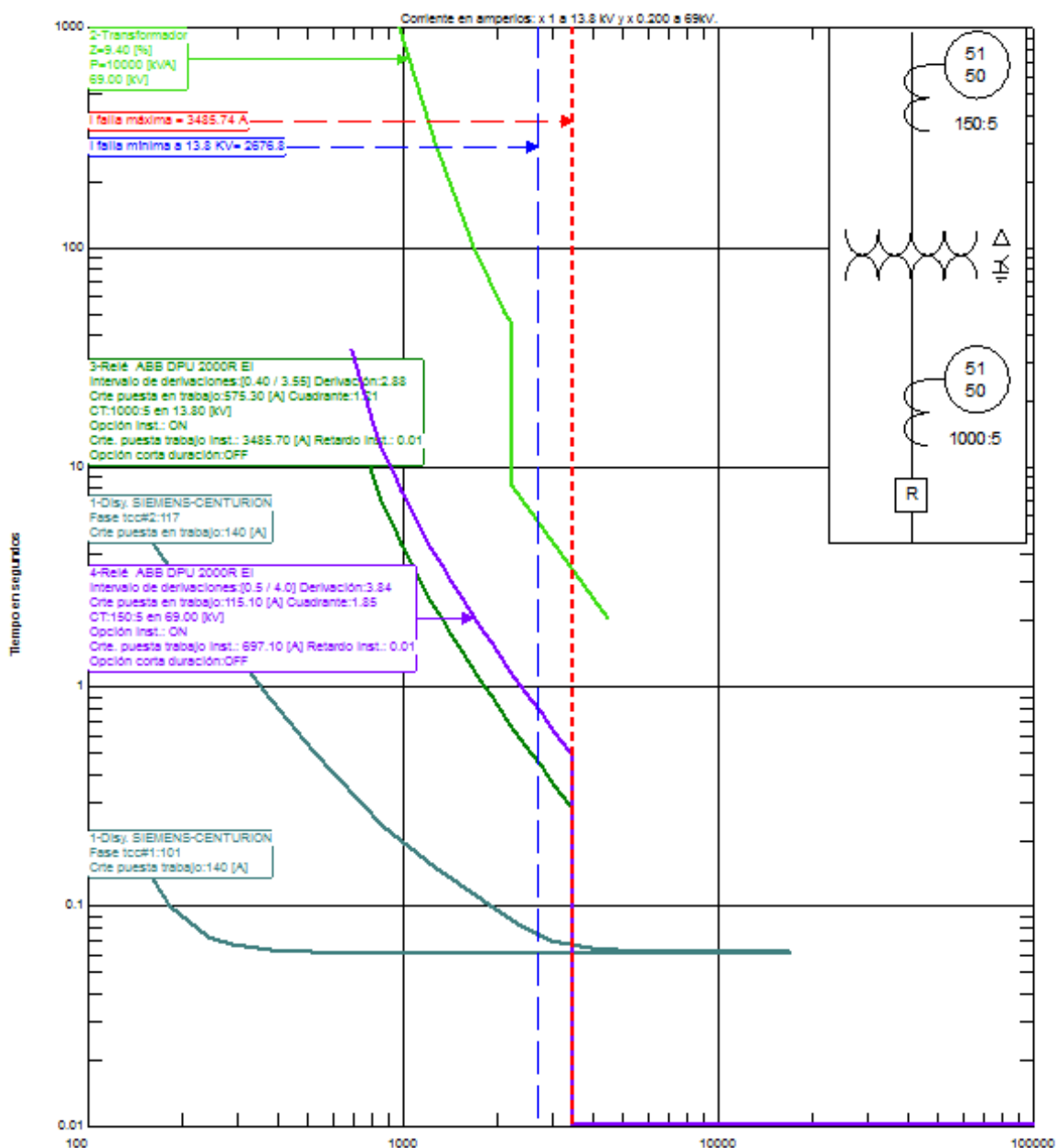


Figura 5. 9: Curvas de equipos de protección de la alimentadora Progreso.

En la tabla 5.14 se muestra los ajustes realizados a los equipos de protección de la alimentadora Progreso.

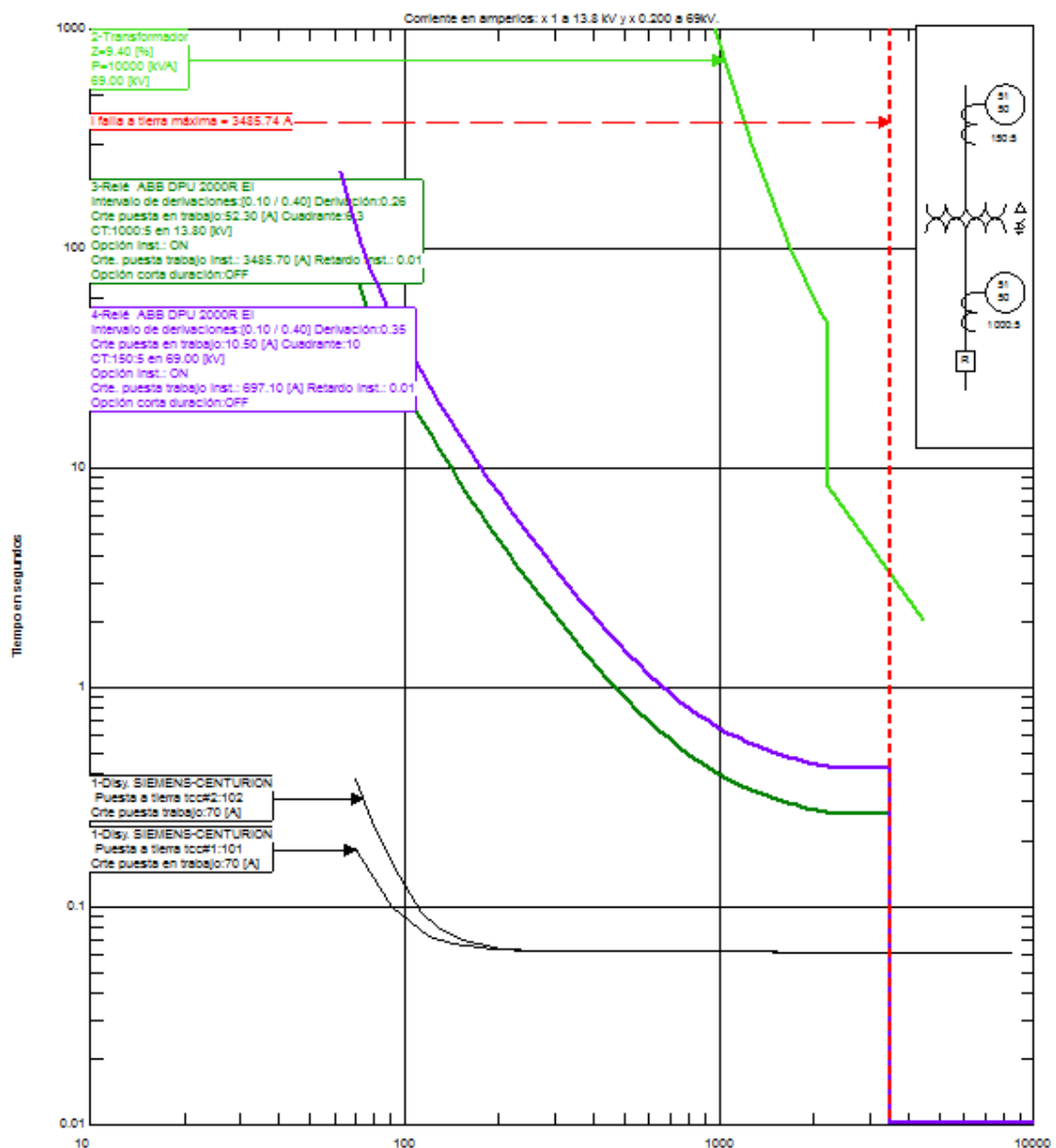
Equipo de protección		Ajuste
Reconectador (fase)		$I_{pickup} = 140$ [A]
Relé	51 P baja	$I_{pickup} = 575,3$ [A] TAP= 2,88 TD= 1,21
	51 P alta	115,1 [A] TAP= 3,84 TD= 1,85
	50 P	3485,74 [A]

**Tabla 5. 14:** Ajustes de los equipos de protección de la alimentadora Progreso

Se puede observar que para una falla en la alimentadora primero opera el reconectador, además para cualquier falla la curva rápida y lenta del reconectador se encuentran por debajo de la curva de daño del transformador, garantizando que este elemento del sistema no sufra daño.

### 5.6.4 Coordinación de los relés de sobrecorriente para falla a tierra

En la figura 5.10 se muestra los resultados de la coordinación de los relés de sobrecorriente para falla a tierra, para ello se utilizó la función de tierra del reconector, este ajuste se hace para cada una de las alimentadoras.



**Figura 5. 10:** Curvas de los relés de sobrecorriente para falla a tierra.

En la tabla 5.15 se muestran los ajustes que se realizaron a los equipos de protección de sobrecorriente para falla de tierra.

Alimentadora		
Equipo de protección		Ajuste
Reconectador (tierra)		$I_{pickup} = 70$ [A]
Relé	51 G baja	$I_{pickup} = 52,3$ [A] TAP= 0,26 TD= 6,3
	51 G alta	$I_{pickup} = 10,5$ [A] TAP= 0,35 TD= 10

**Tabla 5. 15:** Ajustes de los equipos de protección para falla a tierra

## 5.7 RESUMEN DE LOS AJUSTES DE LA COORDINACIÓN

En la tabla 5.16 se muestra el resumen de los ajustes realizados de los equipos de protección de la Subestación Eléctrica Baba

Tipo	KV LL	Inom [A]	Relación del CT	I ajuste primario	I ajuste	Tipo de curva	TD
51 P ALTA FASE	69	104,59	150/5	115,1	3,84	E.I	1,85
51 P BAJA FASE	13,8	522,96	1000/5	575,3	2,88	E.I	1,21
50 P ALTA	69	697,15	150/5	697,15	23,24	INST	-
50 P BAJA	13,8	3485,74	1000/5	3485,74	17,43	INST	-
51 G ALTA TIERRA	69	104,59	150/5	10,5	0,35	E.I	10
51 G BAJA TIERRA	13,8	522,96	1000/5	52,3	0,26	E.I	6,3
RECONECTADOR FUNCIÓN FASE	13,8	52,71	1000/5	140	0,7	101 - 117	1
RECONECTADOR FUNCIÓN TIERRA	13,8	52,71	1000/5	70	0,35	101 -102	1

**Tabla 5. 16:** Ajustes de los equipos de protección de la Subestación Eléctrica Baba

## **5.8 CONCLUSIONES**

La coordinación se la realizó empezando desde la carga más alejada hacia la subestación para minimizar la salida de servicio de las cargas ante la presencia de una falla.

Para la coordinación de los elementos de protección se consideró un tiempo de coordinación de aproximadamente 0,20 segundos.

Cada alimentadora presenta la misma coordinación debido a que estas van a tender a crecer, por esta razón solo fue necesaria la coordinación con la alimentadora Pimocha, esta es la que tiene mayor carga actualmente, además en la coordinación se consideró la posibilidad de una transferencia de carga entre alimentadoras.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **Conclusiones**

1. La potencia que consumen el conjunto de alimentadoras es de 3,17 MW y 1,75 MVAR para carga máxima, mientras que para carga mínima los valores corresponden a 1,75 MW y 1,0 MVAR.
2. El transformador de potencia de la Subestación, cuando opera en condiciones de carga máxima tiene un porcentaje de cargabilidad del 29% de la capacidad FA y cuando opera en condiciones de carga mínima el porcentaje de cargabilidad que presenta el transformador es del 16% de la capacidad FA .
3. Los diferentes tipos de falla que fueron simuladas en cada barra del sistema, esto es en la barra de 69 KV y en la barra de 13,8 KV, nos permiten establecer lo siguiente:



- En la barra de 13,8 KV la corriente de falla de dos líneas de tierra para máxima carga es 3877,18 [A], la cual es mayor que la corriente de falla de línea a tierra, la cual tiene un valor de 3485,74 [A], sin embargo al considerar la corriente que circula por cada fase se comprueba que la falla de línea a tierra es la mayor.
  - En el lado de alta tensión 69 KV, la corriente de falla máxima la produce la falla trifásica con un valor de 2101,34 [A] y la corriente de falla mínima es producida por la falla de línea a tierra con un valor de 1571,35 [A].
4. En el lado de baja tensión 13,8 KV la corriente de falla máxima es producida por la falla de línea a tierra, la cual es 3485,70 [A] y la falla mínima es producida por la falla de línea a línea la cual es 2676,8 [A].
  5. El correcto ajuste de las protecciones eléctricas de una subestación en este caso es primordial, con el único fin de reducir la influencia de las fallas eléctricas sobre las líneas y los equipos del sistema de potencia, manteniendo una operación del sistema eléctrico dentro de sus parámetros establecidos.
  6. El empleo de una protección diferencial con una pendiente dual es fundamental, ya que si no se tomara en cuenta una segunda pendiente, al existir la presencia de una falla externa fuera de la zona de protección del relé diferencial, se produciría una falsa operación del relé.

7. La protección diferencial y de secuencia negativa no se coordinan, solamente se realizan los ajustes a estas protecciones eléctricas internamente en el relé.
8. Para la coordinación de los elementos de protección se consideró un tiempo de coordinación de aproximadamente 0,20 segundos.
9. Cada alimentadora presenta la misma coordinación debido a que estas van a tender a crecer, por esta razón solo fue necesaria la coordinación con la alimentadora Pimocha, esta es la que tiene mayor carga actualmente, además en la coordinación se consideró la posibilidad de una transferencia de carga entre alimentadoras.

## **Recomendaciones**

1. Para evitar que operen las protecciones de la subestación, debido a fallas de línea a tierra que se producen por el contacto de pájaros y de sus nidos en el barraje de 69 KV, se recomienda hacer limpieza de este con mayor frecuencia, y así evitar que operen las protecciones por este motivo, y de ser necesario poner un cerramiento un poco más alto a la subestación para evitar que otros animales ingresan y provoquen fallas.

## **ANEXOS**

## ANEXO 1

### Anexo 1.a

#### Carga del Medidor Principal de la Subestación Eléctrica Baba

Día	Máximo	Mínimo
11/05/2014	2961,808838	1765,856689
12/05/2014	2990,171143	1506,097168
13/05/2014	3010,562744	1532,761963
14/05/2014	2765,859375	1531,229126
15/05/2014	2938,991943	1497,234985
16/05/2014	2909,479004	1535,326172
17/05/2014	2911,460449	1553,790894
18/05/2014	2981,516357	1557,953857
19/05/2014	2801,616943	1588,336182
20/05/2014	3015,610352	1395,791138
21/05/2014	3007,979248	1555,639282
22/05/2014	2891,052246	1553,444946
23/05/2014	3110,577393	1552,24353
24/05/2014	2830,340088	1646,69519
25/05/2014	2875,063965	1409,705566
26/05/2014	2936,671875	1431,176636
27/05/2014	2985,020264	1504,23877
28/05/2014	2868,88623	1542,357178
29/05/2014	2847,270996	1492,677612
30/05/2014	2902,367188	1378,728516
31/05/2014	2837,6875	1513,035156

**Tabla 1.a:** Historial de carga del medidor principal de la Subestación Baba

### Anexo 1.b

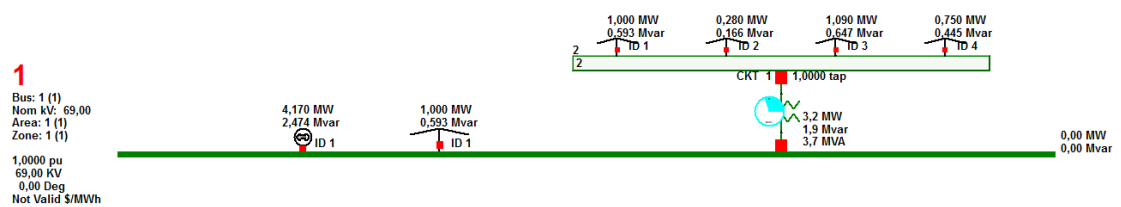
No y nombre del alimentador	Demanda Mínima [MW]	Demanda Media [MW]	Demanda Máxima [MW]	Factor de potencia	[MVA] OA	[MVA] FOA	Demanda máx. registrada (MVA)	Cargabilidad % OA	Cargabilidad % FOA
Medidor Principal	1,74	2,04	3,11	0,86	10,00	12,50	3,43	34,31%	27,45%
Baba	0,55	0,65	1,00	0,86					
Pimocha	0,60	0,71	1,09	0,86					
Tinoco	0,16	0,18	0,28	0,86					
Progreso	0,42	0,49	0,75	0,86					

**Tabla 1.b:** Demanda máxima y mínima de cada una de las alimentadoras

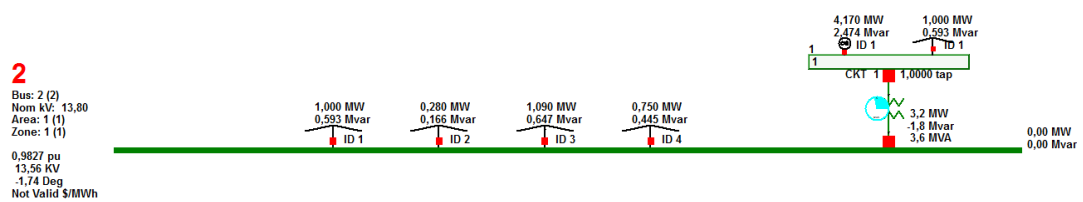
## ANEXO 2

### ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

#### Máxima carga

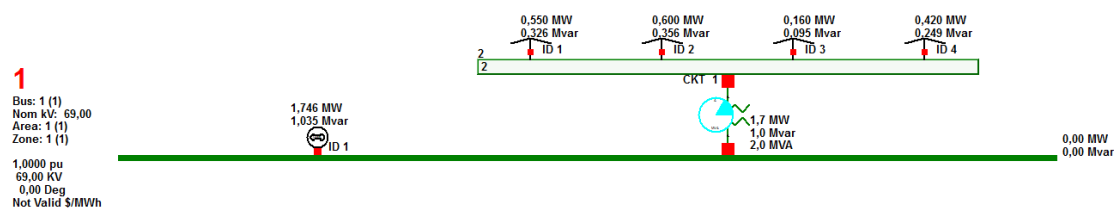


**Figura 2.a:** Simulación del flujo de carga para máxima carga en la barra de 69 KV

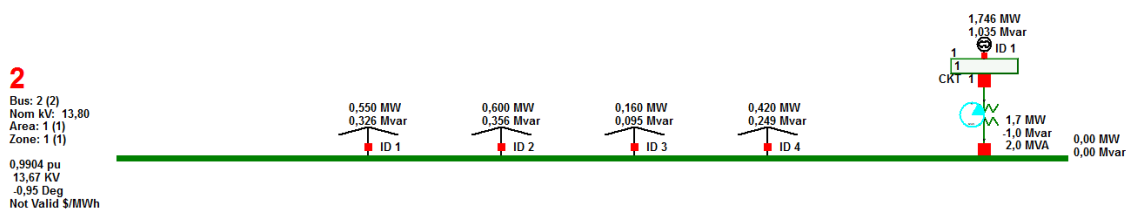


**Figura 2.b:** Simulación del flujo de carga para máxima carga en la barra de 13,8 KV

## Mínima carga



, **Figura 2.c:** Simulación del flujo de carga para mínima carga en la barra de 69 KV



**Figura 2.d:** Simulación del flujo de carga para mínima carga en la barra de 13,8 KV

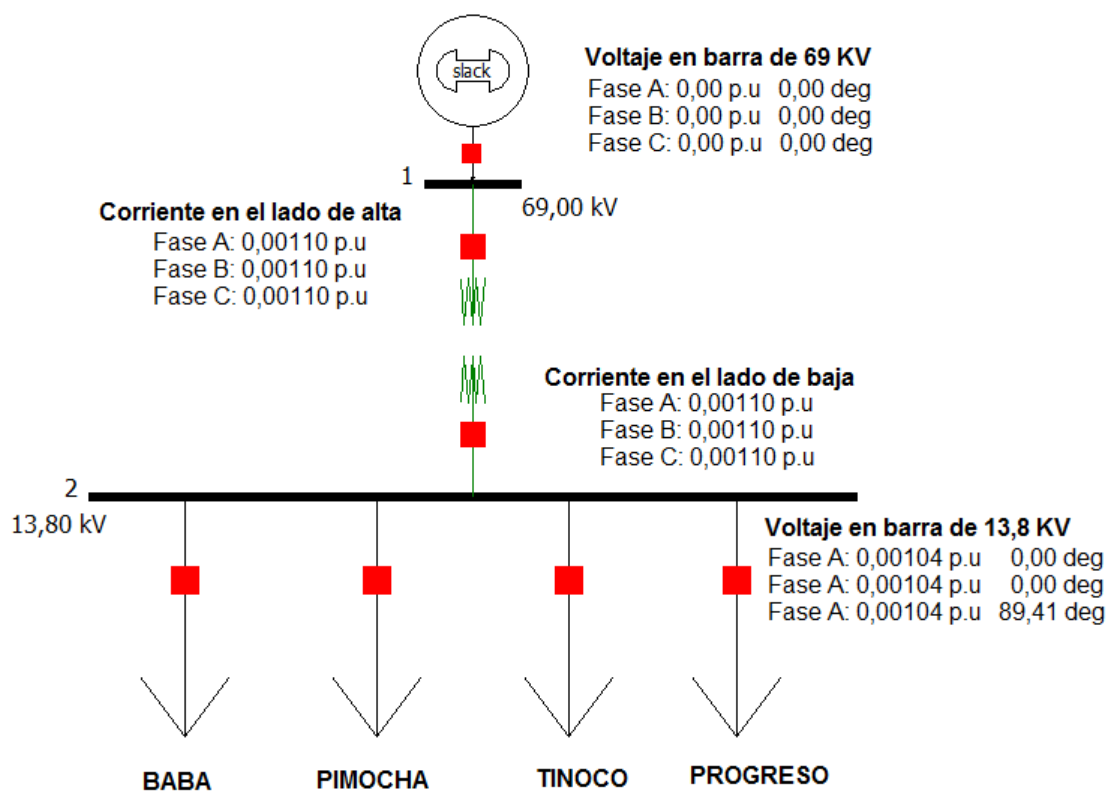
## ANEXO 3

### ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

#### Anexo 3.a

#### Falla trifásica - Máxima carga

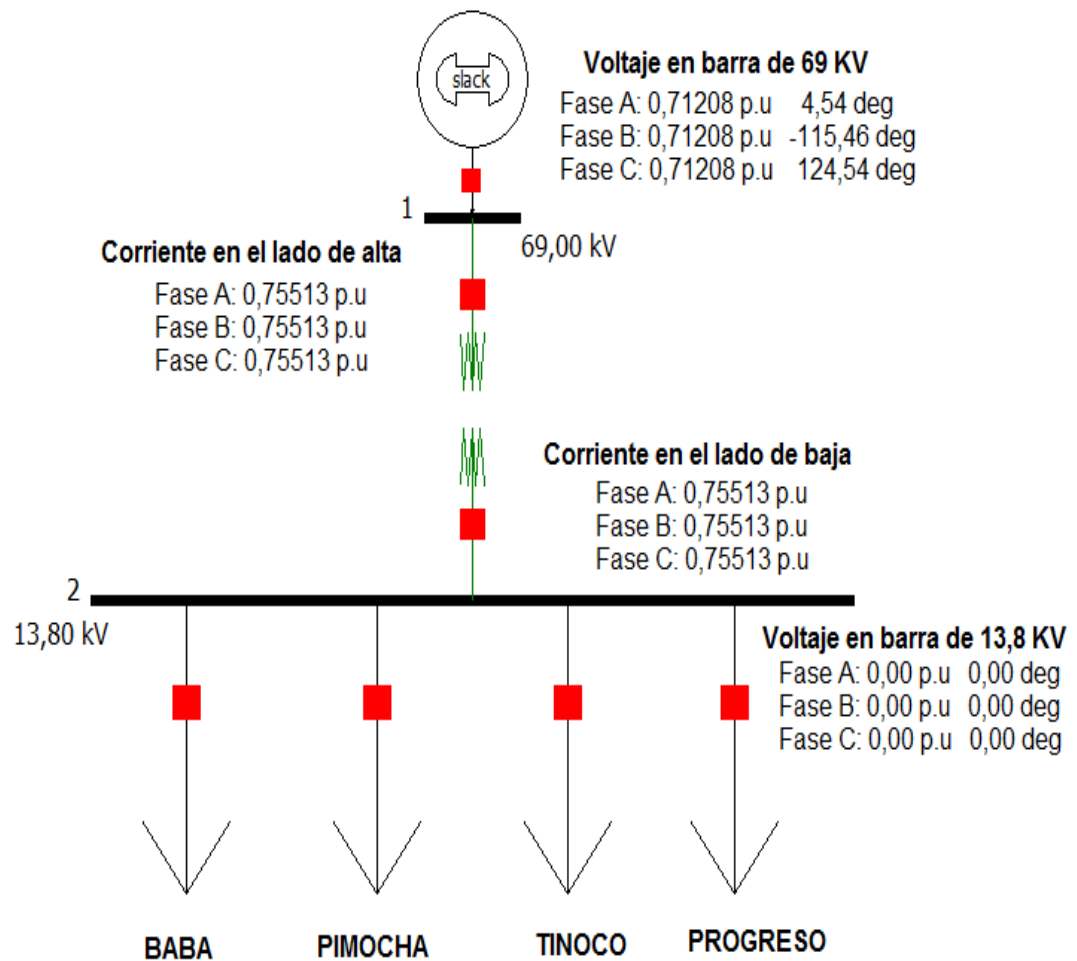
#### Falla trifásica en la barra de 69 KV



**Figura 3.a1:** Falla trifásica en la barra de 69 KV



### Falla trifásica en la barra de 13,8 KV

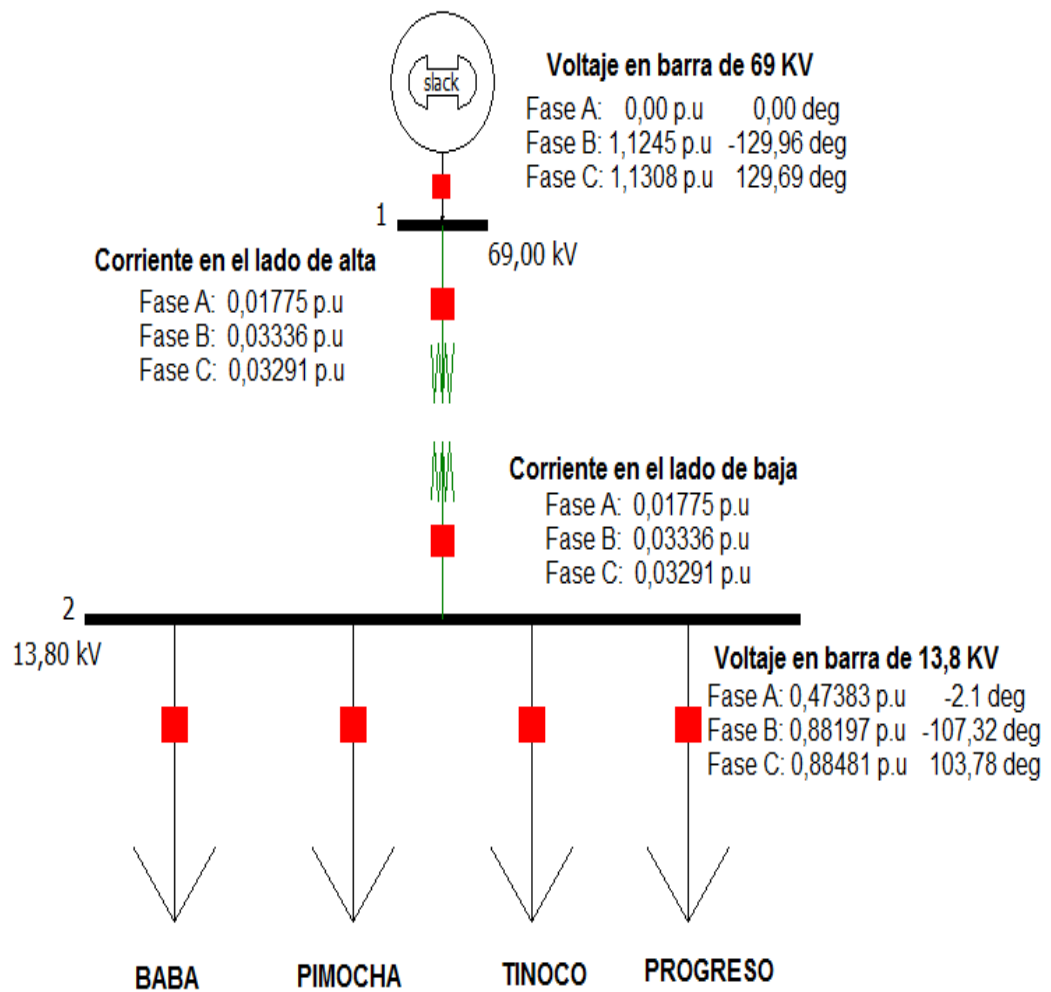


**Figura 3.a2:** Falla trifásica en la barra de 13,8 KV

### Anexo 3.b

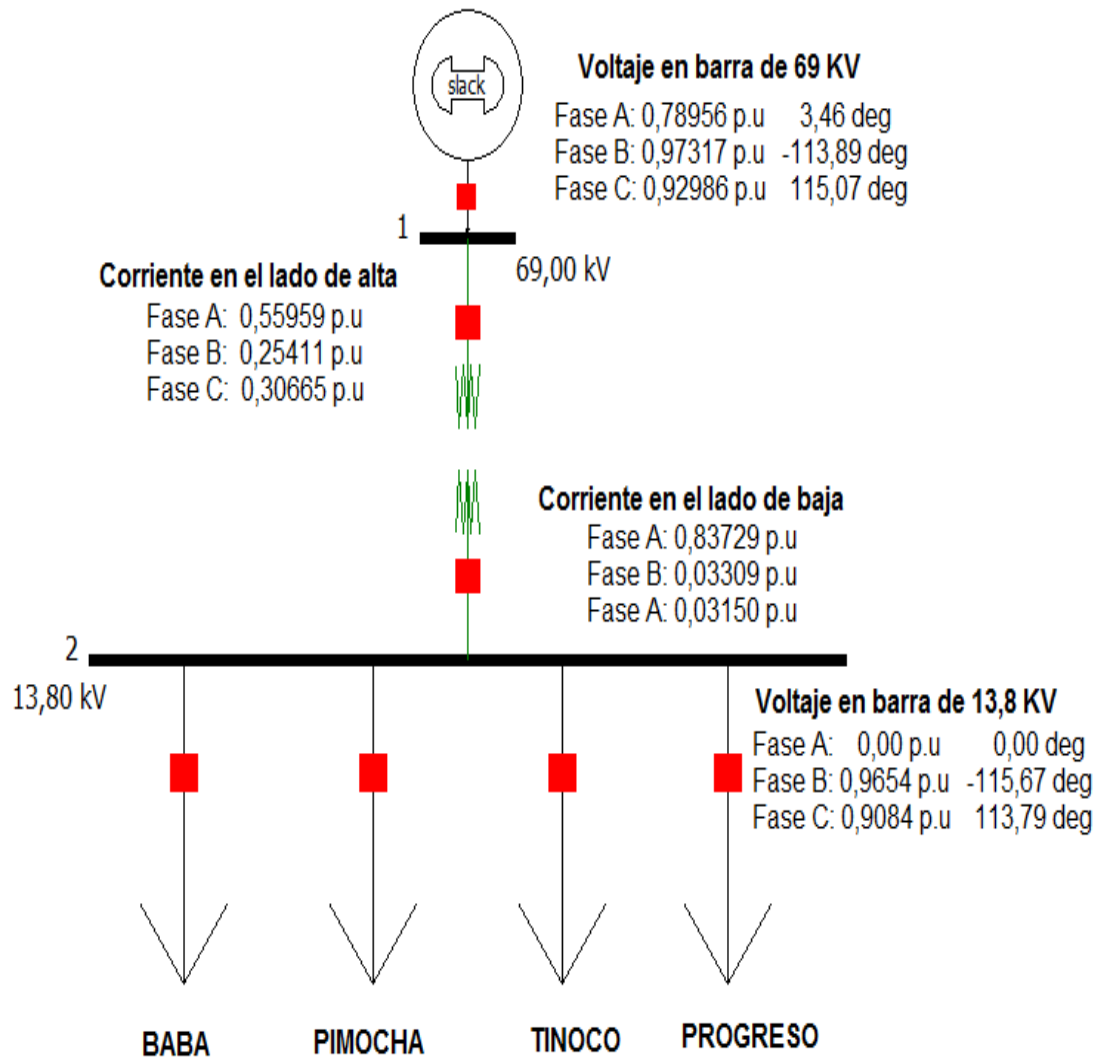
#### Falla de una línea a tierra – Máxima carga

#### Falla de una línea a tierra en la barra de 69 KV



**Figura 3.b1:** Falla de una línea a tierra en la barra de 69 KV

### Falla de una línea a tierra en la barra de 13,8 KV

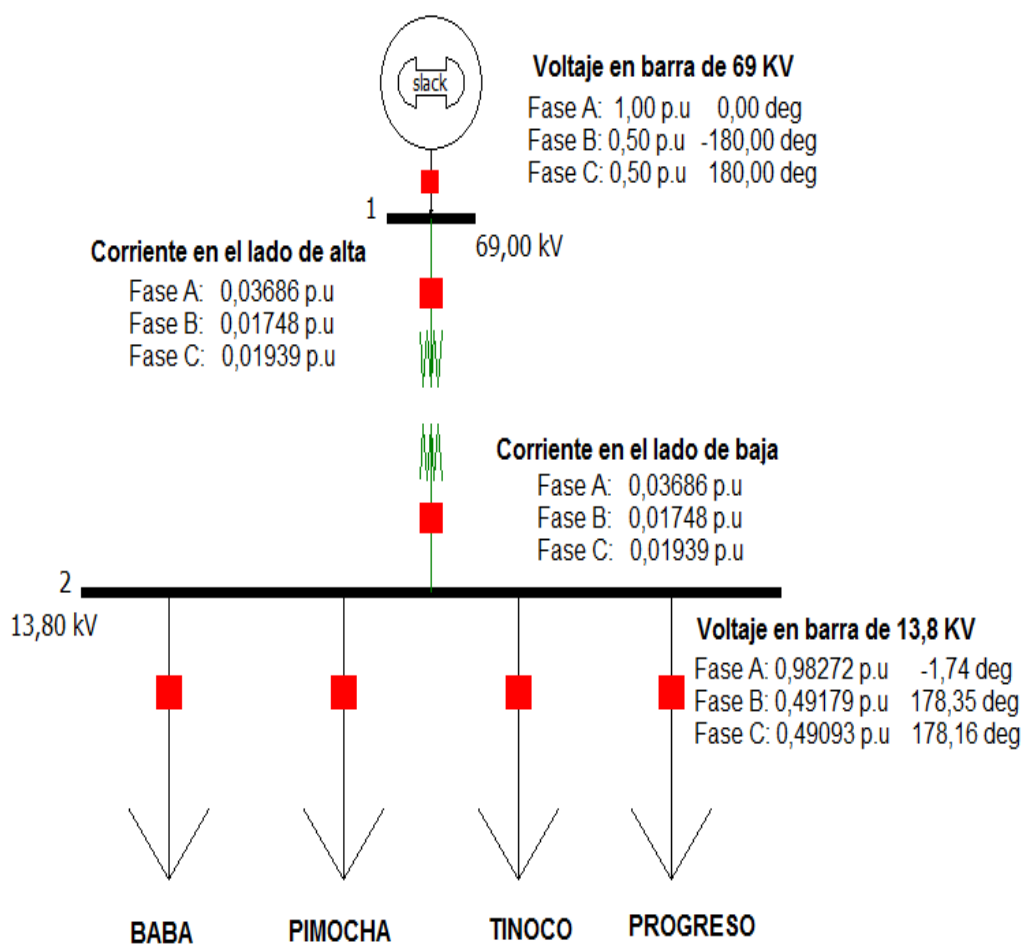


**Figura 3.b2:** Falla de una línea a tierra en la barra de 13,8 KV

### Anexo 3.c

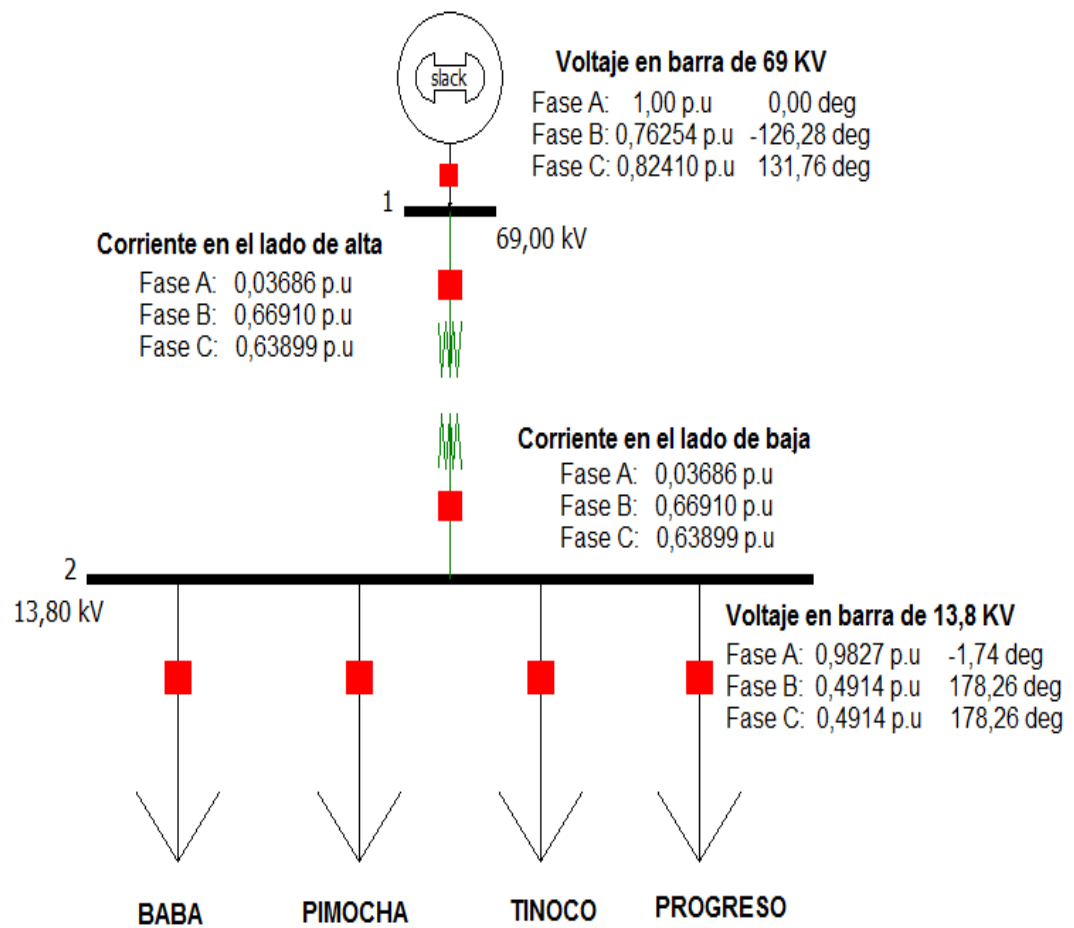
#### Falla de línea a línea – Máxima carga

#### Falla de línea a línea en la barra de 69 KV



**Figura 3.c1:** Falla de una línea a tierra en la barra de 69 KV

### Falla de línea a línea en la barra de 13,8 KV

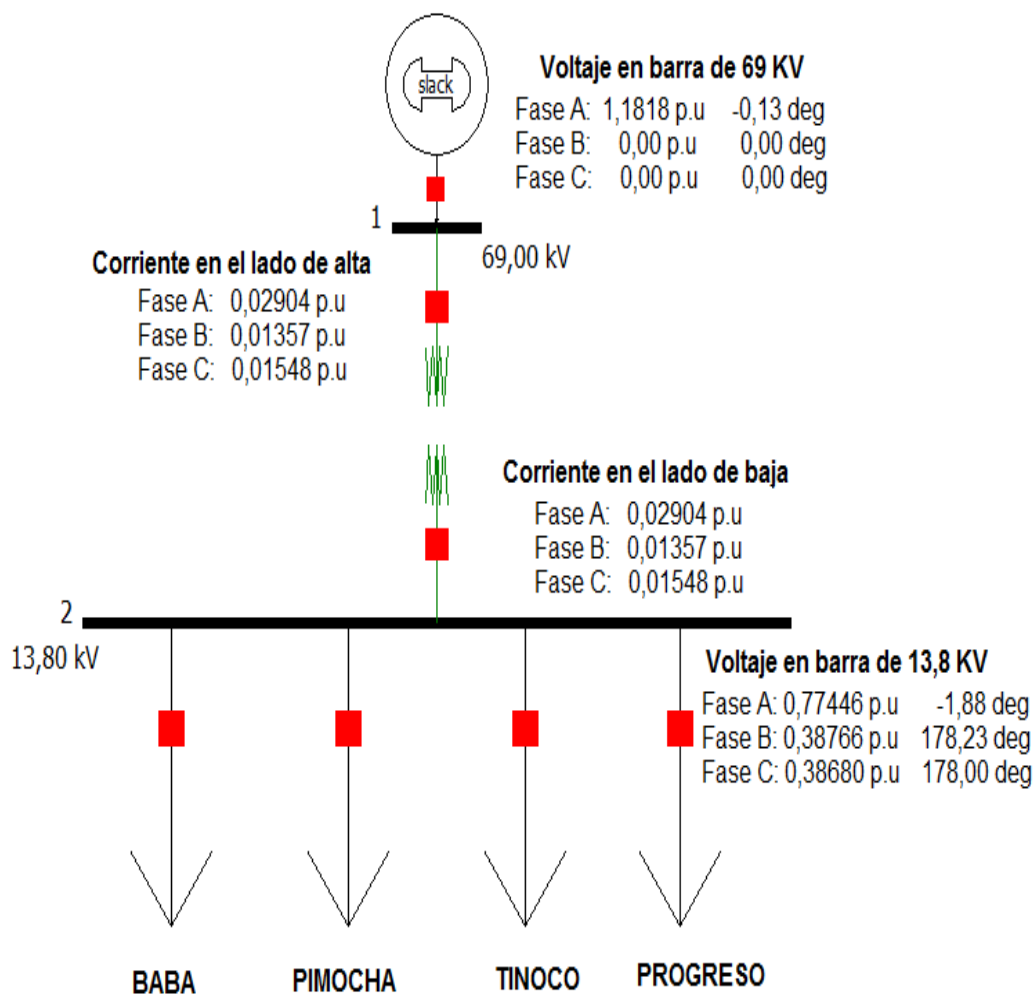


**Figura 3.c2:** Falla de una línea a tierra en la barra de 13,8 KV

### Anexo 3.d

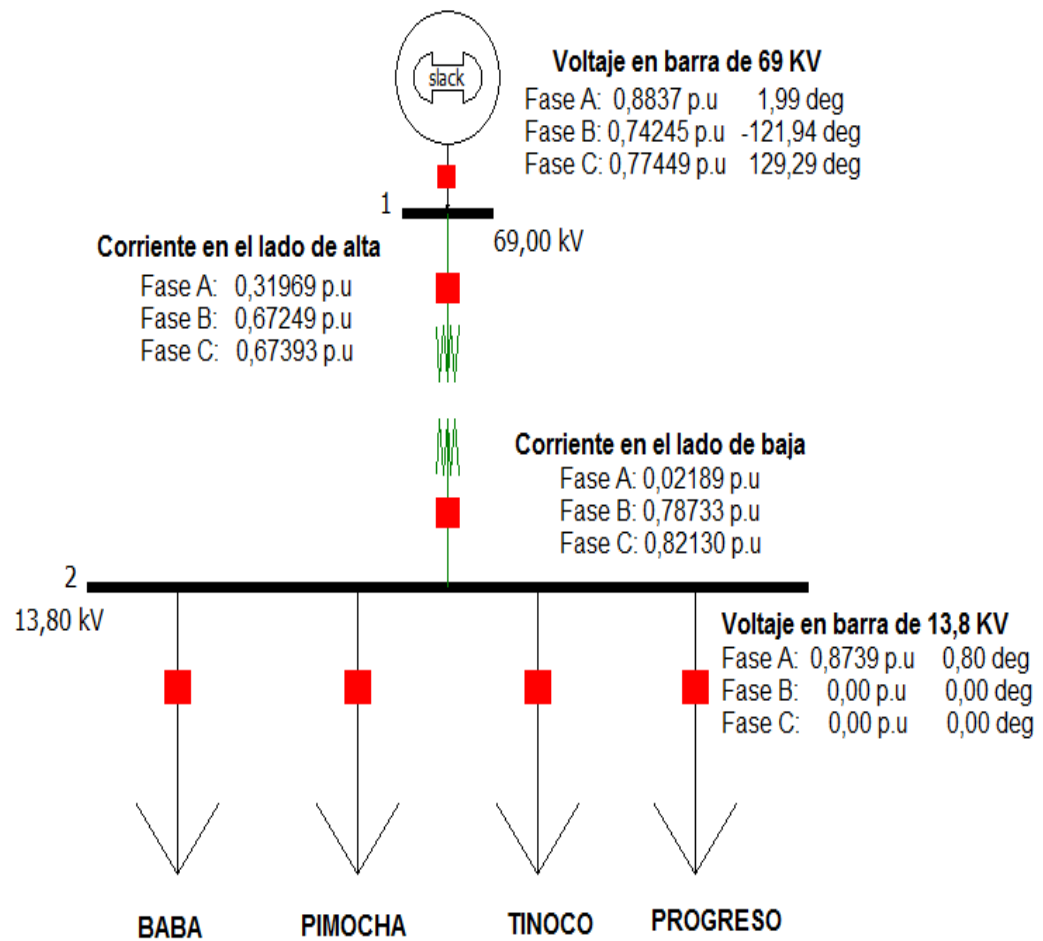
#### Falla de dos líneas a tierra – Máxima carga

#### Falla de dos líneas a tierra en la barra de 69 KV



**Figura 3.d1:** Falla de dos líneas a tierra en la barra de 69 KV

### Falla de dos líneas a tierra en la barra de 13,8 KV

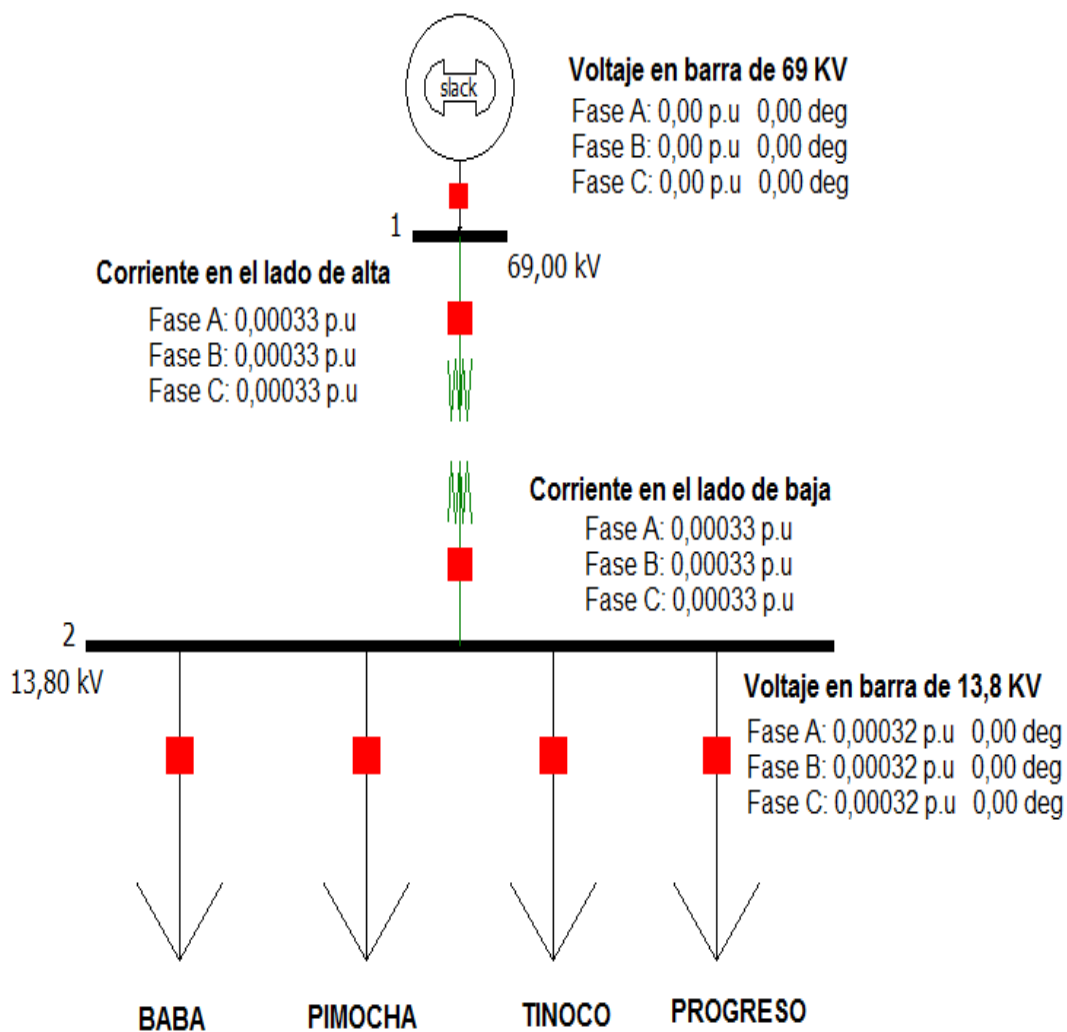


**Figura 3.d2:** Falla de dos líneas a tierra en la barra de 13,8 KV

### Anexo 3.e

#### Falla trifásica – Mínima carga

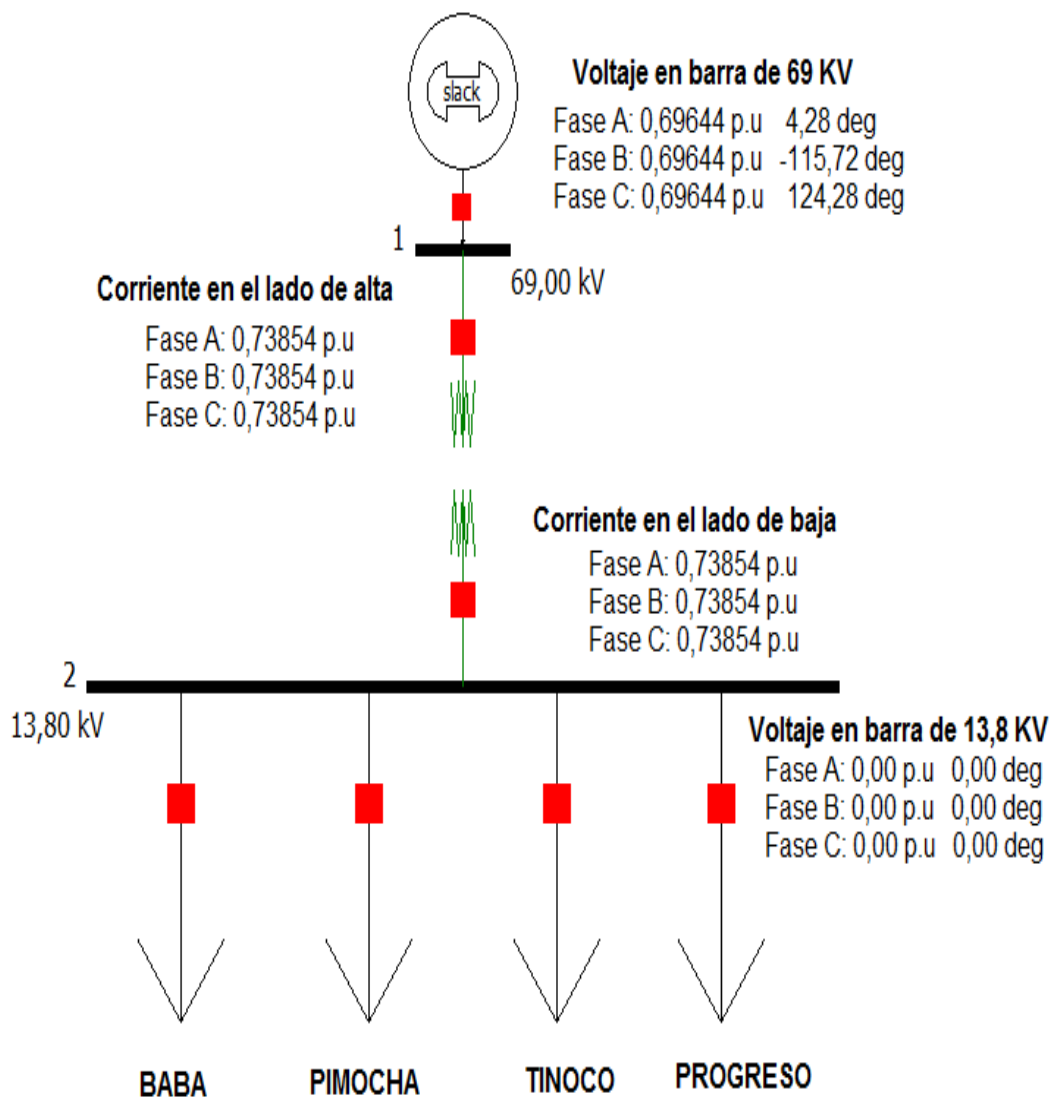
#### Falla trifásica en la barra de 69 KV



**Figura 3.e1:** Falla trifásica en la barra de 69 KV



### Falla trifásica en la barra de 13,8 KV

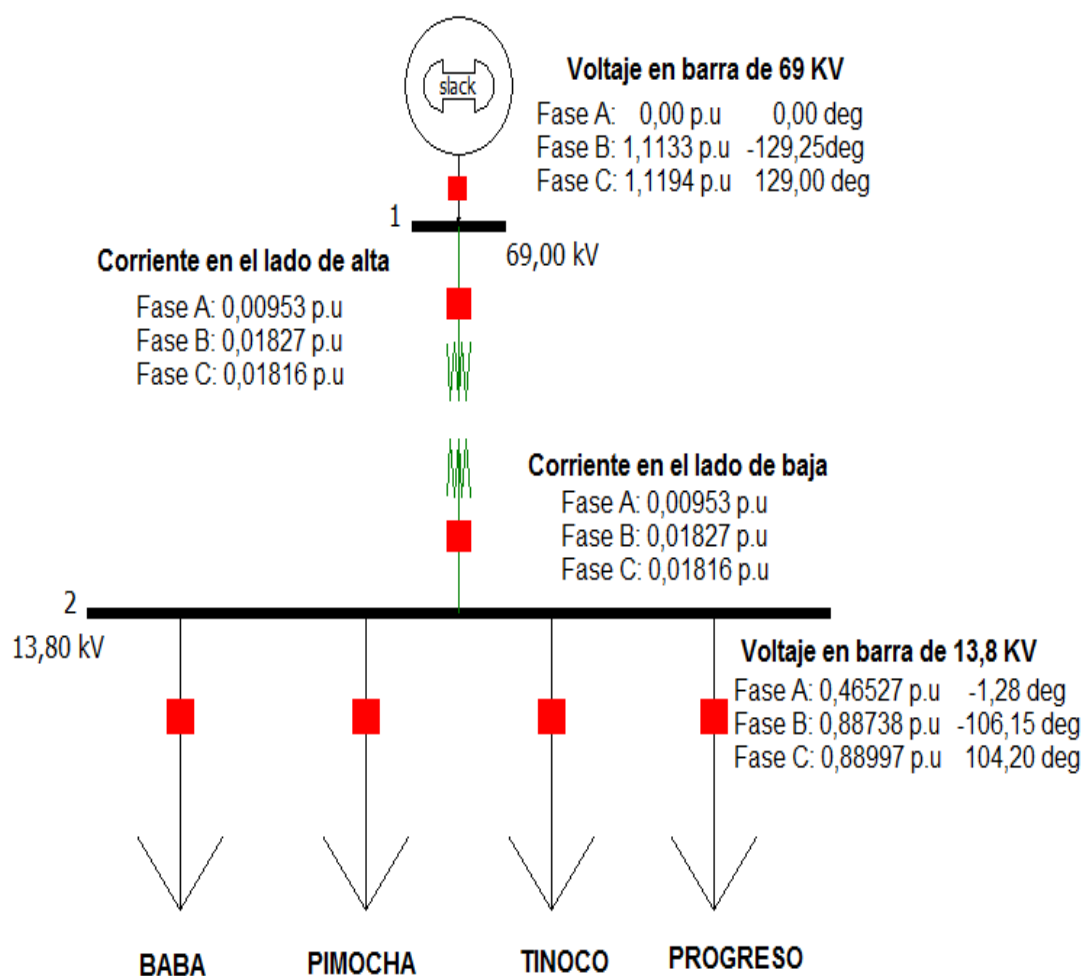


**Figura 3.e2:** Falla trifásica en la barra de 13,8 KV

### Anexo 3.f

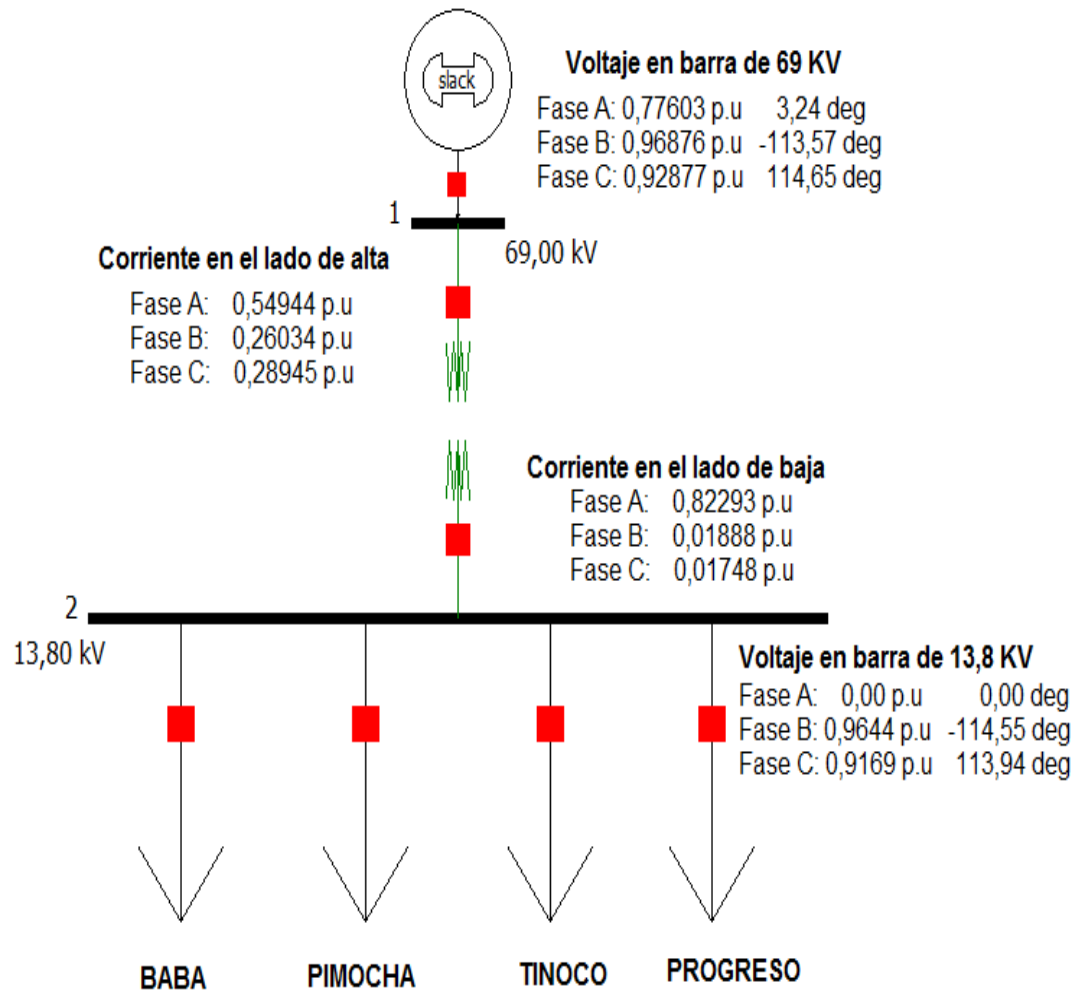
#### Falla de una línea a tierra – Mínima carga

#### Falla de una línea a tierra en la barra 69 KV



**Figura 3.f1:** Falla de una línea a tierra en la barra de 69 KV

### Falla de una línea a tierra en la barra 13,8 KV

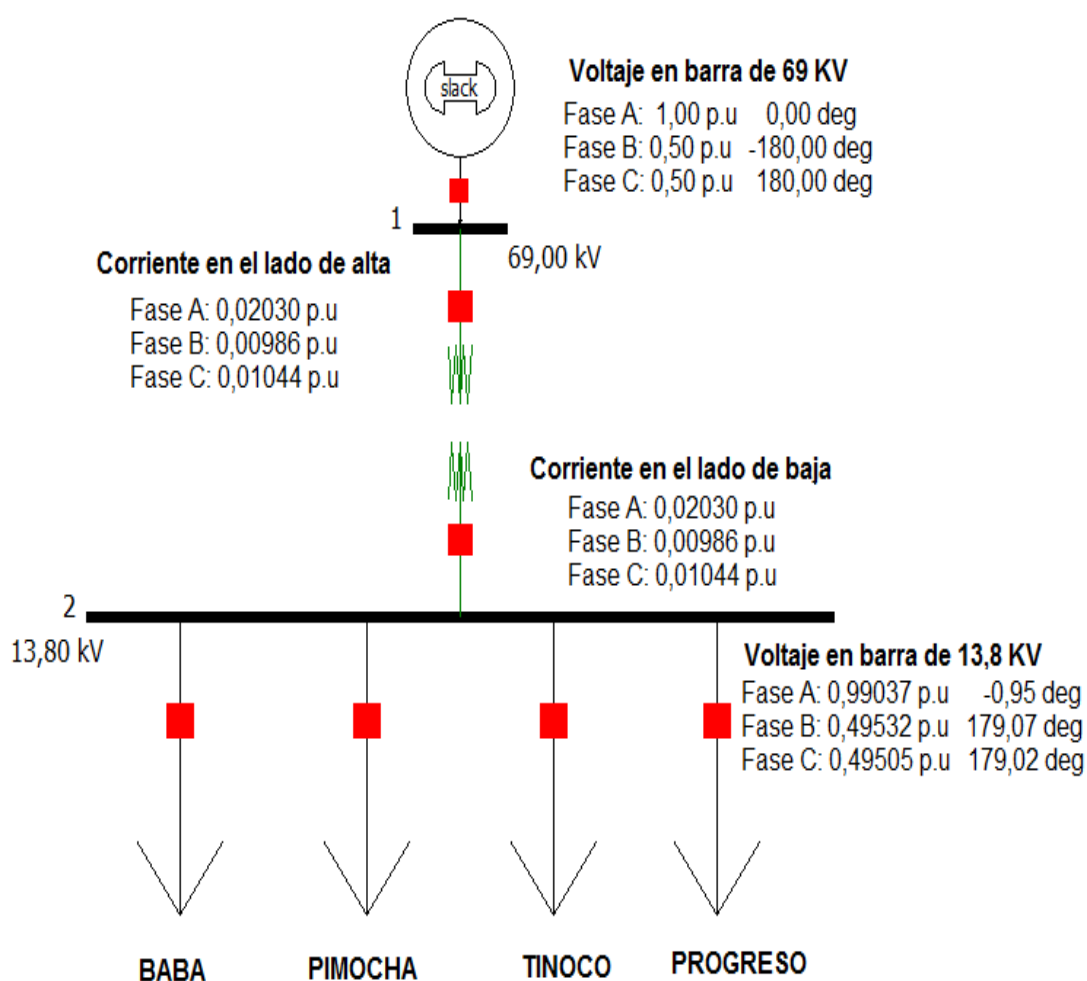


**Figura 3.f2:** Falla de una línea a tierra en la barra de 13,8 KV

### Anexo 3.g

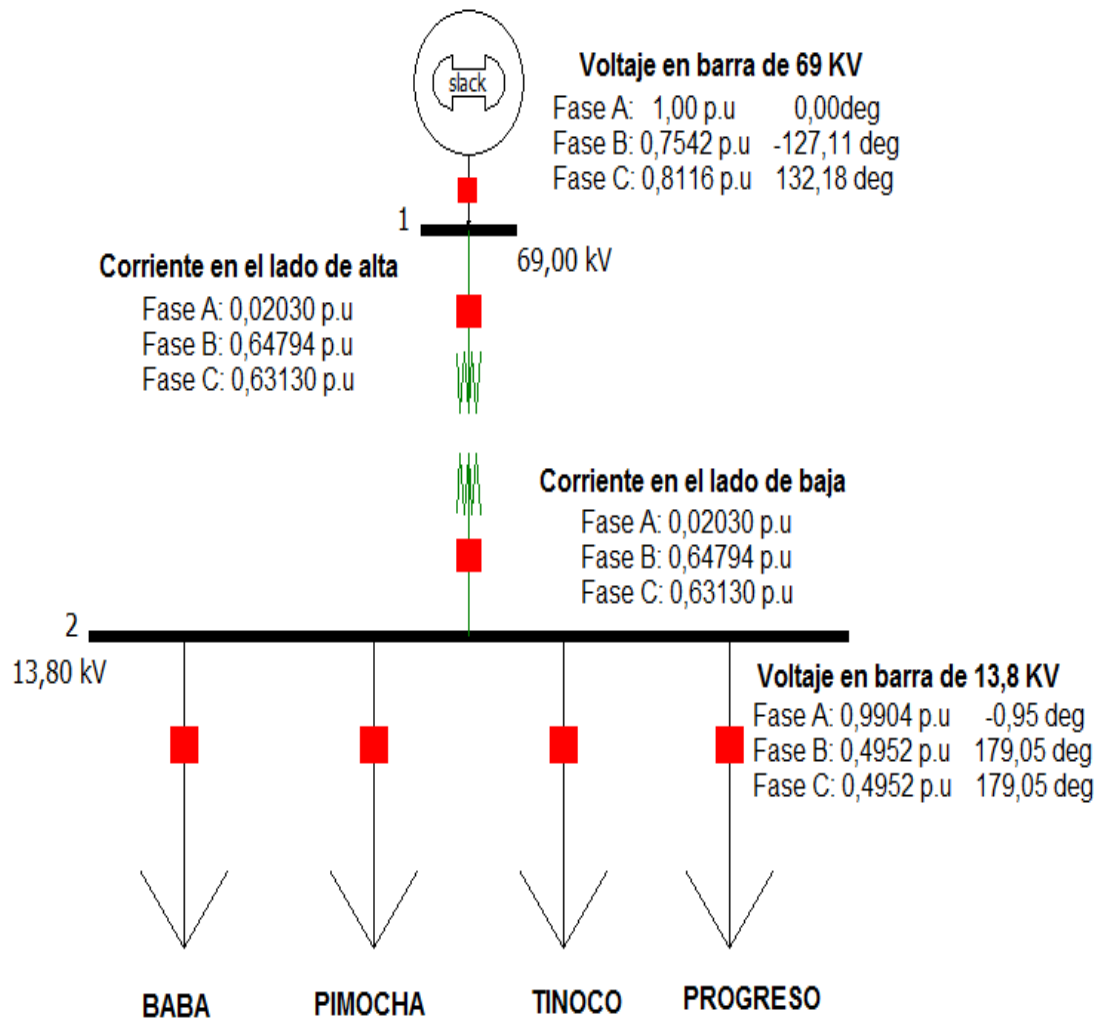
#### Falla de una línea a línea – Mínima carga

#### Falla de línea a línea en la barra de 69 KV



**Figura 3.g1:** Falla de una línea a línea en la barra de 69 KV

### Falla de línea a línea en la barra de 13,8 KV

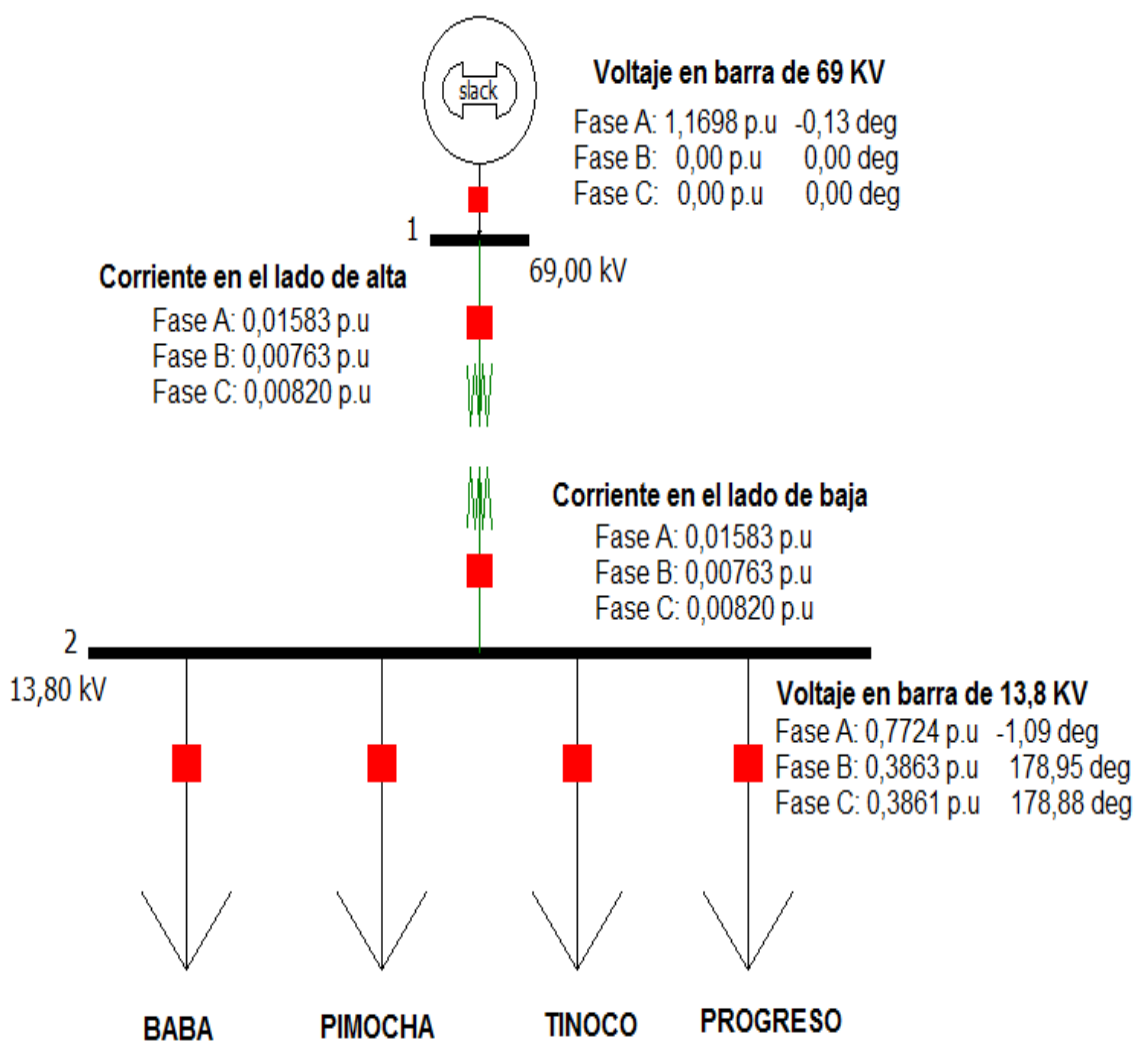


**Figura 3.g2:** Falla de una línea a línea en la barra de 13,8 KV

### Anexo 3.h

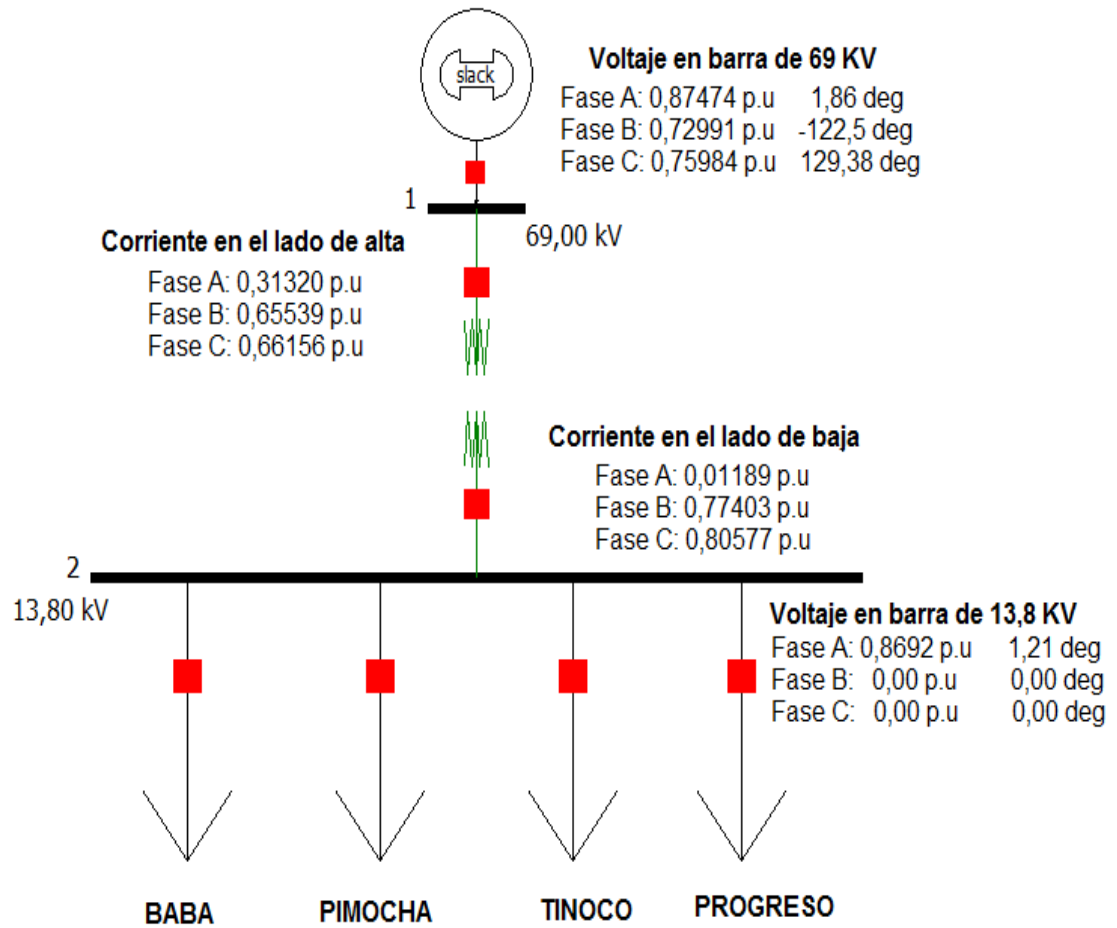
#### Falla de dos líneas a tierra – Mínima carga

#### Falla de dos líneas a tierra en la barra de 69 KV



**Figura 3.h1:** Falla de dos líneas a línea en la barra de 69 KV

### Falla de dos líneas a tierra en la barra de 13,8 KV



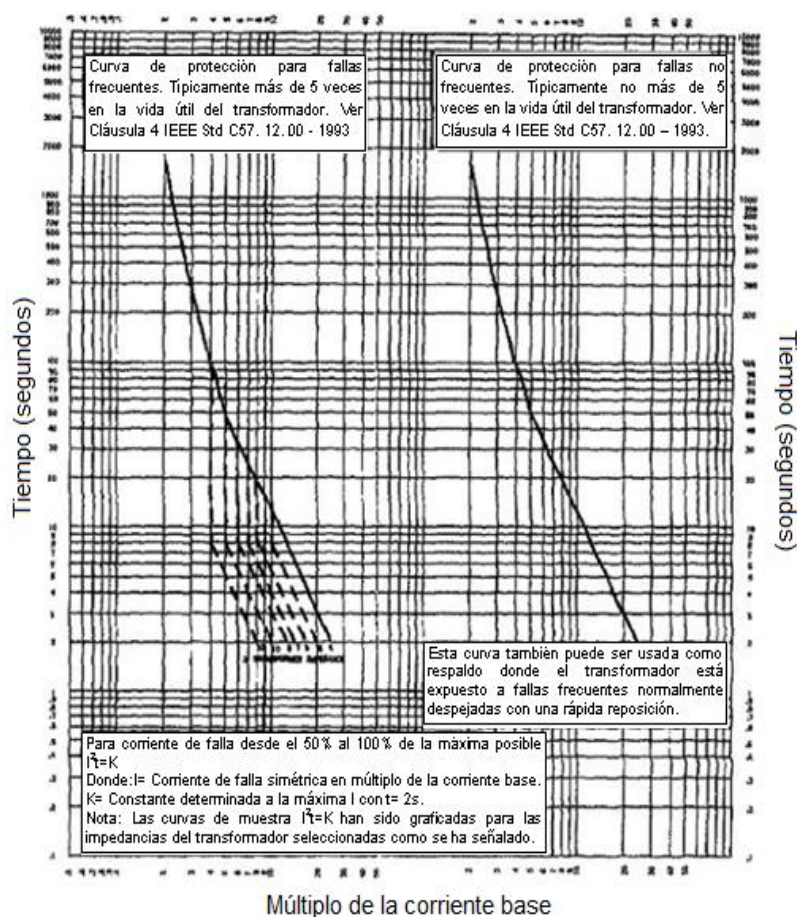
**Figura 3.h2:** Falla de dos líneas a línea en la barra de 13,8 KV

## ANEXO 4

## CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR

Categoría	Monofásico (KVA)	Trifásico (KVA)
I	5 – 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1668 - 10000	5001 - 30000
IV	≥ 30000	≥ 30000

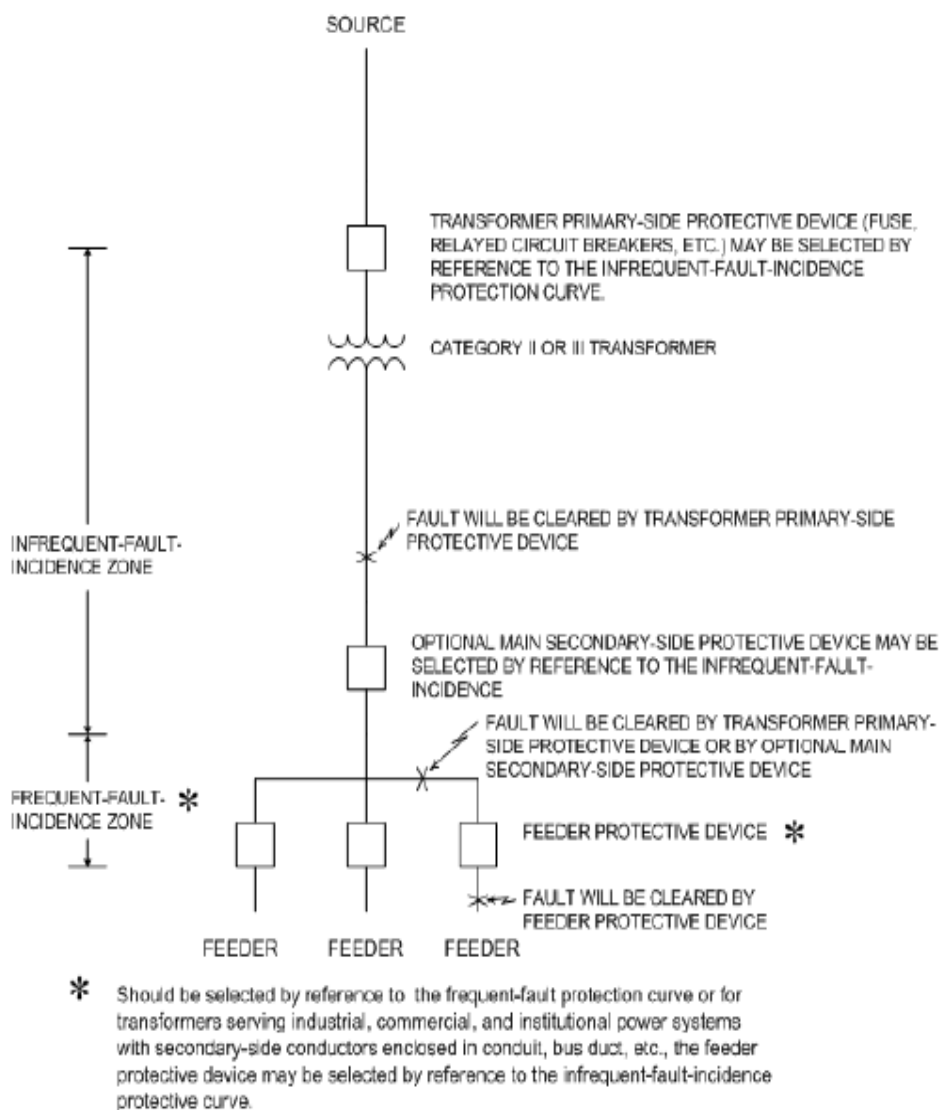
**Tabla A4. 1:** Categorías en las que se ubica un transformador dependiendo de su capacidad



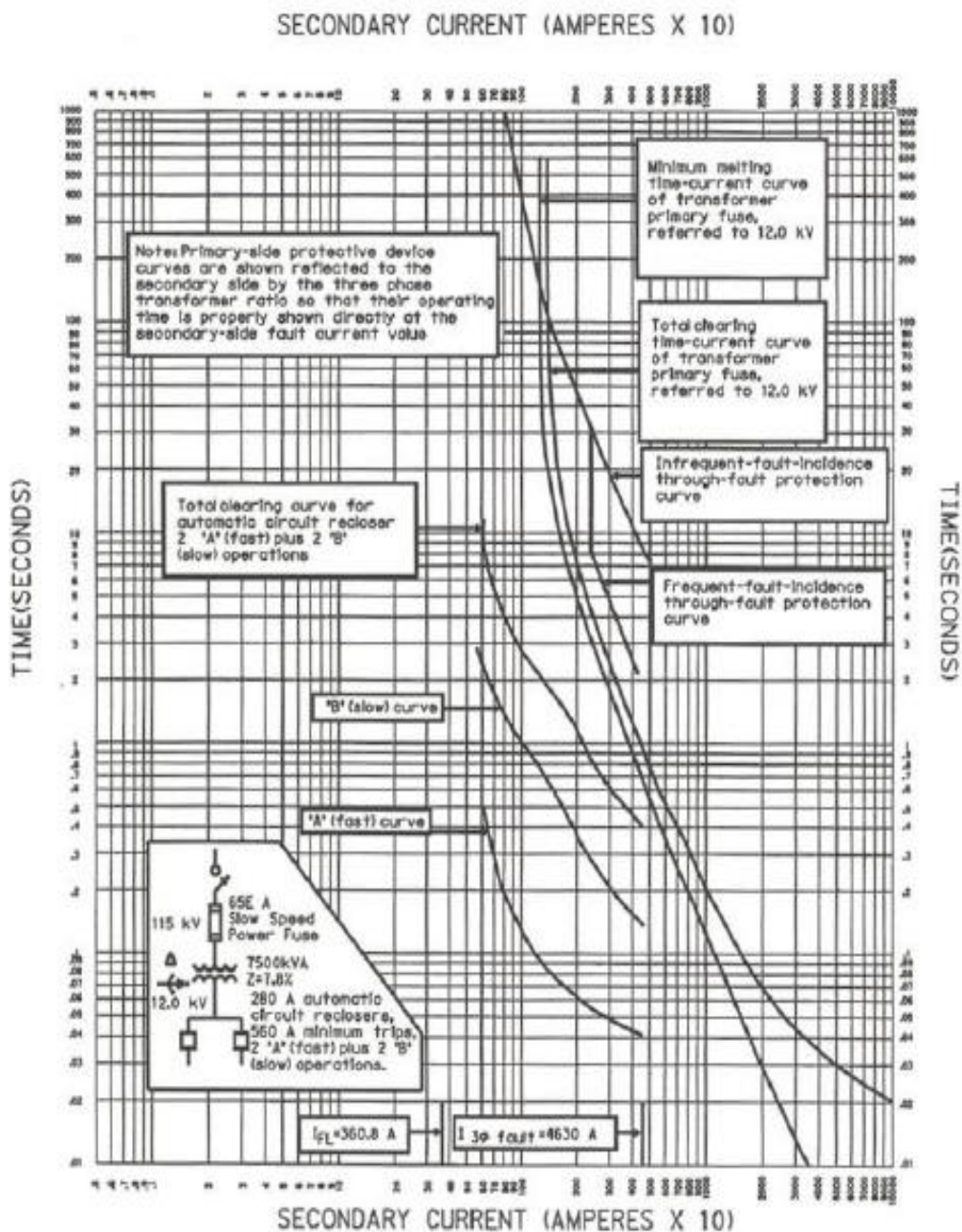
**Tabla A4. 2:** Curva tiempo vs  $I$  pickup para los transformadores categoría III



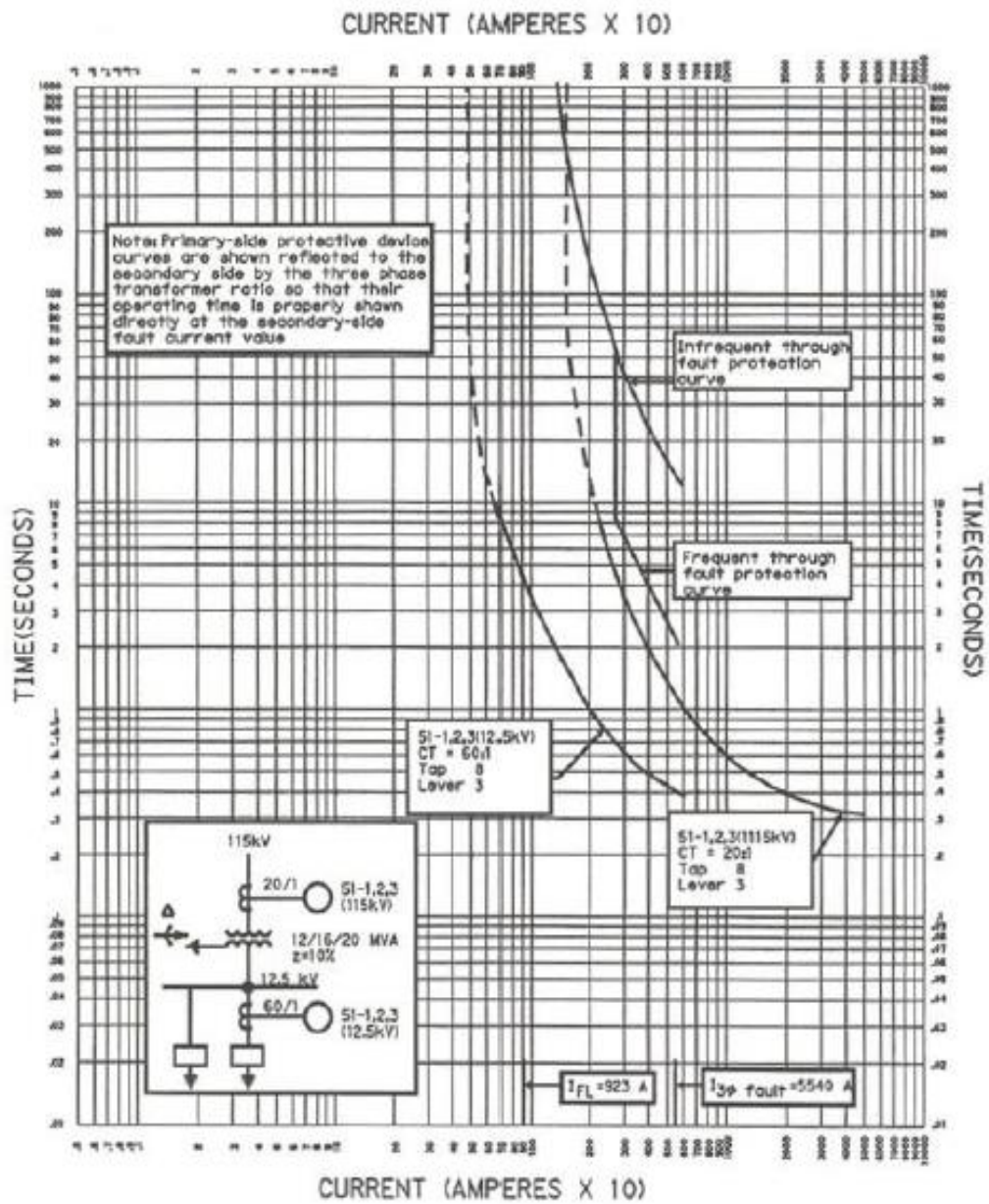
IEEE Std C37.91-2008  
IEEE Guide for Protecting Power Transformers



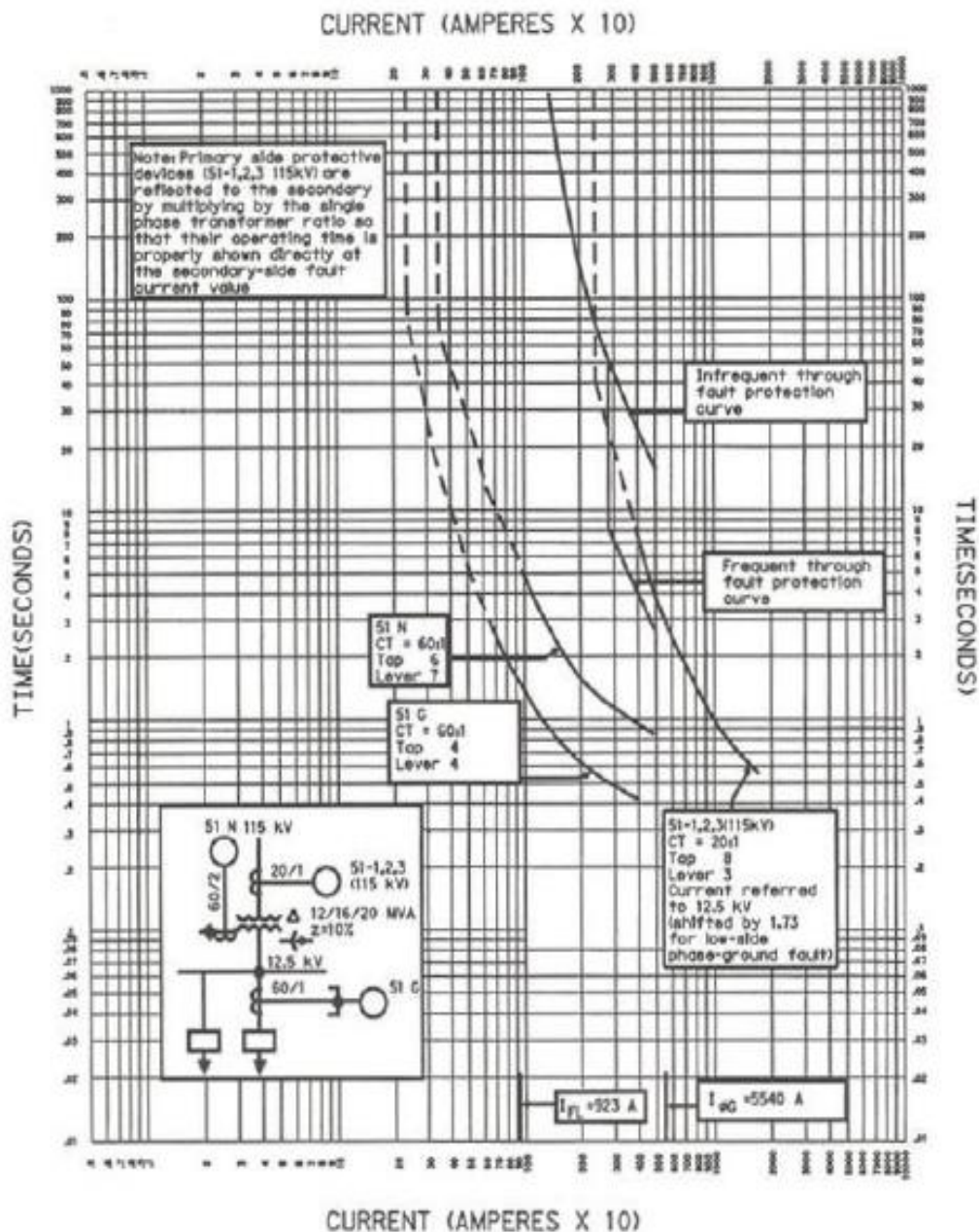
**Tabla A4. 3:** Zonas de incidencia de fallas frecuentes para transformadores de categoría II y III



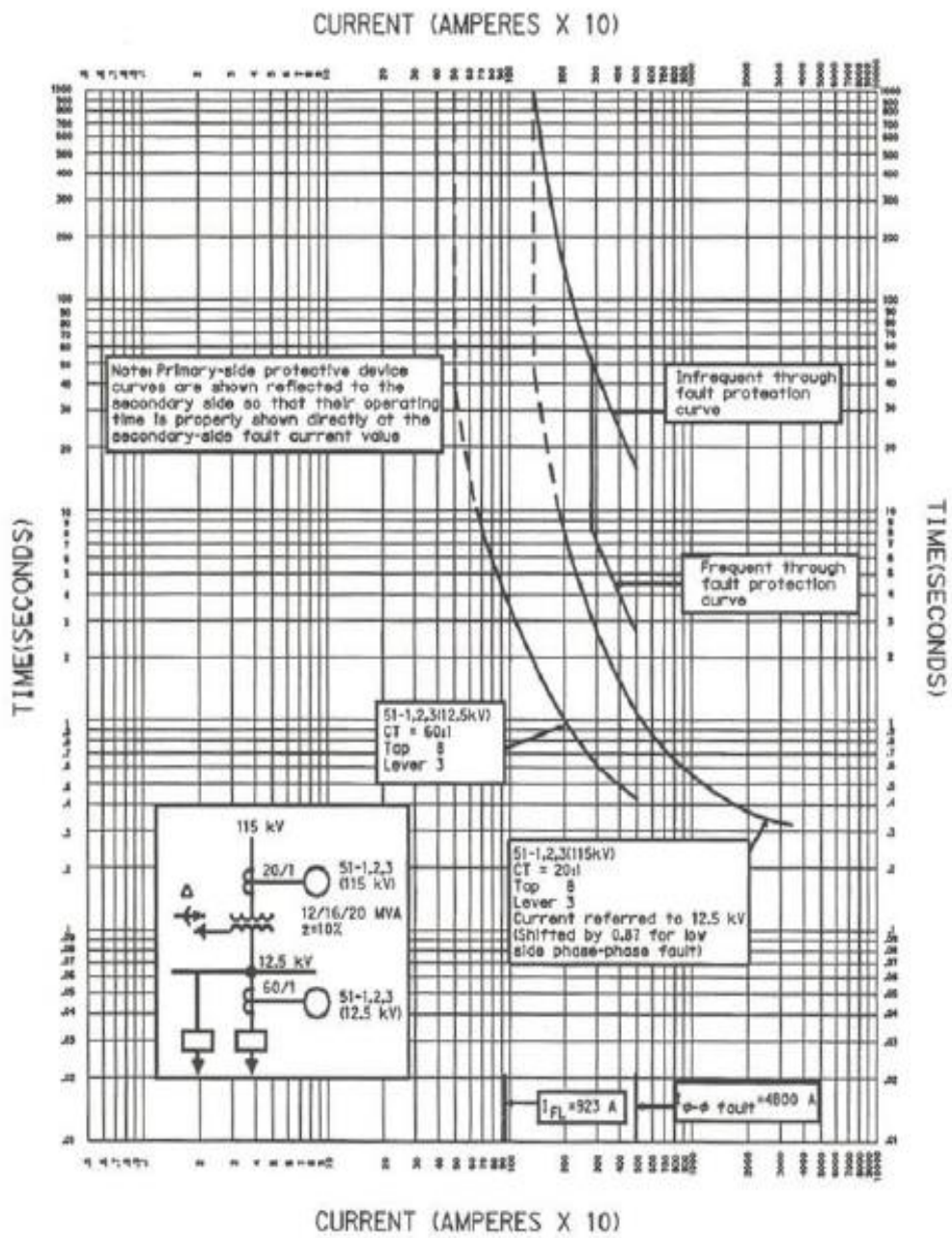
**Tabla A4. 4:** Protección de un transformador de Categoría III para una falla trifásica en el lado secundario con líneas secundarias aéreas.



**Tabla A4. 5:** Protección de un transformador de Categoría III para una falla trifásica secundaria.



**Tabla A4. 6:** Protección de un transformador de Categoría III para una falla línea a tierra secundaria.



**Tabla A4. 7:** Protección de un transformador de Categoría III para una falla de línea a línea secundaria.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Blackburn, J Lewis – Protective Relaying Principles and Applications. Editorial Marcel Dekker: New York 1987.
2. Manual de instrucciones del Relé SEL-387. Schweitzer Engineering Laboratories Inc.
3. McGraw-Edison Company, Manual Overcurrent Protection for Distribution System, Power System Division.
4. IEEE Std 242.2001, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems
5. J. Lewis Blackburn, Protective Relaying: Principles and Applications, tercera edición.
6. McGraw-Edison Company, Manual Overcurrent Protection for Distribution System, Power System Division.
7. IEEE Std. C37.91-2008, IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers.