



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**

**TEMA: DETERMINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE  
SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV DE LA CNEL EP BOLÍVAR CON EL  
INGRESO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN BABAHOYO-  
CALUMA MEDIANTE PROGRAMA COMPUTACIONAL.**

**AUTOR: SÁNCHEZ SARZOSA, HOLGUER ISAÁC**

**DIRECTOR: ING. QUISPE TOAPANTA, VICENTE JAVIER**

**LATACUNGA**

**2018**



## **DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

### **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el trabajo de titulación, **“DETERMINACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV DE LA CNEL EP BOLÍVAR CON EL INGRESO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN BABAHOYO-CALUMA MEDIANTE PROGRAMA COMPUTACIONAL”** fue realizado por el señor Sánchez Sarzosa, Holguer Isaác el mismo que ha sido revisado en su totalidad, analizado por la herramienta de verificación de similitud de contenido; por lo tanto cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que lo sustente públicamente.

Latacunga, 06 de diciembre de 2018

Firma:

Ing. Quispe Toapanta, Vicente javier  
C.C.: 0502918014



## DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

### CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

### AUTORÍA Y RESPONSABILIDAD

Yo, Sánchez Sarzosa, Holguer Isaác, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **“DETERMINACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV DE LA CNEL EP BOLÍVAR CON EL INGRESO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN BABAHOYO-CALUMA MEDIANTE PROGRAMA COMPUTACIONAL”** es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Consecuentemente el contenido de la investigación mencionada es veraz.

Latacunga, 06 de diciembre de 2018

Firma:

Sánchez Sarzosa, Holguer Isaác  
C.C. : 1804593612



## DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

### CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

#### AUTORIZACIÓN

Yo, Sánchez Sarzosa, Holguer Isaác, autorizo a la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: **“DETERMINACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV DE LA CNEL EP BOLÍVAR CON EL INGRESO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN BABAHOYO-CALUMA MEDIANTE PROGRAMA COMPUTACIONAL”** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

Consecuentemente el contenido de la investigación mencionada es veraz.

Latacunga, 06 de diciembre de 2018

Firma:

Sánchez Sarzosa, Holguer Isaác  
C.C. : 1804593612



## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo de titulación a mis padres Holger y Nancy, quienes han sido guía y apoyo incondicional.

Isaac Sánchez

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco al Ing. Vicente Quispe por la colaboración para esta investigación.

Al Ing. Galo Nuñez, por su colaboración en esta investigación.

A todas las personas que de una u otra manera han sido partícipes de mi desarrollo personal:

Camilo

Roberto Ramos

Ing. Paúl Osorio

Mauricio Zarzosa

Nancy Meneses

Isaac Sánchez

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

### CARÁTULA

CERTIFICACIÓN .....	i
AUTORÍA Y RESPONSABILIDAD.....	ii
AUTORIZACIÓN .....	iii
DEDICATORIA .....	iv
AGRADECIMIENTO .....	v
<b>ÍNDICE DE CONTENIDOS .....</b>	<b>vi</b>
ÍNDICE DE TABLAS .....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
<b>RESUMEN.....</b>	<b>xvi</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>xvii</b>

### CAPÍTULO I

#### CONTENIDOS GENERALES

1.1. Planteamiento del Problema .....	1
1.2. Antecedentes.....	1
1.3. Justificación e Importancia.....	2
1.4. Objetivos.....	3
1.4.1. Objetivo General.....	3
1.4.2. Objetivos Específicos.....	3

### CAPÍTULO II

#### MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes investigativos .....	4
2.2. Fundamentación teórica .....	4
2.2.1. Líneas de Subtransmisión.....	4
A) Estructuras.....	5
a) De Retención .....	5
b) De Suspensión sencilla .....	6
B) Disposición Geométrica de los Conductores.....	6
a) Horizontal.....	6

b) Vertical.....	6
c) Triangular .....	6
C) Conductores.....	7
D) Línea de Subtransmisión Babahoyo-Caluma .....	8
2.2.2. Transformadores .....	9
A) Cambiadores de derivación .....	9
2.2.3. Condiciones de Operación Óptima .....	10
A) Confiabilidad .....	10
B) Calidad de la Potencia .....	10
C) Protecciones.....	11
D) Sistema Nacional Interconectado (SNI).....	11
E) Nivel de Voltaje .....	11
a) Índice de Calidad .....	11
b) Límites .....	11
2.2.4. Valores por Unidad .....	12
A) Cambio de Base en el Sistema por Unidad .....	12
2.3. Bases teóricas.....	13
2.3.1. Protecciones .....	13
A) De Sobrecorriente .....	13
a) No Direccionales .....	13
b) Direccionales .....	14
B) Criterio de Protecciones .....	14
C) Importancia de Coordinación de Protecciones .....	15
D) Fallas de cortocircuito.....	15
2.3.2. Flujos de Potencia .....	17
2.3.3. Programa Computacional ETAP.....	17
2.4. Fundamentación Legal .....	18
2.5. Sistema de variables .....	19
2.5.1. Definición nominal.....	19
2.5.2. Definición conceptual.....	19
2.5.1. Definición operacional .....	19
2.6. Hipótesis .....	20
2.7. Cuadro de operacionalización de las variables .....	21

### **CAPÍTULO III**

#### **METODOLOGÍA**

3.1. Modalidad de investigación.....	22
3.1.1. Bibliográfica .....	22
A) De campo.....	23
3.2. Tipos de Investigación .....	23
3.2.1. Investigación Cuantitativa .....	23
3.3. Diseño de la Investigación.....	24
3.4. Población y muestra .....	24
3.5.1. Variables Cuantitativas.....	24
3.5.2. Validez y confiabilidad.....	24
3.6. Técnica de análisis de datos.....	25
3.6.1. Observación y simulación .....	25
3.7. Técnica de comprobación de hipótesis.....	25
3.7.1. Comprobación cuantitativa .....	25

### **CAPÍTULO IV**

#### **MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV Y SALIDAS A 13.8 KV DE LA CNEL EP BOLÍVAR, MEDIANTE EL SOFTWARE ETAP**

4.1. Descripción del Sistema de Subtransmisión de la CNEL EP Bolívar .....	26
4.2. Levantamiento de información .....	27
4.3. Flujos de Potencia con ETAP .....	32
4.3.1. Información Necesaria .....	33
A) Alimentadores de la Subestación Guaranda.....	34
B) Alimentadores de la Subestación Guanujo.....	35
C) Alimentadores de la Subestación Cochabamba .....	37
D) Alimentadores de la Subestación Sicoto .....	38
E) Alimentadores de la Subestación Echeandía .....	40
F) Alimentadores de la Subestación Caluma .....	41
43	
G) Demanda proyectada a 10 años .....	43
4.3.2. Metodología para análisis de flujo de potencia.....	45
A) Casos analizados.....	45

B) Voltaje .....	45
C) TAP`s de los transformadores .....	45
D) Resultados del análisis de flujos de potencia .....	45
4.4. Resultados del análisis de cortocircuitos.....	49

## **CAPÍTULO V**

### **DETERMINACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV DE LA CNEL EP BOLÍVAR CON EL INGRESO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN BABAHOYO-CALUMA MEDIANTE SOFTWARE COMPUTACIONAL ETAP**

5.1. Generalidades.....	51
5.1.1. Alcance de la Propuesta.....	51
5.2. Objetivos de la Propuesta.....	51
5.3. Metodología para la determinación de la posición de los TAP`s .....	52
A) AÑO 2018 .....	58
B) AÑO 2019 .....	59
C) AÑO 2020 .....	60
D) AÑO 2021 .....	61
E) AÑO 2022.....	62
F) AÑO 2023 .....	63
G) AÑO 2024 .....	64
H) AÑO 2025 .....	65
I) AÑO 2026.....	66
5.4. Metodología para la determinación de los voltajes con el ingreso de la línea de Subtransmisión Babahoyo – Caluma.....	68
5.4.1. Sistema unido en Tap nominal.....	69
5.4.2. Sistema radial separado en Tap nominal .....	70
5.5.1. Aspectos Técnicos:.....	73
5.5.2. Cobertura y Localización.....	74
5.5.3. Entidad Ejecutora .....	74
5.5.4. Descripción de la situación actual del área de intervención del proyecto .....	74
5.5.5. Parámetros considerados en el cálculo .....	75
A) Costos del proyecto.....	75
B) Los ingresos vienen dados por.....	75

5.5.6. Identificación, cuantificación y valoración de ingresos, beneficios y costos (de inversión, operación y mantenimiento).....	75
5.5.7. Cálculos .....	76
5.5.8. Indicadores Económicos y Sociales (VAN, TIR, RBC y CAUE) .....	77
5.6. Metodología para la coordinación de protecciones .....	79
5.6.1. Determinación de las curvas de protección .....	79
A) TRAMO 1: S/E RIOBAMBA – S/E GUARANDA – ALIMENTADORES .....	79
a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 1: S/E RIOBAMBA – S/E GUARANDA – ALIMENTADORES.....	79
B) TRAMO 2: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – S/E Echeandía – Alimentadores.....	85
a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 2: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – S/E Echeandía – Alimentadores.....	85
b) Secuencia de operación de los relés Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 2: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – S/E Echeandía – Alimentadores.....	87
C) TRAMO 3: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – Alimentadores.....	89
a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 3: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – Alimentadores .....	89
b) Secuencia de operación de los relés Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 3: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – Alimentadores... 91	91
D) TRAMO 4: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Caluma – Alimentadores.....	93
a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 4: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Caluma – Alimentadores.....	93
b) Secuencia de operación de los relés Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 4: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Caluma – Alimentadores.....	95
E) TRAMO 5: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba –Alimentadores .....	97
a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 5: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba –Alimentadores .....	97
b) Secuencia de operación de los relés Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 5: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba –Alimentadores99	99
F) TRAMO 6: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Sicoto – Alimentadores.....	101
a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 6: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Sicoto – Alimentadores .....	101

b) Secuencia de operación de los relés Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 6: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Sicoto – Alimentadores.....	103
<b>PRUEBA DE HIPÓTESIS .....</b>	<b>106</b>
<b>Hipótesis .....</b>	<b>106</b>
<b>Evaluación del Sistema de Subtransmisión de 69 kV de la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Bolívar .....</b>	<b>107</b>
a) Problemas detectados.....	107
b) Mejora.....	107
c) Comprobación de la hipótesis .....	107
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>108</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>110</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>111</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>114</b>



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Datos de la Líneas de Subtransmisión Babahoyo-Caluma.....	8
Tabla 2 Límites de Voltaje .....	11
Tabla 3 Equivalente Thévenin a nivel de 69 kV de CNEL EP BOLÍVAR.....	27
Tabla 4 Parámetros técnicos de las líneas de Subtransmisión de la CNEL EP BOLÍVAR.....	28
Tabla 5 Características técnicas de los transformadores de la CNEL EP BOLÍVAR.....	29
Tabla 6 Demanda máxima y mínima de la CNEL EP BOLÍVAR.....	29
Tabla 7 Demanda máxima y mínima de subestaciones de la CNEL EP BOLÍVAR 2017.....	3
1	
Tabla 8 Demanda máxima y mínima por subestaciones de la CNEL EP BOLÍVAR 2017 .....	32
Tabla 9 Demanda máxima y mínima de la subestación Guaranda .....	34
Tabla 10 Demanda máxima y mínima de la subestación Guanujo.....	36
Tabla 11 Demanda máxima y mínima de la subestación Cochabamba.....	37
Tabla 12 Demanda máxima y mínima de la subestación Sicoto .....	39
Tabla 13 Demanda máxima y mínima de la subestación Echeandía.....	40
Tabla 14 Demanda máxima y mínima de la subestación Caluma .....	42
Tabla 15 Demanda máxima proyectada a 10 años .....	44
Tabla 16 Voltaje en barras con demanda actual.....	46
Tabla 17 Voltaje en barras con demanda máxima proyectada.....	47
Tabla 18 Cargabilidad de Transformadores con demanda máxima actual .....	48
Tabla 19 Cargabilidad de Transformadores con demanda máxima proyectada .....	48
Tabla 20 Corrientes de Cortocircuito para demanda máxima actual.....	50
Tabla 21 Propuesta de Posición de Taps y cargabilidad de Transformadores .....	53
Tabla 22 Voltaje en barras con demanda máxima actual en taps propuestos .....	54
Tabla 23 Propuesta de TAP de Transformadores para demanda proyectada.....	54
Tabla 24 Voltaje en barras con demanda proyectada al 150% en Tap (1).....	55
Tabla 25 Propuesta de Posición de Taps y cargabilidad de Transformadores .....	56
Tabla 26 Voltaje en barras con demanda proyectada al 150% en Tap (1).....	57
Tabla 27 Propuesta de Posición de Taps y cargabilidad de Transformadores .....	57
Tabla 28 Voltaje en barras con demanda proyectada al 105% en Tap (1) 2018.....	59
Tabla 29 Voltaje en barras con demanda proyectada al 110% en Tap (1) 2019.....	60
Tabla 30 Voltaje en barras con demanda proyectada al 115% en Tap (1) AÑO 2020.....	61
Tabla 31 Voltaje en barras con demanda proyectada al 120% en Tap (1) AÑO 2021 .....	62
Tabla 32 Voltaje en barras con demanda proyectada al 125% en Tap (1) AÑO 2022.....	63
Tabla 33 Voltaje en barras con demanda proyectada al 130% en Tap (1) AÑO 2023.....	64

Tabla 34 Voltaje en barras con demanda proyectada al 135% en Tap (1) AÑO 2024 .....	65
Tabla 35 Voltaje en barras con demanda proyectada al 140% en Tap (1) AÑO 2025 .....	66
Tabla 36 Voltaje en barras con demanda proyectada al 145% en Tap (1) AÑO 2016 .....	67
Tabla 37 Voltajes máximos y mínimos por año en Tap posición 1 .....	67
Tabla 38 Voltaje sistema Unido con ingreso de L/ST demanda actual Tap (3) .....	69
Tabla 39 Voltaje sistema Separado con ingreso de L/ST demanda actual Tap (3) .....	70
Tabla 40 Valor de inversión de proyecto sin IVA .....	72
Tabla 41 Coordenadas geográficas .....	74
Tabla 42 Análisis económico .....	77
Tabla 43 Indicadores Financieros y Económicos .....	78
Tabla 44 Datos Actuales Relé S/E Riobamba .....	80

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.</i> Líneas de Subtransmisión.....	5
<i>Figura 2.</i> Disposiciones Geométricas de Conductores.....	7
<i>Figura 3.</i> Cambiador de derivación energizado o bajo carga.....	10
<i>Figura 4.</i> Datos de Índices de Interrupción de Servicio.....	12
<i>Figura 5.</i> Curva de relés de sobrecorriente.....	14
<i>Figura 6.</i> Tipos de Cortocircuitos.....	16
<i>Figura 7.</i> Demanda máxima anual de la CNEL EP BOLÍVAR.....	30
<i>Figura 8.</i> Demanda mínima anual de la CNEL EP BOLÍVAR.....	30
<i>Figura 9.</i> Demanda máxima y mínima por subestaciones 2017.....	32
<i>Figura 10.</i> Información necesaria para ETAP.....	33
<i>Figura 11.</i> Alimentadores Subestación Guaranda.....	34
<i>Figura 12.</i> Modelación Subestación Guaranda.....	35
<i>Figura 13.</i> Alimentadores Subestación Guanujo.....	35
<i>Figura 14.</i> Modelación Subestación Guanujo.....	36
<i>Figura 15.</i> Alimentadores Subestación Cochabamba.....	37
<i>Figura 16.</i> Modelación Subestación Cochabamba.....	38
<i>Figura 17.</i> Alimentadores Subestación Sicoto.....	38
<i>Figura 18.</i> Modelación Subestación Sicoto.....	39
<i>Figura 19.</i> Alimentadores Subestación Echeandía.....	40
<i>Figura 20.</i> Modelación Subestación Echeandía.....	41
<i>Figura 21.</i> Alimentadores Subestación Caluma.....	41
<i>Figura 22.</i> Modelación Subestación Caluma.....	42
<i>Figura 23.</i> Modelamiento del Sistema de la CNEL EP BOLÍVAR.....	43
<i>Figura 24.</i> Curva del relé General Electric S/E Riobamba.....	81
<i>Figura 25.</i> Modelamiento en ETAP de Tramo 1.....	82
<i>Figura 26.</i> Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 1.....	83
<i>Figura 27.</i> Secuencia de operación para Tramo 1.....	84
<i>Figura 28.</i> Tiempos y Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 1.....	85
<i>Figura 29.</i> Modelamiento en ETAP de Tramo 2.....	86
<i>Figura 30.</i> Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 1.....	87
<i>Figura 31.</i> Secuencia de operación para Tramo 2.....	88
<i>Figura 32.</i> Tiempos y Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 2.....	89
<i>Figura 33.</i> Modelamiento en ETAP de Tramo 3.....	90
<i>Figura 34.</i> Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 3.....	91
<i>Figura 35.</i> Secuencia de operación para Tramo 3.....	92
<i>Figura 36.</i> Tiempos y Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 3.....	93
<i>Figura 37.</i> Modelamiento en ETAP de Tramo 4.....	94
<i>Figura 38.</i> Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 4.....	95
<i>Figura 39.</i> Secuencia de operación para Tramo 4.....	96
<i>Figura 40.</i> Tiempos, Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 4.....	97
<i>Figura 41.</i> Modelamiento en ETAP de Tramo 5.....	98
<i>Figura 42.</i> Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 5.....	99
<i>Figura 43.</i> Secuencia de operación para Tramo 5.....	100

<i>Figura 44.</i> Tiempos y Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 5 .....	101
<i>Figura 45.</i> Modelamiento en ETAP de Tramo 5.....	102
<i>Figura 46.</i> Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 6.....	103
<i>Figura 47.</i> Secuencia de operación para Tramo 6.....	105
<i>Figura 48.</i> Tiempos y Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 6 .....	106

## **RESUMEN**

En el presente trabajo de titulación, se realizó el estudio y posterior análisis del sistema de subtransmisión de la CNEL EP Bolívar en cuanto a flujos de potencia en condiciones actuales, proyectadas a 10 años de demanda y con el ingreso de la nueva línea de subtransmisión Babahoyo-Caluma, cortocircuitos, coordinación de protecciones en base a los ajustes actuales de la empresa, el estudio técnico económico de la construcción e implementación de la nueva línea. Para la simulación se utilizó el software computacional ETAP 12.6, determinando en condición de máxima demanda actual en TAP nominal, a 69 kV solamente la barra de la subestación Guaranda con un valor del 95,02% cumple con la Regulación 004-01 del CONELEC, mientras que las demás barras no cumplen la regulación, a niveles de 13.8 kV, ninguna de las barras de las subestaciones cumplen, en la aproximación a 10 años en condiciones de la propuesta de TAP-2,5% posición 1, los niveles de voltaje en 69 kV y 13.8 kV, no cumplen la regulación ninguna de sus barras, mientras que con la propuesta realizada de TAP al -2.5% posición 1, y en condiciones actuales los niveles de voltaje a nivel de 69 kV no mejoran, mientras que a nivel de 13.8 kV son mejorados considerablemente hasta la aproximación al sexto año de crecimiento; en base a los ajustes actuales de las protecciones se verificó la coordinación de las mismas, en tanto al estudio económico se determinó una ganancia para la empresa en 30 años de \$2459400.

### **PALABRAS CLAVE:**

### **FLUJOS DE POTENCIA**

### **CORTOCIRCUITOS**

### **PROTECCIONES ELÉCTRICAS**

### **LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN BABAHOYO – CALUMA**

### **CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD BOLÍVAR**

## **ABSTRACT**

In the present research work, the study and subsequent analysis of the subtransmission system of the CNEL EP Bolívar was carried out in terms of power flows under current conditions, projected at 10 years of demand and with the income of the new Babahoyo-Caluma sub-transmission line, short-circuits, coordination of protections based on the current adjustments of the company, the technical economic study of the construction and implementation of the new line. The simulation used the computer software ETAP 12.6, determining for the condition of maximum current demand in nominal TAP in 69 kV only the bar of the substation Guaranda with a value of 95.02% complies with Regulation 004-01 of the CONELEC, while that the other bars do not comply with the regulation, at 13.8 kV levels, none of the bars of the substations complies, in the approximation to 10 years under the conditions of the proposed TAP-2.5% position 1, the voltage levels in 69 kV and 13.8 kV, none of their bars comply with the regulation, while with the proposal made of TAP at -2.5% position 1 the voltage levels at the 69 kV level do not improve, while at the 13.8 kV level they are improved considerably until the approach to the sixth year of growth, based on the current adjustments of the protections, the coordination of the same was verified, while the economic study determined a profit for the company in 30 years of \$ 245 9400

### **KEYWORDS:**

**POWER FLOWS**

**SHORT CIRCUITS**

**ELECTRIC PROTECTIONS**

**BABAHOYO SUB-TRANSMISSION LINE - CALUMA**

**NATIONAL CORPORATION OF ELECTRICITY BOLÍVAR**

# CAPÍTULO I

## CONTENIDOS GENERALES

### 1.1. Planteamiento del Problema

El desconocimiento sobre la planificación del sistema de subtransmisión actual y a futuro con nuevas cargas eléctricas y puntos nuevos de aporte de potencia a través del Sistema Nacional Interconectado (SIN), ya que no se ha realizado ningún tipo de estudio, ha resultado de manera no apropiada en la calidad y eficiencia del sistema, además del futuro ingreso de la Línea de Subtransmisión Babahoyo-Caluma, genera incertidumbre en el comportamiento del sistema y su óptima operación, por lo cual se plantea este estudio, con miras a establecer condiciones de operación seguras de funcionamiento del sistema de subtransmisión de 69 kV de CNEL EP BOLÍVAR.

Por ellos se realizará el estudio de flujos de potencia a corto, mediano y largo plazo, así como, análisis de cortocircuito y en base a los ajustes actuales de las protecciones se verificará la coordinación de las mismas en el sistema de subtransmisión de CNEL Bolívar, esto permitirá una mayor planificación del sistema a futuro, además permitirá mejorar la calidad del servicio eléctrico.

### 1.2. Antecedentes

En los últimos años no se ha realizado un análisis con las condiciones de operación actuales y futuras del sistema de subtransmisión a 69 KV en la CNEL BOLÍVAR, por ello, no se encuentra información actualizada de los parámetros eléctricos que permitan una planificación del sistema en mención para los próximos años.

Actualmente la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocios Bolívar, será alimentada en los próximos meses por una nueva de línea de subtransmisión desde la Subestación Babahoyo a la Subestación Caluma, diseñada y construida para 138 KV,

pero de acuerdo a los criterios del departamento a cargo del proyecto, se la operará a nivel de 69 KV, por motivos técnicos y económicos, debido que la CNEL EP BOLÍVAR no cuenta con un patio de transformación de 69 kV a 13,8 kV, con el antecedente que no es la primera vez que el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano funciona acorde a las necesidades operativas de las empresas distribuidoras, por ejemplo la Línea de Transmisión Pelileo-Puyo, que opera a niveles de voltaje menores para los que fueron diseñados y construidos, siendo comprobado revisando en el Sistema Nacional Interconectado 2017.

### **1.3. Justificación e Importancia**

El proyecto busca realizar actividades investigativas respecto a la eficiencia, calidad y óptima operación del sistema de subtransmisión de 69 kV de la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio EP Bolívar con sus condiciones actual y proyectada, frente a la conexión de la Línea de Subtransmisión Babahoyo-Caluma, y establecer una adecuada secuencia de operación de las protecciones.

Lo que se pretende es aplicar los conocimientos de sistemas eléctricos de potencia, alto voltaje, líneas de transmisión de potencia y protecciones eléctricas desarrollando un estudio técnico que permita a CNEL EP BOLÍVAR conocer cuál es el comportamiento y estado real de su sistema de subtransmisión e identificar cuáles son las características de operación en condiciones actuales y proyectadas, permitiendo realizar una planificación del sistema en forma técnica y económica en base a la demanda eléctrica; la modelación y simulación se lo realizará en un software computacional con un análisis de diferentes escenarios de demanda y condiciones de operación, así como también otras variables de magnitudes eléctricas, utilizando los datos facilitados por compromiso de la CNEL EP BOLÍVAR para poder gestionar el análisis se realizara estudios de flujos de potencia, cortocircuito y la coordinación de protecciones de sobre corriente.



## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. Objetivo General**

Determinar la operación actual y futura del sistema de subtransmisión de 69 KV de la CNEL EP BOLÍVAR con el ingreso de la Línea de Subtransmisión Babahoyo-Caluma mediante un programa computacional.

### **1.4.2. Objetivos Específicos**

- Recopilación de datos del sistema de subtransmisión 69 KV de la CNEL BOLÍVAR para la modelación del sistema en un software computacional.
- Simular en un software computacional el sistema de subtransmisión de CNEL BOLÍVAR EP en diferentes escenarios de operación para establecer estudios de flujos de potencia, cortocircuito y coordinación de protecciones.
- Realizar una propuesta técnica económica que permita abastecer los requerimientos de demanda eléctrica a futuro en el sistema de subtransmisión CNEL BOLÍVAR EP, con buenos índices de confiabilidad.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1. Antecedentes investigativos

Los análisis de sistemas eléctricos de potencia son de suma importancia, debido a la responsabilidad para con los usuarios a quienes una empresa distribuidora suministra el servicio eléctrico, ya que con el constante incremento de los usuarios e industrias por ende sus demandas como lo expresan (Fabara & Patiño, 2015) en su tesis “Estudio de la Calidad de producto, análisis de pérdidas técnicas, no técnicas y modelación en un software de simulación eléctrica del alimentador primario No. 3 05LA13B1S3 Chasqui-San Agustín de la Subestación Lasso de la Empresa eléctrica Cotopaxi ELEPCO”, ya que los sistemas eléctricos de potencia no son estáticos, mientras que los autores (Loma & Toapanta, 2018) en su estudio del ajuste de las protecciones de ELEPCO S.A., mencionan que tanto la demanda máximo como la mínima deben ser considerados como escenarios para el ajuste óptimo de las protecciones de un Sistema Eléctrico de Potencia, por otra parte los autores (Freijoó, Macías, & Yaulema, 2009) exponen que para garantizar un buen servicio al cliente, se debe analizar el estado actual del suministro y después presentar soluciones para mejorar el servicio a costos razonables.

Si bien los mencionados proyectos son importantes, muchas de las empresas distribuidoras del Ecuador no contemplan presupuestos destinados para este tipo de estudios.

#### 2.2. Fundamentación teórica

##### 2.2.1. Líneas de Subtransmisión

Los sistemas de subtransmisión son definidos en el artículo N° 75 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) como aquellos construidos por las líneas y subestaciones

eléctricas, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras (Escobar & Olivares, 2012).



**Figura 1.** Líneas de Subtransmisión.

Fuente: (PxHere 2015)

## **A) Estructuras**

Según (Ramírez, 1995) en su manual de Redes de Subtransmisión, las estructuras se clasifican en:

### **a) De Retención**

Utilizadas comúnmente en terrenos planos donde la red está en línea recta al menos durante 5 apoyos con una distancia entre estos de no más de 100 m, a veces aplicados en lugares donde la red cambia su dirección en ángulos entre  $10^\circ$  y  $60^\circ$ .

### **b) De Suspensión sencilla**

Utilizadas comúnmente en terrenos planos y ondulados donde la red no cambia de dirección con vanos no superiores a los 350 m.

### **B) Disposición Geométrica de los Conductores**

Acorde a los autores (Ary D'Ajuz & Fonseca, 1989) los conductores geoméricamente se disponen de las siguientes formas:

#### **a) Horizontal**

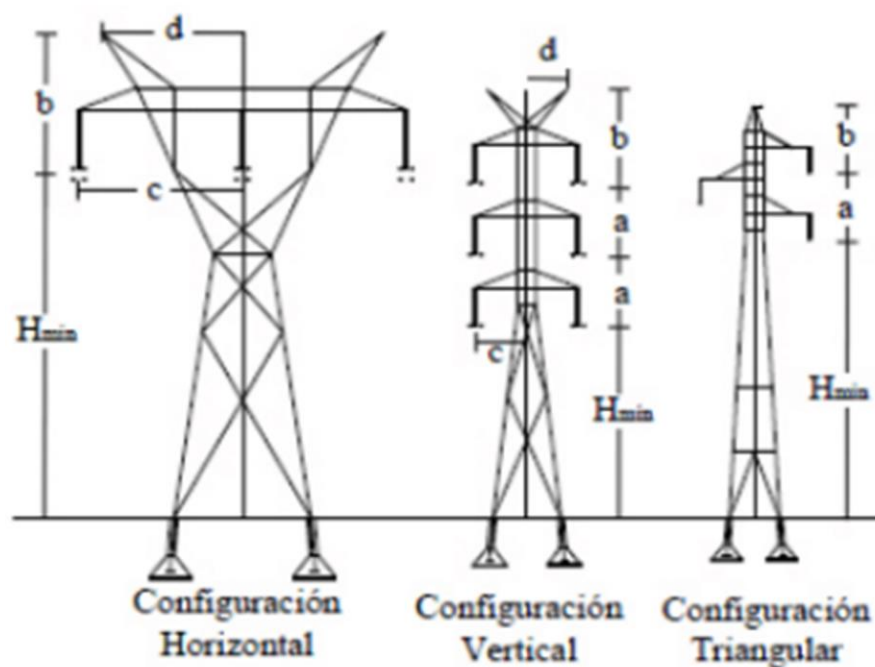
Utilizado en sistemas de circuito simple y/o doble se ser necesario en líneas independientes, tensiones altas y con vanos grandes, con una mínima altura y mayor ancho por ende una franja de servidumbre mayor, teniendo ventajas ante las otras existentes por tamaño y peso menor.

#### **b) Vertical**

Utilizado en sistemas de circuito doble en torre, doble terna en estructuras no independientes resultando en torres de máxima altura con gran impacto visual, pero con corredores estrechos.

#### **c) Triangular**

Dispodición comúnmente utilizada como un promedio de las anteriores, tanto en alturas, franjas de servidumbre y tensiones, usando aisladores rígidos.



**Figura 2.** Disposiciones Geométricas de Conductores

Fuente: (VILLAGRÁN, 2014)

### C) Conductores

En construcción de redes de subtransmisión los materiales utilizados son aquellos que provean características de gran resistencia mecánica, mínima resistencia eléctrica y muy importante el costo accesible relativamente bajo, por ello los metales empleados son cobre, aluminio, sus aleaciones y posibles combinaciones con otros metales como el acero, a fin de reforzar la ganancia de tracción mecánica (Bustillos Ramirez & Pérez Lisboa, 2015). Dentro de los más empleados con aluminio se tiene: cables aislados con neutro portante (cables preensamblados), cables homogéneos de aluminio puro (AAC), cables homogéneos de aleación de aluminio (AAAC), cables mixtos aluminio acero (ACSR), cables mixtos aleación de aluminio acero.

## D) Línea de Subtransmisión Babahoyo-Caluma

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., con la finalidad de mejorar y dotar de un servicio eléctrico de calidad, construyó una línea de 138kV, con una longitud aproximadamente de 52.66 km, entre la Subestación Babahoyo ubicada en las afueras de la ciudad de Babahoyo, provincia de Los Ríos, y la subestación Caluma ubicada cerca de la ciudad de este mismo nombre en la Provincia de Bolívar (EEASA, 2015).

**Tabla 1**

*Datos de la Líneas de Subtransmisión Babahoyo-Caluma*

<b>Voltaje de operación</b>	<b>69 kV</b>
<b>Voltaje de aislamiento</b>	138 kV
<b>Disposición geométrica de conductores</b>	Triangular
<b>Número de circuitos</b>	1
<b>Conductor material</b>	Aluminio en hebras reforzadas en el núcleo con hebras de acero
<b>Número de cables de guarda</b>	1
<b>Cable de guarda</b>	OPGW 48 fibras
<b>Longitud aproximada</b>	52.9 km
<b>Tipo de estructuras</b>	Torres metálicas de suspensión y retención
<b>Tipo de aislamiento</b>	Aisladores de porcelana de suspensión y retención
<b>Distancia mínima de seguridad de conductores al suelo</b>	7,50 m
<b>Franja de servidumbre</b>	10 m a cada lado de la línea
<b>Zona</b>	Rural

Fuente: (EEASA,2015)

Aunque la Línea de Subtransmisión Babahoyo-Caluma, fue diseñada y construida para 138 KV, la CNEL EP BOLÍVAR, la operará en los próximos meses a un nivel de voltaje de 69 KV, debido a que carece de patio de transformación de 138 KV a 69 KV, ajustando las condiciones técnicas a los requerimientos y circunstancias técnica-económicas de la CNEL EP BOLÍVAR.

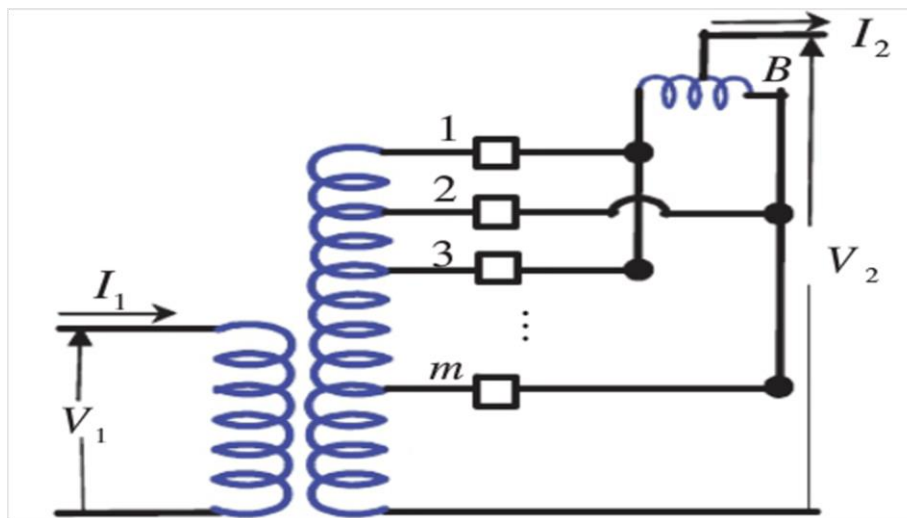
### **2.2.2. Transformadores**

El empleo de los transformadores de poder va ligado estrechamente ya que para la transmisión de grandes potencias siempre se ha de intercalar un transformador elevador o reductor según sea el caso, además, de funcionar como nexo entre diferentes niveles de voltaje, se emplea como elemento de control de tensión y flujo de potencia, por ello su enorme seguridad en el servicio y alto rendimiento sobresale ante los distintos elementos del SEP (Brokering, Palma, & Vargas, 2008).

#### **A) Cambiadores de derivación**

La necesidad de variar la tensión secundaria en rangos estrechos, conlleva a que se equipe a los transformadores con cambiadores de derivación (tap changer), ya sea que estos operen en energizados o en vacío. Los cambiadores en vacío exigen que el transformador sea desconectado mientras se realiza el cambio de posición, que usualmente posee pasos de  $\pm 2 \times 2,5\%$  lo que significa que el voltaje podrá bajar o subir en un  $\pm 5\%$ .

Los cambiadores energizados o bajo carga tiene un cambio violento de la relación de espiras entre primario y secundario, sin interrumpir el servicio a los usuarios, pero con la complicación que son muy delicados.



**Figura 3.** Cambiador de derivación energizado o bajo carga.

Fuente: (Brokering, Palma, & Vargas, 2008)

### 2.2.3. Condiciones de Operación Óptima

Un Sistema Eléctrico de Suministro de Potencia y Energía que no sea seguro y confiable está sometido a continuas interrupciones producidas por fallas, éstas afectan al desarrollo socio-económico del sector, produciendo pérdidas a las Empresas Eléctricas Distribuidoras y en los abonados, principalmente a los de estrato industrial (Santana, 1987).

Según la Regulación No. CONELEC-003-08 establecida por la (ARCONEL, 2016), estipula las siguientes definiciones y parámetros.

**A) Confiabilidad.** – Es la probabilidad de comportamiento de una instalación o sistema para desempeñar adecuadamente su función en un periodo de tiempo y bajo determinadas condiciones de operación.

**B) Calidad de la Potencia.** – Conjunto de características de las ondas de voltaje y de corriente para la entrega de potencia a la demanda, entre las cuales se consideran: frecuencia, magnitud, forma, simetría y factor de potencia.



**C) Protecciones.** – Conjunto de relés y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar una instalación en falla u operada fuera de los límites preestablecidos.

**D) Sistema Nacional Interconectado (SNI).** – Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de potencia eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

Considerando la Regulacion-No.-CONELEC-004-01 por la (ARCONEL, 2016).

### E) Nivel de Voltaje

#### a) Índice de Calidad

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100 \quad \text{Ec. (1)}$$

#### b) Límites

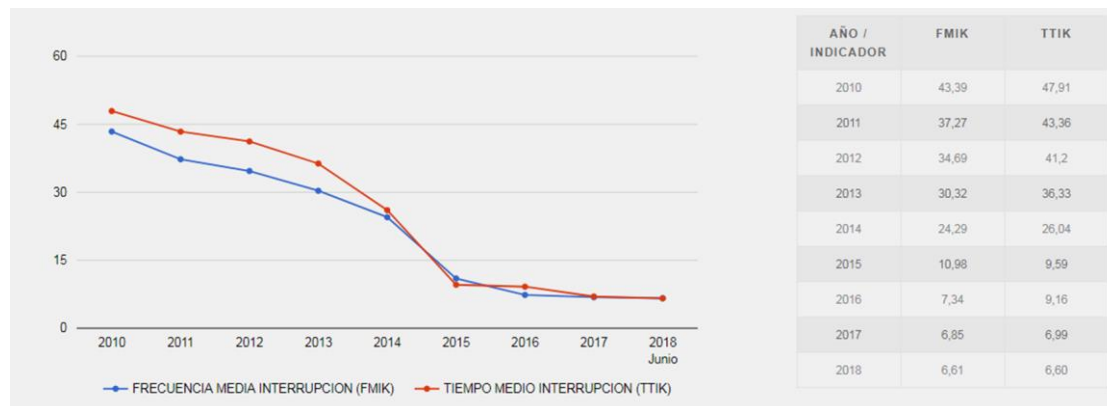
**Tabla 2**

*Límites de Voltaje*

	<b>Subetapa 1</b>	<b>Subetapa 2</b>
<b>Alto Voltaje</b>	± 7 %	± 5 %
<b>Medio Voltaje</b>	± 10 %	± 8 %
<b>Bajo Voltaje Urbanas</b>	± 10 %	± 8 %
<b>Bajo Voltaje Rurales</b>	± 13 %	± 10 %

Fuente:Invalid source specified.

Como parte de la calidad del servicio eléctrico la Regulacion004-01 del CONELEC, establece otros factores de índices de calidad como son el FMIK y el TTIK.



**Figura 4.** Datos de Índices de Interrupción de Servicio  
Fuente: (CONELEC, 2016)

#### 2.2.4. Valores por Unidad

El valor numérico de los parámetros eléctricos de tensiones, potencias, impedancias y corrientes se encuentra expresado como un valor relativo cuando se va a realizar un análisis del Sistema Eléctrico ya sea por unidad (pu) o en porcentaje (%) (Gonzalez, 2015).

$$\text{Variable en por unidad} = \frac{\text{Valor Medido}}{\text{Valor Base Elegido}} \quad \text{Ec. (2)}$$

Ventajas:

- Brinda información de magnitudes relativas.
- Existe una mínima variación de las impedancias sin que se dependa del tamaño de transformadores o generadores, con lo cual se puede detectar errores de cálculo.

#### A) Cambio de Base en el Sistema por Unidad

Los valores nominales de potencia y tensión ya sea de un Transformador o un Generador son seleccionados como valores bases. Al realizar un análisis de un Sistema de potencia por lo general los valores de dicho sistema están en diferentes unidades, lo

que complica su estudio, por tal motivo es necesario unificar todas las unidades a una sola de este modo dicho análisis se lo puede realizar sin más complejo. La ecuación 2 indica el cambio de una base a otra. (Longatt, 2006 )

$$Z_2[pu] = Z_1[pu] \left( \frac{V_{base1}}{V_{base2}} \right)^2 \left( \frac{S_{base2}}{S_{base1}} \right) \quad \text{Ec. (3)}$$

Sean:

$Z_1[pu]$ : Impedancia en p.u considerándolos valores de base 1

$Z_2[pu]$ : Impedancia en p.u considerando los valores de base 2

$V_{base1}, S_{base1}$ : Valores para  $Z_1[pu]$

$V_{base2}, S_{base2}$ : Valores para  $Z_2[pu]$

## 2.3. Bases teóricas

### 2.3.1. Protecciones

Debido a la longitud de las líneas de subtransmisión estas se encuentran expuestas a falla de cualquier tipo, por ello deben ser protegidas con equipos de sobrecorriente, distancia y piloto. De acuerdo con los autores (BEDOYA & CADAVID, 2015) los relés se clasifican en:

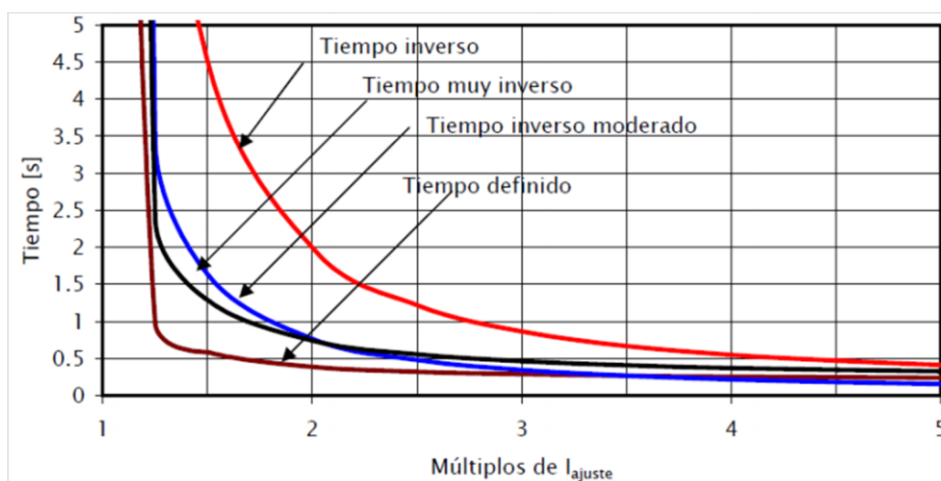
#### A) De Sobrecorriente

##### a) No Direccionales

Utilizados para líneas importantes de sistemas radiales mientras su uso justifique el costo del beneficio de proteger dicha línea, su ventaja es que facilita la coordinación y puede utilizar después de operar para sobrecorrientes circulantes en ambos lados de su ubicación, designados en norma ANSI por los números 50 y 51.

## b) Direccionales

Designados en la norma ANSI con el número 67, solo opera en el sentido de ajuste de la sobrecorriente verificando que éste circula en su zona de protección, esta direccionalidad es lograda a través de una señal extra para referencia que casi siempre es el voltaje.



**Figura 5.** Curva de relés de sobrecorriente  
Fuente: (BEDOYA & CADAVID, 2015)

## B) Criterio de Protecciones

Según la filosofía básica de las protecciones el disparo de estas deben estar por debajo de los 200 m, y el (COES, 2014) menciona en el capítulo 2 de su reporte de estudio que el ajuste de la protección es determinado la capacidad y el comportamiento de cada uno de los equipos e instalaciones, por ello deben ser considerados todas las condiciones de operación, en especial las corrientes de desconexión y conexión, además se debe considerar las potenciales sobrecargas de las instalaciones y los equipos acorde a su diseño, por ende los ajustes representan los umbrales de la capacidad con un margen de seguridad relacionado con el tiempo de duración de la exigencia.

### C) Importancia de Coordinación de Protecciones

Los Sistemas Eléctricos experimentan sobrecorrientes que sobrecalientan y dañan los componentes del sistema como los aislamientos de equipos y conductores eléctricos. Las sobrecorrientes muy altas y con larga duración en el tiempo pueden fundir y dañar definitivamente los conductores causando frecuentemente fuego, explosiones, gases contaminantes y pérdidas económicas. Dichas sobrecorrientes no solo dañan el sistema eléctrico y equipos también pueden provocar la muerte del personal. Para reducir estos riesgos, el Código Nacional Eléctrico (NEC), regulaciones de la OSHA, Norma Oficial Mexicana (NOM) y otros códigos aplicables requieren protección contra sobrecorrientes la cual desconectará el equipo por sobrecarga o en una falla de equipo. La industria y organizaciones gubernamentales han tenido que desarrollar estándares para dispositivos de protección de sobrecorrientes y procedimientos de prueba que muestran la compatibilidad con los estándares y con el NEC (Meza, 2015).

### D) Fallas de cortocircuito

Al cortocircuito se lo especifica como un fenómeno eléctrico dos puntos con diferencia de potencial establecen un contacto entre sí, produciendo corrientes elevadas circulantes hasta el punto de contacto. Estos tipos de fallas se caracterizan según la norma IEEE 60909 como:

- Trifásico:  $3\emptyset$

Los cálculos son empleados para la óptima selección de las protecciones en cuanto a la capacidad de corte.

- Monofásico a Tierra:  $\emptyset - T$

Sus cálculos de corriente de falla son requeridos para diseñar la malla de puesta a tierra de la subestación.

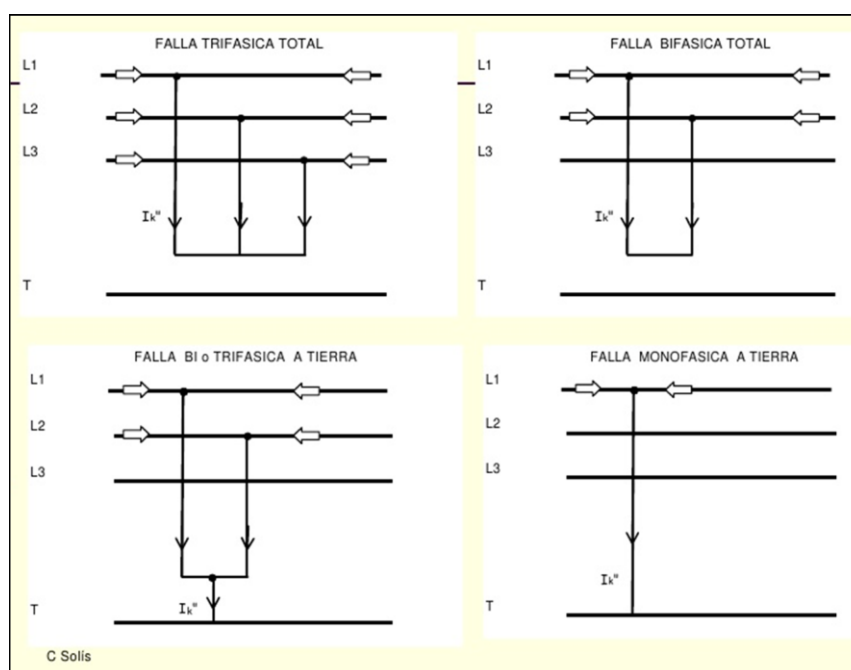
- Bifásico:  $\emptyset - \emptyset$

El valor fruto del cálculo de la corriente del corto circuito bifásico es empleado para los estudios de coordinación de protecciones cuando se están comparando valores mínimos de falla en los puntos del sistema, además para el cálculo posterior de los esfuerzos electrodinámicos en las barras de las subestaciones.

- Bifásico a tierra:  $\emptyset - \emptyset - T$

El cálculo de esta corriente de falla los pide el Procedimiento de Evaluación de la Conformidad (PEC) de la NOM-001-SEDE-2005 para el diseño de la malla de tierra de la subestación eléctrica.

- Sobre frecuencia
- Sobretensión
- Baja Tensión



**Figura 6.** Tipos de Cortocircuitos

Fuente (Solís, 2017)

### **2.3.2. Flujos de Potencia**

Flujos de potencia es una herramienta fundamental para los análisis de redes eléctricas, también conocido como flujo de carga tiene varios propósitos como determinar los puntos con sobrecarga del sistema eléctrico, análisis en condición de carga máxima y carga mínima e identificación de los sectores más vulnerables que tiene el sistema. (León, 2014)

Los flujos de potencia son base para otros tipos de análisis como corrientes de cortocircuito, estabilidad y armónicos del sistema. El sistema eléctrico es muy complejo debido que está formado por varios ramales en serie y paralelo lo que hace que los cálculos se realicen con softwares dedicados específicamente para estas aplicaciones. (León, 2014)

Las técnicas de cálculo más utilizadas por las industrias que desarrollan los programas computacionales, para resolver las ecuaciones de barra son Gauss-Seidel y Newton-Raphson, se debe especificar el tipo de barra cuando se realiza un análisis de flujo de potencia. (León, 2014)

### **2.3.3. Programa Computacional ETAP**

Es un software propietario utilizado para sistemas de energía. El software es usado por técnicos e ingenieros de diseño fundamentalmente para la simulación de sistemas de energía, incluyendo los sistemas de tierra, el seguimiento de los sistemas de energía, la potencia entre otros.

El nombre Etap es una abreviación del trabajo que desarrolla la aplicación: Electrical Transient and Analysis Program (Etap), (Programa Analizador y Transiciones Eléctricas, en español).

Entre las múltiples funciones que presenta ETAP, existe la opción de Real-time la cual permite hacer uso de datos en tiempo real para realizar análisis y evaluación de sistemas de potencias. Dentro de las empresas e industrias, los operadores y gerentes

utilizan el ETAP para supervisar, controlar y optimizar, los sistemas de potencia propios de la actividad en la cual se desempeñan. (Yepes, 2015)

Esta herramienta dispone de una gran cantidad de módulos como son:

- Redes AC o DC.
- Redes de tierra.
- Tendido y rutado de cables.
- Diagramas de Control de Sistemas AC y DC.
- Coordinación y selectividad de protecciones.

#### **2.4. Fundamentación Legal**

En la república del Ecuador, según el artículo 2 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establece como uno de los objetivos fundamentales “Cumplir la prestación del servicio público de energía eléctrica al consumidor o usuario final, a través de las actividades de: generación, transmisión, distribución y comercialización, importación y exportación de energía eléctrica”, además estipula el “diseño de mecanismos que permitan asegurar la sustentabilidad económica y financiera del sector eléctrico”. (MEER, 2015).

El presente trabajo investigativo está basado en el análisis de los flujos de potencia y cortocircuitos en el sistema de subtransmisión de la CNEL EP Bolívar como método de planificación futura. Este análisis será fundamentado y apegado a los parámetros establecidos en la Regulación 004-01 del CONELEC, la misma que establece las condiciones de los niveles de voltaje especialmente. El criterio general de evaluación está basado tanto en la modelación en ETAP como en la simulación en el mismo y el posterior análisis en parámetros de validación que hayan sido establecidos fundamentalmente con el objetivo de garantizar el funcionamiento del sistema a largo plazo.



## **2.5. Sistema de variables**

**Variable Independiente:** Simular eventos de flujos de potencia, cortocircuito y coordinación de protecciones de sobre corriente del sistema de subtransmisión de CNEL EP BOLÍVAR.

**Variable Dependiente:** Establecer las condiciones óptimas de operación del sistema de subtransmisión de CNEL EP BOLÍVAR.

### **2.5.1. Definición nominal**

Se encuentra estrechamente relacionada con el cuerpo teórico en el cual está contenida la hipótesis en cuestión o la variable en estudio. En esta etapa del proceso de operacionalización de variables, se establece específicamente el significado que ha de otorgarsele a un determinado término dentro de la investigación. Las definiciones nominales, tienen la ventaja de proporcionar una mayor precisión en el establecimiento de los objetivos de la investigación (Misión Sucre - Sjm, 2018).

### **2.5.2. Definición conceptual**

Dentro del proceso de operacionalización de variables, esta relacionado con los enunciados relativos a las propiedades (dimensiones) consideradas esenciales del objeto u hecho referido en la definición. Se trata aquí de descomponer el concepto original en las dimensiones que lo integran (Misión Sucre - Sjm, 2018).

### **2.5.1. Definición operacional**

Implica seleccionar los indicadores contenidos, de acuerdo al significado que se le ha otorgado a través sus dimensiones a la variable en estudio. Supone la definición operacional la referencia empírica. Hay que recordar, que es necesario definir las

variables teóricas en términos de variables empíricas o indicadores. Esta etapa del proceso de operacionalización de una variable, debe indicar de manera precisa el qué, cuándo y cómo de la variable y las dimensiones que la contienen. Se trata de encontrar los indicadores para cada una de las dimensiones establecidas (Misión Sucre - SJM, 2018).

## **2.6. Hipótesis**

Mediante la simulación de flujos de potencia y cortocircuito en el sistema de subtransmisión de 69KV de la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Bolívar EP se podrá determinar las condiciones de operación actuales y futuras con el ingreso de la Línea de Subtransmisión Babahoyo-Caluma.

## 2.7. Cuadro de operacionalización de las variables

Variables	Referencia Nominal	Referencia Conceptual	Referencia Operacional			Técnicas
			Dimensiones	Indicadores	ITEMS	
<p><b>Variable Independiente:</b></p> <p>Simular eventos de flujos de potencia, cortocircuito y coordinación de protecciones de sobre corriente del sistema de subtransmisión de CNEL EP BOLÍVAR.</p>	<p>En base a la modelación del SEP se selecciona una técnica para predecir el funcionamiento de un sistema.</p>	<p>Los estudios permiten realizar análisis de potencia, voltajes, cargabilidad de transformadores, facilitando la planificación del sistema.</p>	<p>Parámetros eléctricos</p>	<p>Nivel de voltaje en las barras</p> <p>Potencia de cortocircuito</p>	<p>Cálculos en ETAP</p>	<p>Tabla de datos</p> <p>Guía de observación</p>
<p><b>Variable Dependiente:</b></p> <p>Establecer las condiciones óptimas de operación del sistema de subtransmisión de CNEL EP BOLÍVAR.</p>	<p>Conjunto de procedimientos, operaciones y métodos que establecen el funcionamiento eficaz y eficiente de un sistema.</p>	<p>La determinación de las condiciones del sistema de subtransmisión permite diagnosticar y planificar su operación actual y futura, basándose en la interpretación de los resultados arrojados en la simulación, tomando como referencia la Regulación 004-01 del CONELEC.</p>	<p>Parámetros eléctricos</p>	<p>Posición de TAP's de los transformadores</p> <p>Secuencia de operación de protecciones</p>	<p>Regulación</p>	<p>Tabla de datos</p> <p>Guía de observación</p>

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA**

El presente trabajo de titulación se basa en la adquisición de datos, parámetros e información de carácter eléctrico y estadístico del Sistema de Subtransmisión de 69 KV de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Unidad de Negocio Bolívar, de tal manera que se logre modelar y simular el mencionado sistema en el software ETAP, permitiendo la obtención de resultados para su posterior análisis derivando en el conocimiento de las condiciones actuales y futuras en que se encuentra el sistema de subtransmisión.

#### **3.1. Modalidad de investigación**

En lo que compete a la modalidad de investigación del presente proyecto de investigación se basa en los procedimientos, tipos de investigación mediante las técnicas de búsqueda de un óptimo modelo de variables de tal manera que solucionen el problema.

Debido a esto se el presente trabajo de titulación se desarrolla adoptando la técnica de investigación en campo, mediante la adquisición y recopilación de información técnica y estadística, en lo competente a parámetros eléctricos y financieros, además de técnica de investigación bibliográfica en lo referente a la investigación y redacción de la teoría que respalda y sustenta el presente proyecto de investigación.

##### **3.1.1. Bibliográfica**

Según varios autores definen la investigación bibliográfica como aquella que se basa en la recopilación teórica profundizando detalle con detalle la información recolectada, la cual pudo ser acumulada de distintos métodos relacionados con esta modalidad.

Por ello en el presente trabajo de titulación se indago a profundidad en los conceptos relacionados con los parámetros técnicos afines a esta investigación.

### **A) De campo**

Según varios autores concuerdan y definen la investigación bibliográfica como aquella que se basa en la recopilación de la información directamente en el campo de aplicación de esta, es decir donde las variables sufren los cambios necesarios para la aplicación de la teoría.

Por lo tanto, se realiza la adquisición y recopilación de la información actual tanto técnica en parámetros eléctricos, así como, estadística y financiera, de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) Unidad de negocio Bolívar, realizando un estudio técnico y analítico con la mencionada información y parámetros del equivalente Thévenin en el punto frontera de la subestación Guaranda para el posterior análisis de corto circuito actual y los parámetros de la nueva línea de subtransmisión para determinar la operación actual y futura, de tal manera que el servicio eléctrico sea de calidad.

## **3.2. Tipos de Investigación**

### **3.2.1. Investigación Cuantitativa**

Utiliza la recolección de datos con el fin de verificar la hipótesis planteada, basándose en elementos estadísticos como son tablas, patrones y curvas asignadas a las variables, demostrando así la teoría como proceso en secuencia sin obviar ninguna etapa del desarrollo de la investigación (Baptista, Fernández, & Hernandez, 2011).

Para el desarrollo de esta técnica se utilizó la recolección de la información de parámetros técnicos y mediante métodos matemáticos como cargas en potencia se logró mediante el software ETAP la modelación y simulación del sistema de subtransmisión de la CNEL EP Bolívar.

### **3.3. Diseño de la Investigación**

Mediante simulación y posterior análisis del estudio de flujo de potencia, cortocircuitos y ajuste actual de la coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de la CNEL EP Bolívar, se podrá conocer la condición actual y futura del mismo.

### **3.4. Población y muestra**

El trabajo de titulación en mención hace referencia como población a toda la información recolectada de parámetros técnico-eléctricos adquiridos del sistema de la CNEL EP BOLÍVAR, dentro de su área de concesión, la cual abarca las subestaciones Guaranda, Guanujo, Echeandía, Cochabamba, Sicoto y Caluma.

### **3.5. Técnicas de recolección de datos**

#### **3.5.1. Variables Cuantitativas**

En la recopilación de información técnica y estadística se tomarán en cuenta las variables eléctricas como demanda en potencia de cada uno de los alimentadores, potencia de los transformadores, impedancias de las líneas y transformadores, voltajes de operación de cada uno de los equipos instalados en el sistema, equivalente de Thévenin, entre otros.

#### **3.5.2. Validez y confiabilidad**

Con el fin de garantizar los resultados y conforme a la honorabilidad del autor, la recopilación de información será tomada de estudios relacionados, y en honor a la

confiabilidad y realidad serán proporcionados por la CNEL EP Bolívar como principal fuente fiable.

### **3.6. Técnica de análisis de datos**

#### **3.6.1. Observación y simulación**

- En lo concerniente al análisis de datos se aplicará la técnica de observación de los parámetros resultantes de la simulación.
- Revisión de la información recopilada de los parámetros eléctricos y estadísticos proporcionada por la CNEL EP Bolívar.
- Manejo de información, mediante tablas, curvas y simulación a través del software computacional ETAP.
- Interpretación de resultados

### **3.7. Técnica de comprobación de hipótesis**

#### **3.7.1. Comprobación cuantitativa**

Los valores de los parámetros analizados en el estudio de flujo de potencia, cortocircuitos y coordinación de protecciones del sistema eléctrico mediante curvas y tablas determinan las condiciones de operación actuales y futuras.

## **CAPÍTULO IV**

### **MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV Y SALIDAS A 13.8 KV DE LA CNEL EP BOLÍVAR, MEDIANTE EL SOFTWARE ETAP**

En el presente capítulo se realizó la modelación eléctrica del sistema de Subtransmisión de 69 kV y las salidas de distribución a 13.8 kV de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Unidad de Negocio Bolívar, en la que se presenta las condiciones actuales del mencionado sistema, con la alimentación por parte del Sistema Nacional Interconectado (SIN), desde la Subestación Riobamba - TRANSELECTRIC mediante la Línea de Subtransmisión Riobamba-Guaranda con una extensión de 39 km hasta llegar a la Subestación Guaranda propiedad de la CNEL EP Bolívar.

#### **4.1. Descripción del Sistema de Subtransmisión de la CNEL EP Bolívar**

El sistema eléctrico de Subtransmisión de la CNEL EP Bolívar, dispone actualmente de un solo punto de alimentación por parte del Sistema Nacional Interconectado (SIN) a nivel de potencial de 69kV, desde la Subestación Riobamba - TRANSELECTRIC mediante la Línea de Subtransmisión Riobamba-Guaranda con una extensión de 39 km hasta llegar a la Subestación Guaranda, además cuenta con 6 subestaciones con un total de 24 alimentadores de distribución, por tal razón se modela en el software computacional ETAP, en el que se efectúa los eventos de flujo de potencia y de cortocircuito a fin de determinar los parámetros eléctricos como voltaje en las barras del sistema, cargabilidad de los elementos de potencia como lo son los transformadores, corrientes de cortocircuito, para su posterior análisis y propuesta en lo que compete a la coordinación de protecciones actual y la simulación de los mencionados eventos para la



condición de la entrada de la nueva fuente de alimentación mediante la Línea de Subtransmisión Babahoyo-Caluma por parte de del del Sistema Nacional Interconectado (SIN) a nivel de potencial de 69KV.

#### 4.2. Levantamiento de información

La recopilación de la información técnica como esquema unifilar del sistema de subtransmisión, impedancia de líneas de subtransmisión, parámetros técnicos de los transformadores de potencia de cada una de las subestaciones, demandas actuales y anteriores del servicio eléctrico, esquema de protecciones, entre otros parámetros técnicos y estadísticos, son proporcionados por parte de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Unidad de Negocio Bolívar, en lo que compete al equivalente de Thévenin a nivel de 69 kV es suministrado por TRANSELECTRIC, tal como se muestra en la tabla 3, donde se considera el mencionado en el punto de la Subestación Guaranda aguas arriba.

**Tabla 3**

*Equivalente Thévenin a nivel de 69 kV de CNEL EP BOLÍVAR*

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	OHM		pu	
	R	X	R	X
<b>Z0</b>	0.0710	1.716	0.0015	0.0360
<b>Z1</b>	0.2950	4.619	0.0062	0.0970
<b>Z2</b>	0.2980	4.695	0.0063	0.0986

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2017)

Los parámetros técnicos de las líneas de subtransmisión como son impedancias, longitud y trayectos de cada una de las mismas, son proporcionados por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Unidad de Negocio Bolívar, la mencionada información está basada en la adquisición de datos en campo, tipo de estructura, altura en la que está instalada, tipo y calibre del conductor utilizado en el montaje de la línea, resistividad del suelo. Por lo tanto, los datos mostrados en la tabla 4 se consideran reales

como objeto de estudio para evento de flujo de potencia, cortocircuito y coordinación de protecciones.

**Tabla 4**

*Parámetros técnicos de las líneas de Subtransmisión de la CNEL EP BOLÍVAR*

SALIDA	LLEGADA	V <sub>n</sub>	LONGITUD	CALIBRE DEL CONDUCTOR	Z <sub>1</sub>	Z <sub>0</sub>
		[kV]	[km]		[Ω/km]	[Ω/km]
S/E RIOBAMBA	S/E	69	39	266 MCM	0.2184	0.5124
	GUARANDA			ACSR	+j0.4536	+j1.686
S/E GUARANDA	S/E	69	19.2	267 MCM	0.2184	0.5124
	COCHABAMBA			ACSR	+j0.4537	+j1.687
S/E COCHABAMBA	S/E SICOTO	69	23.6	268 MCM	0.2184	0.5124
				ACSR	+j0.4538	+j1.688
S/E COCHABAMBA	S/E CALUMA	69	16.8	269 MCM	0.2184	0.5124
				ACSR	+j0.4539	+j1.689
S/E GUARANDA	S/E GUANUJO	69	6.8	270 MCM	0.2184	0.5124
				ACSR	+j0.4540	+j1.690
S/E GUANUJO	S/E	69	37	271 MCM	0.2184	0.5124
	ECHEANDÍA			ACSR	+j0.4541	+j1.691

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2017)

La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Unidad de Negocio Bolívar dispone de un sistema de subtransmisión, el cual consta de ocho transformadores de potencia en cada una de las subestaciones eléctricas de distribución reductoras de voltaje de 69 kV a 13.8 kV, las cuales se detallan de la siguiente manera:

- Subestación Guaranda: dos transformadores de 69kV/13.8kV.
- Subestación Guanujo: un transformador de 69kV/13.8kV.
- Subestación Echeandía: un transformador de 69kV/13.8kV.
- Subestación Cochabamba: dos transformadores de 69kV/13.8kV.
- Subestación Caluma: un transformador de 69kV/13.8kV.
- Subestación Sicoto: un transformador de 69kV/13.8kV.

En la siguiente tabla se detalla las características técnicas como potencia, conexión, TAP, se caracterizan en la tabla 5.

**Tabla 5***Características técnicas de los transformadores de la CNEL EP BOLÍVAR*

SUBESTACIÓN	Potencia	Voltaje	Voltaje	Conexión	TAP	Z%
	Nominal	Primario	Secundario			
	[MVA]	[kV]	[kV]			
GUARANDA	5	69	13.8	Dyn1	±2x2.5%	6.87
GUARANDA	10/12.5	69	13.8	Dyn1	±2x2.5%	7.57
COCHABAMBA	10/12.5	69	13.8	Dyn1	±2x2.5%	7.49
COCHABAMBA	5	69	13.8	Dyn1	±2x2.5%	6.94
GUANUJO	10/12.5	69	13.8	Dyn1	±2x2.5%	7.57
CALUMA	5	69	13.8	Dyn1	±2x2.5%	6.88
ECHEANDÍA	10/12.5	69	13.8	Dyn1	±2x2.5%	7.53
SICOTO	10/12.5	69	13.8	Dyn1	±2x2.5%	7.55

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2017)

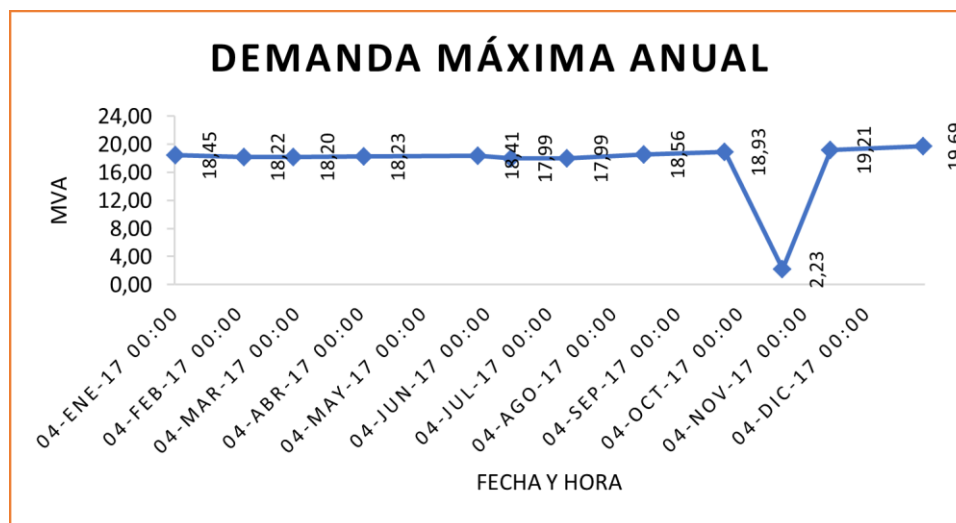
En la determinación de la demanda máxima de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Unidad de Negocio Bolívar, se analiza las mediciones anuales durante los últimos años en los valores picos de las mismas, por lo cual se establece el mes el día y la hora que la demanda presenta los mencionados valores, dando como resultado el año 2017 en el mes de diciembre tal como se presenta en la tabla 6.

**Tabla 6***Demanda máxima y mínima de la CNEL EP BOLÍVAR*

MES	MÁXIMA			MÍNIMA			FACTOR DE POTENCIA	FECHA Y HORA
	MW	MVA	MVAR	MW	MVA	MVAR		
ENERO	18.27	18.45	2.60	8.24	8.41	1.67	0.99	04-ene-17 00:00
FEBRERO	18.03	18.22	2.57	8.83	9.01	1.79	0.99	06-feb-17 19:00
MARZO	18.02	18.20	2.57	7.96	8.12	1.62	0.98	02-mar-17 00:00
ABRIL	18.05	18.23	2.57	8.31	8.48	1.69	0.98	05-abr-17 19:30
MAYO	18.26	18.41	2.29	7.63	7.73	1.22	1.00	30-may-17 19:00
JUNIO	17.84	17.99	2.28	8.33	8.40	1.06	0.99	15-jun-17 19:30
JULIO	17.87	17.99	2.10	1.04	1.06	0.22	0.99	12-jul-17 19:30
AGOSTO	18.41	18.56	2.32	8.74	8.83	1.22	0.99	18-ago-17 19:00
SEPTIEMBRE	18.81	18.93	2.09	8.64	8.71	1.12	0.99	26-sep-17 19:00
OCTUBRE	18.91	2.23	19.04	8.55	8.59	0.84	1.00	24-oct-17 19:00
NOVIEMBRE	19.09	19.21	2.14	8.65	8.70	0.92	0.99	16-nov-17 18:30
DICIEMBRE	19.58	19.69	2.13	9.36	9.42	1.00	0.99	31-dic-17 19:30
<b>MÁXIMA</b>	<b>19.58</b>	<b>19.69</b>	<b>19.04</b>	<b>9.36</b>	<b>9.42</b>	<b>1.79</b>		

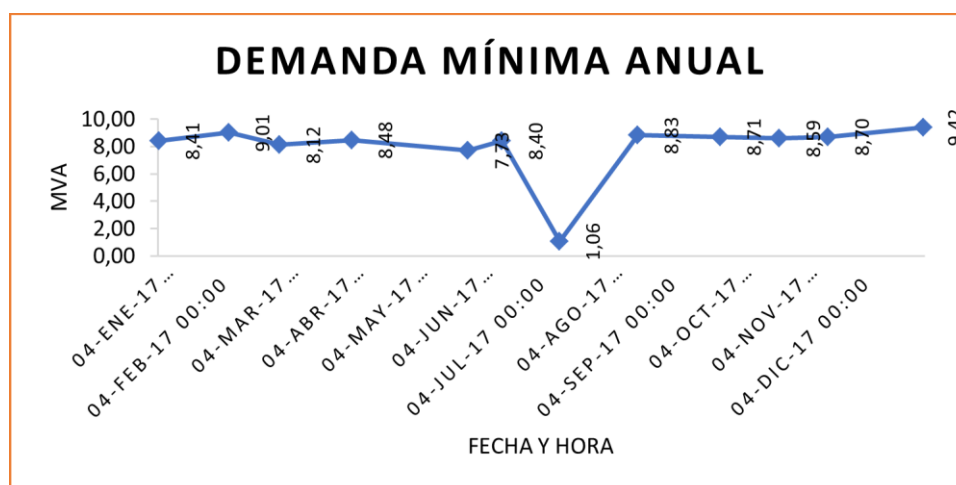
Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018)

En la figura 7 se muestra la demanda máxima de potencia que suministra la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Unidad de Negocio Bolívar, en la cual se aprecia una demanda máxima en el mes de diciembre de 2017 con 19.69 MVA.



**Figura 7.** Demanda máxima anual de la CNEL EP BOLÍVAR

En la figura 8 se muestra la demanda mínima de potencia que suministra la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Unidad de Negocio Bolívar, en la cual se aprecia una demanda máxima en el mes de julio de 2017 con 1.06 MVA.



**Figura 8.** Demanda mínima anual de la CNEL EP BOLÍVAR

La tabla 7 muestra de manera resumida las demandas máxima y mínima del año 2017, por subestaciones y sus respectivos alimentadores.

**Tabla 7**

*Demanda máxima y mínima de subestaciones de la CNEL EP BOLÍVAR 2017*

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	DEMANDA					
		MÁXIMA			MÍNIMA		
		MW	MVA	MVAR	MW	MVA	MVAR
GUARANDA	VINCHOA	0.774	0.776	0.056	0.317	0.322	0.056
	1ro DE MAYO	1.491	1.501	0.177	0.615	0.625	0.111
	MALDONADO	1.365	1.374	0.155	0.517	0.547	0.176
	CHIMBO	2.351	2.375	0.338	0.859	0.868	0.127
GUANUJO	GUANUJO CENTRO	1.314	1.354	0.326	0.495	0.500	0.067
	LA CENA	0.539	0.539	0.001	0.173	0.173	0.017
	SALINAS	0.187	0.216	0.108	0.075	0.075	0.002
	CUATRO ESQUINAS	1.286	1.289	0.083	0.443	0.450	0.075
	SIMIATUG	0.862	0.863	0.050	0.077	0.077	0.002
COCHABAMBA	SAN MIGUEL	1.241	1.256	0.195	0.477	0.492	0.119
	BALSAPAMBA	0.968	0.975	0.118	0.372	0.373	0.032
	TELIMBELA	0.091	0.094	0.025	0.003	0.005	0.004
	SAN PABLO 2	0.015	0.016	0.006	0.010	0.013	0.008
SICOTO	CHILLANES	0.932	0.937	0.096	0.397	0.404	0.077
	SAN PABLO	1.255	1.259	0.108	0.292	0.298	0.059
	SAN JOSÉ DEL TAMBO	0.464	0.483	0.133	0.203	0.216	0.075
ECHEANDÍA	LAS NAVES	1.509	1.571	0.438	0.677	0.726	0.263
	ECHEANDÍA CENTRO	0.783	0.811	0.212	0.320	0.360	0.164
	SABANETILLAS	0.796	0.824	0.213	0.260	0.277	0.097
	CAMARÓN	0.222	0.225	0.038	0.087	0.089	0.023
CALUMA	ECHEANDÍA	0.084	0.090	0.032	0.011	0.011	0.004
	PITA	0.529	0.545	0.131	0.150	0.167	0.072
	PASAGUA	0.118	0.118	0.002	0.046	0.047	0.012
	CALUMA CENTRO	1.196	1.232	0.297	0.295	0.315	0.110

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018)

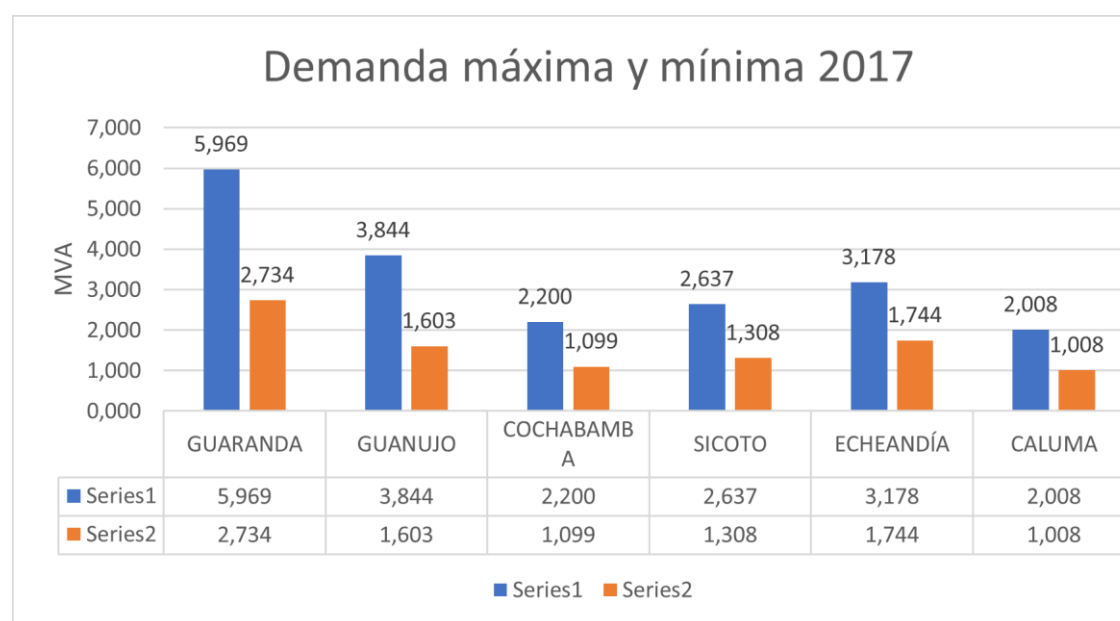
La tabla 8 y figura 9 muestran de manera resumida las demandas máxima y mínima del año 2017, por subestaciones.

**Tabla 8**

*Demanda máxima y mínima por subestaciones de la CNEL EP BOLÍVAR 2017*

SUBESTACIÓN	POTENCIA					
	MÁXIMA			MÍNIMA		
	MW	MVA	MVAR	MW	MVA	MVAR
<b>GUARANDA</b>	5.928	5.969	0.702	2.675	2.734	0.563
<b>GUANUJO</b>	3.843	3.844	0.099	1.602	1.603	0.055
<b>COCHABAMBA</b>	2.178	2.200	0.306	1.068	1.099	0.257
<b>SICOTO</b>	2.612	2.637	0.362	1.270	1.308	0.314
<b>ECHEANDÍA</b>	3.056	3.178	0.874	1.589	1.744	0.719
<b>CALUMA</b>	1.959	2.008	0.439	0.936	1.008	0.375

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018)



**Figura 9.** Demanda máxima y mínima por subestaciones 2017

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018)

### 4.3. Flujos de Potencia con ETAP

El sistema de subtransmisión a una potencia de voltaje de 69 kV de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Unidad de Negocio Bolívar, en el punto frontera de la subestación Guaranda conformado por las subestaciones Guaranda, Guanujo,

Echeandía, Cochabamba, Sicoto, Caluma. Donde cada una de estas contiene sus respectivas salidas a manera de alimentadores a un potencial de voltaje de 13.8 kV, los cuales están modelados en el software ETAP versión 12.6.

#### 4.3.1. Información Necesaria

Según (Mendieta Y, 2015) en su Manual para el uso de las herramientas básicas del software ETAP, en las páginas 18 y 19, contempla que ETAP emplea métodos iterativos en el cálculo de variable de estado pero que la exactitud del mismo depende fundamentalmente del ingreso correcto de los parámetros de cada uno de los elementos que forman el sistema eléctrico de potencia, por lo cual se describe de una manera gráfica en la figura 10 extraída del mismo autor.

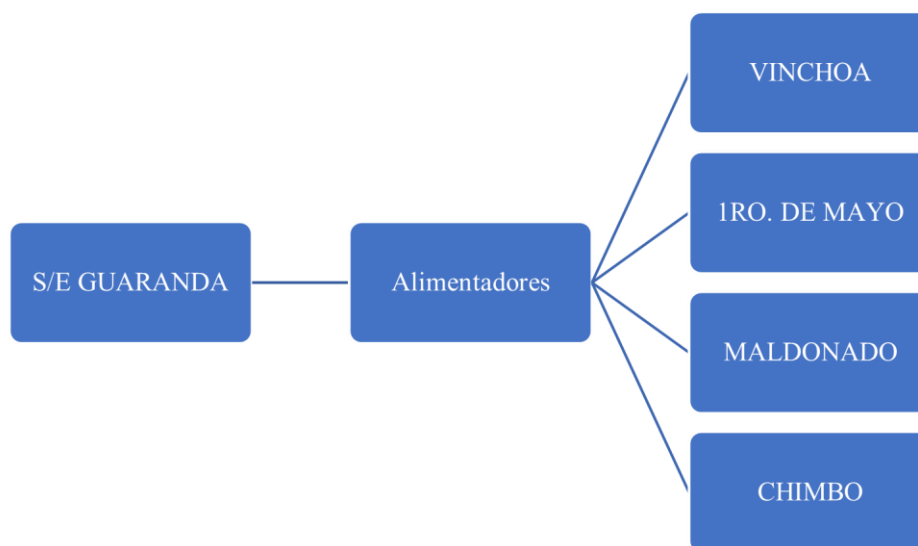
Elementos	Información
<b>Nodos</b>	Voltaje nominal en kV. El ángulo y %V. Factor de diversidad de carga.
<b>Ramas (transformadores, líneas de transmisión, cables, reactores e impedancias)</b>	Generalmente, resistencia, relación X/R, tolerancia y temperatura, si es aplicable. Líneas de transmisión: Tipo de línea, longitud y unidad. Transformadores: Voltaje y potencia nominal, cambiador manual o automático de taps. Impedancia: Voltaje base y potencia nominal base
<b>Red Equivalente</b>	Modo de operación (swing, PV-control de voltaje, PQ-control de potencia reactiva o PF-control de factor de potencia). Voltaje nominal kV. Ángulo y %V para el modo de operación swing. %V, Potencia activa-MW, y límites de Potencia Reactiva (Qmax y Qmin) para modo de operación PV.
<b>Generadores Síncronos</b>	Modo de operación (swing, PV-control de voltaje, PQ-control de potencia reactiva o PF-control de factor de potencia). Voltaje nominal kV. Ángulo y %V para el modo de operación swing. %V, Potencia activa-MW, y límites de Potencia Reactiva (Qmax y Qmin) para modo de operación PV.
<b>Inversores</b>	Datos nominales de AC y DC. Voltaje de salida regulada de AC
<b>Motor Síncrono</b>	Potencia en kW/HP y Voltaje nominal. Factor de potencia y eficiencia para porcentajes de carga de 100%, 75% y 50%. Porcentaje de cargabilidad del motor.
<b>Motor de Inducción</b>	Potencia en kW/HP y Voltaje nominal. Factor de potencia y eficiencia para porcentajes de carga de 100%, 75% y 50%. Porcentaje de cargabilidad del motor.
<b>Cargas Estáticas</b>	Potencia en kVA/MVA y Voltaje nominal. Factor de potencia. Porcentaje de cargabilidad
<b>Capacitor</b>	Voltaje nominal. kVAR por banco. Número de Bancos. Porcentaje de carga.
<b>Cargas de Potencia constante (Convencional)*</b>	Potencia en kVA/MVA y Voltaje nominal. Factor de potencia. Porcentaje de carga motor o impedancia. Porcentaje de cargabilidad.

**Figura 10.** Información necesaria para ETAP

Fuente: (Mendieta Y, 2015)

### A) Alimentadores de la Subestación Guaranda

La figura 11 representa los diferentes alimentadores de salida de distribución a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Guaranda.



**Figura 11.** Alimentadores Subestación Guaranda

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018)

La tabla 9 representa los diferentes alimentadores de salida a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Guaranda y sus respectivas demandas máxima y mínima donde se detallan sus potencias aparente, real y reactiva.

**Tabla 9**

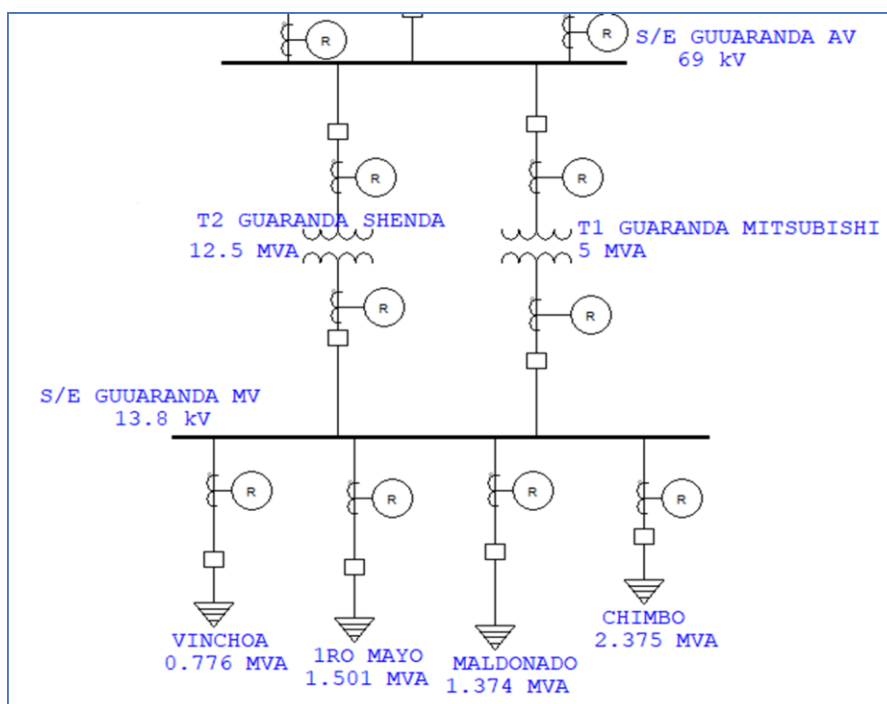
*Demanda máxima y mínima de la subestación Guaranda*

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	DEMANDA					
		MÁXIMA			MÍNIMA		
		MW	MVA	MVAR	MW	MVA	MVAR
GUARANDA	VINCHOA	0.774	0.776	0.056	0.317	0.322	0.056
	1ro DE MAYO	1.491	1.501	0.177	0.615	0.625	0.111
	MALDONADO	1.365	1.374	0.155	0.517	0.547	0.176
	CHIMBO	2.351	2.375	0.338	0.859	0.868	0.127

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018)



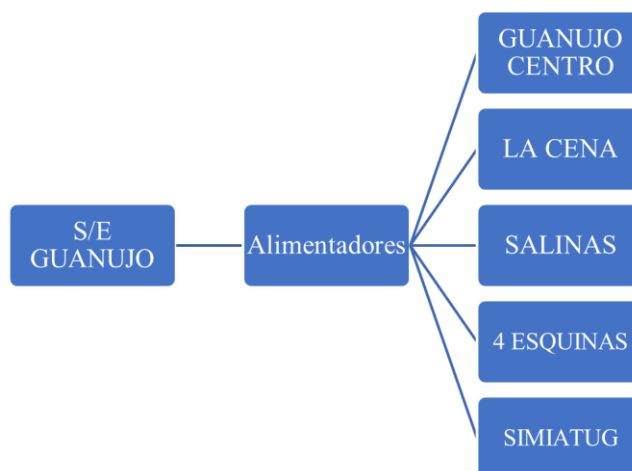
En la figura 12 se muestra el unifilar de la Subestación Guaranda, con sus respectivos alimentadores modelados en el software computacional ETAP.



**Figura 12.** Modelación Subestación Guaranda

### B) Alimentadores de la Subestación Guanujo

La figura 13 representa los diferentes alimentadores de salida de distribución a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Guanujo.



**Figura 13.** Alimentadores Subestación Guanujo

La tabla 10 representa los diferentes alimentadores de salida a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Guanujo y sus respectivas demandas máxima y mínima donde se detallan sus potencias aparente, real y reactiva.

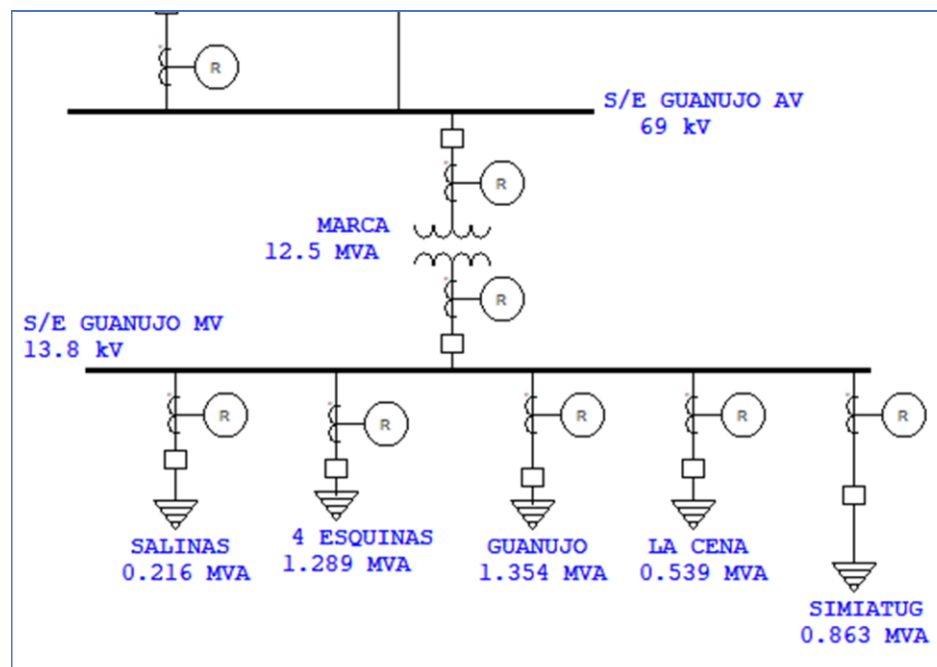
**Tabla 10**

*Demanda máxima y mínima de la subestación Guanujo*

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	DEMANDA					
		MÁXIMA			MÍNIMA		
		MW	MVA	MVAR	MW	MVA	MVAR
GUANUJO	GUANUJO CENTRO	1.314	1.354	0.326	0.495	0.500	0.067
	LA CENA	0.539	0.539	0.001	0.173	0.173	0.017
	SALINAS	0.187	0.216	0.108	0.075	0.075	0.002
	CUATRO ESQUINAS	1.286	1.289	0.083	0.443	0.450	0.075
	SIMIATUG	0.862	0.863	0.050	0.077	0.077	0.002

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018)

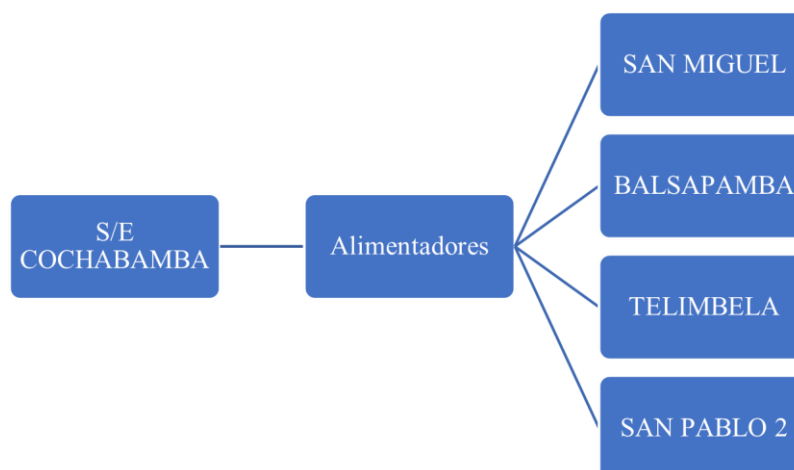
En la figura 14 se muestra el unifilar de la Subestación Guanujo, con sus respectivos alimentadores modelados en el software computacional ETAP.



**Figura 14.** Modelación Subestación Guanujo

### C) Alimentadores de la Subestación Cochabamba

La figura 15 representa los diferentes alimentadores de salida de distribución a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Cochabamba.



**Figura 15.** Alimentadores Subestación Cochabamba

La tabla 11 representa los diferentes alimentadores de salida a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Cochabamba y sus respectivas demandas máxima y mínima donde se detallan sus potencias aparente, real y reactiva.

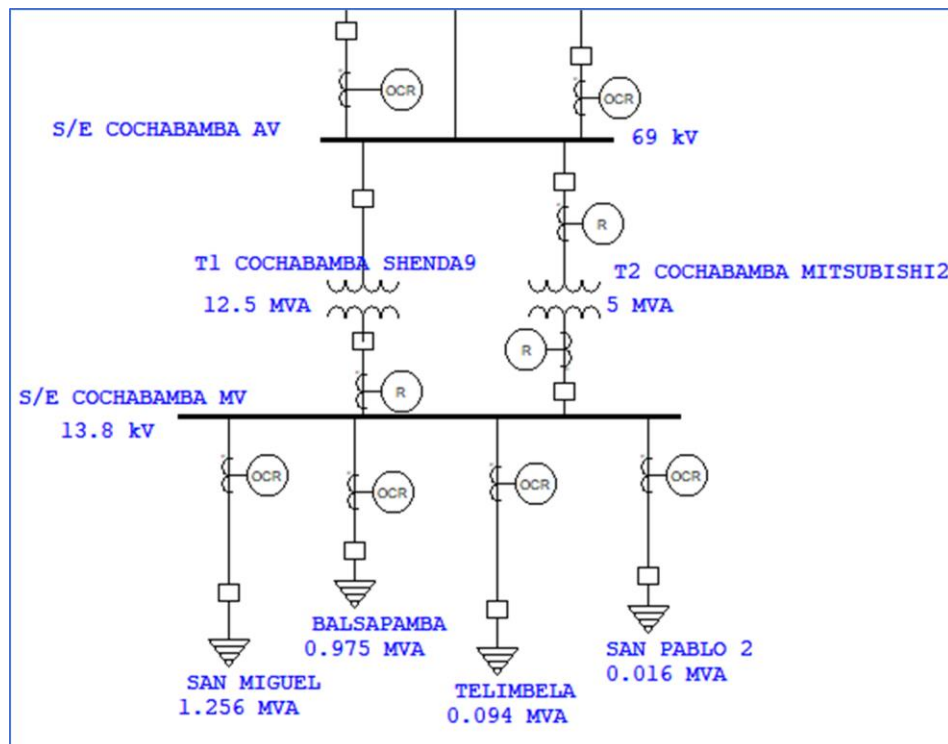
**Tabla 11**

*Demanda máxima y mínima de la subestación Cochabamba*

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	DEMANDA					
		MÁXIMA			MÍNIMA		
		MW	MVA	MVAR	MW	MVA	MVAR
COCHABAMBA	SAN MIGUEL	1.241	1.256	0.195	0.477	0.492	0.119
	BALSAPAMBA	0.968	0.975	0.118	0.372	0.373	0.032
	TELIMBELA	0.091	0.094	0.025	0.003	0.005	0.004
	SAN PABLO 2	0.015	0.016	0.006	0.010	0.013	0.008

Fuente: (CNEI. EP BOI. ÍVAR. 2018).

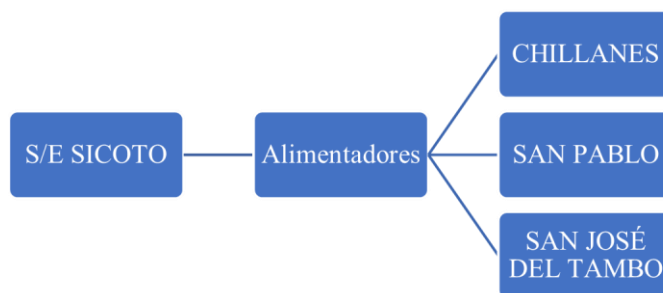
En la figura 16 se muestra el unifilar de la Subestación Cochabamba, con sus respectivos alimentadores modelados en el software computacional ETAP.



**Figura 16.** Modelación Subestación Cochabamba

#### D) Alimentadores de la Subestación Sicoto

La figura 17 representa los diferentes alimentadores de salida de distribución a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Sicoto.



**Figura 17.** Alimentadores Subestación Sicoto

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018)

La tabla 12 representa los diferentes alimentadores de salida a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Sicoto y sus respectivas demandas máxima y mínima donde se detallan sus potencias aparente, real y reactiva.

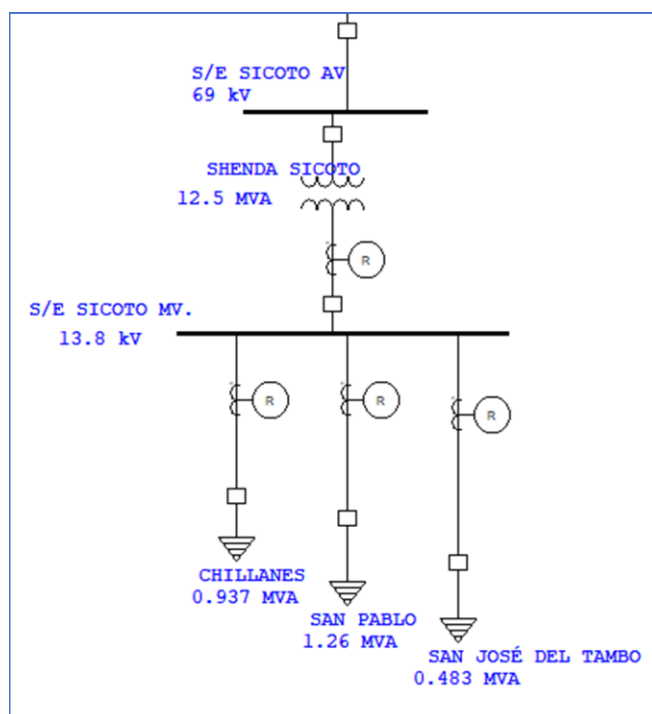
**Tabla 12**

*Demanda máxima y mínima de la subestación Sicoto*

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	DEMANDA					
		MÁXIMA			MÍNIMA		
		MW	MVA	MVAR	MW	MVA	MVAR
SICOTO	CHILLANES	0.932	0.937	0.096	0.397	0.404	0.077
	SAN PABLO	1.255	1.259	0.108	0.292	0.298	0.059
	SAN JOSÉ DEL TAMBO	0.464	0.483	0.133	0.203	0.216	0.075

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018).

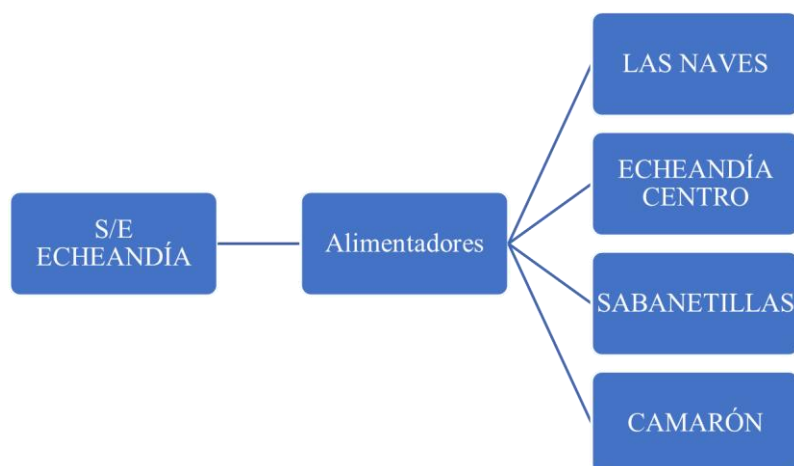
En la figura 18 se muestra el unifilar de la Subestación Sicoto, con sus respectivos alimentadores modelados en el software computacional ETAP.



**Figura 18.** Modelación Subestación Sicoto

### E) Alimentadores de la Subestación Echeandía

La figura 19 representa los diferentes alimentadores de salida de distribución a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Echeandía.



**Figura 19.** Alimentadores Subestación Echeandía

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018).

La tabla 13 representa los diferentes alimentadores de salida a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Echeandía y sus respectivas demandas máxima y mínima donde se detallan sus potencias aparente, real y reactiva.

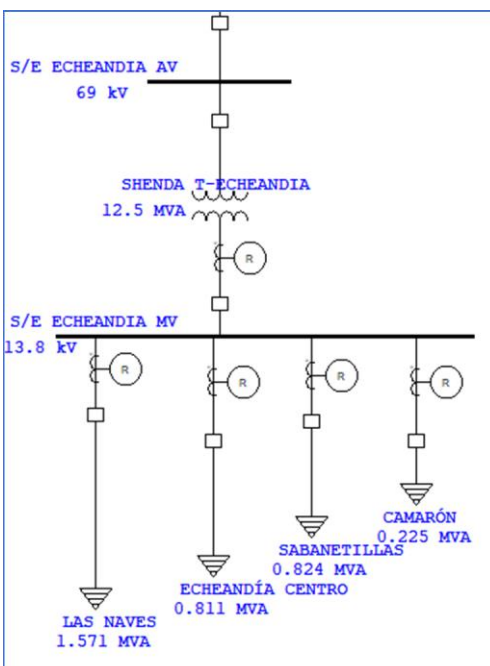
**Tabla 13**

*Demanda máxima y mínima de la subestación Echeandía*

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	DEMANDA					
		MÁXIMA			MÍNIMA		
		MW	MVA	MVAR	MW	MVA	MVAR
ECHEANDÍA	LAS NAVES	1.509	1.571	0.438	0.677	0.726	0.263
	ECHEANDÍA CENTRO	0.783	0.811	0.212	0.320	0.360	0.164
	SABANETILLAS	0.796	0.824	0.213	0.260	0.277	0.097
	CAMARÓN	0.222	0.225	0.038	0.087	0.089	0.023

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018).

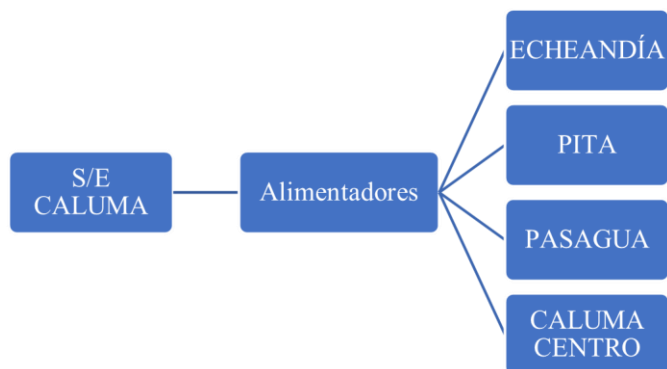
En la figura 20 se muestra el unifilar de la Subestación Echeandía, con sus respectivos alimentadores modelados en el software computacional ETAP.



**Figura 20.** Modelación Subestación Echeandía

#### F) Alimentadores de la Subestación Caluma

La figura 21 representa los diferentes alimentadores de salida de distribución a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Caluma.



**Figura 21** Alimentadores Subestación Caluma

La tabla 14 representa los diferentes alimentadores de salida a un nivel de potencial de 13.8 kV que conforman la subestación Caluma y sus respectivas demandas máxima y mínima donde se detallan sus potencias aparente, real y reactiva.

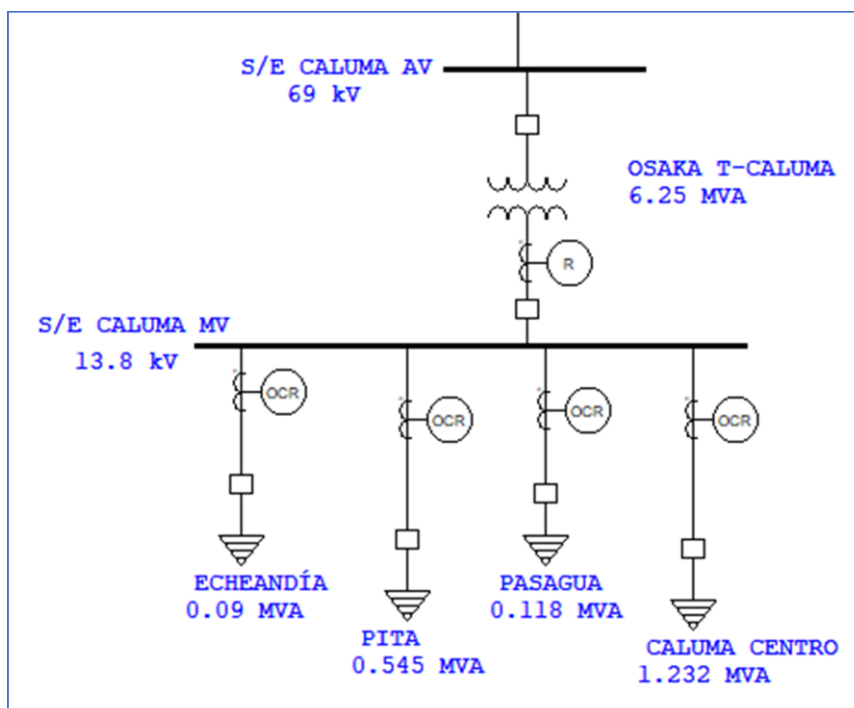
**Tabla 14**

*Demanda máxima y mínima de la subestación Caluma*

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	DEMANDA					
		MÁXIMA			MÍNIMA		
		MW	MVA	MVAR	MW	MVA	MVAR
CALUMA	ECHEANDÍA	0.084	0.090	0.032	0.011	0.011	0.004
	PITA	0.529	0.545	0.131	0.150	0.167	0.072
	PASAGUA	0.118	0.118	0.002	0.046	0.047	0.012
	CALUMA CENTRO	1.196	1.232	0.297	0.295	0.315	0.110

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018)

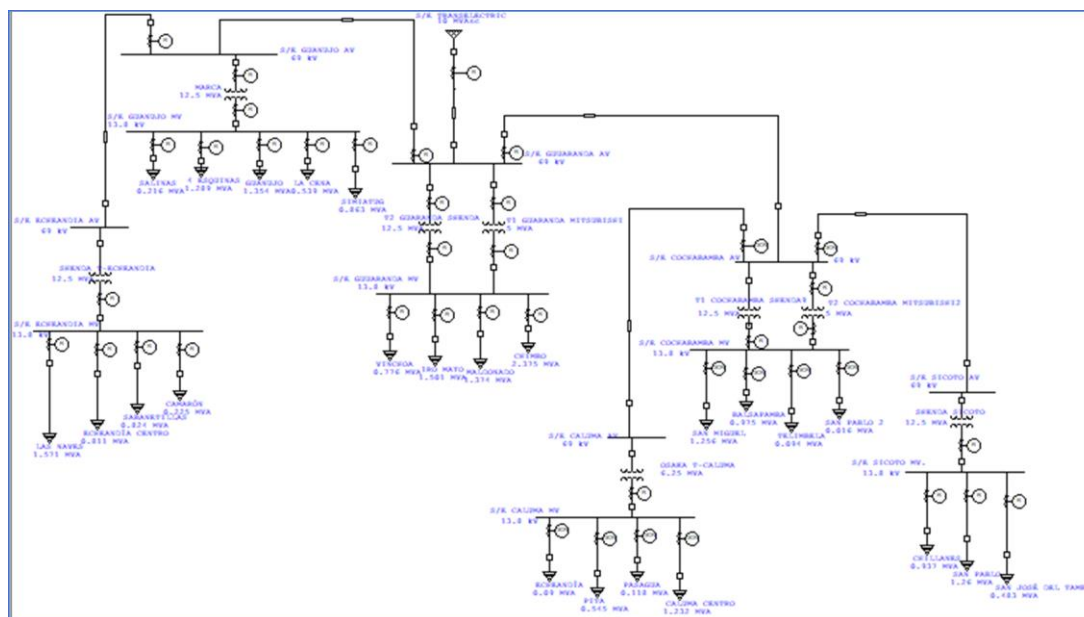
En la figura 22 se muestra el unifilar de la Subestación Caluma, con sus respectivos alimentadores modelados en el software computacional ETAP.



**Figura 22.** Modelación Subestación Caluma



En la figura 23 se observa el diagrama unifilar completo del Sistema de subtransmisión y distribución de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) Unidad de Negocio Bolívar, con sus respectivas salidas, modelado en el software computacional ETAP, para mayor detalle consultar el ANEXO A.



**Figura 23.** Modelamiento del Sistema de la CNEL EP BOLÍVAR

### G) Demanda proyectada a 10 años

En la tabla 15 se detalla la demanda proyectada a 10 años con un crecimiento lineal del 5% anual según estadísticos promedios de crecimiento de la potencia que se establece en el (MEER, 2017) Plan Maestro de electrificación 2016 – 2025, del Sistema de subtransmisión y distribución de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) Unidad de Negocio Bolívar, el cual además es modelado en el software computacional ETAP.

**Tabla 15**  
*Demanda máxima proyectada a 10 años*

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	DEMANDA MÁXIMA A 10 AÑOS		
		MW	MVA	MVAR
<b>GUARANDA</b>	VINCHOA	1.161	1.164	0.084
	1ro DE MAYO	2.236	2.252	0.266
	MALDONADO	2.048	2.061	0.233
	CHIMBO	3.526	3.562	0.508
<b>GUANUJO</b>	GUANUJO CENTRO	1.971	2.031	0.489
	LA CENA	0.809	0.809	0.002
	SALINAS	0.281	0.324	0.162
	CUATRO ESQUINAS	1.929	1.933	0.125
	SIMIATUG	1.293	1.295	0.075
<b>COCHABAMBA</b>	SAN MIGUEL	1.861	1.884	0.292
	BALSAPAMBA	1.452	1.463	0.176
	TELIBELA	0.136	0.141	0.038
	SAN PABLO 2	0.022	0.024	0.009
<b>SICOTO</b>	CHILLANES	1.398	1.405	0.144
	SAN PABLO	1.882	1.889	0.162
	SAN JOSÉ DEL TAMBO	0.697	0.724	0.199
<b>ECHEANDÍA</b>	LAS NAVES	2.263	2.356	0.657
	ECHEANDÍA CENTRO	1.175	1.217	0.319
	SABANETILLAS	1.194	1.236	0.319
	CAMARÓN	0.332	0.337	0.057
<b>CALUMA</b>	ECHEANDÍA	0.126	0.135	0.048
	PITA	0.794	0.818	0.197
	PASAGUA	0.177	0.177	0.003
	CALUMA CENTRO	1.794	1.849	0.446

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018).

### **4.3.2. Metodología para análisis de flujo de potencia**

#### **A) Casos analizados**

Para el análisis de flujo de potencia, el modelamiento del sistema es realizado.

- Demanda actual véase la tabla 16.
- Demanda proyectada a 10 años con un 5% de crecimiento anual, véase la tabla 17.

#### **B) Voltaje**

Los límites de potencial de voltaje que debe tener el sistema de subtransmisión a nivel de 69 kV de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) Unidad de Negocio Bolívar cada barra se establecen en la Regulación del CONELEC 004-01.

#### **C) TAP's de los transformadores**

Los transformadores operan con referencia a la posición del tap nominal de voltaje, como lo muestra la tabla 5, en el supuesto caso que se requiera el cambio de referencia del tap se lo expresara en la propuesta.

#### **D) Resultados del análisis de flujos de potencia**

En sistemas de subtransmisión a nivel de potencial de voltaje de 69 kV, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en su regulación 004-01 de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución decreta que en los mencionados sistemas el nivel de voltaje debe respetar en forma continua un margen de  $\pm 5\%$  el voltaje nominal.

Los transformadores de potencia cuentan con posición de TAP como se muestra en la tabla 5, los cuales son de control inverso.

En el escenario de demanda actual y la posición de TAP nominal posición 3, se muestra el voltaje resultante en la tabla 16, en la cual se aprecia que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación a excepción de la barra de Alto Voltaje de la subestación Guaranda, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución ninguna de las barras en subestaciones satisface los requerimientos de la Regulación 004-01 del CONELEC, por lo cual en el siguiente capítulo se procede a realizar la propuesta de la posición idónea de TAP, de tal manera que en el escenario de demanda actual, cumpla dicha regulación.

**Tabla 16**

*Voltaje en barras con demanda actual*

<b>Voltaje en Barras actual en Taps Nominales</b>			
<b>BARRA</b>	<b>Voltaje Nominal [kV]</b>	<b>Voltaje Resultante [kV]</b>	<b>[pu]</b>
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	64.867	0.9401
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	12.87	0.9326
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	65.019	0.9423
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	12.971	0.9399
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	64.757	0.9385
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	12.849	0.9311
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	65.343	0.947
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	12.986	0.941
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	65.564	0.9502
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	13.033	0.9444
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	64.777	0.9388
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	12.906	0.9352

En el escenario de demanda proyectada y la posición de TAP nominal posición 3, se muestra el voltaje resultante en la tabla 17, en la cual se aprecia que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación a excepción de la barra de Alto Voltaje de la subestación Guaranda, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución ninguna de las barras en subestaciones satisface los requerimientos de la Regulación 004-01 del CONELEC, por lo cual en el siguiente capítulo se procede a

realizar la propuesta de la posición idónea de TAP, de tal manera que en el escenario de demanda proyectada, cumpla dicha regulación.

**Tabla 17**

*Voltaje en barras con demanda máxima proyectada*

Voltaje en Barras en 10 años en TAP's Nominales			
BARRA	Voltaje Nominal [kV]	Voltaje Resultante [kV]	[pu]
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	62.8107	0.9103
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	12.41034	0.8993
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	63.0246	0.9134
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	12.55662	0.9099
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	62.652	0.908
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	12.38136	0.8972
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	63.5007	0.9203
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	12.5787	0.9115
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	63.8319	0.9251
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	12.64632	0.9164
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	62.6727	0.9083
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	12.46278	0.9031

Según el criterio de la CNEL EP Bolívar considera un transformador cargado a valores mayores o iguales al 85% de su capacidad como un transformador potencialmente para planificación, por ende, la tabla 18 muestra la cargabilidad de cada uno de los transformadores que se encuentran en activa operación en el sistema de subtransmisión a nivel de 69 kV y 13.8 kV de la mencionada entidad, en el escenario para demanda actual, en donde ninguno de los transformadores está sobrecargado.

**Tabla 18***Cargabilidad de Transformadores con demanda máxima actual*

<b>Cargabilidad en Actual</b>			
<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>POTENCIA TRANSFORMADOR [MVA]</b>	<b>POTENCIA DEMANDADA [MVA]</b>	<b>CARGABILIDAD %</b>
<b>GUARANDA</b>	5	1.721	31.2
<b>GUARANDA</b>	12.5	3.685	29.5
<b>GUANUJO</b>	12.5	3.766	30.1
<b>COCHABAMBA</b>	12.5	1.412	11.3
<b>COCHABAMBA</b>	5	0.659	13.2
<b>SICOTO</b>	12.5	2.347	18.8
<b>ECHEANDÍA</b>	12.5	2.996	24
<b>CALUMA</b>	10	1.736	17.4

Con el antecedente del criterio de la CNEL EP Bolívar en que considera un transformador cargado a valores mayores o iguales al 85% de su capacidad como un transformador potencialmente para planificación, por ende, la tabla 19 muestra la cargabilidad de cada uno de los transformadores para demanda proyectada a 10 años en condiciones de los transformadores en TAP Nominal.

**Tabla 19***Cargabilidad de Transformadores con demanda máxima proyectada*

<b>Cargabilidad en Demanda Proyectada</b>			
<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>POTENCIA TRANSFORMADOR [MVA]</b>	<b>POTENCIA DEMANDADA [MVA]</b>	<b>CARGABILIDAD %</b>
<b>GUARANDA</b>	5	2.4396	48.8
<b>GUARANDA</b>	12.5	5.2225	41.8
<b>GUANUJO</b>	12.5	5.3180	42.5
<b>COCHABAMBA</b>	12.5	1.9885	15.9
<b>COCHABAMBA</b>	5	0.9285	18.6
<b>SICOTO</b>	12.5	3.2892	26.3
<b>ECHEANDÍA</b>	12.5	4.1903	33.5
<b>CALUMA</b>	10	2.4330	24.3

El estudio de flujos de potencia realizado en el presente capítulo muestra que el sistema de subtransmisión de 69 kV y el sistema de distribución de 13.8 kV de la

Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) Unidad de Negocio Bolívar presenta condiciones anormales para la óptima operación del mismo, ya que no satisface los requerimientos de la regulación No. 004-01 emitida por el CONELEC, por lo tanto en el siguiente capítulo se procede a realizar la propuesta de la posición de los Taps de los transformadores que conforman el sistema en escenarios de demanda actual y proyectada a 10 años, el análisis de flujos de potencia con el ingreso de la nueva línea de subtransmisión Babahoyo – Caluma en escenarios de demanda actual y proyectada a 10 años, el análisis técnico económico con el ingreso de la mencionada línea y el estudio de coordinación de protecciones del mismo a nivel de 69 kV.

#### **4.4. Resultados del análisis de cortocircuitos**

Las corrientes de cortocircuito trifásicas, monofásicas, línea a línea, línea a línea y tierra, se detallan en la tabla 20, en el escenario de demanda actual de la CNEL EP BOLÍVAR según la norma IEEE 60909, cabe aclarar que para una demanda proyectada a 10 años con una carga al 150% no se realiza el estudio de cortocircuitos debido a la inexistencia del equivalente de Thévenin para los próximos 10 años.

**Tabla 20***Corrientes de Cortocircuito para demanda máxima actual*

<b>Corrientes de Cortocircuito en demanda actual</b>				
<b>BARRA</b>	<b>I<sub>cc</sub> (3Ø)</b>	<b>I<sub>cc</sub> (L-G)</b>	<b>I<sub>cc</sub> (L-L)</b>	<b>I<sub>cc</sub> (L-L-G)</b>
RIOBAMBA - GUARANDA 69 [kV]	8.609	10.894	7.455	10.565
S/E CALUMA AV 69 [kV]	1.031	0.601	0.893	0.937
S/E CALUMA MV 13.8 [kV]	2.279	2.666	1.974	2.625
S/E COCHABAMBA AV 69 [kV]	1.286	0.763	1.114	1.169
S/E COCHABAMBA MV13.8 [kV]	3.977	4.999	3.444	5.001
S/E ECHEANDÍA AV 69 [kV]	0.944	0.547	0.817	0.858
S/E ECHEANDÍA MV 13.8 [kV]	2.843	3.548	2.462	3.553
S/E GUANUJO AV 69 [kV]	1.574	0.952	1.363	1.430
S/E GUANUJO MV 13.8 [kV]	3.725	4.411	3.226	4.355
S/E GUARANDA AV 69 [kV]	1.794	1.102	1.554	1.630
S/E GUARANDA MV 13.8 [kV]	4.805	5.836	4.161	5.771
S/E SICOTO AV 69 [kV]	0.954	0.554	0.826	0.867
S/E SICOTO MV 13.8 [kV]	2.861	3.567	2.478	3.571



## **CAPÍTULO V**

### **DETERMINACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV DE LA CNEL EP BOLÍVAR CON EL INGRESO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN BABAHOYO-CALUMA MEDIANTE SOFTWARE COMPUTACIONAL ETAP**

En el presente capítulo se realiza la propuesta de la posición de los Taps de los transformadores que conforman el sistema en escenarios de demanda actual y proyectada a 10 años, el análisis de flujos de potencia con el ingreso de la nueva línea de subtransmisión Babahoyo – Caluma en escenarios de demanda actual y proyectada a 10 años, el análisis técnico económico con el ingreso de la mencionada línea y el estudio de coordinación de protecciones del mismo a nivel de 69 kV.

#### **5.1. Generalidades**

##### **5.1.1. Alcance de la Propuesta**

Determinar la operación del sistema de Subtransmisión de la CNEL EP BOLÍVAR mediante el software ETAP 12.6 de tal manera que se establezca la posición de los taps de los transformadores en condiciones de demanda actual y demanda proyectada a 10 años, determinación de los voltajes con el ingreso de la línea de Subtransmisión Babahoyo – Caluma, establecer el impacto económico de la misma y la coordinación de protecciones del sistema actual.

#### **5.2. Objetivos de la Propuesta**

- Determinar posición de los taps de los transformadores en condiciones de demanda actual y demanda proyectada de tal manera que satisfagan los

requerimientos para el nivel de voltaje que establece el CONELEC en la Regulación No. 004-01.

- Determinar los voltajes con el ingreso de la línea de Subtransmisión Babahoyo – Caluma.
- Establecer un estudio sobre el impacto económico del ingreso de la línea de Subtransmisión Babahoyo – Caluma.
- Realizar la coordinación de protecciones del sistema actual.

### **5.3. Metodología para la determinación de la posición de los TAP's**

Por lo tanto, una vez realizado el estudio de flujos de potencia del sistema de la CNEL EP BOLÍVAR en condiciones demanda actual y demanda proyectada y obteniendo los resultados en los cuales mostraba que en condiciones de TAP nominal 0% posición de referencia 3 en los transformadores de potencia el mencionado sistema no cumplía los parámetros para nivel de voltaje establecido en la Regulación 004-01 de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), en donde para determinar la posición óptima de los taps de los transformadores se realiza de tal manera que cumpla que los niveles de voltaje deben estar en un rango de  $\pm 5\%$ .

Lo mencionado en dicha regulación se establece tanto para sistemas de subtransmisión a nivel de potencial de voltaje de 69 kV, y para sistemas de distribución a nivel de potencial de 13.8 kV, por lo que compete al sistema de la CNEL EP BOLÍVAR, ya que esta posee los dos tipos de sistemas.

Debido a ello se realiza la siguiente propuesta de posición de TAP para cada uno de los transformadores de potencia, de tal manera que los niveles de voltajes se encuentren acorde al rango establecido en la Regulación No 004-01 del CONELEC, entonces se representa en la tabla 21 de manera detallada las posiciones mencionadas para un escenario para demanda actual, cabe recalcar que todos los transformadores existentes son de control inverso es decir que el %TAP al ser inferior al 0% este se derive en el incremento de voltaje en el devanado y posterior salida de los transformadores.

**Tabla 21***Propuesta de Posición de TAP's y cargabilidad de Transformadores*

<b>Posición de TAP propuestos y cargabilidad en Demanda Actual</b>				
<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>POTENCIA TRANSFORMADOR [MVA]</b>	<b>POTENCIA DEMANDADA [MVA]</b>	<b>CARGABILIDAD %</b>	<b>PROPUESTA POSICIÓN DE TAP</b>
<b>GUARANDA</b>	5	1.685	33.7	3
<b>GUARANDA</b>	12.5	4.263	34.1	2
<b>GUANUJO</b>	12.5	3.938	31.5	2
<b>COCHABAMBA</b>	12.5	2.063	16.5	2
<b>COCHABAMBA</b>	5	2.062	22.9	3
<b>SICOTO</b>	12.5	2.450	19.6	2
<b>ECHEANDÍA</b>	12.5	3.138	25.1	2
<b>CALUMA</b>	10	1.820	18.2	2

En consecuencia de la propuesta planteada en la tabla 21, se procede a exponer la variación del nivel de voltaje con un aspecto positivo y acorde a la mencionada regulación establecida para el sistema de distribución de 13.8 kV, pero con un resultado desfavorable para el sistema de subtransmisión a nivel de 69 kV debido a que la posición del TAP no reflejan resultados ya sean positivos o negativos en el lado del devanado primario de los transformadores, por ello en la tabla 22, se procede a detallar los niveles de voltaje en cada uno de las barras de subtransmisión y distribución de la CNEL EP BOLÍVAR.

**Tabla 22***Voltaje en barras con demanda máxima actual en taps propuestos*

Voltaje en Barras demanda actual tap propuesto			
BARRA	Voltaje Nominal [kV]	Voltaje Resultante [kV]	[pu]
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69.000	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	64.667	0.9372
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	14.040	0.9535
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	67.980	0.9394
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	14.006	0.9534
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	67.705	0.9355
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	14.042	0.9519
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	68.449	0.9443
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	14.066	0.9625
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	67.939	0.9477
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	13.956	0.9584
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	67.366	0.9357
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	14.101	0.9561

Con el antecedente que a una posición de TAP 0% posición 3, para condiciones de demanda proyectada a 10 años con una cargabilidad del 150%, no satisface los requerimientos de la regulación se presenta la siguiente propuesta como se expone en la tabla 23.

**Tabla 23***Propuesta de TAP de Transformadores para demanda proyectada*

Posición de TAP propuestos y cargabilidad en Demanda a 10 años				
SUBESTACIÓN	POTENCIA TRANSFORMADOR [MVA]	POTENCIA DEMANDADA [MVA]	CARGABILIDAD %	PROPUESTA TAP
<b>GUARANDA</b>	5	2.200	44	1
<b>GUARANDA</b>	12.5	5.213	41.7	1
<b>GUANUJO</b>	12.5	5.300	42.4	1
<b>COCHABAMBA</b>	12.5	1.988	15.9	1
<b>COCHABAMBA</b>	5	1.984	31.5	1
<b>SICOTO</b>	12.5	3.275	26.2	1
<b>ECHEANDÍA</b>	12.5	4.388	35.1	1
<b>CALUMA</b>	10	2.550	25.5	1

Como consecuencia de la propuesta de TAP -5% posición 1 expuesta en la tabla 23, se evidencia los resultados del nivel de voltaje expuestos en la tabla 24, en la cual se aprecia que el resultado de los voltajes decaen progresivamente en el presente escenario los niveles de voltajes, que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación sin excepción alguna, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución se mantienen como en el anterior escenario las barras en subestaciones Echeandía, Caluma, Sicoto y Cochabamba no cumplen requerimientos de la mencionada regulación, mientras que las dos restante subestaciones como son Guaranda y Guanujo se encuentran en valores aceptables como se establece de manera detallada en la tabla 24.

**Tabla 24**

*Voltaje en barras con demanda proyectada al 150% en Tap (1)*

<b>Voltaje en Barras Cargadas al 150% en Tap (1)</b>			
<b>BARRA</b>	<b>Voltaje Nominal [kV]</b>	<b>Voltaje Resultante [kV]</b>	<b>[pu]</b>
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	62.169	0.901
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	12.929	0.937
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	62.404	0.904
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	13.087	0.948
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	61.990	0.898
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	12.896	0.9345
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	62.928	0.912
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	13.120	0.951
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	63.287	0.917
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	13.200	0.957
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	62.017	0.899
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	12.982	0.941

Debido a que en el resultado de flujos de potencia para el evento de niveles de voltaje para el escenario de demanda proyectada a 10 años con una cargabilidad del 150% tomando en cuenta un crecimiento anual del 5% y en posición de TAP nominal posición 3 no satisface los requerimientos establecidos en la Regulación 004-01 del CONELEC, se procede a realizar una propuesta de tal manera que se acerque o se logre mejorar los niveles de voltaje acorde a lo establecido en la mencionada regulación, por ende en la

tabla 25 se procede a exponer las diferentes posiciones del TAP en cada uno de los transformadores de potencia de la CNEL EP BOLÍVAR.

**Tabla 25**

*Propuesta de Posición de Taps y cargabilidad de Transformadores*

Taps propuestos y cargabilidad en Demanda Actual hasta demanda a 10 años				
SUBESTACIÓN	POTENCIA TRANSFORMADOR [MVA]	POTENCIA DEMANDADA [MVA]	CARGABILIDAD %	PROPUESTA TAP
<b>GUARANDA</b>	5	2.200	44	1
<b>GUARANDA</b>	12.5	5.213	41.7	1
<b>GUANUJO</b>	12.5	5.300	42.4	1
<b>COCHABAMBA</b>	12.5	1.988	15.9	1
<b>COCHABAMBA</b>	5	1.984	31.5	1
<b>SICOTO</b>	12.5	3.275	26.2	1
<b>ECHEANDÍA</b>	12.5	4.388	35.1	1
<b>CALUMA</b>	10	2.550	25.5	1

Como consecuencia de la propuesta expuesta en la tabla 25, se procede a evidenciar el resultado de los niveles de voltaje en donde se aprecia que para el sistema de subtransmisión no se ha logrado mejorar el nivel de voltaje a 69 kV y para el sistema de distribución de 13.8 kV solamente las barras de las subestaciones Guaranda y Guanujo logran cumplir con los requerimientos de la regulación, tal cual como se detalla en la tabla 26 donde se observa cada una de las barras de subtransmisión y distribución de las subestaciones en lo que compete a sus niveles de voltaje

**Tabla 26***Voltaje en barras con demanda proyectada al 150% en Tap (1)*

<b>Voltaje en Barras Cargadas al 150% en Tap (1)</b>			
<b>BARRA</b>	<b>Voltaje Nominal [kV]</b>	<b>Voltaje Resultante [kV]</b>	<b>[pu]</b>
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	62.169	0.901
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	12.929	0.937
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	62.404	0.904
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	13.087	0.948
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	61.990	0.898
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	12.896	0.9345
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	62.928	0.912
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	13.120	0.951
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	63.287	0.917
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	13.200	0.957
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	62.017	0.899
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	12.982	0.941

Debido a que la propuesta de la posición de TAP de los transformadores de potencia no ha logrado que los niveles de voltaje sean aceptables en base a la regulación, por lo tanto, se realiza una nueva propuesta de la posición del TAP al -5% posición 1 en cada uno de los transformadores como se muestra en la tabla 27, y se procede a su posterior análisis año por año con un crecimiento en la demanda máxima anual del 5%.

**Tabla 27***Propuesta de Posición de Taps y cargabilidad de Transformadores*

<b>TAP propuestos en Demanda primer año hasta demanda a 10 años</b>			
<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>POTENCIA TRANSFORMADOR [MVA]</b>	<b>POTENCIA DEMANDADA [MVA]</b>	<b>PROPUESTA TAP</b>
<b>GUARANDA</b>	5	2.200	1
<b>GUARANDA</b>	12.5	5.213	1
<b>GUANUJO</b>	12.5	5.300	1
<b>COCHABAMBA</b>	12.5	1.988	1
<b>COCHABAMBA</b>	5	1.984	1
<b>SICOTO</b>	12.5	3.275	1
<b>ECHEANDÍA</b>	12.5	4.388	1
<b>CALUMA</b>	10	2.550	1

Acorde a lo establecido en la propuesta se evidencia los resultados del nivel de voltaje y se analiza en cada año en escenario de cada año hasta llegar al noveno año debido a que el décimo año proyectado ya ha sido analizado, con el fin de llegar a pronosticar el año en que la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) Unida de Negocio Bolívar se encuentre imposibilitada para mejorar el servicio por su cuenta.

#### **A) AÑO 2018**

En el escenario de demanda proyectada al primer año con una carga al 105% de la actual y la posición de TAP -5% posición 1, se muestra el voltaje resultante en la tabla 28, en la cual se aprecia que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación sin excepción alguna, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución todas las barras en subestaciones satisface los requerimientos de la Regulación 004-01 del CONELEC, por lo cual para el primer año en la posición idónea de TAP, la CNEL EP BOLÍVAR, no tendría inconvenientes de tal manera que en el escenario de demanda proyectada al 105%, cumpliría dicha regulación.



**Tabla 28***Voltaje en barras con demanda proyectada al 105% en Tap (1) 2018*

Voltaje en Barras Cargadas al 105% en Tap (1) 2018			
BARRA	Voltaje Nominal [kV]	Voltaje Resultante [kV]	[pu]
RIOBAMBA - GUARANDA	69	69	1
S/E CALUMA AV	69	64.205	0.931
S/E CALUMA MV	13.8	13.404	0.971
S/E COCHABAMBA AV	69	64.377	0.933
S/E COCHABAMBA MV	13.8	13.517	0.980
S/E ECHEANDÍA AV	69	64.080	0.929
S/E ECHEANDÍA MV	13.8	13.379	0.970
S/E GUANUJO AV	69	64.750	0.938
S/E GUANUJO MV	13.8	13.542	0.981
S/E GUARANDA AV	69	65.005	0.942
S/E GUARANDA MV	13.8	13.369	0.969
S/E SICOTO AV	69	64.101	0.929
S/E SICOTO MV.	13.8	13.441	0.974

**B) AÑO 2019**

En el escenario de demanda proyectada al segundo año con una carga al 110% de la actual y la posición de TAP -5% posición 1, se muestra el voltaje resultante en la tabla 29 de manera detallada, en la cual se aprecia que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación sin excepción alguna, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución todas las barras en subestaciones satisface los requerimientos de la Regulación 004-01 del CONELEC, por lo cual para el segundo año en la posición idónea de TAP, la CNEL EP BOLÍVAR, no tendría inconvenientes de tal manera que en el escenario de demanda proyectada al 110%, cumpliría dicha regulación.

**Tabla 29***Voltaje en barras con demanda proyectada al 110% en Tap (1) 2019*

Voltaje en Barras Cargadas al 110% en Tap (1) 2019			
<b>BARRA</b>	<b>Voltaje Nominal [kV]</b>	<b>Voltaje Resultante [kV]</b>	<b>[pu]</b>
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	63.977	0.927
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	13.350	0.967
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	64.149	0.930
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	13.467	0.976
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	63.846	0.925
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	13.324	0.966
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	64.543	0.935
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	13.494	0.978
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	64.812	0.939
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	13.553	0.982
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	63.860	0.926
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	13.389	0.970

**C) AÑO 2020**

En el escenario de demanda proyectada al tercer año con una carga al 115% de la actual y la posición de TAP -5% posición 1, se muestra el voltaje resultante en la tabla 30 de manera detallada, en la cual se aprecia que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación sin excepción alguna, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución todas las barras en subestaciones satisface los requerimientos de la Regulación 004-01 del CONELEC, por lo cual para el tercer año en la posición idónea de TAP, la CNEL EP BOLÍVAR, no tendría inconvenientes de tal manera que en el escenario de demanda proyectada al 115%, cumpliría dicha regulación.

**Tabla 30**

*Voltaje en barras con demanda proyectada al 115% en Tap (1) AÑO 2020*

Voltaje en Barras Cargadas al 115% en Tap (1) AÑO 2020			
<b>BARRA</b>	<b>Voltaje Nominal [kV]</b>	<b>Voltaje Resultante [kV]</b>	<b>[pu]</b>
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	63.749	0.924
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	13.298	0.964
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	63.935	0.927
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	13.421	0.973
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	63.611	0.922
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	13.270	0.962
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	64.343	0.933
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	13.447	0.974
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	64.619	0.937
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	13.509	0.979
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	63.632	0.922
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	13.338	0.967

#### **D) AÑO 2021**

En el escenario de demanda proyectada al cuarto año con una carga al 120% de la actual y la posición de TAP -5% posición 1, se muestra el voltaje resultante en la tabla 31 de manera detallada, en la cual se aprecia que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación sin excepción alguna, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución todas las barras en subestaciones satisface los requerimientos de la Regulación 004-01 del CONELEC, por lo cual para el cuarto año en la posición idónea de TAP, la CNEL EP BOLÍVAR, no tendría inconvenientes de tal manera que en el escenario de demanda proyectada al 120%, cumpliría dicha regulación.

**Tabla 31***Voltaje en barras con demanda proyectada al 120% en Tap (1) AÑO 2021*

Voltaje en Barras Cargadas al 120% en Tap (1) AÑO 2021			
BARRA	Voltaje Nominal [kV]	Voltaje Resultante [kV]	[pu]
RIOBAMBA - GUARANDA	69	69	1
S/E CALUMA AV	69	63.521	0.921
S/E CALUMA MV	13.8	13.244	0.960
S/E COCHABAMBA AV	69	63.715	0.923
S/E COCHABAMBA MV	13.8	13.372	0.969
S/E ECHEANDÍA AV	69	63.377	0.919
S/E ECHEANDÍA MV	13.8	13.216	0.958
S/E GUANUJO AV	69	64.136	0.930
S/E GUANUJO MV	13.8	13.400	0.971
S/E GUARANDA AV	69	64.425	0.934
S/E GUARANDA MV	13.8	13.465	0.976
S/E SICOTO AV	69	63.397	0.919
S/E SICOTO MV.	13.8	13.287	0.963

**E) AÑO 2022**

En el escenario de demanda proyectada al quinto año con una carga al 125% de la actual y la posición de TAP -5% posición 1, se muestra el voltaje resultante en la tabla 32 de manera detallada, en la cual se aprecia que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación sin excepción alguna, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución todas las barras en subestaciones satisface los requerimientos de la Regulación 004-01 del CONELEC, por lo cual para el quinto año en la posición idónea de TAP, la CNEL EP BOLÍVAR, no tendría inconvenientes de tal manera que en el escenario de demanda proyectada al 125%, cumpliría dicha regulación.

**Tabla 32***Voltaje en barras con demanda proyectada al 125% en Tap (1) AÑO 2022*

Voltaje en Barras Cargadas al 125% en Tap (1) AÑO 2022			
<b>BARRA</b>	<b>Voltaje Nominal [kV]</b>	<b>Voltaje Resultante [kV]</b>	<b>[pu]</b>
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	63.294	0.917
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	13.191	0.956
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	63.494	0.920
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	13.324	0.966
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	63.142	0.915
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	13.162	0.954
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	63.935	0.927
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	13.353	0.968
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	64.239	0.931
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	13.421	0.973
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	63.163	0.915
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	13.236	0.959

**F) AÑO 2023**

En el escenario de demanda proyectada al sexto año con una carga al 130% de la actual y la posición de TAP -5% posición 1, se muestra el voltaje resultante en la tabla 33 de manera detallada, en la cual se aprecia que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación sin excepción alguna, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución la mayoría las barras en subestaciones satisface los requerimientos de la Regulación 004-01 del CONELEC, a excepción de la barra de 13.8 kV de la subestación Echeandía, por lo cual para el sexto año en la posición propuesta de TAP, la CNEL EP BOLÍVAR, tendría inconvenientes de tal manera que en el escenario de demanda proyectada al 130%, no cumpliría dicha regulación sin que pueda tener la opción de mejorar, dando como resultado las pertinentes penalidades por parte de los organismos de control.

**Tabla 33***Voltaje en barras con demanda proyectada al 130% en Tap (1) AÑO 2023*

Voltaje en Barras Cargadas al 130% en Tap (1) AÑO 2023			
<b>BARRA</b>	<b>Voltaje Nominal [kV]</b>	<b>Voltaje Resultante [kV]</b>	<b>[pu]</b>
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	63.066	0.914
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	13.139	0.952
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	63.273	0.917
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	13.277	0.962
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	62.914	0.912
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	13.109	0.9499
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	63.735	0.924
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	13.306	0.964
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	64.046	0.928
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	13.376	0.969
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	62.935	0.912
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	13.185	0.955

**G) AÑO 2024**

En el escenario de demanda proyectada al séptimo año con una carga al 135% de la actual y la posición de TAP -5% posición 1, con el antecedente del resultado de los voltajes en el sexto año con una carga proyectada al 130%, con la cual la CNEL EP BOLÍVAR se encuentra incapacitada para la mejora del servicio contemplado en los requerimientos de la Regulación 004-01 del CONELEC, de tal manera que para el mencionado escenario el voltaje resultante se muestra de manera detallada en la tabla 34, en la que se representa que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación sin excepción alguna, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución las barras en subestaciones Echeandía y Caluma no cumple mientras que las demás se encuentran en valores aceptables, por lo cual para el séptimo año en la posición propuesta de TAP, la CNEL EP BOLÍVAR se encontraría incapacitada y en progresiva decadencia expuesta a las penalidades por parte de los organismos de control.

**Tabla 34**

*Voltaje en barras con demanda proyectada al 135% en Tap (1) AÑO 2024*

Voltaje en Barras Cargadas al 135% en Tap (1) AÑO 2014			
BARRA	Voltaje Nominal [kV]	Voltaje Resultante [kV]	[pu]
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	62.845	0.911
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	13.087	0.948
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	63.059	0.914
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	13.229	0.959
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	62.680	0.908
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	13.055	0.9460
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	63.528	0.921
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	13.260	0.961
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	63.860	0.926
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	13.332	0.966
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	62.707	0.909
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	13.133	0.952

## H) AÑO 2025

Al transcurrir en el escenario de demanda proyectada al octavo año con una carga al 140% de la actual y la posición de TAP -5% posición 1, con el antecedente que a partir del sexto año con una carga proyectada al 130% el resultado de los voltajes decaen progresivamente hasta el presente escenario donde se evidencia en base a los requerimientos Regulación 004-01 del CONELEC para niveles de voltajes, que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación sin excepción alguna, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución las barras en subestaciones Echeandía, Caluma y Sicoto no cumplen, mientras que las demás se encuentran en valores aceptables como se establece de manera detallada en la tabla 35, con el mismo resultado de incapacidad de la CNEL EP BOLÍVAR y en consecuencia expuesta a las penalidades por parte de los organismos de control.

**Tabla 35**  
*demanda proyectada al 140% en Tap (1) AÑO 2025*

Voltaje en Barras Cargadas al 140% en Tap (1) AÑO 2025			
BARRA	Voltaje Nominal [kV]	Voltaje Resultante [kV]	[pu]
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	62.618	0.908
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	13.034	0.945
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	62.838	0.911
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	13.182	0.955
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	62.452	0.905
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	13.002	0.9422
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	63.328	0.918
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	13.214	0.958
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	63.666	0.923
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	13.288	0.963
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	62.473	0.905
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	13.082	0.948

#### **D) AÑO 2026**

Mientras la CNEL EP BOLÍVAR se encuentra imposibilitada desde el sexto año, así que solo por motivos de estudio se presenta el escenario de demanda proyectada al noveno año con una carga al 145% de la actual y la posición de TAP -5% posición 1, evidencia que el resultado de los voltajes decaen progresivamente en el presente escenario los niveles de voltajes, que a nivel de 69 kV el sistema no cumple la regulación sin excepción alguna, y a un potencial de voltaje de 13.8 kV para salidas de distribución se mantienen como en el anterior escenario las barras en subestaciones Echeandía, Caluma y Sicoto no cumplen requerimientos de la Regulación 004-01 del CONELEC, mientras que las demás se encuentran en valores aceptables como se establece de manera detallada en la tabla 36.



**Tabla 36**

*Voltaje en barras con demanda proyectada al 145% en Tap (1) AÑO 2016*

Voltaje en Barras Cargadas al 145% en Tap (1) AÑO 2026			
BARRA	Voltaje Nominal [kV]	Voltaje Resultante [kV]	[pu]
<b>RIOBAMBA - GUARANDA</b>	69	69	1
<b>S/E CALUMA AV</b>	69	62.390	0.904
<b>S/E CALUMA MV</b>	13.8	12.982	0.941
<b>S/E COCHABAMBA AV</b>	69	62.624	0.908
<b>S/E COCHABAMBA MV</b>	13.8	13.135	0.952
<b>S/E ECHEANDÍA AV</b>	69	62.224	0.902
<b>S/E ECHEANDÍA MV</b>	13.8	12.949	0.9383
<b>S/E GUANUJO AV</b>	69	63.128	0.915
<b>S/E GUANUJO MV</b>	13.8	13.167	0.954
<b>S/E GUARANDA AV</b>	69	63.473	0.920
<b>S/E GUARANDA MV</b>	13.8	13.244	0.960
<b>S/E SICOTO AV</b>	69	62.245	0.902
<b>S/E SICOTO MV.</b>	13.8	13.031	0.944

La tabla 37 muestra los resultados de voltajes máximos y mínimo de cada uno de los años evaluados en la proyección tanto a nivel de 69 kV como a nivel de 13.8 kV.

**Tabla 37**

*Voltajes máximos y mínimos por año en Tap posición 1*

<b>2018</b>	<b>Vmax</b>	<b>S/E GUARANDA AV</b>	<b>69</b>	<b>65.005</b>	<b>0.942</b>
		S/E GUANUJO MV	13.8	13.542	0.981
	<b>Vmin</b>	S/E ECHEANDÍA AV	69	64.08	0.929
		S/E GUARANDA MV	13.8	13.369	0.969
<b>2019</b>	<b>Vmax</b>	S/E GUARANDA AV	69	64.812	0.939
		S/E GUARANDA MV	13.8	13.553	0.982
	<b>Vmin</b>	S/E ECHEANDÍA AV	69	63.846	0.925
		S/E ECHEANDÍA MV	13.8	13.324	0.966
<b>2020</b>	<b>Vmax</b>	S/E GUARANDA AV	69	64.619	0.937
		S/E GUARANDA MV	13.8	13.509	0.979
	<b>Vmin</b>	S/E SICOTO AV	69	63.632	0.922
		S/E ECHEANDÍA MV	13.8	13.27	0.962

**CONTINÚA** 

<b>2021</b>	<b>Vmax</b>	S/E GUARANDA AV	69	64.425	0.934
		S/E GUARANDA MV	13.8	13.465	0.976
	<b>Vmin</b>	S/E SICOTO AV	69	63.397	0.919
		S/E ECHEANDÍA MV	13.8	13.216	0.958
<b>2022</b>	<b>Vmax</b>	S/E GUARANDA AV	69	64.239	0.931
		S/E GUARANDA MV	13.8	13.421	0.973

2021	Vmax	S/E GUARANDA AV	69	64.425	0.934
		S/E GUARANDA MV	13.8	13.465	0.976
	Vmin	S/E SICOTO AV	69	63.397	0.919
S/E ECHEANDÍA MV		13.8	13.216	0.958	
2022	Vmax	S/E GUARANDA AV	69	64.239	0.931
		S/E GUARANDA MV	13.8	13.421	0.973
	Vmin	S/E ECHEANDÍA AV	69	63.142	0.915
		S/E ECHEANDÍA MV	13.8	13.162	0.954
2023	Vmax	S/E GUARANDA AV	69	64.046	0.928
		S/E GUARANDA MV	13.8	13.376	0.969
	Vmin	S/E SICOTO AV	69	62.935	0.912
		S/E ECHEANDÍA MV	13.8	13.109	0.9499
2024	Vmax	S/E GUARANDA AV	69	63.86	0.926
		S/E GUARANDA MV	13.8	13.332	0.966
	Vmin	S/E ECHEANDÍA AV	69	62.68	0.908
		S/E ECHEANDÍA MV	13.8	13.055	0.946
2025	Vmax	S/E GUARANDA AV	69	63.666	0.923
		S/E GUANUJO MV	13.8	13.214	0.958
	Vmin	S/E SICOTO AV	69	62.473	0.905
		S/E ECHEANDÍA MV	13.8	13.002	0.9422
2026	Vmax	S/E GUARANDA AV	69	63.473	0.92
		S/E GUARANDA MV	13.8	13.244	0.96
	Vmin	S/E ECHEANDÍA AV	69	62.224	0.902
		S/E ECHEANDÍA MV	13.8	12.949	0.9383
2027	Vmax	S/E GUARANDA AV	69	63.287	0.917
		S/E GUARANDA MV	13.8	13.2	0.957
	Vmin	S/E ECHEANDÍA AV	69	61.99	0.898
		S/E ECHEANDÍA MV	13.8	12.896	0.9345

#### 5.4. Metodología para la determinación de los voltajes con el ingreso de la línea de Subtransmisión Babahoyo – Caluma

Para determinar los voltajes con el ingreso de la Línea de Subtransmisión Babahoyo – Caluma en sistemas de subtransmisión a nivel de potencial de voltaje de 69 kV, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en su regulación 004-01 de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución decreta que en los mencionados sistemas el nivel de voltaje debe respetar en forma continua un margen de  $\pm 5\%$  el voltaje nominal.

### 5.4.1. Sistema unido en Tap nominal

Mediante el ingreso de la nueva línea de subtransmisión Babahoyo – Caluma, y con un sistema tipo anillo, es decir conectado todo el sistema de la CNEL EP BOLÍVAR, a un potencial de voltaje de 69 kV se ve afectado de manera positiva ya que logra mejorar el nivel de voltaje y cumplir con la Regulación 004-01 del CONELEC, y aun potencial de 13.8 kV con los transformadores en su TAP nominal posición 3 la mayoría de barras de distribución satisfacen el requerimiento de dicha regulación a excepción de la barra de distribución a 13.8 kV de la subestación Echeandía, en la tabla 38, se muestra los niveles de voltaje con el ingreso de la nueva línea de subtransmisión a niveles de 69 kV y 13.8 kV con los transformadores en su posición de TAP posición 3.

**Tabla 38**

*Voltaje sistema Unido con ingreso de L/ST demanda actual Tap (3)*

Voltaje en Barras Demanda Actual Unido en Tap (3)			
BARRA	Voltaje Nominal [kV]	Voltaje Resultante [kV]	[pu]
BABAHOYO - CALUMA	69	69	1
RIOBAMBA - GUARANDA	69	69	1
S/E CALUMA AV	69	67.268	0.975
S/E CALUMA MV	13.8	13.454	0.967
S/E COCHABAMBA AV	69	66.730	0.969
S/E COCHABAMBA MV	13.8	13.376	0.967
S/E ECHEANDÍA AV	69	66.716	0.957
S/E ECHEANDÍA MV	13.8	13.202	0.949
S/E GUANUJO AV	69	65.488	0.965
S/E GUANUJO MV	13.8	13.321	0.959
S/E GUARANDA AV	69	66.185	0.969
S/E GUARANDA MV	13.8	13.365	0.963
S/E SICOTO AV	69	66.426	0.966
S/E SICOTO MV.	13.8	13.327	0.962

### 5.4.2. Sistema radial separado en Tap nominal

De la misma manera con el ingreso de la nueva línea de subtransmisión Babahoyo – Caluma, y con un sistema tipo radial, es decir desconectada la línea de subtransmisión que parte de la subestación Guaranda y llega a la subestación Cochabamba, de tal manera que funciona el sistema de la CNEL EP BOLÍVAR en dos partes independientes con su respectiva alimentación por parte del Sistema Nacional Interconectado (SNI), de tal manera que la línea de subtransmisión Riobamba - Guaranda alimenta a las subestaciones Guaranda, Guanujo, Echeandía, mientras que la línea de subtransmisión Babahoyo – Caluma alimenta a las subestaciones Caluma, Cochabamba y Sicoto, de tal manera que a niveles de voltaje de 69 kV se ve afectado de manera positiva ya que logra mejorar el nivel de voltaje y cumplir con la Regulación 004-01 del CONELEC, y aun potencial de 13.8 kV con los transformadores en su TAP nominal posición 3 la mayoría de barras de distribución satisfacen el requerimiento de dicha regulación a excepción de la barra de distribución a 13.8 kV de la subestación Echeandía, en la tabla 39, se muestra los niveles de voltaje con el ingreso de la nueva línea de subtransmisión a niveles de 69 kV y 13.8 kV con los transformadores en su posición de TAP posición 3.

**Tabla 39**

*Voltaje sistema Separado con ingreso de L/ST demanda actual Tap (3)*


Voltaje en Barras Demanda Actual Separado en Tap (1)			
BARRA	Voltaje Nominal [kV]	Voltaje Resultante [kV]	[pu]
BABAHOYO - CALUMA	69	69	1
RIOBAMBA - GUARANDA	69	69	1
S/E CALUMA AV	69	67.427	0.977
S/E CALUMA MV	13.8	13.485	0.969
S/E COCHABAMBA AV	69	66.889	0.972
S/E COCHABAMBA MV	13.8	13.418	0.970
S/E ECHEANDÍA AV	69	66.916	0.955
S/E ECHEANDÍA MV	13.8	13.179	0.948
S/E GUANUJO AV	69	65.378	0.964
S/E GUANUJO MV	13.8	13.298	0.958
S/E GUARANDA AV	69	66.074	0.967
S/E GUARANDA MV	13.8	13.343	0.961
S/E SICOTO AV	69	66.309	0.969
S/E SICOTO MV.	13.8	13.367	0.965

### **5.5. Metodología para el análisis técnico económico del ingreso de la línea de Subtransmisión Babahoyo – Caluma**

Para el desarrollo del estudio técnico económico se considera el precio de cada uno de los equipos u obras que intervendrán en la construcción, mantenimiento y operación de la nueva Línea de subtransmisión Babahoyo- Caluma.

En consecuencia, con lo mencionado la tabla 40 detalla los costos presupuestarios, con el fin de determinar el costo total del proyecto. Se considera estos costos lo más reales posibles teniendo en cuenta que varios de estos están sujetos a modificación por parte del contratista ejecutor de la obra, sin tomar en cuenta los gastos generados por el mencionado proyecto como son el mantenimiento y la operación que se detallaran más adelante.

**Tabla 40**  
*Valor de inversión de proyecto sin IVA*

<b>PRESUPUESTO REFERENCIAL</b>					
<b>TIPO DE SERVICIO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>No.</b>	<b>PRECIO UNIDAD</b>	<b>VALOR TOTAL</b>
<b>OBRAS CIVILES</b>	Bases de Hormigón para Disyuntores de 69 kV y TP's de 69 kV	lote	1	9000	9000
<b>SUMINISTRO Y MONTAJE DE CELDAS METÁLICAS</b>	TABLERO DE LÍNEAS: Tablero metálico para control, protección y medida de 2 líneas a 69 kV, incluye 2 relés de protección 50/50N, 51/51N, 67/67N (IED) y 2 contadores de energía, con integración Sistema SCADA	c/u	1	50000	50000
<b>SUMINISTRO Y MONTAJE DE INTERRUPTORES DE POTENCIA, SECCIONADORES, PARARRAYOS Y TRANSFORMADORES DE POTENCIAL; PARA 2700 msnm SE CALUMA</b>	Disyuntor tanque muerto en SF6, 69 kV 800 A	c/u	2	58000	116000
	Pararrayo para voltaje nominal 69 kV. línea - línea con neutro puesto a tierra	c/u	3	1200	3600
	Transformador de potencial tipo inductivo para voltaje nominal 69 kV, relación 69000/√3:115/√3	c/u	5	9200	46000
	Seccionador tripolar, tipo exterior, con puesta a tierra, montaje vertical, operación motorizada y manual, para voltaje nominal 69 Kv	c/u	1	14500	14500
	Seccionador tripolar, tipo exterior, montaje vertical, operación motorizada y manual, para voltaje nominal 69 kV.	c/u	1	10100	10100
	Seccionador tripolar, tipo exterior, instalación horizontal (by passing), operación motorizada y manual, para voltaje nominal 69 kV.	c/u	1	11000	11000
<b>CONTINÚA</b> 					
<b>SUMINISTRO DE MATERIALES PARA MONTAJE DE: BARRAS 69 kV, APANTALLAMIENTO, ALIMENTADORES A 13,8 kV Y CONTROL EN BAJA TENSIÓN/07/2015; BARRA 69 Kv CONEXIÓN DE EQUIPOS A MALLA DE TIERRA</b>	Conductor de aluminio con aleación Al ACAR 500 MCM	mts.	250	5	1250
	Conectores ranura paralela 500 MCM (puentes)	c/u	21	14.9	312.9
	Conexión de hilo de guarda a estructuras metálica y accesorios	c/u	2	57.15	114.3
<b>CABLES PARA SEÑALES CONTROL EQUIPOS PATIO 69 KVA Y TABLEROS</b>	Conexión de equipos, tableros y estructuras a malla de tierra, con conectores y accesorios EMT	c/u	10	24.67	246.7
	Terminales, amarras, conectores, conexiones a tierra, etc.	lote	1	339.8	339.8
	Cable de control Cu. apantallado, 4x12 AWG	mts	250	4.12	1030
<b>EMPALMES PARA FIBRA ÓPTICA OPGW</b>	Cable de control Cu. apantallado, 4x10 AWG	mts	150	5.69	853.5
	Funda sellada para protección de cables, conectores de mandos a canaletas	lote	1	500	500
	Cable subterráneo OPGW 24 hilos	mts	120	5.46	655.2
	Abrazadera de sujeción a torre bajante OPGW con herrajes	c/u	1	67.08	67.08
	Cajas de empalme OPGW-OPGW fibra óptica subterránea	c/u	1	490.4	490.49

TIPO DE SERVICIO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	#	PRECIO UNIDAD	VALOR TOTAL
<b>SUMINISTRO DE MATERIALES PARA MONTAJE DE: BARRAS 69 kV, APANTALLAMIENTO, ALIMENTADORES A 13,8 kV Y CONTROL EN BAJA TENSIÓN/07/2015; BARRA 69 Kv</b>	Conductor de aluminio con aleación Al ACAR 500 MCM	mts.	250	5	1250
	Conectores ranura paralela 500 MCM (puentes)	c/u	21	14.9	312.9
<b>CONEXIÓN DE EQUIPOS A MALLA DE TIERRA</b>	Conexión de hilo de guarda a estructuras metálica y accesorios	c/u	2	57.15	114.3
	Conexión de equipos, tableros y estructuras a malla de tierra, con conectores y accesorios EMT	c/u	10	24.67	246.7
<b>CABLES PARA SEÑALES CONTROL EQUIPOS PATIO 69 kVA Y TABLEROS</b>	Terminales, amarras, conectores, conexiones a tierra, etc.	lote	1	339.8	339.8
	Cable de control Cu. apantallado, 4x12 AWG	mts	250	4.12	1030
	Cable de control Cu. apantallado, 4x10 AWG	mts	150	5.69	853.5
	Funda sellada para protección de cables, conectores de mandos a canaletas	lote	1	500	500
<b>EMPALMES PARA FIBRA ÓPTICA OPGW</b>	Cable subterráneo OPGW 24 hilos	mts	120	5.46	655.2
	Abrazadera de sujeción a torre bajante OPGW con herrajes	c/u	1	67.08	67.08
	Cajas de empalme OPGW-OPGW fibra óptica subterránea	c/u	1	490.49	490.49
	Fusiones y Certificación de fibra óptica	c/u	24	37	888
	Cruceta para reserva de cable de fibra óptica	c/u	1	334.46	334.46
	Pruebas de enlace OPGW e Integración Sistema SCADA de equipos de Línea	global	1	2717.57	2717.57
<b>TOTAL US\$ (SIN IVA)</b>					<b>270000</b>

Fuente: (CNEL EP BOLÍVAR, 2018)

### 5.5.1. Aspectos Técnicos:

Nivel de Voltaje: 69 kV,

Nivel de Voltaje de aislamiento de la línea: 138 kV

Número de clientes: 1.250

Número de personas beneficiadas: 5000

### 5.5.2. Cobertura y Localización

El proyecto se encuentra ubicado en las Provincia de Bolívar, cantón Caluma en las coordenadas geográficas como se muestra en la tabla 41.

**Tabla 41**  
*Coordenadas geográficas*

X	Y
695803,149	9819809,909

### 5.5.3. Entidad Ejecutora

La Ejecución del proyecto estará a cargo de CNEL EP-Bolívar.

### 5.5.4. Descripción de la situación actual del área de intervención del proyecto

La CNEL EP-Bolívar, ante la inminente pérdida de calidad del servicio a nivel de 69 kV y a nivel de distribución a 13.8 kV en los próximos, como se demostró en el presente trabajo de titulación capítulo 4 y 5, ha previsto construir una nueva línea de subtransmisión eléctrica con un nivel de aislamiento de 138 kV, pero con un voltaje de operación de 69 kV la cual parte desde la nueva Subestación Babahoyo propiedad de TRANSELECTRIC EP, culminando su llegada en la S/E Caluma propiedad de la CNEL EP Bolívar, con la finalidad de mejorar la calidad y confiabilidad de su servicio para beneficio de su área de concesión, mediante esta línea la empresa estará dotada de un nuevo punto de alimentación del SIN, reforzando el punto existente del SIN desde la S/E Riobamba, para lo cual se requiere disponer de una posición a 69 kV en la S/E Caluma con todo el equipamiento de patio a 69 kV, de protecciones y control, para poder interconectar y operar correctamente tanto desde SCADA así como, desde la subestación.

Por ello para el estudio económico se puede establecer que el incremento de demanda de energía eléctrica es de alrededor de un 5% anual según el Plan Maestro de



Electricidad (MEER, 2017), lo cual implica que existe un mayor incremento tanto en el consumo como en la cantidad de usuarios

#### **5.5.5. Parámetros considerados en el cálculo**

Para la evaluación económica, se contemplan:

##### **A) Costos del proyecto**

- La inversión inicial
- Costos de operación y mantenimiento anuales, correspondiendo al 5% de la inversión inicial,
- Depreciación del proyecto a 30 años.

##### **B) Los ingresos vienen dados por**

- Valor diferencia entre el valor de venta de la energía con el valor de compra, relacionados con la energía promedio de los consumidores del proyecto
- La tasa de descuento utilizada es del 12%.

#### **5.5.6. Identificación, cuantificación y valoración de ingresos, beneficios y costos (de inversión, operación y mantenimiento)**

Para el caso de los ingresos, elementos como:

- Ingresos por venta de energía; se valora a 10,00 ctvs. USD/kWh para la energía vendida.
- Se cuantifica a \$8 mensuales como pago por partes de los usuarios que reciben beneficio.

En la determinación de los costos, se detallan a continuación:

- Compra de energía. 4,4 ctvs. USD/kWh para la compra de energía.
- Gastos de operación y mantenimiento, el 5 % del valor del proyecto anualmente.
- Depreciación: depreciación lineal y constante durante los 30 años en proyectos de distribución, de acuerdo a la vida útil del proyecto.

### 5.5.7. Cálculos

#### Costos

Todos los costos especificados anteriormente, se llevan a valor presente mediante la siguiente ecuación, tomando en cuenta los años en que se deprecia el proyecto sin valor de salvamento al final de su vida útil.

$$VP_C = Inversión + \sum_{n=1}^{30} \frac{\text{Costos operación y mantenimiento}}{(1+i)^n}$$

$$VP_C = 270000 + \sum_{n=1}^{30} \frac{13500}{(1+0,12)^n}$$

$$VP_C = 378744,99 \text{ [USD]}$$

Donde  $i = 0,12$

#### Beneficios

Para la venta de energía se consideró un promedio de \$8 mensuales por cliente resultando \$96 anuales por cliente, esto relacionado con los 1250 clientes que actualmente posee la empresa, pero con un crecimiento anual del 5% de estos, aquellos valores relacionados con la tasa de descuento del 12%, conllevan a que el valor final de venta a los 30 años de vida útil del proyecto.

$$\text{Venta de energía en 30 años} = 664388.475 \text{ [USD]}$$

$$\text{Compra de energía} = 292330.929 \text{ [USD]}$$

$$\text{Diferencia de la venta y compra de energía en 30 años} = 372057.546 \text{ [USD]}$$

El valor presente de los beneficios se calcula mediante la fórmula.

$$= \sum_{n=1}^{30} \frac{VP_B \text{ Diferencia de la venta y compra de energía anual}}{(1+i)^n}$$

$$VP_B = 68459.40291 \text{ [USD]}$$

Con la compra de energía a 4,4 ctvs. USD/kWh es decir el 44% de la venta y con el 12% de tasa descuento, se establece un 44% de ganancia de la venta, a esto hay que restar el 5% de la inversión del proyecto destinado para mantenimiento y operación anual por 30 años, entonces se detalla en la tabla 42 los valores económicos.

**Tabla 42**  
*Análisis económico*

Venta de energía (USD)	664388.475
Compra de energía (USD)	292330.929
Diferencia de la venta y compra de energía en 30 años (USD)	372057.546
Valor presente de costos (USD)	378744,99
Valor presente de beneficios (USD)	68459.40291

### 5.5.8. Indicadores Económicos y Sociales (VAN, TIR, RBC y CAUE)

Se debe establecer el cálculo del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la Relación Beneficio-Costo (RBC), y Costo Anual Uniforme Equivalente, como indicadores de acuerdo a la naturaleza del proyecto propuesto, para establecer si el proyecto es viable económicamente.

$$VAN = -VP_C + VP_B; VAN \geq 0$$

$$TIR = VAN = 0 ; \text{despejar } i; TIR > 12\%$$

$$RBC = \frac{VP_B}{VP_C}; RBC > 1$$

$$CAUE = \frac{VP_c}{\sum_{n=1}^{30} \frac{1}{(1+i)^n}}$$

Debido a que no hay otra opción de inversión ni otros costos, el CAUE presentado es el que se selecciona.

**Tabla 43**  
*Indicadores Financieros y Económicos*

PROYECTO	INDICADORES FINANCIEROS Y ECONÓMICOS				
	Tasa de Descuento	Valor Actual Neto (VAN)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	Relación Beneficio Costo	CAUE
	Financiera %	Financiera (USD)	Financiera %	RBC	(USD)
<b>LÍNEA DE S/T BABAHOYO-CALUMA</b>	12	-310285.59	-2	0.1807	47018.79

Debido a que financieramente el proyecto no se justifica según los indicadores, VAN, TIR y RBC, el proyecto se analiza de manera económica, según se justifica en el libro Fundamentos de Ingeniería Económica de (BACA, 2010), en el capítulo 8 de Inversiones en el sector público, donde menciona que “El gobierno invierte en la sociedad pero está incapacitado para expresar los beneficios obtenidos en términos monetarios, a cambio de lo cual debe ser posible verificar que la aplicación de recursos económicos fue eficaz para la sociedad, sin intentar mediciones cuantificables de resultados en el bienestar social, ya que el bienestar social es un fenómeno complejo que involucra muchas variables; además, cada variable también es compleja, por lo tanto se sugiere cualquier medición de constructos a través de variables indirectas y que, para verificar la relación entre tales variables indirectas, se requiere formular hipótesis susceptibles de verificación empírica. Por ello al hablar de bienestar social, las variables indirectas que lo definen son alimentación, salud, vestido, casa, educación, energía eléctrica, agua potable, etc”.

Una vez analizado dicho apartado y comprobando que financieramente el proyecto no se justifica, se procede a realizar la hipótesis que a futuro se comprobará en el área de concesión de la CNEL EP Bolívar.

Habrán un 20 % de crecimiento en la automatización de la industria en la provincia de Bolívar, de tal manera que el bienestar social se incremente con el crecimiento de producción, oferta de empleo y con el ingreso de electricidad como fuente de energía los usuarios del sistema CNEL EP BOLÍVAR pueden mejorar sus condiciones de vida, puesto que pueden ocupar equipos eléctricos en su vida cotidiana.

Debido a que los resultados no son cuantificables y a la hipótesis planteada la relación beneficio costo será de 1,2.

## **5.6. Metodología para la coordinación de protecciones**

### **5.6.1. Determinación de las curvas de protección**

Para la determinación de las curvas de operación de los relés de sobrecorriente se realizó mediante los tramos que se indican a continuación.

#### **A) TRAMO 1: S/E RIOBAMBA – S/E GUARANDA – ALIMENTADORES**

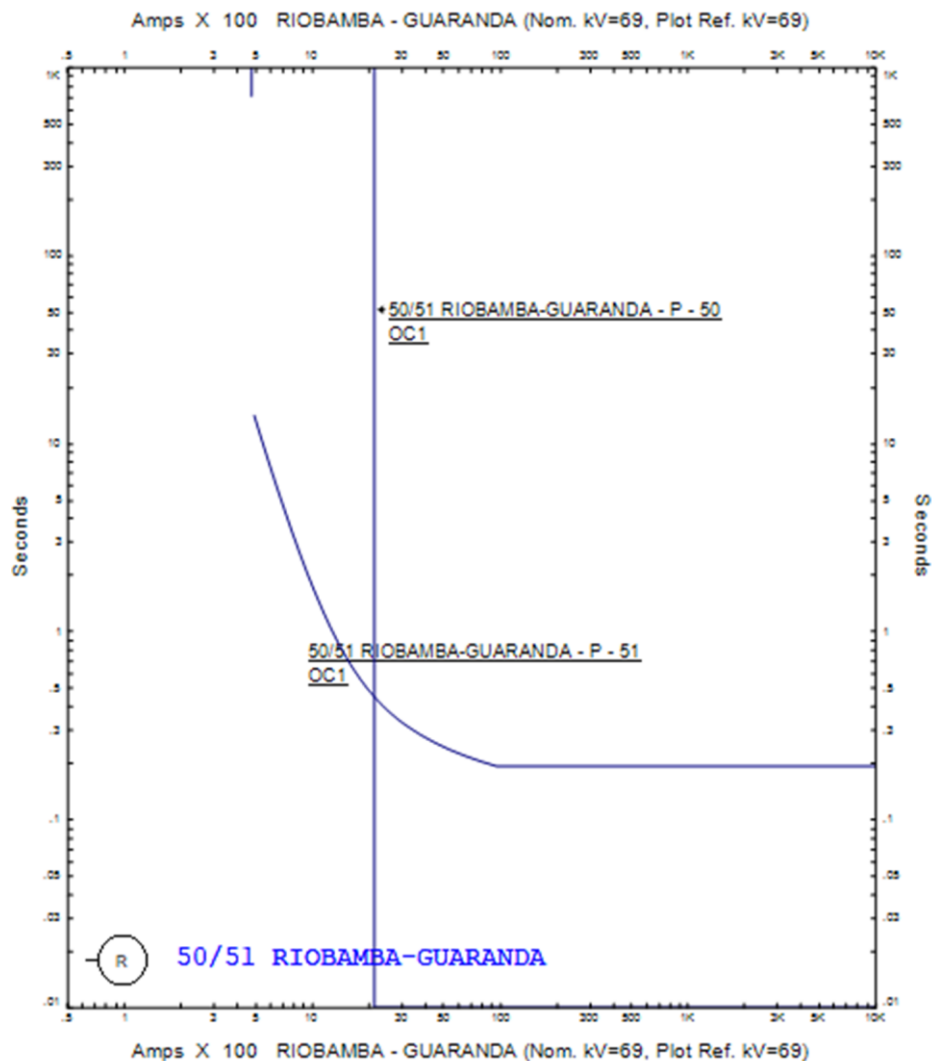
##### **a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 1: S/E RIOBAMBA – S/E GUARANDA – ALIMENTADORES**

En la tabla 44 se muestra los ajustes actuales del relé General Electric ubicado en la S/E Riobamba perteneciente a Transelectric EP, en la cual se especifica posición y elemento a proteger, relación de corriente, modelo, voltaje de operación, función, estado, dial, tipo de curva, entre otros, el cual se tomará como base para la coordinación.

**Tabla 44**  
*Datos Actuales Relé S/E Riobamba*

<b>DATOS</b>	<b>Posición</b>	<b>S/E Riobamba</b>
	Elemento a Proteger	L/ST Riobamaba – Guaranda
	Fabricante/Modelo	GE
	Interruptor	52H-1-L RIOBAMBA-GUARANDA
<b>FASE</b>	RTC Fase	600/5
	Unidad ANSI	50
	Estado	Habilitado
	Tap (A)	2160
	Dial	NA
	Tipo de Curva	NA
	Unidad ANSI	51
	Estado	Habilitado
	Tap (A)	480
	Dial	1,5
	Tipo de Curva	GE IFC-51
	<b>NEUTRO</b>	RTC Neutro
Unidad ANSI		50N
Estado		Habilitado
Tap (A)		1680
Dial		NA
Tipo de Curva		NA
Unidad ANSI		51N
Estado		Habilitado
Tap (A)		480
Dial		1,5
Tipo de Curva		GE IFC-53

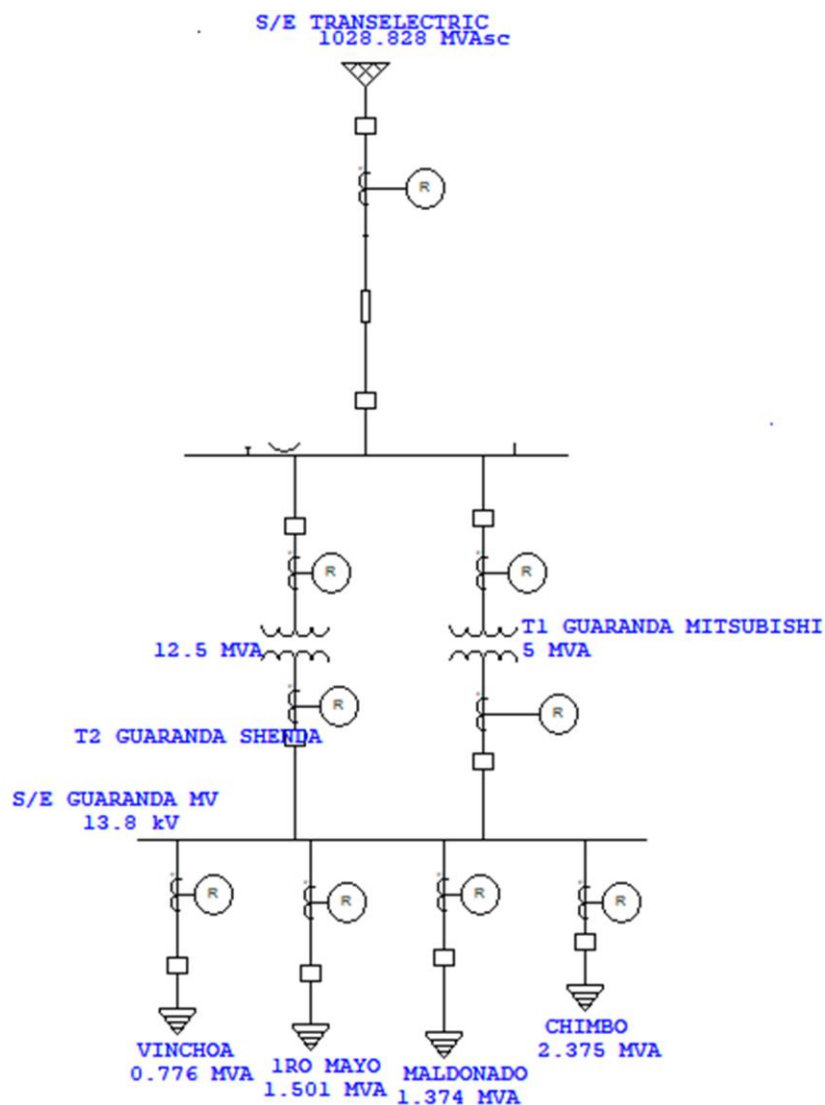
En la figura 24 se expone la curva del relé de protección General Electric, en base a sus parámetros eléctricos actuales, y es aquel en base se realizará la coordinación de los diferentes relés que forman parte de la CNEL EP Bolívar.



**Figura 24.** Curva del relé General Electric S/E Riobamba

En el anexo B se muestran los ajustes actuales de los diferentes relés ubicados en la S/E Guaranda perteneciente a CNEL EP Bolívar, en la cual se especifica posición y elemento a proteger, relación de corriente, modelo, voltaje de operación, función, estado, dial, tipo de curva, entre otros.

En la figura 25 se muestra el modelamiento en el software ETAP del Tramo 1 conformado por la S/E RIOBAMBA, S/E GUARANDA y sus respectivos ALIMENTADORES, constando los elementos de protección y maniobra expresados en el anexo B y sus actuales ajustes.

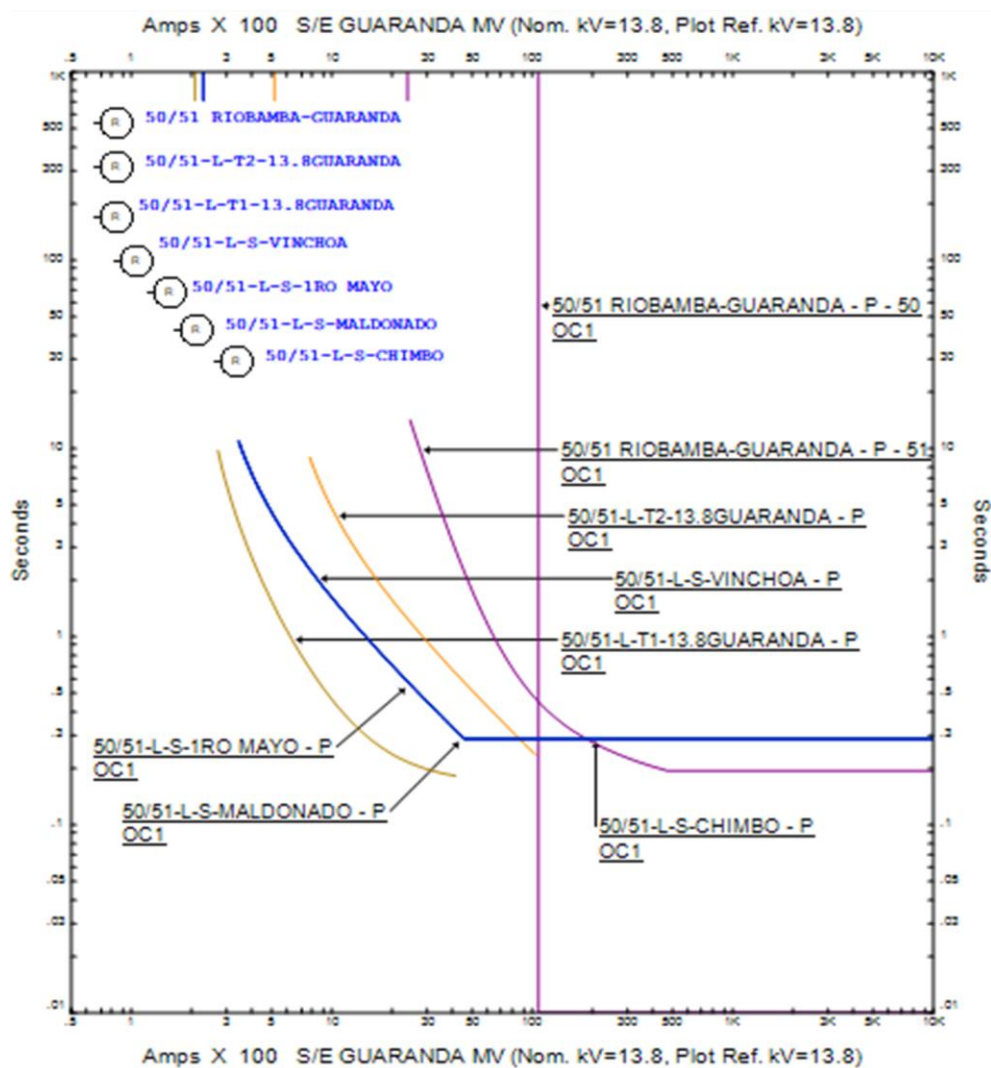


**Figura 25.** Modelamiento en ETAP de Tramo 1

La coordinación en curvas de operación por falla trifásica de los relés, los primeros en operar son los relés ABB con respecto al relé General Electric, con las corrientes



máximas que se exponen en la tabla 20, que conforman el tramo 1 de la S/E Riobamba y la S/E Guaranda. De tal manera que actuarán los mencionados relés en cascada inversa es decir aguas arriba aislando la falla del resto del sistema de subtransmisión.



**Figura 26.** Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 1

**b) Secuencia de operación de los relés Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 1: S/E RIOBAMBA – S/E GUARANDA – ALIMENTADORES**

La figura 27 manifiesta la simulación en el software computacional ETAP para la operación de los relés que conforman el tramo 1, en secuencia de operación de cada uno de los alimentadores y barras de bajo y alto voltaje respectivamente.

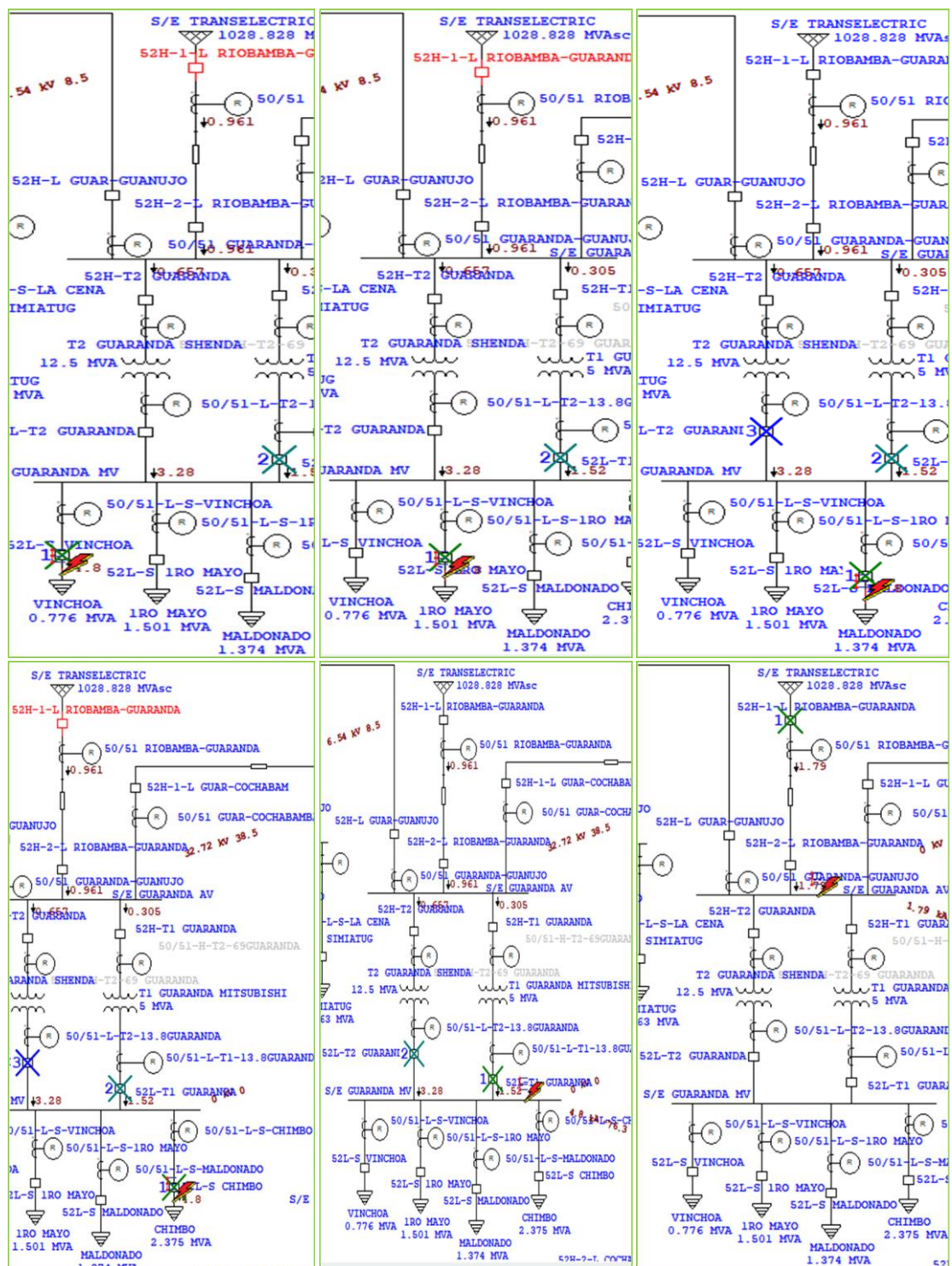


Figura 27. Secuencia de operación para Tramo 1

En la figura 28 se observa los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y el tiempo de disparo de los interruptores de potencia.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between 52L-S VINCHOA & VINCHOA. Adjacent bus: S/E GUARANDA MV

Data Rev.: Base      Config: Normal      Date: 28-11-2018

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
284	50/51-L-S-V...	4.805	284		Phase - OC1 - 51
290	50/51-L-T1...	1.523	290		Phase - OC1 - 51
294	52L-S VINC		10.0		Tripped by 50/51-L-S-VINCHOA Phase - OC1 - 51
300	52L-T1 GU...		10.0		Tripped by 50/51-L-T1-13.8GUARANDA Phase - ...
838	50/51-L-T2...	3.283	838		Phase - OC1 - 51
848	52L-T2 GU...		10.0		Tripped by 50/51-L-T2-13.8GUARANDA Phase - ...
1963	50/51 RIOB...	0.961	1963		Phase - OC1 - 51
2047	52H-1-L RI...		83.3		Tripped by 50/51 RIOBAMBA-GUARANDA Phas...

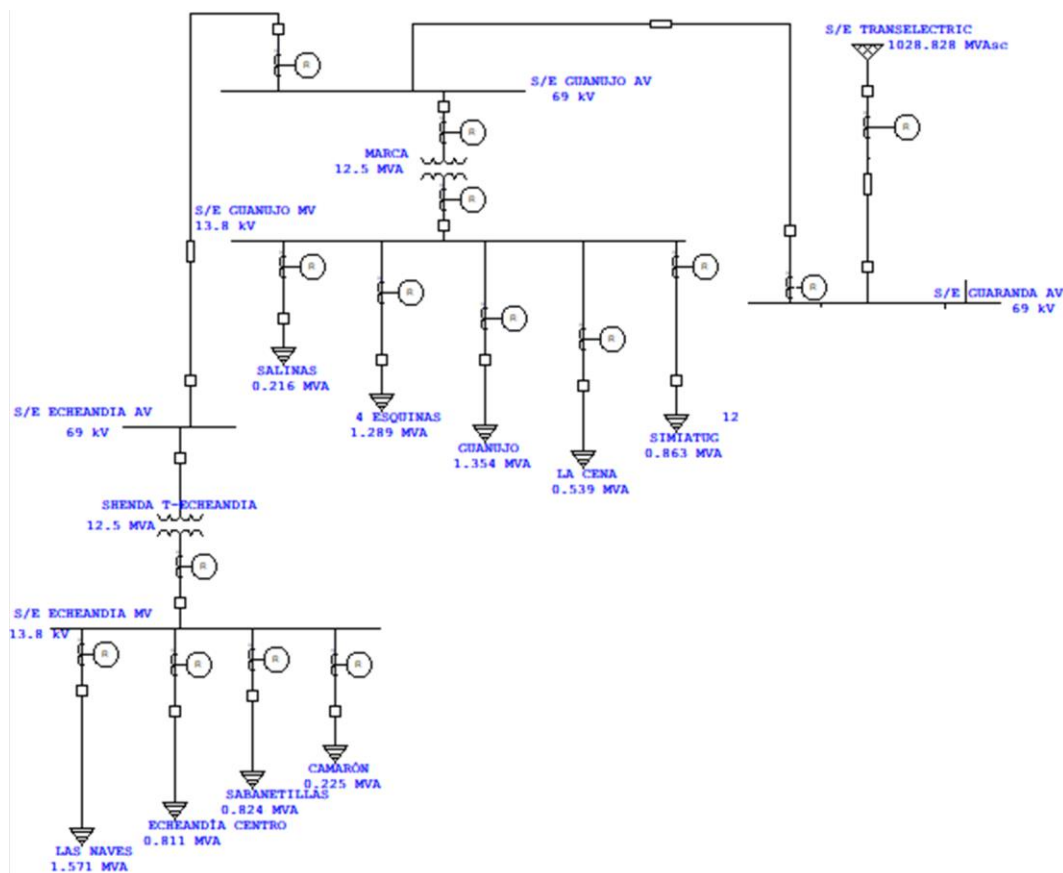
**Figura 28.** Tiempos y Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 1

## **B) TRAMO 2: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – S/E Echeandía – Alimentadores**

### **a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 2: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – S/E Echeandía – Alimentadores**

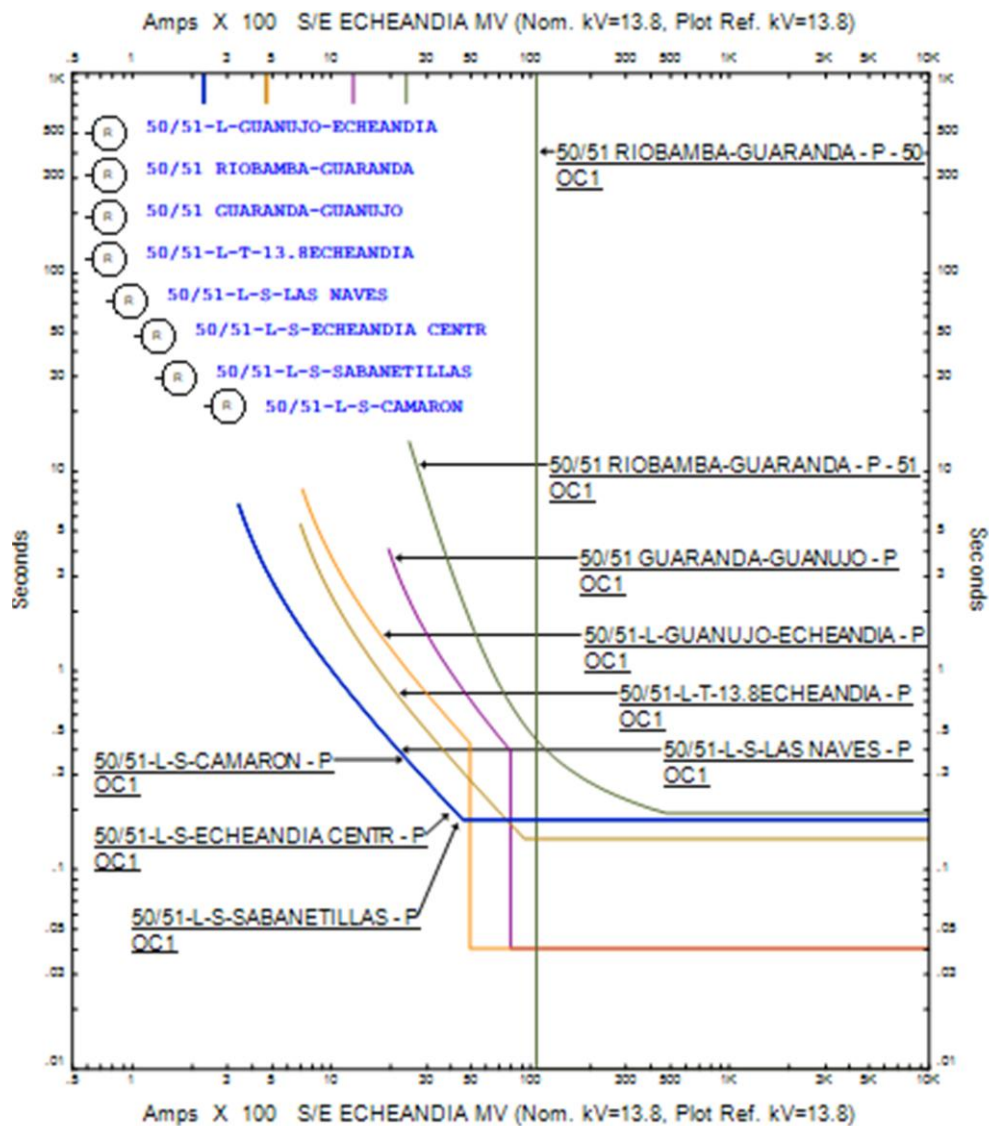
En el Anexo B se muestran los ajustes actuales de los diferentes relés ubicados en las Subestaciones Riobamba, Guaranda, Guanujo, Echeandía respectivamente, pertenecientes a CNEL EP Bolívar, las cuales conforman el Tramo 2, en las mencionadas tablas se especifica posición y elemento a proteger, relación de corriente, modelo, voltaje de operación, función, estado, dial, tipo de curva, entre otros.

En la figura 29 se muestra el modelamiento en el software ETAP del Tramo 2 conformado por las Subestaciones Riobamba, Guaranda, Guanujo, Echeandía y sus respectivos Alimentadores, constando los elementos de protección y maniobra expresados en el Anexo B y sus actuales ajustes.



**Figura 29.** Modelamiento en ETAP de Tramo 2

La coordinación en curvas de operación por falla trifásica de los relés, los primeros en operar son los relés ABB con respecto al relé General Electric, con las corrientes máximas que se exponen en la tabla 20, que conforman el tramo 2. De tal manera que actuarán los mencionados relés en cascada inversa es decir aguas arriba aislando la falla del resto del sistema de subtransmisión.



**Figura 30.** Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 1

**b) Secuencia de operación de los relés Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 2: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – S/E Echeandía – Alimentadores**

La figura 31 manifiesta la simulación en el software computacional ETAP para la operación de los relés que conforman el tramo 2, en secuencia de operación de cada uno de los alimentadores y barras de bajo y alto voltaje respectivamente.



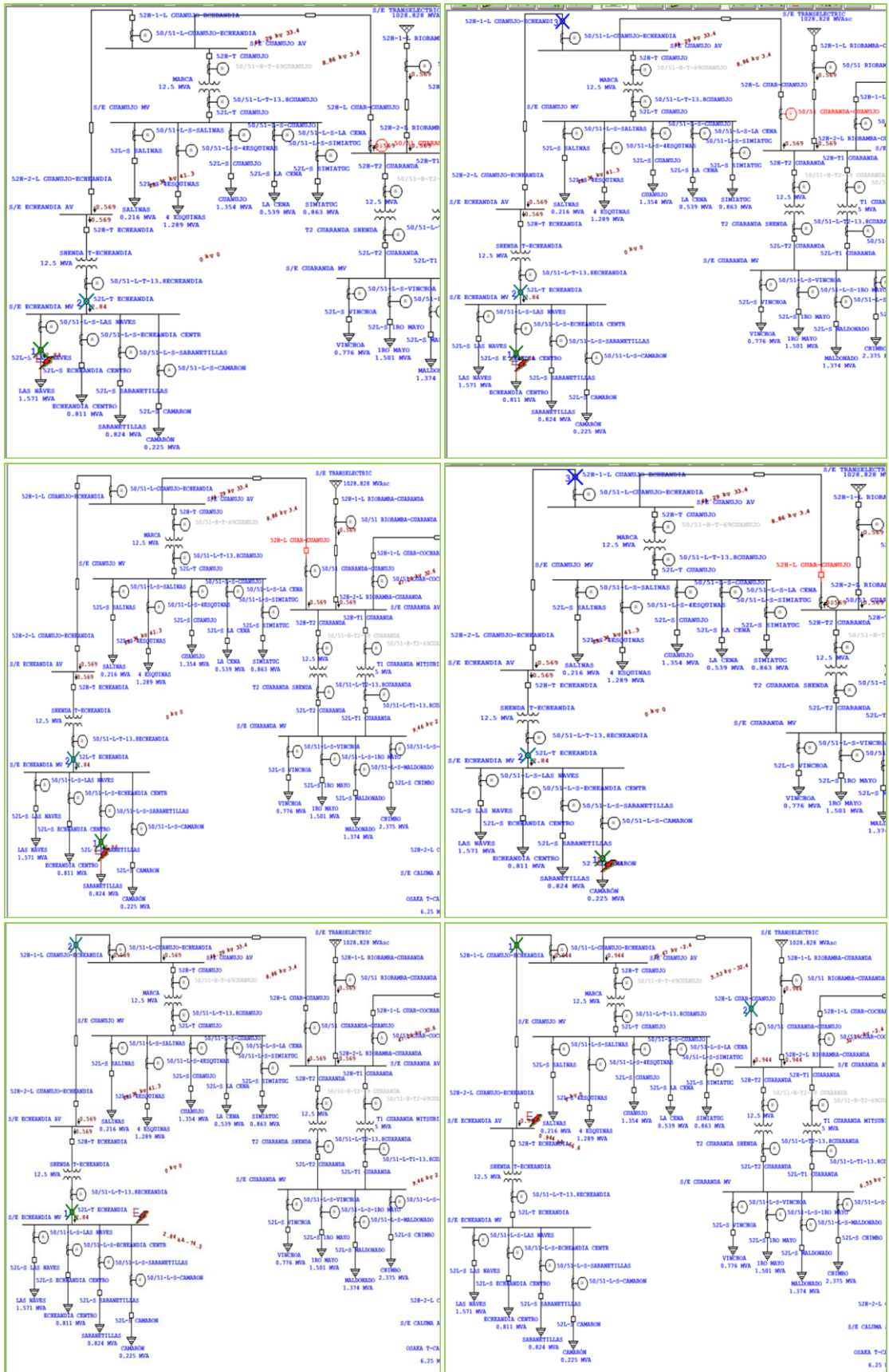


Figura 31. Secuencia de operación para Tramo 2

En la figura 32 se observa los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y el tiempo de disparo de los interruptores de potencia.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
297	50/51-L-S-L...	2.843	297		Phase - OC1 - 51
307	52L-S LAS ...		10.0		Tripped by 50/51-L-S-LAS NAVES Phase - OC1 -
535	50/51-L-T-1...	2.843	535		Phase - OC1 - 51
545	52L-T ECH...		10.0		Tripped by 50/51-L-T-13.8ECHEANDIA Phase - ...
823	50/51-L-GU...	0.569	823		Phase - OC1 - 51
833	52H-1-L GU...		10.0		Tripped by 50/51-L-GUANUJO-ECHEANDIA Pha...
1706	50/51 GUA...	0.569	1706		Phase - OC1 - 51
1716	52H-L GUA...		10.0		Tripped by 50/51 GUARANDA-GUANUJO Phase...

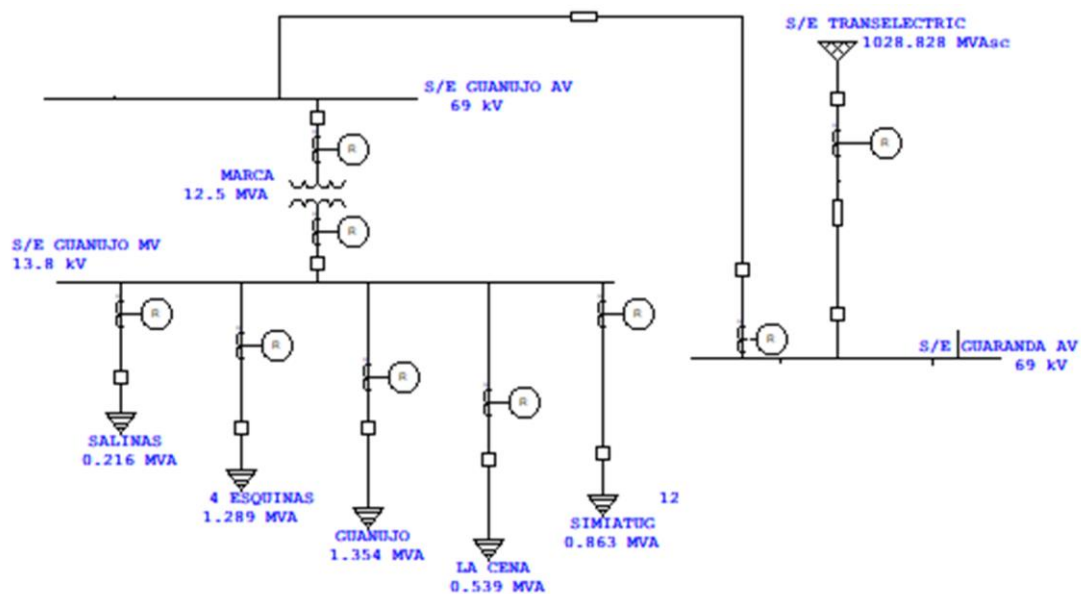
**Figura 32.** Tiempos y Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 2

### C) TRAMO 3: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – Alimentadores

#### a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 3: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – Alimentadores

En el Anexo B se muestran los ajustes actuales de los diferentes relés ubicados en las Subestaciones Riobamba, Guaranda, Guanujo, respectivamente, pertenecientes a CNEL EP Bolívar, las cuales conforman el Tramo 3, en las mencionadas tablas se especifica posición y elemento a proteger, relación de corriente, modelo, voltaje de operación, función, estado, dial, tipo de curva, entre otros.

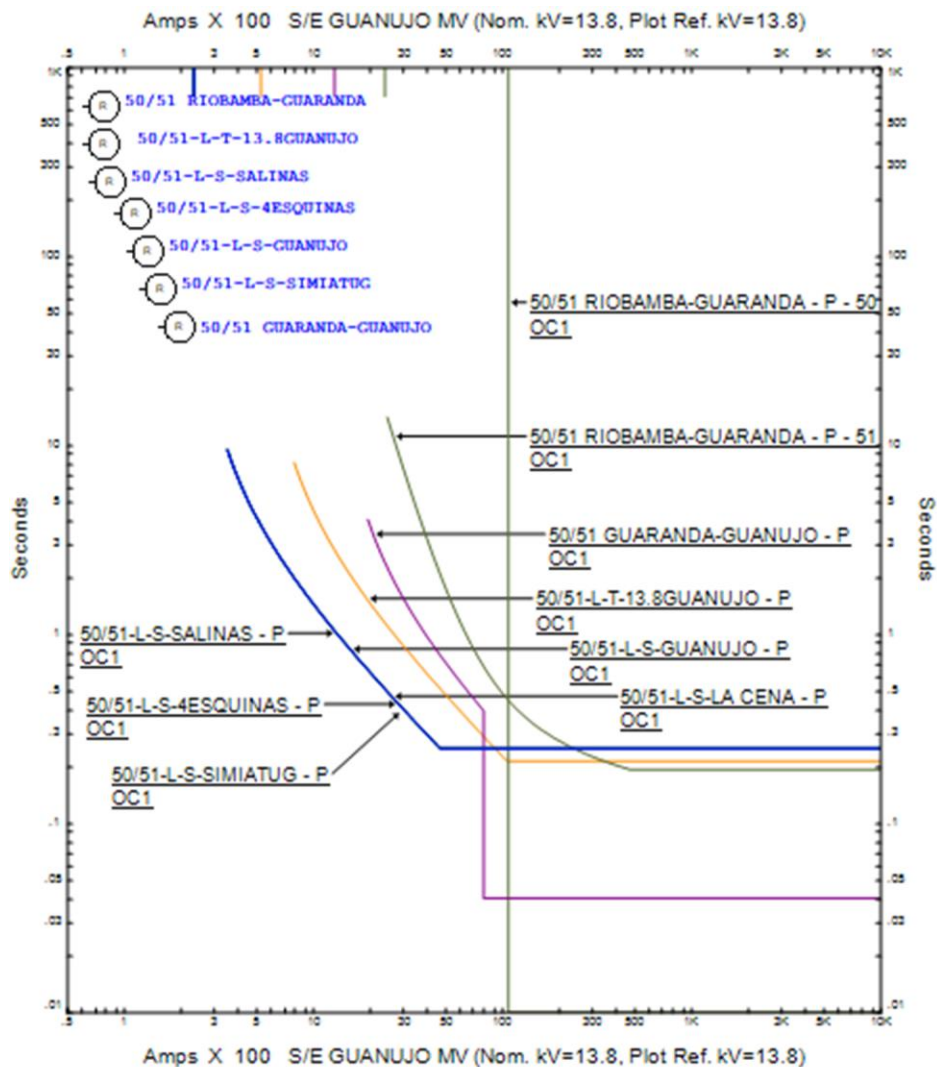
En la figura 33 se muestra el modelamiento en el software ETAP del Tramo 3 conformado por las Subestaciones Riobamba, Guaranda, Guanujo y sus respectivos Alimentadores, constando los elementos de protección y maniobra expresados en el Anexo B y sus actuales ajustes.



**Figura 33.** Modelamiento en ETAP de Tramo 3

La coordinación en curvas de operación por falla trifásica de los relés, los primeros en operar son los relés ABB con respecto al relé General Electric, con las corrientes máximas que se exponen en la tabla 20, que conforman el tramo 3. De tal manera que actuarán los mencionados relés en cascada inversa es decir aguas arriba aislando la falla del resto del sistema de subtransmisión.





**Figura 34.** Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 3

**b) Secuencia de operación de los relés Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 3: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Guanujo – Alimentadores**

La figura 35 manifiesta la simulación en el software computacional ETAP para la operación de los relés que conforman el tramo 3, en secuencia de operación de cada uno de los alimentadores y barras de bajo y alto voltaje respectivamente.

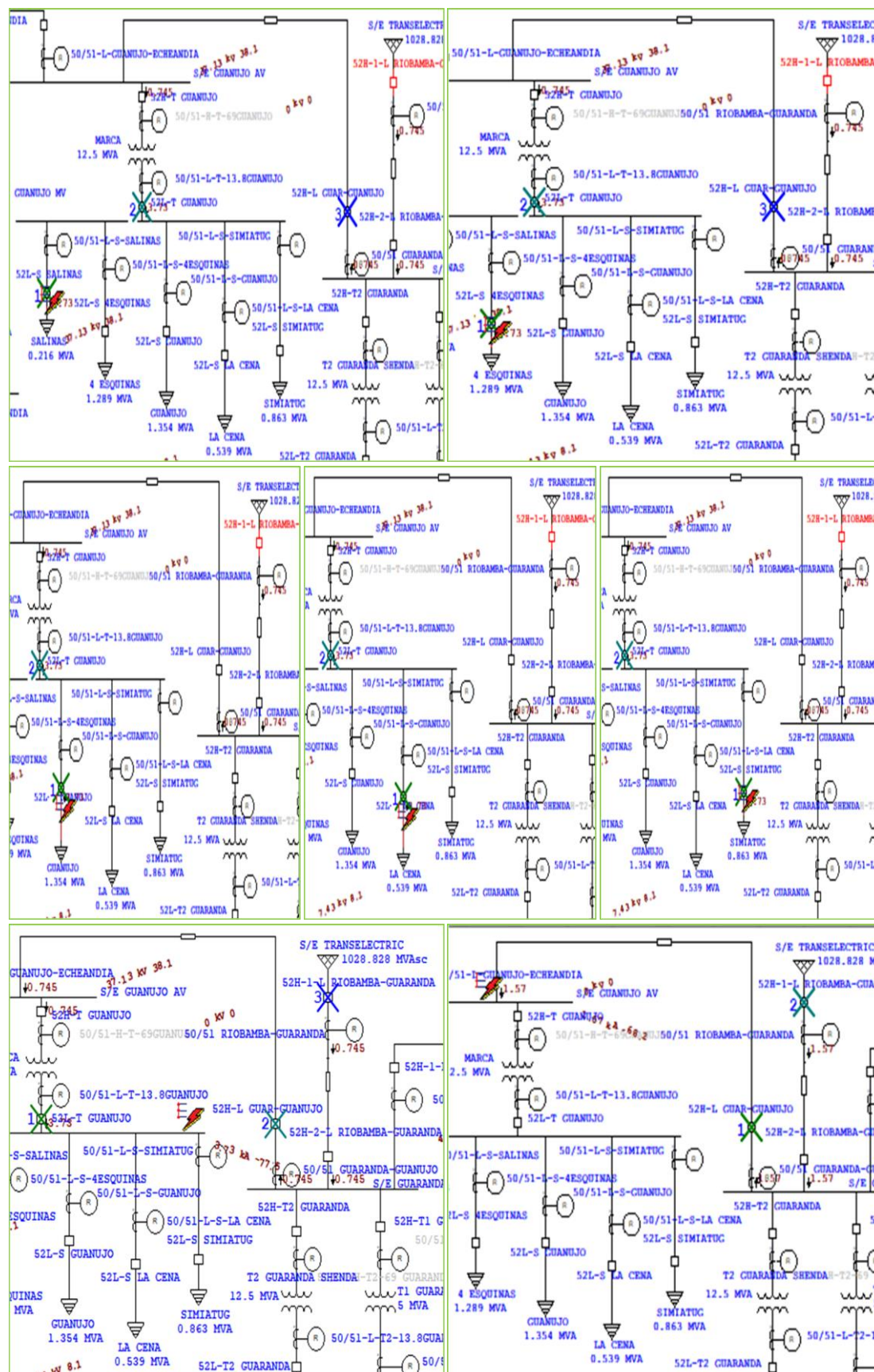


Figura 35. Secuencia de operación para Tramo 3

En la figura 36 se observa los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y el tiempo de disparo de los interruptores de potencia.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
318	50/51-L-S-S...	3.725	318		Phase - OC1 - 51
328	52L-S SIMI...		10.0		Tripped by 50/51-L-S-SIMIATUG Phase - OC1 - 51
672	50/51-L-T-1...	3.725	672		Phase - OC1 - 51
682	52L-T GUA...		10.0		Tripped by 50/51-L-T-13.8GUANUJO Phase - OC...
1085	50/51 GUA...	0.745	1085		Phase - OC1 - 51
1095	52H-L GUA...		10.0		Tripped by 50/51 GUARANDA-GUANUJO Phase...
3938	50/51 RIOB...	0.745	3938		Phase - OC1 - 51
4021	52H-1-L RI...		83.3		Tripped by 50/51 RIOBAMBA-GUARANDA Phas...

**Figura 36.** Tiempos y Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 3

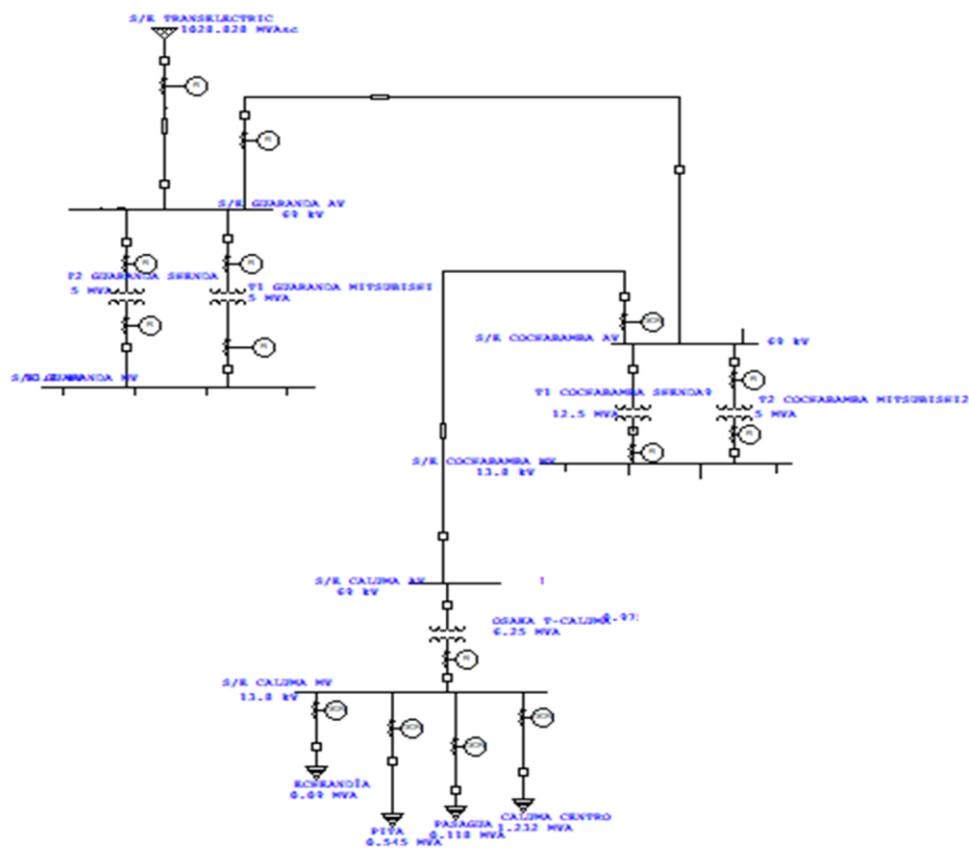
#### **D) TRAMO 4: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Caluma – Alimentadores**

##### **a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 4: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Caluma – Alimentadores**

En el Anexo B se muestran los ajustes actuales de los diferentes relés ubicados en las Subestaciones Riobamba, Guaranda, Cochabamba y Caluma, respectivamente, pertenecientes a CNEL EP Bolívar, las cuales conforman el Tramo 4, en las mencionadas tablas se especifica posición y elemento a proteger, relación de corriente, modelo, voltaje de operación, función, estado, dial, tipo de curva, entre otros.

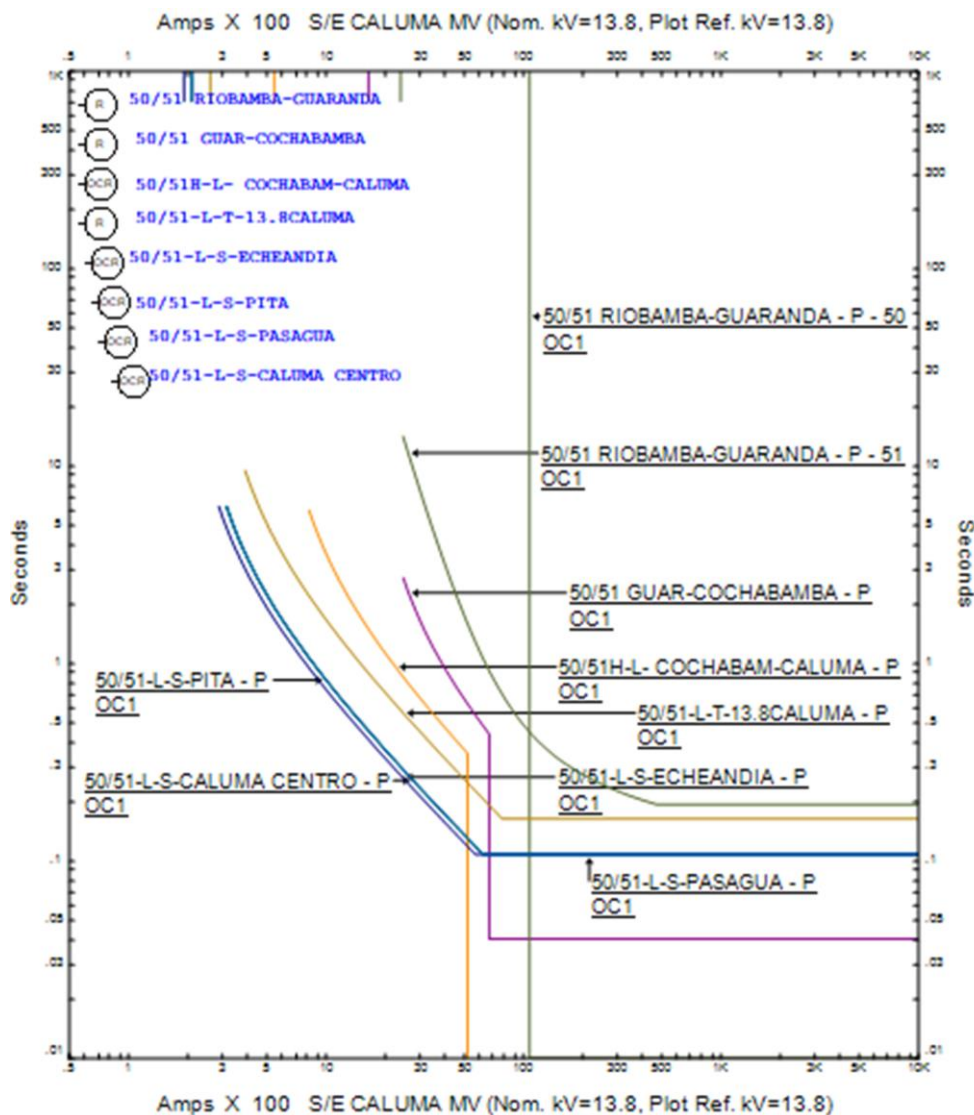
En la figura 37 se muestra el modelamiento en el software ETAP del Tramo 4 conformado por las Subestaciones Riobamba, Guaranda, Cochabamba, Caluma y sus

respectivos Alimentadores, constando los elementos de protección y maniobra expresados en el Anexo B y sus actuales ajustes.



**Figura 37.** Modelamiento en ETAP de Tramo 4

La coordinación en curvas de operación por falla trifásica de los relés, los primeros en operar son los relés SEL con respecto al relé General Electric, con las corrientes máximas que se exponen en la tabla 20, que conforman el tramo 4. De tal manera que actuarán los mencionados relés en cascada inversa es decir aguas arriba aislando la falla del resto del sistema de subtransmisión.



**Figura 38.** Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 4

**b) Secuencia de operación de los relés Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 4: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Caluma – Alimentadores**

La figura 39 manifiesta la simulación en el software computacional ETAP para la operación de los relés que conforman el tramo 4, en secuencia de operación de cada uno de los alimentadores y barras de bajo y alto voltaje respectivamente.



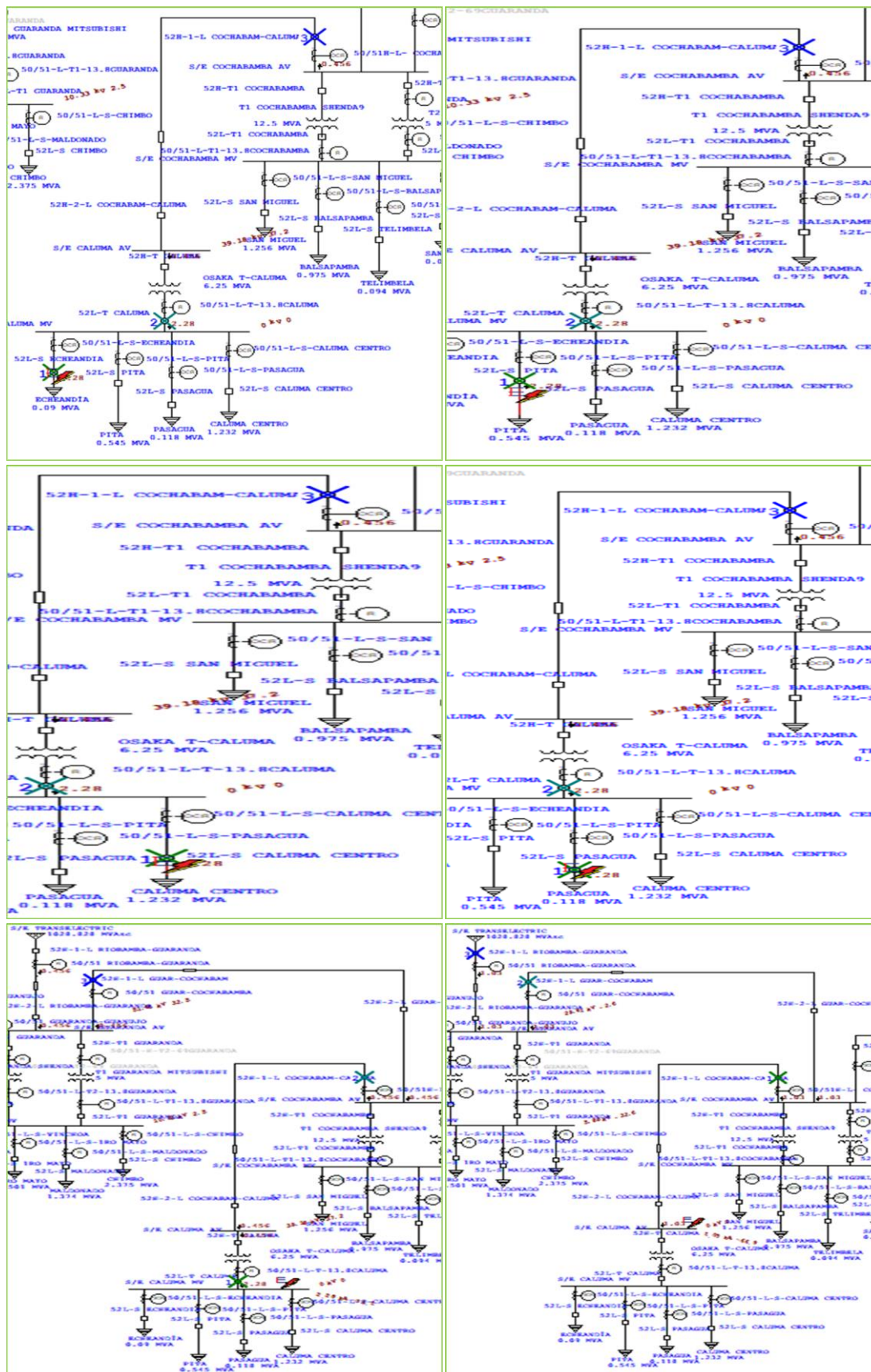


Figura 39. Secuencia de operación para Tramo 4

En la figura 40 se observa los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y el tiempo de disparo de los interruptores de potencia.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CALUMA CENTRO & 52L-S CALUMA CENTRO. Adjacent bus: S/E CALUMA MV

Data Rev.: Base      Config: Normal      Date: 05-12-2018

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
315	50/51-L-S-C...	2.279	315		Phase - OC1 - 51
325	52L-S CALU...		10.0		Tripped by 50/51-L-S-CALUMA CENTRO Phase ...
611	50/51-L-T-1...	2.279	611		Phase - OC1 - 51
621	52L-T CALU		10.0		Tripped by 50/51-L-T-13.8CALUMA Phase - OC1...
945	50/51H-L- C...	0.456	945		Phase - OC1 - 51
955	52H-1-L CO...		10.0		Tripped by 50/51H-L- COCHABAM-CALUMA Pha...
2700	50/51 GUA...	0.456	> 2700		Phase - OC1 - 51
2710	52H-1-L GU...		10.0		Tripped by 50/51 GUAR-COCHABAMBA Phase - ...

**Figura 40.** Tiempos, Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 4

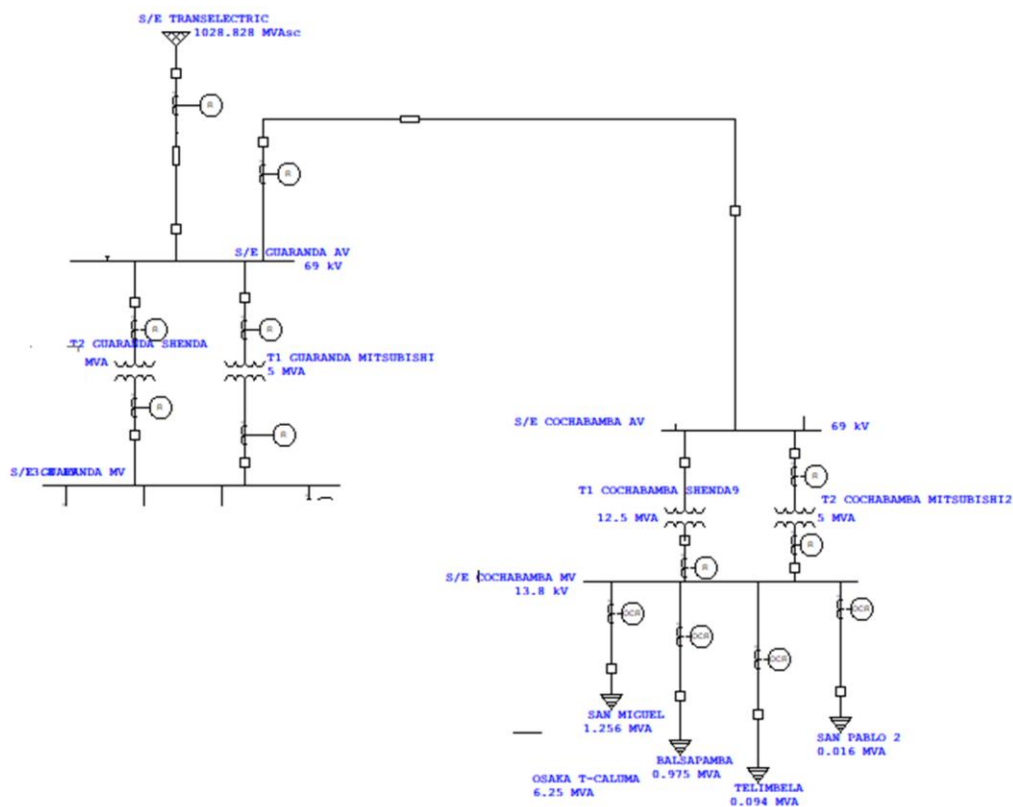
#### **E) TRAMO 5: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba –Alimentadores**

##### **a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 5: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba –Alimentadores**

En el Anexo B se muestran los ajustes actuales de los diferentes relés ubicados en las Subestaciones Riobamba, Guaranda y Cochabamba, respectivamente, pertenecientes a CNEL EP Bolívar, las cuales conforman el Tramo 5, en las mencionadas tablas se especifica posición y elemento a proteger, relación de corriente, modelo, voltaje de operación, función, estado, dial, tipo de curva, entre otros.

En la figura 41 se muestra el modelamiento en el software ETAP del Tramo 5 conformado por las Subestaciones Riobamba, Guaranda, Cochabamba y sus respectivos

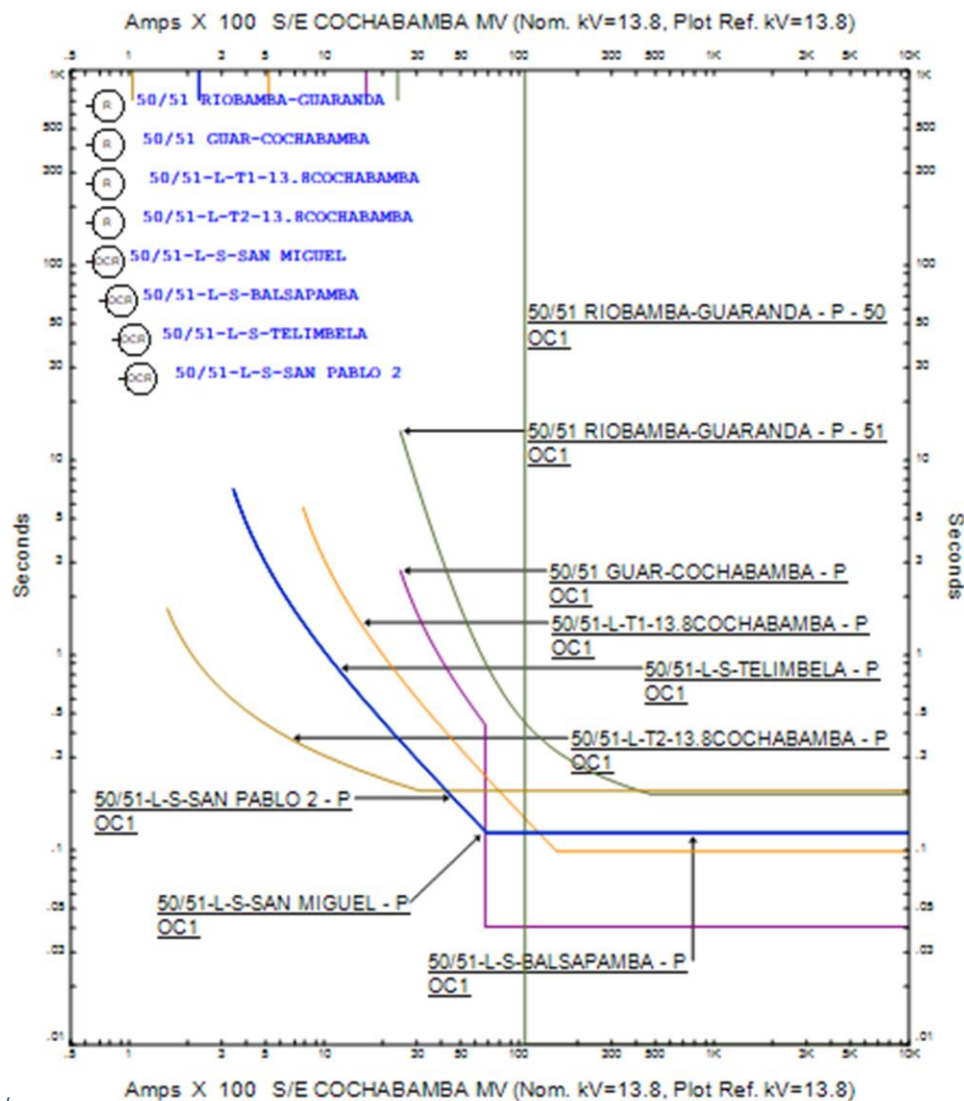
Alimentadores, constando los elementos de protección y maniobra expresados en el Anexo B y sus actuales ajustes.



**Figura 41.** Modelamiento en ETAP de Tramo 5

La coordinación en curvas de operación por falla trifásica de los relés, los primeros en operar son los relés SEL con respecto al relé General Electric, con las corrientes máximas que se exponen en la tabla 20, que conforman el tramo 5. De tal manera que actuarán los mencionados relés en cascada inversa es decir aguas arriba aislando la falla del resto del sistema de subtransmisión.





**Figura 42.** Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 5

**b) Secuencia de operación de los relés Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 5: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – Alimentadores**

La figura 43 manifiesta la simulación en el software computacional ETAP para la operación de los relés que conforman el tramo 5, en secuencia de operación de cada uno de los alimentadores y barras de bajo y alto voltaje respectivamente.



En la figura 44 se observa los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y el tiempo de disparo de los interruptores de potencia.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
215	50/51-L-S-SAN MIGUEL	3.977	215		Phase - OC1 - 51
225	52L-S SAN MIGUEL		10.0		Tripped by 50/51-L-S-SAN MIGUEL Phas
275	50/51-L-T2-13.8COCHABAM	1.26	275		Phase - OC1 - 51
285	52L-T2 COCHABAMBA		10.0		Tripped by 50/51-L-T2-13.8COCHABAMB
676	50/51-L-T1-13.8COCHABAM	2.717	676		Phase - OC1 - 51
686	52L-T1 COCHABAMBA		10.0		Tripped by 50/51-L-T1-13.8COCHABAMB
957	50/51 GUAR-COCHABAMBA	0.795	957		Phase - OC1 - 51
967	52H-1-L GUAR-COCHABAM		10.0		Tripped by 50/51 GUAR-COCHABAMBA I
3266	50/51 RIOBAMBA-GUARAN	0.795	3266		Phase - OC1 - 51
3350	52H-1-L RIOBAMBA-GUARA		83.3		Tripped by 50/51 RIOBAMBA-GUARAND

**Figura 44.** Tiempos y Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 5

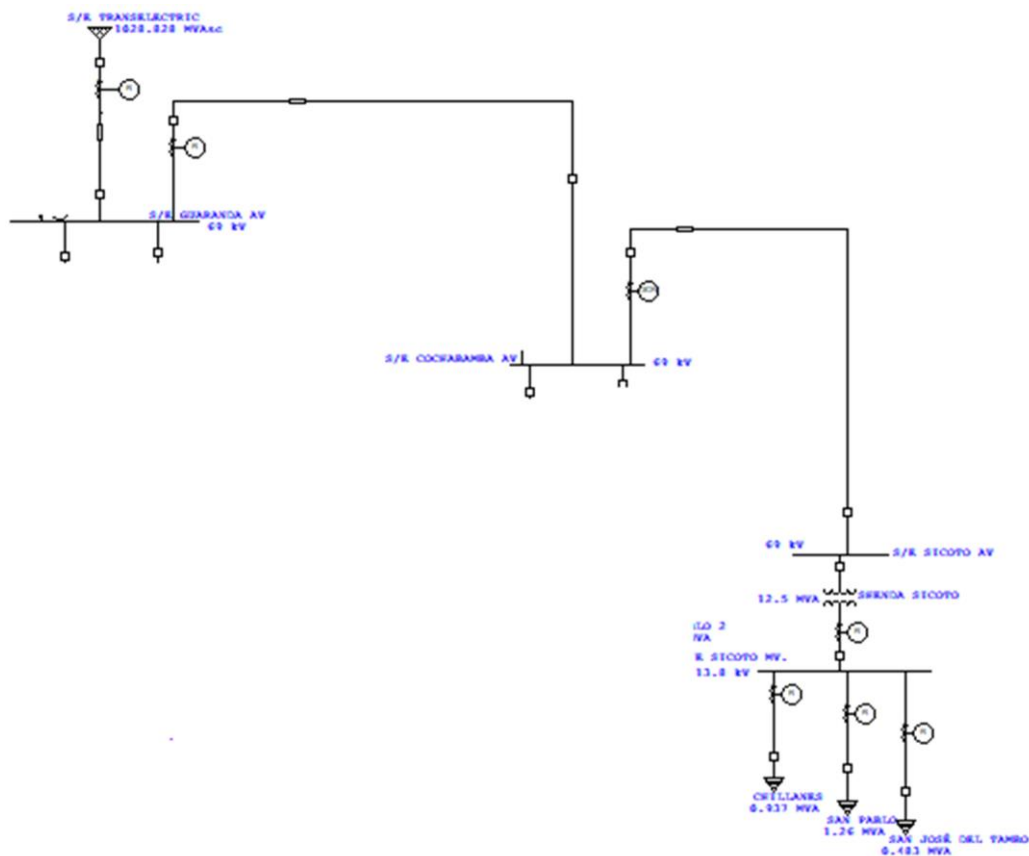
## **F) TRAMO 6: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Sicoto – Alimentadores**

### **a) Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 6: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Sicoto – Alimentadores**

En el Anexo B se muestran los ajustes actuales de los diferentes relés ubicados en las Subestaciones Riobamba, Guaranda, Cochabamba y Sicoto, respectivamente, pertenecientes a CNEL EP Bolívar, las cuales conforman el Tramo 6, en las

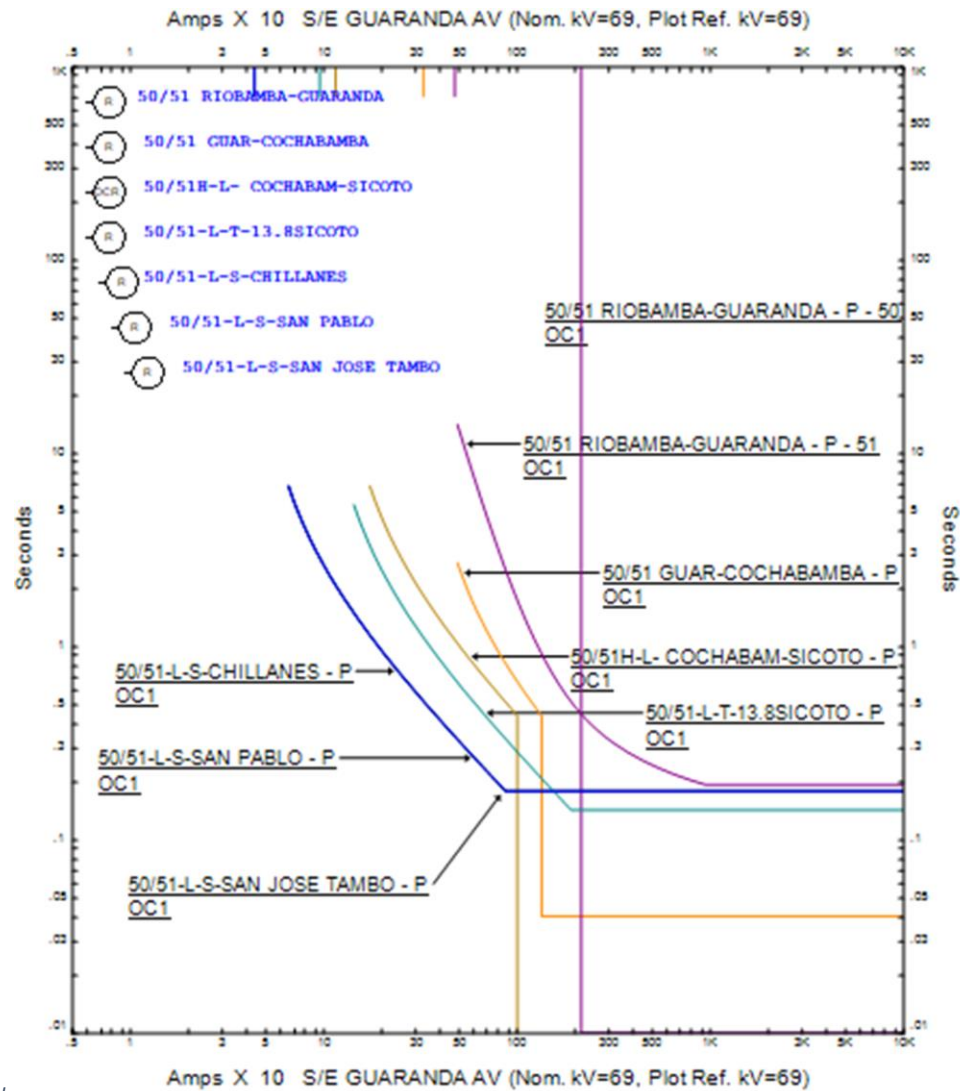
mencionadas tablas se especifica posición y elemento a proteger, relación de corriente, modelo, voltaje de operación, función, estado, dial, tipo de curva, entre otros.

En la figura 45 se muestra el modelamiento en el software ETAP del Tramo 6 conformado por las Subestaciones Riobamba, Guaranda, Cochabamba, Sicoto y sus respectivos Alimentadores, constando los elementos de protección y maniobra expresados en el Anexo B y sus actuales ajustes.



**Figura 45.** Modelamiento en ETAP de Tramo 5

La coordinación en curvas de operación por falla trifásica de los relés, los primeros en operar son los relés ABB con respecto al relé General Electric, con las corrientes máximas que se exponen en la tabla 20, que conforman el tramo 6. De tal manera que actuarán los mencionados relés en cascada inversa es decir aguas arriba aislando la falla del resto del sistema de subtransmisión.



**Figura 46.** Curvas de Coordinación de Protecciones de Tramo 6

**b) Secuencia de operación de los relés Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el TRAMO 6: S/E Riobamba – S/E Guaranda – S/E Cochabamba – S/E Sicoto – Alimentadores**

La figura 47 manifiesta la simulación en el software computacional ETAP para la operación de los relés que conforman el tramo 5, en secuencia de operación de cada uno de los alimentadores y barras de bajo y alto voltaje respectivamente.



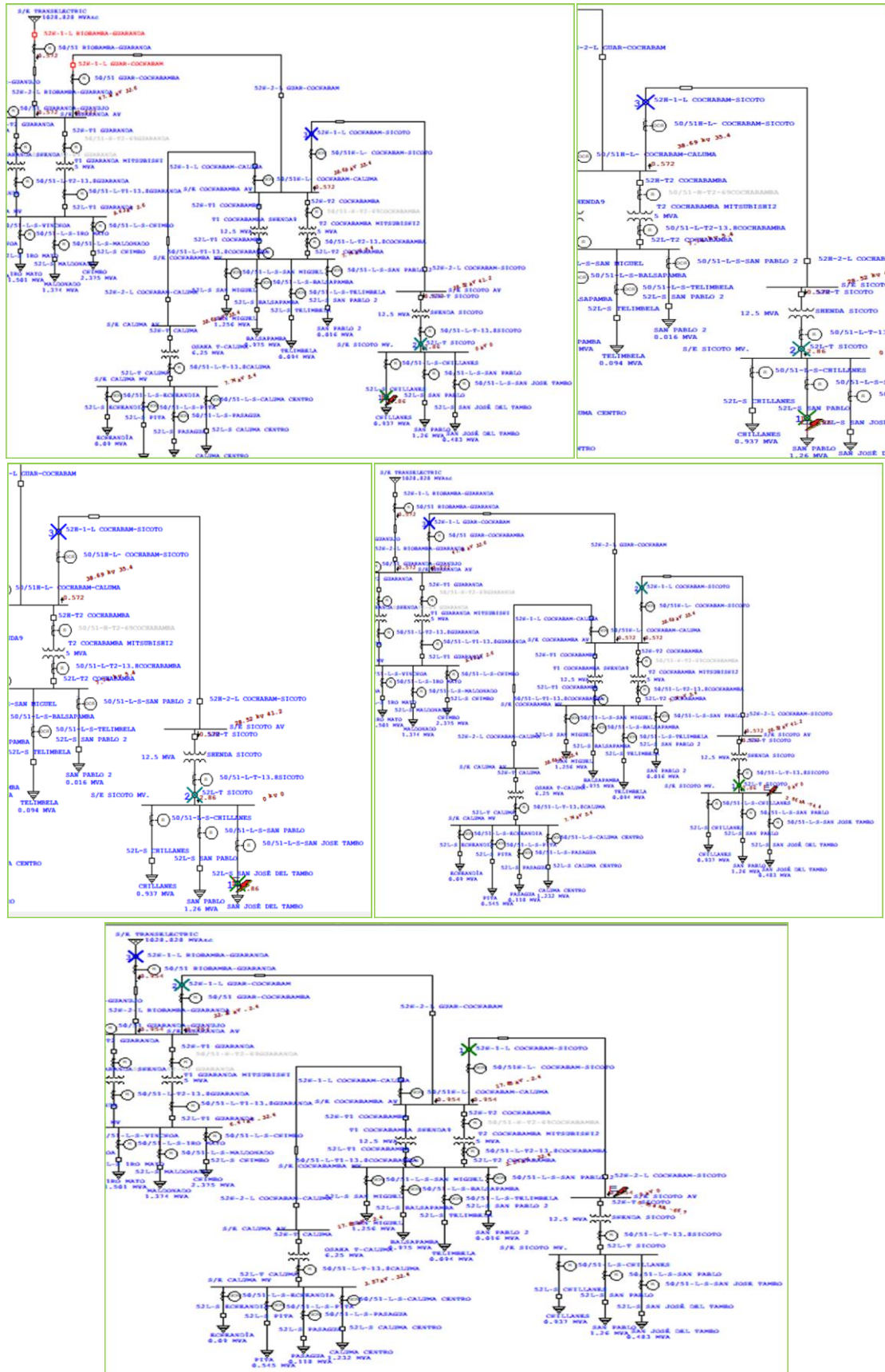


Figura 47. Secuencia de operación para Tramo 6

En la figura 48 se observa los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y el tiempo de disparo de los interruptores de potencia.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between 52L-S CHILLANES & CHILLANES. Adjacent bus: S/E SICOTO MV.

Data Rev.: Base      Config: Normal      Date: 29-11-2018

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
281	50/51-L-S-CHILLANES	2.861	281		Phase - OC1 - 51
291	52L-S CHILLANES		10.0		Tripped by 50/51-L-S-CHILLANES Phase
544	50/51-L-T-13.8SICOTO	2.861	544		Phase - OC1 - 51
554	52L-T SICOTO		10.0		Tripped by 50/51-L-T-13.8SICOTO Phase
858	50/51H-L- COCHABAM-SICO	0.572	858		Phase - OC1 - 51
868	52H-1-L COCHABAM-SICOTO		10.0		Tripped by 50/51H-L- COCHABAM-SICOT
1839	50/51 GUAR-COCHABAMBA	0.572	1839		Phase - OC1 - 51
1849	52H-1-L GUAR-COCHABAM		10.0		Tripped by 50/51 GUAR-COCHABAMBA I
2001	50/51 RIOBAMBA-GUARAN	0.954	2001		Phase - OC1 - 51
2084	52H-1-L RIOBAMBA-GUARA		83.3		Tripped by 50/51 RIOBAMBA-GUARAND

**Figura 48.** Tiempos y Corrientes de activación de relés e interruptores tramo 6

## PRUEBA DE HIPÓTESIS

### Hipótesis

Mediante la simulación de flujos de potencia y cortocircuito en el sistema de subtransmisión de 69KV de la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Bolívar EP se podrá determinar las condiciones de operación actuales y futuras con el ingreso de la Línea de Subtransmisión Babahoyo-Caluma.



## **Evaluación del Sistema de Subtransmisión de 69 kV de la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Bolívar**

### **a) Problemas detectados**

- El voltaje de subtransmisión a nivel de 69 kV, no cumple los parámetros que dictan la Regulación 004-01 del CONELEC vigente, puede provocar una inestabilidad de voltaje y a la vez una inadecuada condición de operación de la CNEL EP BOLÍVAR.
- El nivel voltaje tanto en subtransmisión como ya se mencionó, así como, en distribución tendrá problemas a partir del sexto año de proyección, sin opción a mejora de manera autónoma de la empresa, inclusive con la variación del TAP.
- Aún con el ingreso de la nueva línea Babahoyo- Caluma los niveles de distribución no cumplen con la regulación esto en cuanto a los transformadores en TAP nominal posición 3.

### **b) Mejora**

- En lo concerniente al nivel de 69 kV la CNEL EP Bolívar no puede mejorar de manera autónoma, solo mejora con el ingreso de la nueva línea.
- En niveles de distribución de voltaje a 13.8 kV, la empresa puede mejorar estos niveles adoptando la propuesta de posición TAP que menciona este estudio en el presente capítulo.
- Realizar un estudio de la coordinación de protecciones en condiciones actuales con el ingreso de la línea Babahoyo – Caluma.

### **c) Comprobación de la hipótesis**

Mediante el uso y aplicación de las propuestas de mejora expresadas en este capítulo y con el apoyo de la simulación de flujos de potencia y cortocircuito en el

software computacional ETAP, se logra determinar la operación actual y futura con el ingreso de la Línea de Subtransmisión Babahoyo-Caluma, del sistema de subtransmisión de 69KV de la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Bolívar.

## CONCLUSIONES

- Se logró la recopilación de datos del sistema de subtransmisión 69 kV de la CNEL BOLÍVAR para la modelación del sistema en un software computacional, siendo verificados en los Anexos A y B.
- Se concluye que con el estudio de flujos de potencia para la condición de máxima demanda actual en TAP nominal en niveles de subtransmisión a 69 kV solamente la barra de la subestación Guaranda con un valor del 95,02% correspondiente a 65.5638 kV cumple con la Regulación 004-01 del CONELEC, mientras que las demás barras no cumplen la regulación, siendo las más destacadas las barras de las subestaciones Echeandía con un valor del 93,85% correspondiente a 64.7565 kV y Sicoto con un valor con un valor del 93,88% correspondiente a 64.7772 kV y a niveles de distribución a 13.8 kV en condiciones de máxima demanda y en TAP nominal, ninguna de las barras de las subestaciones cumple con la Regulación siendo las más destacadas las subestaciones Echeandía y Caluma con valores de 93,11 % correspondiente a 12.84918 kV y del 93,26% correspondiente a 12.86988 kV respectivamente.
- En la aproximación a 10 años con un crecimiento de demanda anual del 5% con el estudio de flujos de potencia se determina que a los 10 años y en condiciones de la propuesta de posición de TAP-2,5% posición 1, hecha en este estudio, los niveles de voltaje tanto en 69 kV como en 13.8 kV no cumple la regulación ninguna de las barras del sistema, cabe mencionar.
- Con la propuesta realizada de posición de TAP al -2.5% posición 1 los niveles de voltaje a nivel de 69 kV no mejoran, mientras que a nivel de 13.8 kV son mejorados considerablemente hasta la aproximación al sexto año de crecimiento donde la subestación Echeandía no tiene la capacidad para mejorar el mencionado voltaje ya que cuenta con un valor del 94,99% correspondiente a

13.109 kV, de aquí en adelante y de manera consecutiva se suman a la falla las demás subestaciones.

- Se concluye que el sistema de subtransmisión de la CNEL EP BOLÍVAR, podría operar de distintas maneras ya sea como sistema radial es decir separado, siempre que se desconecte a la línea Guaranda Cochabamba, o podría operar de manera unida en forma seccionada mediante los dos nuevos puntos de alimentación del SNI, pero aún con el ingreso de la nueva línea Babahoyo-Caluma por tanto los niveles de distribución no cumplen con la regulación 004-01 del CONELEC, esto en cuanto a los transformadores en TAP nominal posición 3, ya sea que funcione como radial o seccionado, la subestación Echeandía en su barra de distribución a 13.8 kV presenta valores de 94,9% correspondiente a 13.202 kV.
- Una vez realizado un estudio técnico económico permite establecer y justificar la inversión de la construcción de la nueva línea de subtransmisión Babahoyo – Caluma, ya que se demuestra que la empresa en 30 años de utilización de la mencionada línea aparte de obtener buenos índices de confiabilidad y calidad mediante una hipótesis de comprobación empírica, mientras que financieramente el proyecto no es viable.
- Mediante simulación en un software computacional el sistema de subtransmisión de CNEL BOLÍVAR EP, se concluye que en el escenario de operación actual se establece estudios de cortocircuito según la norma IEEE 60909 expresados en la tabla 20.
- Mediante simulación en ETAP se realizó la coordinación de protecciones implantada en el sistema, en base a los ajustes establecidos por la CNEL EP BOLÍVAR.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio de coordinación de protecciones del mismo sistema en condiciones de máxima demanda con el ingreso de la nueva línea Babahoyo-Caluma en condiciones de sistema radial separado y unido.
- Se recomienda realizar un estudio de cortocircuitos del mismo sistema en condiciones de máxima demanda con el ingreso de la nueva línea Babahoyo-Caluma ya que el sistema presentará un nuevo equivalente de red.
- Se recomienda realizar una propuesta de posición de los TAP's de los transformadores en condición de ingreso de la nueva línea, a fin de que cumplan los parámetros establecidos en la regulación 004-01 del CONELEC.
- Se recomienda analizar la posibilidad del cambio y estandarización de los elementos de protección a una misma marca, modelo y fabricante, para una mejor coordinación de las protecciones.
- Se recomienda realizar el estudio económico de beneficio de la línea con un promedio de consumo de 1380,61 kWh anual por habitante, a fin de establecer mejores condiciones para la justificación económica.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARCONEL. (Febrero de 2016). *CONELEC*. Obtenido de <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-003-08.pdf>
- ARCONEL. (Febrero de 2016). *CONELEC 004-01*. Obtenido de <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf>
- Ary D'Ajuz, C., & Fonseca, D. S. (1989). *TRANSITORIOS ELETRICOS E COORDENACAO DE ISOLAMENTO. APLICACAO EM SISTEMAS DE POTENCIA DE ALTA TANSAO*. Obtenido de Furnas Universidad Federal Fluminense:  
<https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libros/le/le-04/le-04.htm>
- BACA, U. G. (2010). Fundamentos de Ingeniería Económica . En U. G. BACA, *Fundamentos de Ingeniería Económica* (págs. 309 - 335). México: Mc Graw Hill.
- Baptista, Fernández, & Hernandez. (2011). *Técnicas Metodológicas*. México: Pearson.
- BEDOYA, T. M., & CADAVID, G. F. (2015). *COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA* . Obtenido de UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA :  
<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/5177/621316B412.pdf;jsessionid=FE8A466677A158088E4CAA9FDAC64398?sequence=1>
- Brokering, W., Palma, R., & Vargas, L. (2008). Rayo Domado o Los Sistemas Eléctricos de Potencia. En W. Brokering, & R. V. Palma, *Rayo Domado o Los Sistemas Eléctricos de Potencia* (págs. 80 - 120). México: Pearson Educación.
- Bustillos Ramirez, A. C., & Pérez Lisboa, V. J. (17 de Mayo de 2015). *Introducción a las líneas de transmisión de energía eléctrica*. Obtenido de <http://www.sectorelectricidad.com/12443/introduccion-a-las-lineas-de-transmision-de-energia-electrica/>
- CNEL EP BOLÍVAR. (2017). *Estudio de Coordinación de Protecciones de sobrecorriente de la Unidad de Negocios Bolívar*. Guaranda: CNEL.

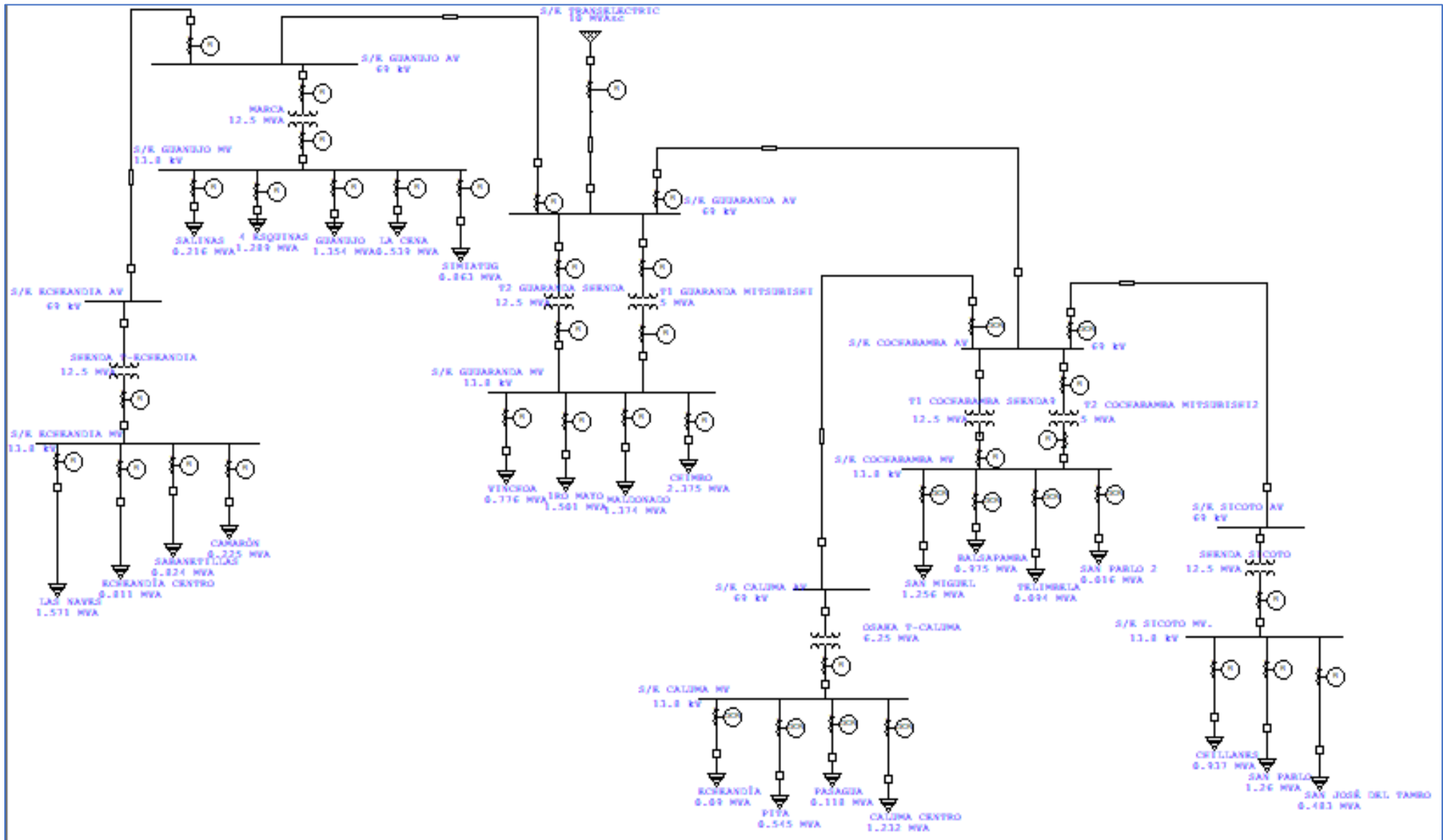
- CNEL EP BOLÍVAR. (2018). *Demandas Anuales*. Guaranda: CNEL.
- COES. (2014). *Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN*. Internacional: COES.
- Cume, W., & Chiriboga, J. (2008). *Calidad del Servicio Técnico de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil*. Guayaquil: ESPOL.
- EEASA. (4 de Enero de 2015). *CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN A 138 KV BABAHOYO-CALUMA*. Obtenido de [https://maebolivar.files.wordpress.com/2015/08/eia\\_eeasa\\_babahoyo\\_caluma-04-de-marzo-pps.pdf](https://maebolivar.files.wordpress.com/2015/08/eia_eeasa_babahoyo_caluma-04-de-marzo-pps.pdf)
- Escobar, F., & Olivares, M. (5 de Septiembre de 2012). *Proceso Regulatorio de Valorización de los Sistemas de Subtransmisión 2011-2014*. Obtenido de <http://www.centralenergia.cl/2012/09/05/el-enredo-de-la-subtransmision/>
- Fabara, G., & Patiño, M. (2015). *Estudio de la Calidad de producto, análisis de pérdida técnicas, no técnicas y modelación en un software de simulación eléctrica del alimentador primario No. 3 05LA13B1S3 Chasqui-San Agustín de la Subestación Lasso de la Empresa eléctrica Cotopaxi ELEPCO*. Latacunga: ESPE.
- Freijoó, Macías, & Yaulema. (10 de Diciembre de 2009). *ESPOL*. Obtenido de Repositorio: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/13489/1/D-42434.pdf>
- Gonzalez Longatt, F. (2006). *Estabilidad en Sistemas de Potencia*. New York.
- Gonzalez, I. (2015). *catedras.facet.unt.edu.ar*. Obtenido de [catedras.facet.unt.edu.ar](http://catedras.facet.unt.edu.ar)
- León, I. C. (2014). *Universidad Continental*. Obtenido de Flujo de Potencia:: [http://energiaingenieros.com/files/potencia/5\\_Flujo\\_de\\_potencia.pdf](http://energiaingenieros.com/files/potencia/5_Flujo_de_potencia.pdf)
- Longatt, F. (Abril de 2006). Obtenido de [http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP\\_II/Capitulo3.pdf](http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Capitulo3.pdf)
- MEER. (2017). *PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN*. Quito: MEER.
- Mendieta Y, S. (16 de Octubre de 2015). *Repository*. Obtenido de UNIVERSIDAD LA SALLE: [http://repository.lasalle.edu.co/bitstream/handle/10185/18090/42971034\\_2015.pdf?sequence=1](http://repository.lasalle.edu.co/bitstream/handle/10185/18090/42971034_2015.pdf?sequence=1)
- Meza, I. (2015). *Protecciones de Sistemas Electricos de Potencia*. Obtenido de <http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf>
- Misión Sucre - Sjm. (12 de Diciembre de 2018). *blogspot.com*. Obtenido de <http://misionsucresjm.blogspot.com/2013/04/conocimiento-variable-indicadores.html>

- Ramírez, S. (Marzo de 1995). *REDES DE SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA*. Obtenido de UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA SEDE MANIZALES: <http://www.bdigital.unal.edu.co/53892/7/9589322034.pdf>
- Santana, X. (1987). *Confiabilidad en los Sitemas de Subtransmisión*. Guayaquil: ESPOL.
- TRANSELECTRIC. (2017). *Estudio de Coordinación de Protecciones de la CNEL BOLÍVAR*. Quito: TRANSELECTRIC pag 2-4.
- VILLAGRÁN, F. J. (Mayo de 2014). *NFLUENCIA DE LAS LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN SOBRE OLEODUCTOS*. Obtenido de EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA HIDROELÉCTRICA COCA CODO SINCLAIR – COCASINCLAIR E.P.: [https://www.researchgate.net/publication/303718809\\_INFLUENCIA\\_DE\\_LAS\\_LINEAS\\_AEREAS\\_DE\\_TRANSMISION\\_SOBRE\\_OLEODUCTOS](https://www.researchgate.net/publication/303718809_INFLUENCIA_DE_LAS_LINEAS_AEREAS_DE_TRANSMISION_SOBRE_OLEODUCTOS)
- Yepes, S. B. (2015). *Manual pra el uso de las Herrameintas Básicas del Software ETAP*. Bogotá: PEARSON.

# ANEXOS



## ANEXO A



## ANEXO B

SUBESTACIÓN	Elemento a Proteger	Voltaje kV	RTC	Fabricante/Modelo	Interruptor	Función	Estado	Tap (A)	Dial	Tipo de curva
RIOBAMBA	LÍNEA GUARANDA	69	600/5	GE	52H-1-L RIOBAMBA-GUARANDA	50	Habilitado	2160	NA	NA
						51	Habilitado	480	1,5	GE IFC-51
						50N	Habilitado	1680	NA	NA
						51N	Habilitado	240	1,5	GE IFC-53
GUARANDA	LÍNEA GUANUJO	69	200/5	ABB REF-630	52H-L GUAR-GUANUJO	50	Habilitado	1600	NA	NA
						51	Habilitado	260	0,15	Very Inverse
						50N	Habilitado	970	NA	NA
						51N	Habilitado	120	0,1	Very Inverse
	LÍNEA COCHABAMBA	69	200/5	ABB REF-630	52H-1-L GUAR-COCHABAM	50	Habilitado	1350	NA	NA
						51	Habilitado	330	0,1	Very Inverse
						50N	Habilitado	800	NA	NA
						51N	Habilitado	140	0,1	Very Inverse
	PRINCIPAL (10/12.5 MVA)	13,8	600/5	ABB REF-630	52L-T2 GUARANDA	50	Deshabilitado	NA	NA	NA
						51	Habilitado	520	0,33	Very Inverse
						50N	Deshabilitado	NA	NA	NA
						51N	Habilitado	261	0,95	Very Inverse
	PRINCIPAL (5 MVA)	13,8	300/5	ABB REF-630	52L-T1 GUARANDA	50	Deshabilitado	NA	NA	NA
						51	Habilitado	209	1,2	Very Inverse
						50N	Deshabilitado	NA	NA	NA
						51N	Habilitado	209	1,5	Very Inverse
ALIMENTADORES	13,8	200/5	ABB REF-630	52L-S VINCHOA	50	Deshabilitado	NA	NA	NA	
				52L-S 1RO MAYO	51	Habilitado	230	0,4	Very Inverse	
				52L-S MALDONADO	50N	Deshabilitado	NA	NA	NA	
				52L-S CHIMBO	51N	Habilitado	209	0,7	Very Inverse	
GUANUJO	LÍNEA ECHEANDÍA	69	150/5	ABB REF-630	52H-1-L GUANUJO-ECHEANDIA	50	Habilitado	1000	NA	NA
						51	Habilitado	96	0,30	Very Inverse
						50N	Habilitado	590	NA	NA
						51N	Habilitado	80	0,05	Very Inverse
	PRINCIPAL (10/12.5 MVA)	13,8	600/5	ABB REF-630	52L-T GUANUJO	50	Deshabilitado	NA	NA	NA
						51	Habilitado	530	0,3	Very Inverse
						50N	Deshabilitado	NA	NA	NA
						51N	Habilitado	280	0,7	Very Inverse
	ALIMENTADORES	13,8	200/5	ABB REF-630	52L-S SALINAS	50	Deshabilitado	NA	NA	NA
					52L-S 4ESQUINAS	51	Habilitado	235	0,35	Very Inverse
52L-S GUANUJO					50N	Deshabilitado	NA	NA	NA	
52L-S LA CENA 52L-S SIMIATUG					51N	Habilitado	215	0,5	Very Inverse	

ECHEANDÍA	PRINCIPAL (10/12.5 MVA)	13,8	300/5	ABB REF-630	52L-T ECHEANDIA	50	Deshabilitado	NA	NA	NA	
						51	Habilitado	470	0,2	Very Inverse	
						50N	Deshabilitado	NA	NA	NA	
						51N	Habilitado	240	0,6	Very Inverse	
	ALIMENTADORES	13,8	200/5	ABB REF-615	52L-S LAS NAVES	50	Deshabilitado	NA	NA	NA	
						52L-S ECHEANDIA CENTRO	51	Habilitado	230	0,25	Very Inverse
						52L-S SABANETILLAS	50N	Deshabilitado	NA	NA	NA
						52L-S CAMARON	51N	Habilitado	200	0,4	Very Inverse
COCHABAMBA	LÍNEA CALUMA	69	200/5	SEL/451	52H-1-L COCHABAM-CALUMA	50	Habilitado	1050	NA	NA	
						51	Habilitado	110	0,22	GE IFC-51	
						50N	Habilitado	600	NA	NA	
						51N	Habilitado	55	0,08	GE IFC-53	
	LÍNEA SICOTO	69	200/5	SEL/451	52H-1-L COCHABAM-SICOTO	50	Habilitado	1010	NA	NA	
						51	Habilitado	116	0,25	Very Inverse	
						50N	Habilitado	580	NA	NA	
						51N	Habilitado	52	0,08	Very Inverse	
	PRINCIPAL (10/12.5 MVA)	13,8	600/5	SEL/487	52L-T1 COCHABAMBA	50	Deshabilitado	NA	NA	NA	
						51	Habilitado	523	0,21	Very Inverse	
						50N	Deshabilitado	NA	NA	NA	
						51N	Habilitado	350	0,40	Very Inverse	
	PRINCIPAL (5 MVA)	13,8	300/5	SEL/487	52L-T2 COCHABAMBA	50	Deshabilitado	NA	NA	NA	
						51	Habilitado	105	0,1	Very Inverse	
						50N	Deshabilitado	NA	NA	NA	
						51N	Habilitado	100	0,8	Very Inverse	
	ALIMENTADORES	13,8	200/5	SEL/451	52L-S SAN MIGUEL	50	Deshabilitado	NA	NA	NA	
					52L-S BALSAPAMBA	51	Habilitado	230	0,26	Very Inverse	
					52L-S TELIMBELA	50N	Deshabilitado	NA	NA	NA	
					52L-S SAN PABLO 2	51N	Habilitado	200	0,35	Very Inverse	
CALUMA	PRINCIPAL (5 MVA)	13,8	300/5	SEL/487	52L-T CALUMA	50	Deshabilitado	NA	NA	NA	
						51	Habilitado	261	0,35	Very Inverse	
						50N	Deshabilitado	NA	NA	NA	
						51N	Habilitado	195	0,70	Very Inverse	
	ALIMENTADORES	13,8	300/5	SEL/451	52L-S ECHEANDIA	50	Deshabilitado	NA	NA	NA	
					52L-S PITA	51	Habilitado	210	0,23	Very Inverse	
					52L-S PASAGUA	50N	Deshabilitado	NA	NA	NA	
					52L-S CALUMA CENTRO	51N	Habilitado	175	0,39	Very Inverse	

SICOTO	PRINCIPAL (10/12.5 MVA)	13,8	600/5	ABB/REF-630	52L-T SICOTO	50	Deshabilitado	NA	NA	NA
						51	Habilitado	480	0,20	Very Inverse
						50N	Deshabilitado	NA	NA	NA
						51N	Habilitado	390	0,35	Very Inverse
	ALIMENTADORES	13,8	200/5	ABB/REF-631	52L-S CHILLANES	50	Deshabilitado	NA	NA	NA
					52L-S SAN PABLO	51	Habilitado	220	0,25	Very Inverse
					52L-S SAN JOSÉ DEL TAMBO	50N	Deshabilitado	NA	NA	NA
					.	51N	Habilitado	175	0,40	Very Inverse

### DEMANDA NO COINCIDENTE ALIMENTADORES BOLÍVAR DICIEMBRE 2017

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	Potencia Trafo	Fecha	CORRIENTE (A)			Potencias									Factor de Potencia Dmax
							MÁXIMA			MÍNIMA			MEDIA			
				A	B	C	MW	MVA	MVAR	MW	MVA	MVAR	MW	MVA	MVAR	
GUARANDA	VINCHOA	10 MVA	31/12/2017	23.160	53.430	23.160	0.774	0.776	0.056	0.317	0.322	0.056	0.445	0.448	0.048	0.997
	1ro DE MAYO		21/12/2017	62.840	66.230	64.660	1.491	1.501	0.177	0.615	0.625	0.111	1.097	1.111	0.175	0.993
	MALDONADO		31/12/2017	52.640	70.170	53.780	1.365	1.374	0.155	0.517	0.547	0.176	0.858	0.877	0.183	0.994
	CHIMBO		31/12/2017	94.340	100.160	110.62	2.351	2.375	0.338	0.859	0.868	0.127	1.330	1.352	0.242	0.990
GUANUJO	GUANUJO CENTRO	10 MVA	27/12/2017	57.530	48.580	64.430	1.314	1.354	0.326	0.495	0.500	0.067	0.696	0.704	0.111	0.971
	LA CENA		03/12/2017	14.310	31.380	22.550	0.539	0.539	0.001	0.173	0.173	0.017	0.263	0.263	0.006	1.000
	SALINAS		04/12/2017	12.130	6.750	7.830	0.187	0.216	0.108	0.075	0.075	0.002	0.130	0.130	0.014	0.867
	CUATRO ESQUINAS		13/12/2017	66.960	52.230	43.290	1.286	1.289	0.083	0.443	0.450	0.075	0.730	0.734	0.075	0.998
	SIMIATUG		17/12/2007	48.070	36.420	24.590	0.862	0.863	0.050	0.077	0.077	0.002	0.363	0.375	0.094	0.998
COCHABAMBA	SAN MIGUEL	10 MVA	31/12/2017	54.230	61.580	45.400	1.241	1.256	0.195	0.477	0.492	0.119	0.742	0.755	0.141	0.988
	BALSAPAMBA		31/12/2017	53.850	24.700	46.690	0.968	0.975	0.118	0.372	0.373	0.032	0.558	0.565	0.088	0.993
	TELIBELA		01/12/2017	5.710	6.120	0.000	0.091	0.094	0.025	0.003	0.005	0.004	0.011	0.013	0.006	0.963
	SAN PABLO 2		01/12/2017	1.240	0.540	0.260	0.015	0.016	0.006	0.010	0.013	0.008	0.013	0.015	0.008	0.923

SICOTO	CHILLANES	10 MVA	27/12/2017	46.830	37.290	34.510	0.932	0.937	0.096	0.397	0.404	0.077	0.504	0.509	0.068	0.995
	SAN PABLO		29/12/2017	47.450	53.070	60.190	1.255	1.259	0.108	0.292	0.298	0.059	0.654	0.664	0.117	0.996
	SAN JOSÉ DEL TAMBO		31/12/2017	18.020	24.160	18.590	0.464	0.483	0.133	0.203	0.216	0.075	0.273	0.293	0.106	0.962
ECHEANDÍA	LAS NAVES	10 MVA	06/12/2017	69.000	60.740	76.130	1.509	1.571	0.438	0.677	0.726	0.263	0.946	0.995	0.309	0.960
	ECHEANDÍA CENTRO		31/12/2017	31.570	27.760	46.320	0.783	0.811	0.212	0.320	0.360	0.164	0.451	0.491	0.193	0.965
	SABANETILLAS		19/12/2017	44.940	34.960	28.790	0.796	0.824	0.213	0.260	0.277	0.097	0.585	0.659	0.302	0.966
	CAMARÓN		31/12/2017	7.580	13.510	8.140	0.222	0.225	0.038	0.087	0.089	0.023	0.138	0.142	0.031	0.986
CALUMA	ECHEANDÍA	5 MVA	18/12/2017	0.630	0.940	10.000	0.084	0.090	0.032	0.011	0.011	0.004	0.027	0.027	0.003	0.934
	PITA		31/12/2017	18.400	24.400	27.810	0.529	0.545	0.131	0.150	0.167	0.072	0.318	0.341	0.124	0.971
	PASAGUA		31/12/2017	6.500	6.320	2.500	0.118	0.118	0.002	0.046	0.047	0.012	0.077	0.077	0.005	1.000
	CALUMA CENTRO		31/12/2017	62.870	55.660	41.150	1.196	1.232	0.297	0.295	0.315	0.110	0.647	0.708	0.286	0.971



## DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

### CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

#### CERTIFICACIÓN

Se certifica que el presente trabajo fue realizado por el señor Sánchez Sarzosa, Holguer Isaác. En la ciudad de Latacunga, a los 13 días del mes de diciembre de 2018.

Aprobado por:

Ing. Vicente quispe  
Director del Proyecto de Investigación

Ing. Katya Torre  
DIRECTORA DE CARRERA

Dr. Rodrigo Vaca  
SECRETARIO ACADÉMICO

