



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

**“Estudio de la Coordinación de las Protecciones por Métodos  
Computarizados Aplicados a la Subestación Alborada 1”**

**INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN**

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

Gustavo Adolfo Castro Hanna

Cristian Javier Galarza Campoverde

Cindy Vanessa Palacios Brito

Guayaquil – Ecuador

AÑO

2012 - 2013

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios porque sin Él nada es posible.

A nuestros padres por su apoyo incondicional.

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

A nuestros profesores de la especialidad Potencia por el conocimiento adquirido.

## **DEDICATORIA**

**Cindy.-** Me gustaría dedicar este trabajo a Dios por su apoyo incondicional reflejado en toda mi familia, en especial a mis padres ya que gracias a ellos he logrado culminar una etapa más en mi vida.

**Gustavo.-** Dedico esta tesis a Dios por acompañarme en todo momento, a mis padres por estar para mí siempre que los he necesitado y a las personas que me han ayudado a ser mejor cada día.

**Cristian.-** Me gustaría dedicar este proyecto a mis padres y a toda mi familia, en especial a mi madre que siempre estuvo apoyándome para con ello cumplir esta nueva meta, el ser un profesional.

# **TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

---

Ing. Msc. Juan Saavedra

Profesor de la Materia de Graduación

---

Ing. Msc. MBA. Douglas Aguirre H.

Profesor Delegado por la Unidad Académica

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

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

---

Gustavo Adolfo Castro Hanna

---

Cristian Javier Galarza Campoverde

---

Cindy Vanessa Palacios Brito

## **RESUMEN**

El presente trabajo es una aplicación de la filosofía de protección de relés en la subestación Alborada 1, en la cual se ha logrado coordinar y ajustar elementos de protección según los diseños de la subestación y sus alimentadoras.

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

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

# ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO .....	ii
DEDICATORIA .....	iii
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA .....	v
RESUMEN .....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
ABREVIATURAS .....	xi
SIMBOLOGÍA .....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS .....	xiv
INTRODUCCIÓN.....	xvii
CAPITULO 1 DESCRIPPCION DE LAS INSTALACIONES .....	1
CAPITULO 2 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	15
2.1. Criterios adoptados para el estudio .....	15
2.2. Análisis de Casos .....	16
2.3. Datos del Sistema.....	17
2.4. Resultados de los Estudios de Flujo de Carga. ....	18
2.4.1. Estudios de Flujo de Carga -- Caso Base Máxima Carga .....	18

2.4.2. Estudios de Flujo de Carga -- Caso Base Mínima Carga .....	20
2.5. Conclusiones del estudio de Flujo. ....	21
CAPITULO 3 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO .....	23
3.1. Alcance de los estudios de Corto Circuito. ....	24
3.2. Datos del Sistema.....	25
3.1.1 Impedancias Equivalentes en el Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica de Guayaquil.....	25
3.1.2 Datos de Conductores.....	26
3.1.3 Datos de Transformadores de Fuerza.....	27
3.1.4 Casos base. ....	27
3.1.5 Corriente de Falla en la Barra de 13,8 KV.....	28
3.1.5.1 Estudio de Corto Circuito en condiciones de máxima generación. ....	28
3.1.5.2 Estudios de Corto Circuito en condiciones de mínima generación. ....	29
3.1.6 Corriente de Falla en la Barra de 69 KV.....	31
3.1.6.1 Estudio de Corto Circuito en condiciones de máxima generación. ....	31
3.1.6.2 Estudios de Corto Circuito en condiciones de mínima generación. ....	32
3.1.7 Cuadro comparativo de corrientes de Corto Circuito.....	34
3.3. Conclusiones y Recomendaciones.....	35



CAPITULO 4 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	38
4.1 Esquemas de Protecciones. ....	39
4.2 Ajuste y Coordinación de las Protecciones.....	41
4.2.1 Ajuste del Transformador de Potencia.....	41
4.2.1.1 Ajuste de la función 87T de Relé TPU-2000R.....	42
4.2.2 Coordinación de las Protecciones del Sistema de Distribución. .	49
4.2.2.1 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso de fase (51P). .....	50
4.2.2.2 Protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50P).....	51
4.2.2.3 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso de tierra (51N). ....	52
4.2.2.4 Protección de corrientes desbalanceadas (46). ....	53
4.2.3 Características del Relé de frecuencia: .....	56
4.2.5 Características de los Reconectores. ....	58
4.2.5.1 Ajuste de los Reconectores.....	59
4.2.6 Características del Interruptor.....	61
4.2.7 Características de los Fusible.....	61
4.2.7.1 Selección de fusibles para protección de carga. ....	62
4.2.7.2 Selección de fusibles para protección de Banco de Capacitores. ....	64

4.2.8 Resultados de la Coordinación de la Subestación de Distribución

Alborada. .... 64

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ..... 71

## ABREVIATURAS

AC	Corriente Alterna
ACSR	Cables de Aluminio con Alma de Acero
AWG	Cable de alambre Estadunidense
BIL	Nivel Básico de Aislamiento
Deg	Grados sexagesimales
FA	Circulación de aire forzada
Hz	Hertz
KA	Kiloamperios
KV	Kilovoltios
LG	Corriente de Falla de Línea a Tierra
LL	Corriente de Falla de Línea a Línea
LLG	Corriente de Falla de dos Líneas a Tierra
LLL	Corriente de Falla Trifásica
m <sup>2</sup>	Metros cuadrados
m	Metros
MCOV	Máximo voltaje continuo de operación
MCM	Mil circular mil
MVA	Megavatios
MVAR	Mega voltamperios reactivos
MW	Megavatios
NC	Normalmente Cerrado
OA	Inmerso en aceite
TC	Transformador de Corriente

## **SIMBOLOGÍA**

Amp	Amperios
In	Corriente nominal
R	Resistencia
PU	Por unidad
X	Reactancia
Z	Impedancia
V	Voltios

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama unifilar de la subestación Alborada.....	2
Figura 1.2 Unidad de Medición de Tensión y Corriente .....	4
Figura 1.3 Transformador de Poder .....	6
Figura 1.4 Estructura de Seccionadores de la alimentadora Tanca Marengo	8
Figura 1.5 Panel de Controles de las Alimentadoras .....	9
Figura 1.6 Transformadores de Potencial .....	11
Figura 4.1 Esquema de Protecciones .....	39
Figura 4.2 Zonas de Protección .....	40
Figura 4.3 Zona 2.....	40
Figura 4.4 Característica Diferencial del relé .....	48
Figura 4.5 Curva Extremadamente Inversa con TD=1 .....	55
Figura 4.6 Esquema de Coordinación.....	67

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Área de Influencia .....	3
Tabla 1.2 Aisladores y Herrajes .....	4
Tabla 1.3 Seccionador de aire con cuchillas de tierra.....	4
Tabla 1.4 Interruptor en gas SF6(GCB) .....	4
Tabla 1.5 Portafusibles - Fusibles.....	4
Tabla 1.6 Pararrayos en estructura 69 KV .....	5
Tabla 1.7 Conductores.....	5
Tabla 1.8 Transformador 67000/13800Y Voltios.....	5
Tabla 1.9 Pararrayos sobre el transformador del lado de alta tensión.....	6
Tabla 1.10 Pararrayos sobre el transformador del lado de alta tensión.....	6
Tabla 1.11 Aisladores y Herrajes .....	7
Tabla 1.12 Seccionador de aire principal .....	8
Tabla 1.13 Reconectores de las alimentadoras .....	8
Tabla 1.14 Controles de las Alimentadoras .....	9
Tabla 1.15 Cuchillas seccionadoras de las alimentadoras .....	9
Tabla 1.16 Seccionadores de interconexión entre las alimentadoras.....	10
Tabla 1.17 Conductores.....	10
Tabla 1.18 Transformadores de Potencial .....	10
Tabla 1.19 Transformadores Auxiliares .....	11
Tabla 1.20 Banco de Capacitores Desconectable (fuera de la subestación).....	11
Tabla 1.21 Banco de baterías .....	12

Tabla 1.22 Medición.....	13
Tabla 1.23 Dispositivos de protección y control .....	13
Tabla 1.24 Cables de Control .....	14
Tabla 2.1 Datos del Transformador de Fuerza .....	17
Tabla 2.2 Impedancia del Transformador de Fuerza .....	17
Tabla 2.3 Datos de las Líneas y Conductores .....	17
Tabla 2.4 Voltajes en las Barras .....	18
Tabla 2.5 Consumo y Factor de Potencia.....	19
Tabla 2.6 Requerimientos de Potencia Reactiva .....	19
Tabla 2.7 Datos de las Barras de Carga.....	19
Tabla 2.8 Voltajes en las Barras .....	20
Tabla 2.9 Consumo y Factor de Potencia.....	20
Tabla 2.10 Requerimientos de Potencia Reactiva .....	20
Tabla 2.11 Datos de las Barras de Carga.....	21
Tabla 3.1 Impedancias Equivalentes para máxima generación.....	26
Tabla 3.2 Impedancias Equivalentes para mínima generación.....	26
Tabla 3.3 Corriente de falla trifásica. ....	28
Tabla 3.4 Corriente de falla de línea a tierra.....	28
Tabla 3.5 Corriente de falla de línea a línea. ....	29
Tabla 3.6 Corriente de falla de dos líneas a tierra. ....	29
Tabla 3.7 Corriente de falla trifásica. ....	29
Tabla 3.8 Corriente de falla de línea a tierra.....	30

Tabla 3.9 Corriente de falla de línea a línea. ....	30
Tabla 3.10 Corriente de falla de dos líneas a tierra. ....	30
Tabla 3.11 Corriente de falla trifásica. ....	31
Tabla 3.12 Corriente de falla de línea a tierra. ....	31
Tabla 3.13 Corriente de falla de línea a línea. ....	32
Tabla 3.14 Corriente de falla de dos líneas a tierra. ....	32
Tabla 3.15 Corriente de falla trifásica. ....	32
Tabla 3.16 Corriente de falla de línea a tierra. ....	33
Tabla 3.17 Corriente de falla de línea a línea. ....	33
Tabla 3.18 Corriente de falla de dos líneas a tierra. ....	33
Tabla 3.19 Cuadro Comparativo Máxima Generación .....	34
Tabla 3.20 Cuadro Comparativo Mínima Generación.....	35
Tabla 4.1 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia del Cenace. ....	56
Tabla 4.2 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia de la eléctrica de Guayaquil.....	57



# INTRODUCCIÓN

El presente proyecto nos permitió realizar el estudio de coordinación de las protecciones eléctricas de la subestación “Alborada 1” mediante la utilización de métodos computarizados, la coordinación de protecciones se definen como el proceso para determinar los ajustes en los dispositivos de protección, para una instalación eléctrica; de esta coordinación dependerá el buen o mal funcionamiento del sistema eléctrico.

El proyecto tiene como finalidad mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico y cuyo objetivo principal es analizar el sistema de protecciones con el que cuenta la subestación, para ello se procedió a realizar los estudios de flujo de carga lo que nos permitió comprobar que la demanda es de aproximadamente 14 MVA, siendo esta la máxima carga que se da en la noche a las horas pico.

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

La cuarta parte de este trabajo está relacionada con la coordinación de las protecciones. Es importante tener protección de respaldo, para evitar daños en el transformador o equipos conectados al sistema eléctrico, en caso de fallar la protección primaria.

## **CAPÍTULO 1**

### **DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES**

La Subestación de Distribución Alborada, está ubicada en el norte de Guayaquil en la ciudadela Alborada “VI etapa”, entre la Avenidas Benjamín Carrión y la Cesar Borja Lavayen frente al Centro Comercial “City Mall”. El terreno donde se encuentra asentada la subestación es de 430,6 m<sup>2</sup>, y es propiedad de la empresa Eléctrica de Guayaquil. La subestación Alborada es alimentada por la Subestación de Transmisión Policentro a nivel de 69 KV con conductor # 4/0 ACSR. Tiene un transformador de potencia que reduce el voltaje de 69KV a 13,8 KV, con capacidad de 18/24 MVA, refrigeración tipo OA/FA, conexión  $\Delta / Y$ ; se encuentra protegido por relé TPU- 2000R. Dentro de la subestación, se encuentra el patio de 13,8 KV cuya configuración de conexión es de Barras Principal y Barra de Transferencia. La figura 1.1 se muestra el diagrama unifilar de la subestación.

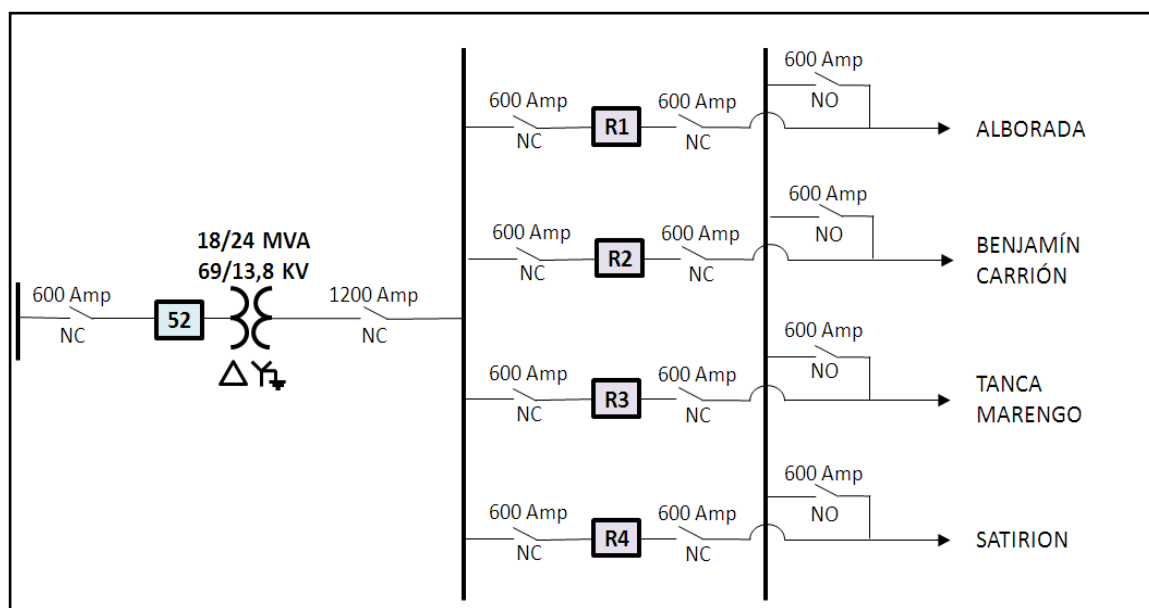


Figura 1.1 Diagrama unifilar de la subestación Alborada

### **Área de Influencia**

Para la distribución de energía la subestación Alborada cuenta con cuatro alimentadoras, las cuales proveen suministro de energía a todo el sector de las etapas de la Alborada, y gran parte de los sectores contiguos a la avenida Juan Tanca Marengo y al sector industrial de Satirión como se muestra en la Tabla 1.1.

<b>Alimentadoras</b>	<b>Sectores</b>
<b>Alborada</b>	Alborada 12 <sup>ava</sup> ETP
	Alborada 11 <sup>ava</sup> ETP
	Alborada 10 <sup>ava</sup> ETP
	Alborada 9 <sup>na</sup> ETP
	Alborada 8 <sup>ava</sup> ETP
	Alborada 7 <sup>ma</sup> ETP
	Alborada 6 <sup>ta</sup> ETP

<b>Benjamín Carrión</b>	Alborada 9 <sup>na</sup> ETP
	Alborada 7 <sup>ma</sup> ETP
	Alborada 6 <sup>ta</sup> ETP
	Alborada 5 <sup>ta</sup> ETP
	Alborada 4 <sup>ta</sup> ETP
	Alborada 3 <sup>ra</sup> ETP
<b>Satirión</b>	Lotes Satirión
	Parque Industrial Sra. Pareja
	Terrenos San José LA SALLE
	Urbanización Mirador del Norte
	Jardines de la Esperanza
	Urbanización Los Olivos
<b>Tanca Marengo</b>	Alborada 6 <sup>ta</sup> ETP
	Av. Tanca Marengo (desde Caterpillar hasta Colegio Mariscal Sucre)

Tabla 1.1 Área de Influencia

A continuación se enumeran los elementos que componen la subestación Alborada dividida en dos partes: patio de 69 KV y patio de 13,8 KV.

### ***PATIO 69 KV.***

#### ***Estructuras:***

Pórtico consistente de 2 torres de 10 m de alto, separadas 6 m y de 69 KV, aisladores, pararrayos y portafusibles.

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

DESCRIPCION	CANTIDAD
AISLADORES 69 KV TIPO POSTE PARA ESTRUCTURA TANGENTE	-
AISLADORES 69 KV TIPO PIN PARA ESTRUCTURA TANGENTE	6
TERMINALES TIPO TALON 4/0 Cu	12

Tabla 1.2 Aisladores y Herrajes

MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	I continua (A)	I inst (kA)
MEMCO	EAB	69	350	600	40

Tabla 1.3 Seccionador de aire con cuchillas de tierra

MARCA	TIPO	SERIE	BIL (KV)	I continua (A)	KV max	I interrmax (kA)	AÑO FABR.
ABB	72PM 40-20	B003903-04	350	1200	72,5	40	2003

Tabla 1.4 Interruptor en gas SF6 (GCB)

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



Figura 1.2 Unidad de Medición de Tensión y Corriente

MARCA	FUSIBLE TIPO	AMPERAJE FUSIBLES
S&C	SMD-1A	Puentes

Tabla 1.5 Portafusibles - Fusibles

FASE	MARCA	Id max (KA)	Vnominal (KV)	MCOV (KV)	AÑO	# UNIDAD APILADA
A	McGRAW EDISON	16,1	36		1977	1
		16,1	36		1977	2
B	McGRAW EDISON	16,1	36		1977	1
		16,1	36		1977	2
C	McGRAW EDISON	16,1	36		1977	1
		16,1	36		1977	2

Tabla 1.6 Pararrayos en estructura 69 KV

USADO PARA	69 KV	ATERRIZAMIENTO
TIPO DE CABLE	4/0 AWG Cu DESNUDO	4/0 AWG Cu DESNUDO
LONGITUD (METROS)	45	30

Tabla 1.7 Conductores

**Transformador de Poder:**

Este descansa sobre una base de hormigón armado de 4,7 m x 2,5 m

MARC A	(MVA)	No.	IMPED.	VOLUME N ACEITE	PESO (LBS)	LTC: 32 pos. ±10 %		AÑO	RE F.
	OA/FA	DE SERIE	Z (%)	(GAL)	TOTAL	MARCA	TIPO	FAB R.	
ABB	18/24	HCB3947- 04T	7,34	2338	64000	NO HAY		1982	82- 31

Tabla 1.8 Transformador 67000/13800Y Voltios



Figura 1.3 Transformador de Poder

FASE	MARCA	TIPO	# SERIE	Id max (KA)	Vnominal (KV)	MCOV (KV)	# UNIDAD APILADA
A	ABB	EXLIM-Q	98D5251	80	60	48	1
B	ABB	EXLIM-Q	98D522	80	60	48	1
C	ABB	EXLIM-Q	98D5253	80	60	48	1

Tabla 1.9 Pararrayos sobre el transformador del lado de alta tensión

FASE	MARCA	TIPO	# SERIE	Id max (KA)	Vnominal (KV)	MCOV (KV)	# UNIDAD APILADA
A	ABB	EXLIM-Q	98D5211	65	12	10,2	1
B	ABB	EXLIM-Q	98D5212	65	12	10,2	1
C	ABB	EXLIM-Q	98D5213	65	12	10,2	1

Tabla 1.10 Pararrayos sobre el transformador del lado de alta tensión



**PATIO DE 13.8 KV****Estructuras:**

Este consta de 3 pórticos de 7m de alto construidos con tubos de hierro de 6" de 8m x 4m, sujetos con pernos de acero empotrado y con soportes para 4 niveles de barra, 4 seccionadores de interconexión, 1 seccionador principal y 4 salidas de alimentadoras.

DESCRIPCION	CANTIDAD
AISLADOR DE SUSPENSION 15KV	90
AISLADORES PIN 15 KV	3
CAJA FUSIBLE 100A - 15KV	-
GRAPA TERMINAL 500 MCM	24
GRAPA TERMINAL 1000 MCM	18
GRAPA DE 2 PERNOS 4/0 AWG - 500 MCM	33
GRILLETE TIPO "T" 500 MCM	15
GRILLETE TIPO "T" 1000 MCM	6
GRILLETE TIPO PEN 4/0 - 1000 MCM	-
GRILLETE TIPO TORTUGA 500 MCM	-
GRILLETE TIPO TORTUGA 1000 MCM	6
PERNO DE OJO 5/8"	39
PERNO DE OJO 3/4"	-
TERMINALES TIPO TALON 4/0	15
TERMINALES TIPO TALON 1000 MCM	6

Tabla 1.11 Aisladores y Herrajes

MARCA	TIPO	KV Max	BIL (KV)	I continua (A)	I inst (kA)
G&W	MK-40	15,5	110	1200	61

Tabla 1.12 Seccionador de aire principal

ALIMENTADORA	# SERIE	MEDIO AISLANTE	MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	(A)	Iinter rmax (KA)	AÑO
ALBORADA	CP57101 7667	ACEITE  INTERRUP CION  EN VACIO	COOPER  McGRA W EDISON	VWE	14,4	110	560	12	2002
B. CARRION	CP57101 7669				14,4	110	560	12	2002
SATIRION	CP57101 7788				14,4	110	560	12	2002
T. MARENGO	CP57101 7789				14,4	110	560	12	2002

Tabla 1.13 Reconectores de las alimentadoras



Figura 1.4 Estructura de Seccionadores de la alimentadora Tanca Marengo



Figura 1.5 Panel de Controles de las Alimentadoras

ALIMENTADORA	MARCA	FORMA	SERIE
ALBORADA	COOPER	6	CP571005914
B. CARRION	COOPER	6	CP571005910
SATIRION	COOPER	6	CP571005907
T. MARENGO	COOPER	6	CP571005885

Tabla 1.14 Controles de las Alimentadoras

ALIMENTADORA	BIL (KV)	(A)	(KA)	MARCA/TIPO					
				ENTRADA DE ALIMENTADORA			SALIDA DE ALIMENTADORA		
				FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
ALBORADA	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO
B. CARRION	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO
SATIRION	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO
T. MARENGO	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO

Tabla 1.15 Cuchillas seccionadoras de las alimentadoras

<b>ALIMENTADORA</b>	<b>MARCA</b>	<b>TIPO</b>	<b>KV max</b>	<b>BIL (KV)</b>	<b>CAPAC. (A)</b>	<b>(kA)</b>
ALBORADA	G&W	MK-40	15,5	110	600	40
B. CARRION	G&W	MK-40	15,5	110	600	40
SATIRION	G&W	MK-40	15,5	110	600	40
T. MARENGO	G&W	MK-40	15,5	110	600	40

Tabla 1.16 Seccionadores de interconexión entre las alimentadoras

<b>USADO PARA</b>	<b>BARRA PRINCIPAL</b>	<b>BARRA TRANSFERENCIA</b>	<b>PUENTES RECONECTADO R - CUCHILLA</b>	<b>ATERRIZAMI ENTO</b>
<b>TIPO DE CABLE</b>	1000 MCM Cu DESNUDO	500 MCM Cu DESNUDO	500 MCM AISLADO 15 KV	4/0 AWG Cu DESNUDO
<b>LONGITUD (METROS)</b>	60	60	27	20

Tabla 1.17 Conductores

### Transformadores de Potencial y Auxiliares

<b>FASE</b>	<b>MARCA</b>	<b>TIPO</b>	<b>RELACION (70:1)</b>	<b>BIL (KV)</b>	<b>SERIE</b>	<b>BURDEN</b>	<b>PRECISION</b>
A	G.E.	JVW	8400/120	110	3638136	1500	-
B	G.E.	JVW	8400/120	110	4284292		
C	G.E.	JVW	8400/120	110	3638028	1500	-

Tabla 1.18 Transformadores de Potencial

MARCA	TIPO	CAPACIDAD (KVA)	RELACION	SERIE
G.E.	CSP	10	7620/120-240 V	13/1667

Tabla 1.19 Transformadores Auxiliares



Figura 1.6 Transformadores de Potencial

### Banco de Capacitores

CAPACIDAD (KVAR)	COMPONENTES DEL BANCO	DATOS	FASE A	FASE B	FASE C	
3x300	INTERRUPTORES EN ACEITE	MARCA	G.E.	G.E.	G.E.	
		TIPO	FKC-2	FKC-2	FKC-2	
		SERIE	E494633	E504667	E494655	
	CAPACITORES	MARCA	G.E.	G.E.	G.E.	
		TIPO	DIELEKTROL	DIELEKTROL	DIELEKTROL	
		SERIE	E465559	E465562	E465568	
	CONTROL DE REACTIVO	MARCA	FISHER PIERCE			
		TIPO				
		SERIE				

Tabla 1.20 Banco de Capacitores Desconectable (fuera de la subestación)

Dichos capacitores se encuentran conectados a la salida de la alimentadora Alborada.

### **CUARTO DE CONTROL**

#### **Edificación:**

El cuarto de control es de hormigón, con un área de 7 m<sup>2</sup>.

<b>CARGADOR DE BATERIAS</b>								
<b>MARCA</b>	<b>MODELO</b>	<b>SERIE</b>	<b>ENTRADA A.C.</b>			<b>SALIDA D.C.</b>		
			<b>V</b>	<b>A</b>	<b>Hz</b>	<b>V</b>	<b>A</b>	<b>RIZADO</b>
GNB	GCS48S6	93PS349	120	6	60	48	6	

<b>BATERIAS</b>								
<b>#</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>VOLTAJE</b>	12	12	12	12	12	12	12	12
<b>AH</b>	70	70	70	70	70	70	70	70
<b>MARCA</b>	GNB	GNB	GNB	GNB	GNB	GNB	GNB	GNB

Tabla 1.21 Banco de baterías

#### **Tableros:**

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

MEDIDOR	SERVICIO	MARCA	TIPO	SERIE	VOLTAJE	CLASE	ELEM.
QUANTUM	TOTALIZADOR	SCHNEIDER	ION8600	MT-1102B021-01	120	10	2 1/2
	REDUNDANTE						
FULCRUM	ALBORADA	SCHNEIDER	ION8600	MT-1102B095-01	120	20	2 1/2
FULCRUM	B. CARRION	SCHNEIDER	ION8600	MT-1103A396-01	120	20	2 1/2
FULCRUM	SATIRION	SCHNEIDER	ION8600	MT-1103A177-01	120	20	2 1/2
FULCRUM	T. MARENGO	SCHNEIDER	ION8600	MT-1102B092-01	120	20	2 1/2

Tabla 1.22 Medición

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

DESCRIPCION	MARCA	TIPO	CANTIDAD
RELE DE BAJA FRECUENCIA	ABB	ITE-81	1
PANEL DE ALARMAS	PANALARM	910DC48T	1
RELE TPU	ABB		
SWITCH CIERRE - DISPARO GCB	G.E.		
RELE LOCKOUT AUXILIAR BAJA FRECUENCIA	G.E.	HEA61	1
RELE LOCKOUT PARA TPU	G.E.		
REGLETAS DE CORTO CIRCUITO 6 PUNTOS	G.E.		2
REGLETAS DE 12 PUNTOS	G.E.	EB25L12	4
BREAKERS 20 2P	G.E.	THQC	8
BREAKERS 20 1P	G.E.	THQC	9
CONTACTOR CON TEMPORIZADOR	TELEMECANIQUE		1

Tabla 1.23 Dispositivos de protección y control

DESCRIPCION	TIPO AISLAM.	CANTIDAD (METROS)
CABLE CONCENTRICO Cu 4 #12 AWG	TW	97
CABLE CONCENTRICO Cu 3 #12 AWG	TW	25
CABLE CONCENTRICO Cu 8 #12 AWG	TW	109
CABLE CONCENTRICO Cu 3 # 10 AWG	TW	20
CABLE CONCENTRICO Cu 4# 6AWG	TW	20
CABLE Cu #16 AWG	TW	35
CABLE Cu #14 AWG	TW	40
CABLE Cu #12 AWG	TW	420
CABLE Cu #10 AWG	TW	25
CABLE Cu #8 AWG	TW	18

Tabla 1.24 Cables de Control

### ***MALLA DE PUESTA A TIERRA***

El sistema de aterrizamiento de la subestación consta de:

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



## **CAPÍTULO 2**

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

#### **2.1. Criterios adoptados para el estudio**

##### 2.1.1 Flexibilidad Operacional.

El sistema podrá funcionar alimentado por la Eléctrica de Guayaquil sin ninguna restricción.

##### 2.1.2 Niveles de Confiabilidad.

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación al sector de todas las etapas de la Alborada y al sector industrial de Satirión en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento del Sistema.

##### 2.1.3 Niveles de sobrecarga.

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

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

#### 2.1.4 Regulación de Voltaje.

Los voltajes a nivel de barras del Sistema no deben exceder del 2,5% hacia arriba y 2,5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa.

## 2.2. Análisis de Casos

- Estudios de Flujo de Carga – Caso Base Carga Máxima
- Estudios de Flujo de Carga – Caso Base Carga Mínima

Para el análisis de ambos casos se utilizó el programa POWER WORLD versión 14, dichos cálculos se los presentan posteriormente en este mismo capítulo. Hay que tener en consideración que todos los datos que se ingresaron a la base del programa; se lo debía realizar en por unidad [p.u.], para ello se tuvo que referir los datos de las impedancias de las líneas y transformadores, listados más adelante, a una base del sistema de 100 MVA.

## 2.3. Datos del Sistema

### 2.3.1 Datos de Transformadores de Fuerza

<b>Transformador</b>	<b>Potencia (MVA) OA</b>	<b>Potencia (MVA) FA</b>	<b>Voltaje (KV) Alta</b>	<b>Voltaje (KV) Baja</b>
TR	18	24	69	13,8

Tabla 2.1 Datos del Transformador de Fuerza

<b>Transformador</b>	<b>Imp. Trafo en MVA base del transformador</b>		<b>Imp. Trafo en MVA base del sistema</b>	
	<b>R(pu)</b>	<b>X(pu)</b>	<b>R(pu)</b>	<b>X(pu)</b>
TR	0,003014	0,054968	0,016745	0,305375

Tabla 2.2 Impedancia del Transformador de Fuerza

### 2.3.2 Datos de las Líneas y Conductores

<b>Línea</b>	<b>Alimentadora</b>	<b>Calibre del conductor AWG</b>	<b>conductores por fase</b>
1	Alborada	336,4	1
2	Benjamín Carrión	336,4	1
3	Satirión	336,4	1
4	Taca Marengo	336,4	1

Tabla 2.3 Datos de las Líneas y Conductores

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

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

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- a) Voltaje en barras.
- b) Consumo de las alimentadoras y factor de potencia.
- c) Factor de Potencia. Requerimientos de potencia Reactiva.
- d) Ajustes de TAPS de los Transformadores.

### 2.4.1. Estudios de Flujo de Carga -- Caso Base Máxima Carga

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

#### 2. 4.1.1 Voltajes en Barras

Barra	Nombre Barra	Nominal (KV)	Voltaje (pu)	Angulo (deg)	Voltaje (KV)	Reg. Vol +/- 2,5 %
1	Subestación 69 KV	69,000	1,000	0,000	69,000	si
2	Subestación 13,8 KV	13,800	0,996	-0,230	13,745	si

Tabla 2.4 Voltajes en las Barras

## 2.4.1.2 Consumo y Factor de Potencia

Barra	Alimentadora	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva (MVAR)	Factor de Potencia	Corriente Nominal Amp
2	Alborada	5,57761	1,62678	0,96	243,07
2	Benjamín Carrión	4,6464	1,35518	0,96	202,49
2	Tanca Marengo	3,01769	1,28528	0,92	137,23
2	Satirión	1,94121	0,82691	0,92	88,28

Tabla 2.5 Consumo y Factor de Potencia

## 2.4.1.3 Requerimientos de Potencia Reactiva

Alimentadora	KVAR	Configuración	Tipo
Alborada	1200	3x400	Desconectable
	600	3x200	Desconectable
	600	3x200	Fijo
Benjamín Carrión	900	3x300	Desconectable
	600	3x200	Fijo
Satirión	600	3x200	Desconectable
	600	3x200	Fijo
Tanca Marengo	900	3x300	Fijo

Tabla 2.6 Requerimientos de Potencia Reactiva

## 2.4.1.4 Análisis de Carga en las Barras

Barr a	Voltaje (KV)	Angulo (Deg.)	Carga Activa (MW)	Carga Reactiva (MVAR)	Gen. Activa (MW)	Gen. Reactiva (MVAR)
1	69	0	-----	-----	15,4	4,49
2	13,8	-0,23	15,4	4,49	-----	-----

Tabla 2.7 Datos de las Barras de Carga

## 2.4.2. Estudios de Flujo de Carga -- Caso Base Mínima Carga

### 2.4.2.1 Voltajes en Barras

Barra	Nombre Barra	Nominal (KV)	Voltaje (pu)	Angulo (deg)	Voltaje (KV)	Reg. Vol +/- 2,5 %
1	Subestación 69 KV	69,000	1,000	0,000	69,000	si
2	Subestación 13,8 KV	13,800	0,991	-1,37	13,670	si

Tabla 2.8 Voltajes en las Barras

### 2.4.2.2 Consumo y Factor de Potencia.

Barra	Alimentadora	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva (MVAR)	Factor de Potencia	Corriente Nominal Amp.
2	Alborada	2,000	0,560	0,96	86,89
2	Benjamín Carrión	3,000	0,840	0,96	130,34
2	Tanca Marengo	2,500	0,980	0,92	112,34
2	Satirión	0,400	0,157	0,92	17,97

Tabla 2.9 Consumo y Factor de Potencia

### 2.4.2.3 Requerimientos de Potencia Reactiva

Alimentadora	KVAR	Configuración	Tipo
Alborada	600	3x200	Fijo
Benjamín Carrión	600	3x200	Fijo
Satirión	600	3x200	Fijo
Tanca Marengo	900	3x300	Fijo

Tabla 2.10 Requerimientos de Potencia Reactiva

#### 2.4.2.4 Análisis de Carga en las Barras

Barra No.	Voltaje (KV)	Angulo (Deg.)	Carga Activa (MW)	Carga Reactiva (MVAR)	Gen. Activa (MW)	Gen. Reactiva (MVAR)
1	69	0	-----	-----	7,91	2,75
2	13,8	-1,37	7,90	2,54	-----	-----

Tabla 2.11 Datos de las Barras de Carga

#### 2.4.2.5 Ajustes del TAP del Transformador de Potencia

El transformador de potencia tiene un cambiador manual de derivaciones desenergizado. El TAP del lado de alta del transformador se encuentra ajustado en la posición 3, es decir a un voltaje de 67 KV, mientras que en el lado de baja el transformador no tiene cambiador manual de derivaciones, y el voltaje está fijo en 13,8 KV.

### 2.5. Conclusiones del estudio de Flujo.

- Una vez realizado el flujo de potencia podemos comprobar que la demanda es de aproximadamente 14 MW, siendo esta la máxima carga que se da en las horas pico. Siendo el transformador de una capacidad de 18 / 24 MVA, tenemos que no existe sobrecarga alguna.

- Los factores de potencia escogidos para el estudio proporcionaron resultados satisfactorios en flujo de carga, ya que usualmente son los valores escogidos por la Eléctrica de Guayaquil para suministrar el servicio a los consumidores.



## **CAPÍTULO 3**

### **ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO**

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

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

La subestación Alborada requiere realizar estudios de Corto Circuito para resolver las situaciones críticas señaladas, y obtener la información básica para la coordinación de las protecciones. Los estudios se realizarán con los siguientes objetivos:

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

### **3.1. Alcance de los estudios de Corto Circuito.**

Considerando que el Sistema de la subestación Alborada se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado el estudio de corto circuito considera los siguientes tipos de falla:

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

La falla trifásica a tierra es a menudo, a nivel de 69 KV, la más severa de todas, sin embargo a nivel de distribución con un voltaje de 13,8 KV la corriente de falla de línea a tierra es la más alta y común, para nuestro estudio de corto circuito se simulan las magnitudes máximas de corriente de falla así como las magnitudes mínimas de corriente de falla.

### **3.2. Datos del Sistema.**

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

#### **3.1.1 Impedancias Equivalentes en el punto de entrega de la Empresa Eléctrica de Guayaquil.**

La Empresa Eléctrica nos ha entregado las Impedancias Equivalentes de Thevenin en las Barras de Interconexión a 69 KV para máxima y mínima generación, de la Subestación de Distribución Alborada. La información ha sido trasladada a la base de 100MVA y se indica en las siguientes tablas:

<b>Secuencia</b>	<b>Magnitud [p.u.]</b>	<b>Angulo</b>	<b>R + jX [Ohmios]</b>	<b>X/R</b>
Positiva	0,165859	83,54	0,8885 + j7,8464	8,83
Negativa	0,322029	84,87	1,3705 + j15,2704	11,14

Tabla 3.1 Impedancias Equivalentes para máxima generación.

<b>Secuencia</b>	<b>Magnitud [p.u.]</b>	<b>Angulo</b>	<b>R + jX [Ohmios]</b>	<b>X/R</b>
Positiva	0,179907	83,66	0.9464 + j8.5129	8.99
Negativa	0,322029	84,87	1.3705 + j15.2704	11.14

Tabla 3.2 Impedancias Equivalentes para mínima generación.

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

### **3.1.2 Datos de Conductores.**

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

### **3.1.3 Datos de Transformadores de Fuerza.**

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

### **Resultados de los Estudios de Corto Circuito.**

Las corrientes de corto circuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la sección 3.1. La falla trifásica a tierra, falla de línea a tierra, falla de dos líneas a tierra y de línea a línea se aplica a cada barra del sistema.

### **3.1.4 Casos base.**

Para el análisis de las corrientes de Corto Circuito, en las barras de la subestación, para ambos casos se utilizó el programa POWER WORLD versión 14, con similares consideraciones de datos aplicados en los estudios de flujo de carga.

Los resultados se resumen a continuación:

### 3.1.5 Corriente de Falla en la Barra de 13,8 KV.

Se analizó para el caso de una falla a la salida de la barra de 13,8 KV de la subestación Alborada, utilizando la máxima y mínima capacidad de corto circuito del sistema.

#### 3.1.5.1 Estudio de Corto Circuito en condiciones de máxima generación.

Análisis de una Falla Trifásica a Tierra:

Falla Trifásica						
Corriente de falla	Amperios			P.U.		Angulo
		8978,64			2,146	
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0,65635	0,65635	0,65635	2,55	-117,45	122,55
2	0	0	0	0	0	0

Tabla 3.3 Corriente de falla trifásica.

Análisis de una Falla de Línea a Tierra:

Falla de Línea a Tierra						
Corriente de falla	Amperios			P.U.		Angulo
		10118,4			2,419	
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0,74277	0,95607	0,92832	2,33	-112,84	113,56
2	0	0,95897	0,89423	0	-115,2	111,53

Tabla 3.4 Corriente de falla de línea a tierra.

Análisis de una Falla de Línea a Línea:

Falla de Línea a Línea						
Corriente de falla	Amperios			P.U.	Angulo	
		7775,73			1,859	-174,31
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	1	0,74012	0,77357	0	-129,89	132,77
2	0,9823	0,49115	0,49115	-2,7	177,3	177,3

Tabla 3.5 Corriente de falla de línea a línea.

Análisis de una Falla de dos Fases a Tierra:

Falla Dos Fases a Tierra						
Corriente de falla	Amperios			P.U.	Angulo	
		9820,39			2,3473	40,42
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0,85371	0,70493	0,71671	1,56	-124,71	129,1
2	0,84337	0	0	0,43	0	0

Tabla 3.6 Corriente de falla de dos líneas a tierra.

### 3.1.5.2 Estudios de Corto Circuito en condiciones de mínima generación.

Análisis de una Falla Trifásica a Tierra:

Falla Trifásica						
Corriente de falla	Amperios			P.U.	Angulo	
		8727,35			2,086	-84,17
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0,63798	0,63798	0,63798	2,69	-117,31	122,69
2	0	0	0	0	0	0

Tabla 3.7 Corriente de falla trifásica.

Análisis de una Falla de Línea a Tierra:

Falla de Línea a Tierra						
Corriente de falla	Amperios		P.U.	Angulo		
		9904,83		2,367	-85,99	
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0,72709	0,95358	0,92467	2,47	-112,39	113,13
2	0	0,95613	0,89091	0	-114,77	111,08

Tabla 3.8 Corriente de falla de línea a tierra.

Análisis de una Falla de Línea a Línea:

Falla de Línea a Línea						
Corriente de falla	Amperios		P.U.	Angulo		
		7558,11		1,807	-174,17	
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	1	0,72756	0,76236	0	-130,66	133,62
2	0,9823	0,49115	0,49115	-2,7	177,3	177,3

Tabla 3.9 Corriente de falla de línea a línea.

Análisis de una Falla de dos Fases a Tierra:

Falla Dos Fases a Tierra						
Corriente de falla	Amperios		P.U.	Angulo		
		9782,19		2,3381	40,21	
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0,84337	0,68908	0,70095	1,67	-125,03	129,67
2	0,83315	0	0	0,55	0	0

Tabla 3.10 Corriente de falla de dos líneas a tierra.



### 3.1.6 Corriente de Falla en la Barra de 69 KV

Se analizó para el caso de una falla a la salida de la barra de 69 KV de la subestación Alborada, utilizando la máxima y mínima capacidad de corto circuito del sistema.

#### 3.1.6.1 Estudio de Corto Circuito en condiciones de máxima generación.

Análisis de una Falla Trifásica a Tierra:

Falla Trifásica						
Corriente de falla	Amperios			P.U.	Angulo	
		5104,90			6,101	-82,16
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0

Tabla 3.11 Corriente de falla trifásica.

Análisis de una Falla de Línea a Tierra:

Falla de Línea a Tierra						
Corriente de falla	Amperios			P.U.	Angulo	
		3863,57			4,617	-83,50
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	1,15487	1,12788	0	-130,07	131,23
2	0,48695	0,89044	0,87924	-1,33	-108,56	103,37

Tabla 3.12 Corriente de falla de línea a tierra.

Análisis de una Falla de Línea a Línea:

Falla de Línea a Línea						
Corriente de falla	Amperios		P.U.	Angulo		
		4420,98		5,284	-172,16	
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	1	0,50000	0,50000	0	-180,00	180,00
2	0,9823	0,49115	0,49115	-2,7	177,3	177,3

Tabla 3.13 Corriente de falla de línea a línea.

Análisis de una Falla de dos Fases a Tierra:

Falla Dos Fases a Tierra						
Corriente de falla	Amperios		P.U.	Angulo		
		4614,15		5,56753	25,92	
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	1,19596	0	0	0,55	0	0
2	0,78319	0,39160	0,39160	-2,15	177,85	177,85

Tabla 3.14 Corriente de falla de dos líneas a tierra.

### 3.1.6.2 Estudios de Corto Circuito en condiciones de mínima generación.

Análisis de una Falla Trifásica a Tierra:

Falla Trifásica						
Corriente de falla	Amperios		P.U.	Angulo		
		4717,55		5,638	-82,20	
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0

Tabla 3.15 Corriente de falla trifásica.

Análisis de una Falla de Línea a Tierra:

Falla de Línea a Tierra						
Corriente de falla	Amperios			P.U.	Angulo	
		3710,16			4,434	-83,47
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	1,13577	1,10882	0	-128,93	130,07
2	0,46633	0,88542	0,87442	-1,24	-107,90	102,82

Tabla 3.16 Corriente de falla de línea a tierra.

Análisis de una Falla de Línea a Línea:

Falla de Línea a Línea						
Corriente de falla	Amperios			P.U.	Angulo	
		4085,52			4,883	-172,20
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	1	0,5000	0,5000	0	180,00	180,00
2	0,97975	0,48987	0,48988	-2,64	177,36	177,36

Tabla 3.17 Corriente de falla de línea a línea.

Análisis de una Falla de dos Fases a Tierra:

Falla Dos Fases a Tierra						
Corriente de falla	Amperios			P.U.	Angulo	
		4325,31			5,1693	26,99
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	1,17633	0	0	0,58	0	0
2	0,76833	0,38417	0,38417	-2,06	177,94	177,94

Tabla 3.18 Corriente de falla de dos líneas a tierra.

### 3.1.7 Cuadro comparativo de corrientes de Corto Circuito.

En condiciones de Máxima Generación.

Barra	kVPrefal Ia	Tipo falla	Ia [A]	Ia [deg]	Ib [A]	Ib [deg]	Ic [A]	Ic [deg]
1	69	LLL	5104,90	-82,16	5104,90	-202,16	5104,90	37,84
1	69	LG	3863,57	-83,50	0	0	0	0
1	69	LL	0	0	4420,98	-172,16	4420,98	7,84
1	69	LLG	0	157,76	4614,15	166,80	4658,57	25,92
2	13,8	LLL	8978,64	-84,31	8978,64	-204,31	8978,64	35,69
2	13,8	LG	10118,4	-86,13	0	0	0	0
2	13,8	LL	0	3,89	7775,73	-174,31	7775,73	5,69
2	13,8	LLG	0	-8,54	9421,68	146,4	9820,39	40,42

Tabla 3.19 Cuadro Comparativo Máxima Generación

**En condiciones de Mínima Generación.**

Barra	kVPrefa lla	Tipo falla	Ia [A]	Ia [deg]	Ib [A]	Ib [deg]	Ic [A]	Ic [deg]
1	69	LLL	4717,55	-82,20	4717,55	202,2	4717,55	37,8
1	69	LG	3710,16	-83,47	0	0	0	0
1	69	LL	0	0	4085,52	-172,20	4085,52	7,8
1	69	LLG	0	153,26	4289,70	165,47	4325,32	26,99
2	13,8	LLL	8727,35	-84,17	8727,35	-204,27	8727,35	35,78
2	13,8	LG	9904,83	-85,99	0	0	0	0
2	13,8	LL	0	3,89	7558,11	-174,17	7558,11	5,83
2	13,8	LLG	0	-8,54	9398,67	146,69	9782,19	40,21

Tabla 3.20 Cuadro Comparativo Mínima Generación

### 3.3. Conclusiones y Recomendaciones

El presente estudios de Corto Circuito preparado para la Subestación de Distribución Alborada ha permitido cumplir los siguientes objetivos:

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

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

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

La corriente de falla de línea a tierra resulto ser la mayor magnitud, y la corriente de falla de línea a línea la menor corriente de falla en la barra de 13,8 KV.

Las corrientes de corto circuito han sido calculadas considerando los estándares de la IEEE aplicables para el cálculo de falla para voltajes medio y alto. Los Standard IEEE Std C37.010-1979, IEEE Std C37.5-1979, IEEE Std 141-1993, IEEE Std 241-1990, and IEEE Std 242-1986.

En cada una de las alimentadoras de la subestación Alborada fue hecho el análisis de corto circuito para la máxima y mínima corriente de falla, los resultados se muestran en el Anexo 3.

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

## **CAPÍTULO 4**

### **COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES**

Los estudios de Flujo de Carga y Corto Circuito de la Subestación de Distribución Alborada son la base para el ajuste y coordinación de las Protecciones del Sistema.

Los estudios se realizarán con los siguientes objetivos:

- Determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.
- Determinar la coordinación del sistema de Protecciones de la subestación de distribución Alborada 1.
- La aplicación del Estudio permitirá el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema.



## 4.1 Esquemas de Protecciones.

### 4.1.1 Esquemas de Protección de la Subestación de Distribución.

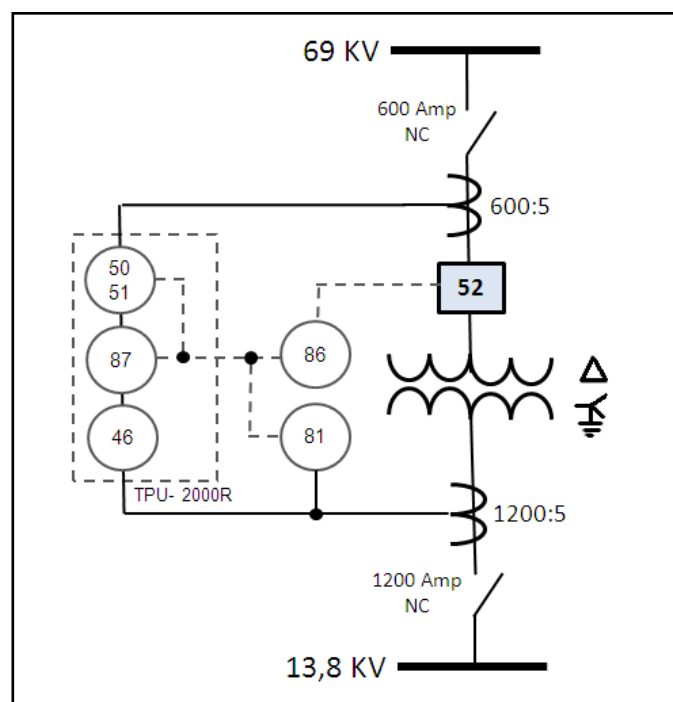


Figura 4.1 Esquema de Protecciones

### 4.1.2 Esquemas de Protección de la red de Distribución.

#### 4.1.2.1 Zonas de Protección.

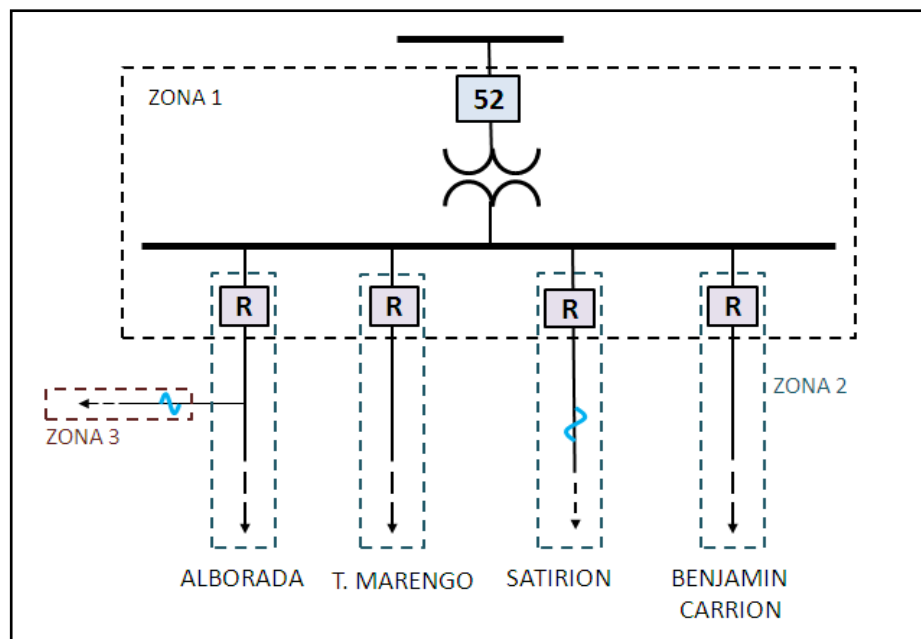


Figura 4.2 Zonas de Protección

#### 4.1.2.2 Zona 2.

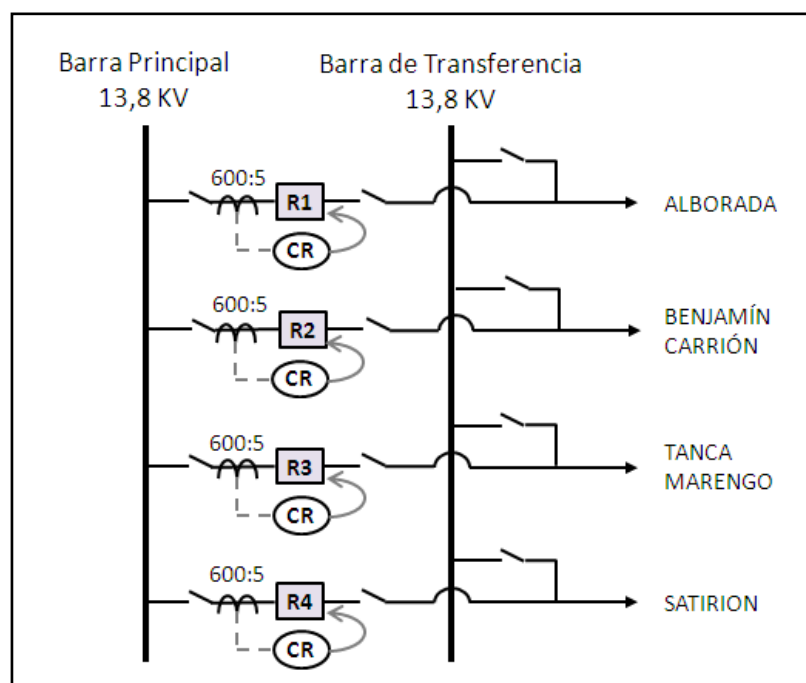


Figura 4.3 Zona 2

## **4.2 Ajuste y Coordinación de las Protecciones**

La información básica para el ajuste y coordinación de las protecciones provienen de los estudios de flujo de carga, corto circuito y los esquemas de Protección indicados en la sección anterior.

### **4.2.1 Ajuste del Transformador de Potencia.**

La protección del Transformador se la realiza utilizando el relé TPU 2000R de marca ABB, el cual es un relé digital orientado a la protección de transformadores trifásicos de transmisión y distribución de energía. El TPU2000R es conectado a transformadores de corriente (TCs) con secundario de 5 A. A más de ofrecer protección diferencial, es usado como protección de respaldo de sobrecorriente para fallas externas. El TPU2000R tiene restricción armónica, e impide la operación con irrupción o flujo magnetizante y sobreexcitación.

La función principal del Relé aplicable para la protección del transformador es:

- Protección diferencial.

#### **4.2.1.1 Ajuste de la función 87T de Relé TPU-2000R.**

El transformador de corriente puede estar conectado en estrella para ambos lados del transformador de potencia y dentro del relé diferencial se realizará la compensación mediante computación matemática cuando se digite el ángulo previamente.

La selección de la pendiente y los ajustes para la protección diferencial dependen del análisis de los errores de ángulo, errores de los instrumentos de medición, operaciones en el transformador como cambios de TAPs o funcionamiento en vacío.

El relé diferencial posee un disparo instantáneo que al detectar que la corriente diferencial es mayor al porcentaje de operación de la corriente de restricción el relé manda a los interruptores a abrir los contactos del relé. Si la falla es externa, teóricamente, las corrientes por unidad del relé serían las mismas y el relé no opera.

En un relé diferencial no hay sobrecorriente para operar la bobina, sino que en su lugar calcula la corriente de operación como la suma fasorial de las corrientes de restricción en por unidad de sus propios TAPS. Sobre estas, realiza el cómputo de la magnitud y el ángulo de

las corrientes de restricción. Realiza los cálculos para obtener la corriente de operación y las de restricción como por unidad de la corriente de ajuste del relé.

Para que opere el relé, la corriente de operación debe ser mayor que la mínima corriente de puesta en trabajo. El relé TPU2000R opera según la curva escogida: operación HU 30 y 35%; operación con pendientes variables de 15%, 25% y 40%; operación de pendiente ajustable con pasos de 5%. El punto de operación para la pendiente de porcentaje ajustable se alcanza cuando la diferencia entre las dos corrientes de restricción, expresada como porcentaje de la menor corriente de restricción, excede el ajuste de la pendiente de porcentaje. La pendiente sirve para evitar que opere debido a desajustes de los transformadores de corriente, intercambiadores de TAPS, problemas de armónicos. La pendiente representa la suma de todos esos errores.

Para realizar los ajustes del relé, el primer paso es determinar el desfase del transformador de potencia entre los lados de alto y bajo voltaje. Tenemos que para la conexión delta - estrella del transformador de potencia la corriente del primario atrasa en 30 grados a la corriente del secundario.

El siguiente paso es determinar las máximas corrientes de carga en el lado de alta y el lado de baja del transformador de potencia, es decir, con la potencia máxima del transformador:

$$I_h = \frac{S}{\sqrt{3} V_h} = \frac{24000}{\sqrt{3} * 69} = 200,817 \text{ A}$$

$$I_l = \frac{S}{\sqrt{3} V_l} = \frac{24000}{\sqrt{3} * 13,8} = 1004,87 \text{ A}$$

Luego, determinamos las corrientes de máxima falla pasante; según los cálculos de corrientes de falla realizados, a nivel de 13,8 KV, la corriente de fase a tierra es la más alta y tiene un valor de 10118,4 A. La mayor corriente calculada en el lado de alta, a nivel de 69 KV, es una falla trifásica, y tiene un valor de 5104,90 A.

Según la norma C57. 13-1993 ANSI /IEEE Standard, "Requirements For Instrument Transformers" [12] el transformador de corriente se escoge de manera que, es necesario aproximar la corriente en su secundario cercana a 5 A con corriente de carga máxima, manteniendo la corriente de falla pasante menor a 100 A en el secundario para evitar que se produzca una diferencia de potencial tan grande que sature al TC. Las normas IEC establece los rangos de

selección de los TCs, tanto para protección como para medición; para cuando se utiliza como protección el rango es 600 a 2500 de corriente nominal en el primario del TC. Ver anexo 4.

Basado en lo anterior se ha seleccionado TCs de 600:5 para el lado de 69 KV y 1200:5 para el lado de 13,8 KV. En el secundario de los TCs las corrientes nominales de carga del transformador de potencia serán:

$$I_{hs} = \frac{200,817}{\frac{600}{5}} = 1,6735A$$

$$I_{ls} = \frac{1004,087}{\frac{1200}{5}} = 4,1836A$$

Ahora, la corriente de falla que pasa por el secundario de los transformadores de corriente será:

$$I_{hf} = \frac{5104,90}{\frac{600}{5}} = 42,54 A$$

$$I_{lf} = \frac{10118,4}{\frac{1200}{5}} = 42,16 A$$

Por lo cual, conociendo la conexión de los secundarios del transformador de corriente, calculamos las corrientes que van hacia el relé en el lado de alta y baja. Como ambos secundarios están conectados en estrella, no es necesario modificar la magnitud de las corrientes.

Luego es necesario calcular las corrientes de restricción usadas en el relé luego de la compensación interna. Entonces, la corriente de restricción del lado de alta y baja se pueden calcular de acuerdo al factor de compensación interna que encontramos en el manual del TPU 2000 R:

$$I_{hr} = I_{hr} * f_{ac} = 1.6735 * 1 = 1,6735 \text{ A}$$

$$I_{lr} = I_{lr} * f_{ac} = 4.1836 * \sqrt{3} = 7,2464 \text{ A}$$

Con estos valores se debe escoger los ajustes del TAP del lado de alta y baja que poseen pasos de 0,1 A por lo que se tomaron los valores de  $T_h=2 \text{ A}$  y  $T_l=9 \text{ A}$ .

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



$$M = 100 * \frac{\frac{I_h}{I_l} - \frac{T_h}{T_l}}{S}$$

$$M = 100 * \frac{\frac{1,6735}{7,2464} - \frac{2}{9}}{S}$$

$$M = 100 * \frac{0,2309 - 0,2222}{0,2222}$$

$$M = 3,915\%$$

Este es un buen porcentaje de error, ya que para relés diferenciales de transformador teniendo características porcentuales entre 20% y 60%, el 3,915% provee un amplio margen de seguridad. Esto según el libro Protective Relaying Principles and Applications [2]. Entonces, tenemos los siguientes porcentajes:

Corriente Inrush del transformador	5,2%
Error de los CTs	5 %
Cambiador de TAPS	10 %
Mismatch	3,915%

El porcentaje de la corriente inrush del transformador es de 5,2% para transformadores de potencia con capacidad OA de 18 MVA, el porcentaje de error de los transformadores de corriente usualmente

está entre el 0% y 10% por lo cual se tomó un valor medio de 5% y debido a que el transformador de potencia tiene cambiador de TAPs de  $\pm 10$  tomamos un valor del 10%.

Estos porcentajes suman un total de 24,11%, por lo cual, el ajuste de nuestra pendiente para el relé diferencial será HU 30%, con una corriente de operación fija a 0,3 por unidad de la toma. Las características de la curva seleccionada son fijas, es decir, que tanto la pendiente, punto de quiebre y corriente de operación son entregadas por el fabricante.

A continuación se muestra la gráfica de la característica diferencial del relé.

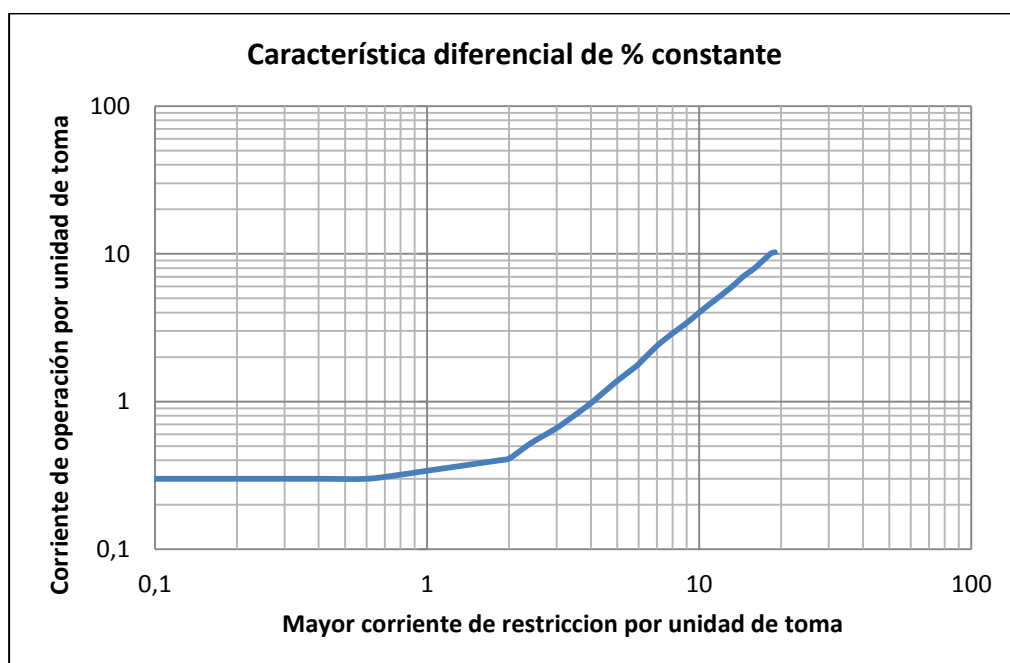


Figura 4.4 Característica Diferencial del relé

#### **4.2.2 Coordinación de las Protecciones del Sistema de Distribución.**

Para la protección de las acometidas del Sistema de Distribución se han utilizados unidades de sobrecorriente que cumplen los siguientes criterios:

Selectividad: Cada relé o elemento de protección operar en su zona protegida.

Respaldo: Los Relés dan protección primaria en la zona protegida y protección de respaldo a la zona adyacente

Tiempo de operación: El tiempo de operación se ha ajustado para cumplir los criterios de selectividad y respaldo.

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

Considerando el estándar de IEEE para la coordinación de sobrecorriente de relés digitales, se ha considerado un Intervalo de Coordinación entre 0,2 a 0,25 segundos en el punto de coordinación

correspondiente a la contribución de la corriente de falla en la ubicación del Relé.

Las funciones principales del relé TPU 2000R para protección de respaldo para fallas internas del transformador y fallas sin despejar en el sistema son las siguientes:

- Sobrecorriente de tiempo inverso.
- Sobrecorriente Instantáneo.
- Corrientes desbalanceadas.

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

La protección de sobrecorriente de tiempo inverso mide permanentemente la corriente de cada fase con el fin de detectar corrientes de falla y operar al exceder el umbral de ajuste de disparo con retardo de tiempo.

Se ha seleccionado la curva de tiempo con característica de sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso con dial de tiempo o retardo de 1.

- Corriente de máxima carga en 13,8 KV:

$$I_L = 1004 \text{ Amp}$$

La mínima corriente de operación del relé:

$$I_{OP} = 1,2 * I_L = 1200 \text{ Amp}$$

Ajuste del relé: 
$$I_{pk} = I_{TC} = \frac{1200}{\left(\frac{1200}{5}\right)} = 5$$

- Corriente de máxima carga en 69 KV:

$$I_H = 200,817 \text{ Amp}$$

La mínima corriente de operación del relé:

$$I_{OP} = 1,2 * I_H = 240 \text{ Amp}$$

Ajuste del relé: 
$$I_{pk} = I_{TC} = \frac{240}{\left(\frac{600}{5}\right)} = 2$$

#### 4.2.2.2 Protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50P).

La protección de sobrecorriente instantánea opera de forma inmediata una vez que la corriente de falla, en cualquiera de las fases, alcance el valor ajustado.

La unidad instantánea se ha ajustado para la máxima corriente de falla en ambas barras, este ajuste es un múltiplo de la corriente de puesta en trabajo de la función 51 del relé.

- Corriente de falla máxima en la barra de 13,8 KV: 10118,4 Amp.

La mínima corriente de operación del relé:

$$I_{OP} = I_{fmax} = 10.000 \text{ Amp}$$

$$I_{TC} = \frac{10.000}{\left(\frac{1200}{5}\right)} = 41,7 \text{ Amp}$$

Ajuste del relé: 
$$I_{pk} = \frac{41,7}{I_{51}} = \frac{41,7}{5} = 8,3$$

- Corriente de falla máxima en la barra de 69 KV: 5104,90Amp.

La mínima corriente de operación del relé:

$$I_{OP} = I_{fmax} = 5.000 \text{ Amp}$$

$$I_{TC} = \frac{5.000}{\left(\frac{600}{5}\right)} = 41,7 \text{ Amp}$$

Ajuste del relé: 
$$I_{pk} = \frac{41,7}{I_{51}} = \frac{41,7}{2} = 20,8$$

#### **4.2.2.3 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso de tierra (51N).**

Para el valor de arranque de los relés de sobrecorriente de tierra se puede elegir un TAP de valor inferior a las corrientes normales de carga, debido a que su alimentación proviene de las corrientes de secuencia cero, las que valen cero para condiciones normales de

operación. Según el libro de Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión de Carlos F. Ramírez [11] tenemos que el relé se lo puede ajustar entre el 20% y el 40% de la corriente de operación, para este caso se ajusto a un valor de 40% de la corriente nominal del transformador, dado que los niveles de desbalance esperados en subestaciones son altos cuando hay pérdida de carga por despeje de fallas en ramales. Por lo tanto:

$$I_N = 0,40 * I_{OP} = 0,40 * 1200 = 480 \text{ Amp.}$$

Siendo  $I_N$  la corriente esperada en el neutro debido a los desbalances producidos en el sistema.

Entonces, la corriente vista por el relé, en el secundario del transformador de corriente será:

$$I_{TC} = \frac{480}{\left(\frac{1200}{5}\right)} = 2 \text{ Amp}$$

Ajuste del relé:  $I_{pk} = I_{TC} = 2$

#### **4.2.2.4 Protección de corrientes desbalanceadas (46).**

La función 46 del relé es de alarma, ayuda a obtener mayor sensibilidad en la protección cuando hay corrientes de falla de fase (línea a línea). Para el caso de una corriente de falla entre dos líneas,

por ejemplo entre las fases a y b, las corrientes de falla  $I_a = I_b$  e  $I_c=0$ ; las corrientes de los circuito de secuencia positiva y negativa son iguales y la componente de secuencia cero es cero. Como se explica continuación:

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_a + a^2 * I_b + a * I_c)$$

$$I_a = I_b \quad I_c = 0$$

$$I_2 = \frac{1}{3}I_a(1 + a^2)$$

La función 46 observa solo la magnitud de la corriente de secuencia negativa del sistema y operara para el 58% de la corriente una falla de línea a línea.

Para ajustar la función 46 del relé, utilizamos como referencia para el cálculo la siguiente relación:

$$I_2 = \frac{I_N}{3} = \frac{480}{3} = 160 \text{ Amp.}$$

Teniendo en cuenta, que cuando hay corrientes desbalanceadas:

$$I_2 = I_0 \neq 0 \quad \text{y} \quad I_N = 3 * I_0$$

Entonces,  $I_2$  es la corriente de secuencia negativa que será ajustada para dar señal de alarma en caso de desbalances en el sistema.

Ahora, la corriente vista en el secundario del TC será:



$$I_{TC} = \frac{160}{\left(\frac{1200}{5}\right)} = 0,66 \text{ Amp}$$

Ajuste del elemento 46:  $I_{pk} = I_{TC} = 1$

Seleccionamos el ajuste en 1, debido al rango de ajuste disponible del relé TPU-2000R de 1 a 12 Amp en pasos de 0,1.

Seleccionamos la curva extremadamente inversa con TD=1, de acuerdo al ajuste de la función 51P.

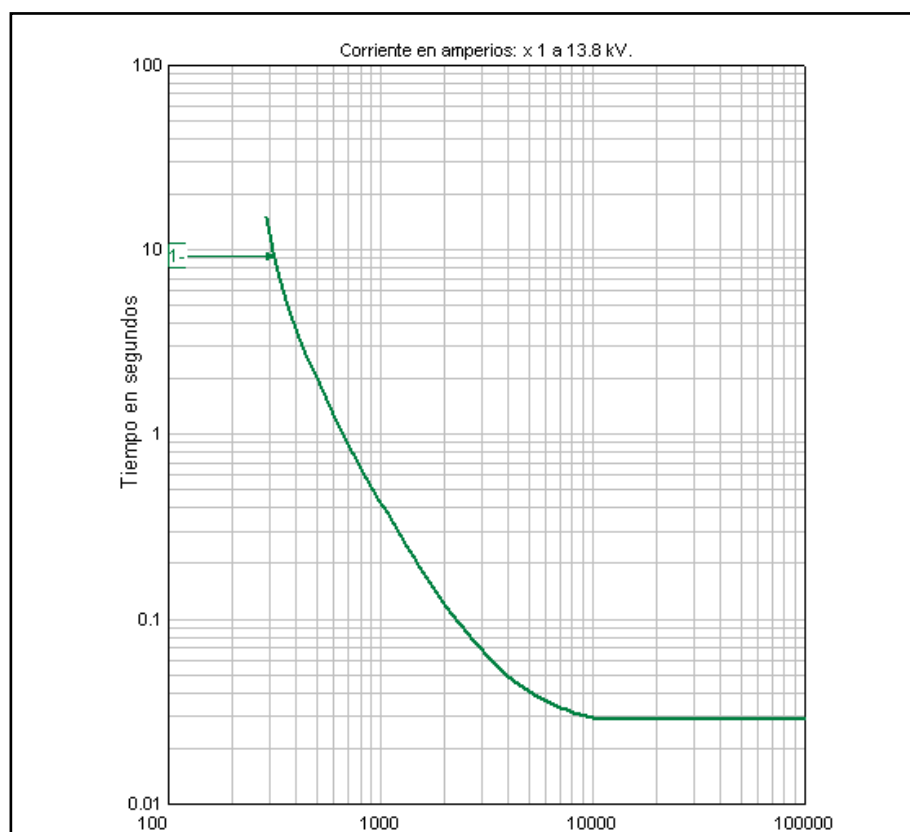


Figura 4.5 Curva Extremadamente Inversa con TD=1

### 4.2.3 Características del Relé de frecuencia:

Las variaciones de frecuencia se producen por conexión o desconexión de carga en el sistema eléctrico, lo cual es corregido por los reguladores de velocidad en las unidades generadoras. Cuando existe pérdida de generación ya sea nuestra o comprada, la frecuencia disminuye rápidamente y alcanza valores que desestabilizan la operación del sistema y reducen la vida útil de los equipos eléctricos. En este caso no son suficientes las reservas de regulación de frecuencia; por tal motivo se implementan esquemas automáticos de desconexión de carga por baja frecuencia.

El Cenace ha propuesto un esquema de alivio de carga por baja frecuencia para nuestro sistema nacional interconectado con vigencia en el período Octubre 2012 – Marzo 2013, el cual se presenta a continuación:

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

Tabla 4.1 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia del Cenace.

La Eléctrica de Guayaquil basados en la regulación del Cenace tiene el siguiente esquema de esquema de alivio de carga:

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

Tabla 4.2 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia de la eléctrica de Guayaquil.

En el caso de la subestación Alborada, el relé de frecuencia se encuentra ajustado al 4to paso de frecuencia, 59 Hz.

El relé de frecuencia instalado en la subestación de Distribución Alborada es ABB 1Circuit Shield Type 81 [8]. El tipo 81 está disponible en modelos de una etapa y de dos etapas.

Los modelos de una etapa están provistos de medios para seleccionar operación de baja frecuencia o de sobre frecuencia. Los modelos de dos etapas pueden ser ajustados para cada dos pasos de operación de baja frecuencia, como se puede encontrar en las aplicaciones para alivio de carga.

Estos relés usan tecnología de estado sólido y técnicas de conteo digital para proveer mediciones de frecuencia precisas. El punto de

ajuste de precisión estándar es 0,008 Hz. Los ajustes de disparos de frecuencia y retardos de tiempo son fácilmente realizados en el panel frontal del relé por medio de décadas de selección. El temporizador comienza a operar cuando el relé ha detectado tres malos ciclos consecutivos; por lo tanto, el tiempo de operación del relé es el retardo ajustado en el panel frontal más tres ciclos. El contador de retardo de tiempo se restablece completamente si una buena operación ocurre antes de que la temporización termine y el relé dispare.

Ajuste de disparo de frecuencia: 15 – 6 – 3 – 12

Ajuste de retardo de tiempo en ciclos: 0 – 4

#### **4.2.4 Características del Relé 86**

El relé de disparo y bloqueo 86 puede ser del tipo electromecánico y energizarse cuando operen los relés principales de protección. Debe alimentarse mediante una fuente de corriente continua. Se lo utiliza como un relé auxiliar para realizar disparos definitivos del interruptor, es decir, con disparo sostenido y bloqueo.

#### **4.2.5 Características de los Reconectores.**

Los reconectores usados por la empresa eléctrica de Guayaquil son de marca Cooper de tipos VWE con interrupción en vacío. El control de las alimentadoras es de marca Cooper de forma 6.

El reconectador permite aislar a los cuatro circuitos de salida de la subestación y es una protección de respaldo para fallas en el sistema. En una línea aérea de distribución con tensiones medias, se ha comprobado estadísticamente que sólo un 10% de las fallas son de carácter permanente, debido a esto el reconectador detecta las corrientes excesivas en el sistema de distribución e interrumpe el circuito para despejar las fallas. Se vuelve a conectar de modo automático si la falla es temporal. El reconectador hace varios intentos de despejar y volver a conectar la alimentación al circuito. Si la falla persiste, el reconectador se bloquea.

#### **4.2.5.1 Ajuste de los Reconectores.**

Con los criterios establecidos en el manual Distribution System Protection [1], los reconectores deben operar en la curva rápida antes que los fusibles aguas abajo se queme, y los fusibles deben fundirse antes que opere el reconectador en la curva lenta; se ha seleccionado dos operaciones rápidas y dos lentas. La corriente mínima de operación debe ser 1,5 veces la corriente nominal de la alimentadora en condición de máxima carga.

Alimentadora Alborada

$$I_{L1} = 243,07 \text{ Amp.}$$

$$I_{R1} = 1,5 * 243,07 = 364,6 \text{ Amp.}$$

Alimentadora Benjamín Carrión

$$I_{L2} = 202,49 \text{ Amp.}$$

$$I_{R2} = 1,5 * 202,49 = 303,74 \text{ Amp.}$$

Alimentadora Tanca Marengo

$$I_{L3} = 137,23 \text{ Amp.}$$

$$I_{R3} = 1,5 * 137,23 = 205,84 \text{ Amp.}$$

Alimentadora Satirión

$$I_{L4} = 88,28 \text{ Amp.}$$

$$I_{R4} = 1,5 * 88,28 = 132,42 \text{ Amp.}$$

Sin embargo, para la selección del ajuste de la mínima corriente de operación, se debe tener en cuenta los mantenimientos programados donde hay transferencia de carga de una alimentadora a otra. Por lo tanto:

$$I_{R1} = I_{R2} = I_{R3} = I_{R4} = I_{L1} + I_{L2} = 445,56 \text{ Amp.}$$

Entonces, el ajuste seleccionado para nuestros reconectores será:

Corriente mínima de operación: 560 Amp

Curva rápida: 102

Curve lenta: 117

#### **4.2.6 Características del Interruptor**

Los interruptores de SF6 son mantenidos en posición abierta o cerrada por la fuerza de un imán permanente sin necesidad de energía externa alguna. El cambio de estado de los contactos móviles es originado por un cambio de dirección del campo magnético resultante de la excitación de los electroimanes, que son los elementos de control del actuador. El interruptor utilizado en la subestación es de la marca ABB del tipo 72PM 40-20 con capacidad de interrupción máxima de 40 KA.

#### **4.2.7 Características de los Fusible.**

Los fusibles utilizados por la empresa eléctrica de Guayaquil son los Fusibles de Potencia Tipo SMD-20 con sus Unidades Fusibles SMU-20 de S&C; con capacidad de hasta 200 amperios en voltajes de línea de hasta 34,5 KV, y con capacidades de interrupción de falla de 22.400 amperios RMS asimétricos en sistemas hasta 16,5 KV y de velocidad K de S&C.

La selección de los fusibles fue hecha en base a normas y criterios establecidos en el manual Distribution System Protection [1].

#### 4.2.7.1 Selección de fusibles para protección de carga.

Reglas para la selección de fusibles según [1]:

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

En cada una de las cuatro alimentadoras encontramos transformadores de distribución los cuales se protegieron de acuerdo a su capacidad nominal.

➤ Transformador de 50 KVA monofásico

$$I_n = \frac{50 \text{ KVA}}{7,62 \text{ KV}} = 6,56 \text{ Amp.} \quad I_{\text{fusible}} = 2 \times 6,56 = 13,12 \text{ Amp.}$$

Se elige el fusible de tamaño 10 K con capacidad de corriente nominal de 15 amperios.

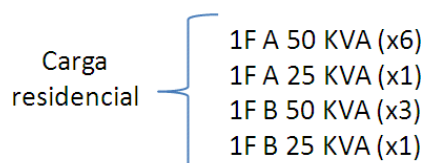
➤ Transformador de 100 KVA trifásico

$$I_n = \frac{100 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ KV}} = 4,18 \text{ Amp.} \quad I_{\text{fusible}} = 2 \times 4,18 = 8,36 \text{ Amp.}$$

Se elige el fusible de tamaño 6 K con capacidad de corriente nominal de 9 amperios.



➤ Ramal bifásico con transformadores monofásicos:



$$I_n = \frac{50 \text{ KVA}}{7,62 \text{ KV}} = 6,56 \text{ Amp.} \quad I_n = \frac{25 \text{ KVA}}{7,62 \text{ KV}} = 3,28 \text{ Amp.}$$

FASE A

$$I_f = 6 \times 6,56 + 3,28 = 42,64 \text{ Amp.} \quad I_{\text{fusible}} = 2 \times 42,64 = 85,28 \text{ Amp.}$$

FASE B

$$I_f = 3 \times 6,56 + 3,28 = 22,96 \text{ Amp.} \quad I_{\text{fusible}} = 2 \times 22,96 = 45,92 \text{ Amp}$$

Se elige fusibles de tamaño 65 K con capacidad de corriente nominal de 95 amperios.

**Fusible seccionador de la troncal:**

En este caso en particular se eligió un fusible de 200K, debido a que es una zona en la cual se divide la alimentadora, por lo cual es prioritaria su coordinación con el reconectador para que en caso de una falla temporal actúe la operación rápida y no se interrumpa permanentemente el servicio al resto de la troncal.

#### **4.2.7.2 Selección de fusibles para protección de Banco de Capacitores.**

Los bancos trifásicos de capacitores que se encuentran conectados en las alimentadoras están formados por tres capacitores monofásicos de 200 KVAR, marca G.E. de tipo FKC-2.

Se utilizó el criterio establecido por EEI-NEMA para la selección de fusibles para protección de bancos de capacitores basadas en las curvas de ruptura del tanque, en el Anexo 4 se muestra la tabla de fusibles recomendados para las diferentes zonas de operación de tanques de capacitores.

Se elige fusibles de tamaño 30 K con capacidad de corriente nominal de 45 amperios.

#### **4.2.8 Resultados de la Coordinación de la Subestación de Distribución Alborada.**

La Figura 4.4 muestra los resultados de la coordinación de la Protecciones. Para dibujar las curvas de los elementos de protección se utilizó el programa CYMTCC 4.5R13. Cabe resaltar que tanto los resultado de ajustes y coordinación de los elementos de protección se han hecho en base a normas y criterios antes mencionados.

La coordinaron de Protección de las alimentadoras incluyen protección del relé de sobrecorriente 51 y relé de sobrecorriente instantáneo 50

para ambos lados del transformador de potencia; reconectador y para el caso específico de la alimentadora Satirión un fusible en serie. El rango de coordinación es para corrientes de fallas desde 7558,11 Amp hasta 10118,4 Amp.

En la figura 4.4 se puede observar que los relés y los reconectores sí coordinan para mínima y máxima corriente de falla, además tampoco se tiene problema con la corriente de magnetización del transformador.

En referencia a la figura 4.4 tenemos lo siguiente:

1) ELEMENTO# 1: Fusible (en serie con el reconectador Satirión)

Fabricante: S&C

Tipo: K

Capacidad nominal: 200K

Temperatura ambiente: 30°C

2) ELEMENTO# 2: Reconectador electrónico COOPER tipo VWE

Corriente mínima de operación, Amp: 560

Curva rápida: 102

Curve lenta: 117

3) ELEMENTO# 3: Relé ABB TPU 2000R

Voltaje\_KV: 13,8

Característica de tiempo: extremadamente inversa (IEC)

Mínima corriente de disparo, Amp: 1200

Corriente instantánea de disparo, Amp: 10000

Dial de tiempo/retardo: 1

4) ELEMENTO# 5: Relé ABB TPU 2000R

Voltaje\_KV: 69

Característica de tiempo: extremadamente inversa (IEC)

Mínima corriente de disparo, Amp: 240

Corriente instantánea de disparo, Amp: 5000

Dial de tiempo/retardo: 1

5) ELEMENTO# 4: Curva de daño del transformador de potencia.

Conexión: Delta-Grd.Y

Primario\_kV/Corriente nominal Amp: 69/200,82

Secundario\_kV/Corriente nominal Amp: 13,8/1004,09

Capacidad Xfmr: 24000kVA

Impedancia: 9,78%

Corriente de falla de línea a tierra: 10.0597 A

Corriente de falla trifásica: 8.873 A

- Punto de irrupción: Corriente magnetizante de irrupción “Inrush” a 0.1 segundos varia de 7000A – 8000A.  
Este es una aproximación del nivel de corriente que produce la corriente de magnetización en el transformador, este punto es variable y depende principalmente del magnetismo residual y del punto de la onda del voltaje de energización aplicada cuando se energiza un transformador.

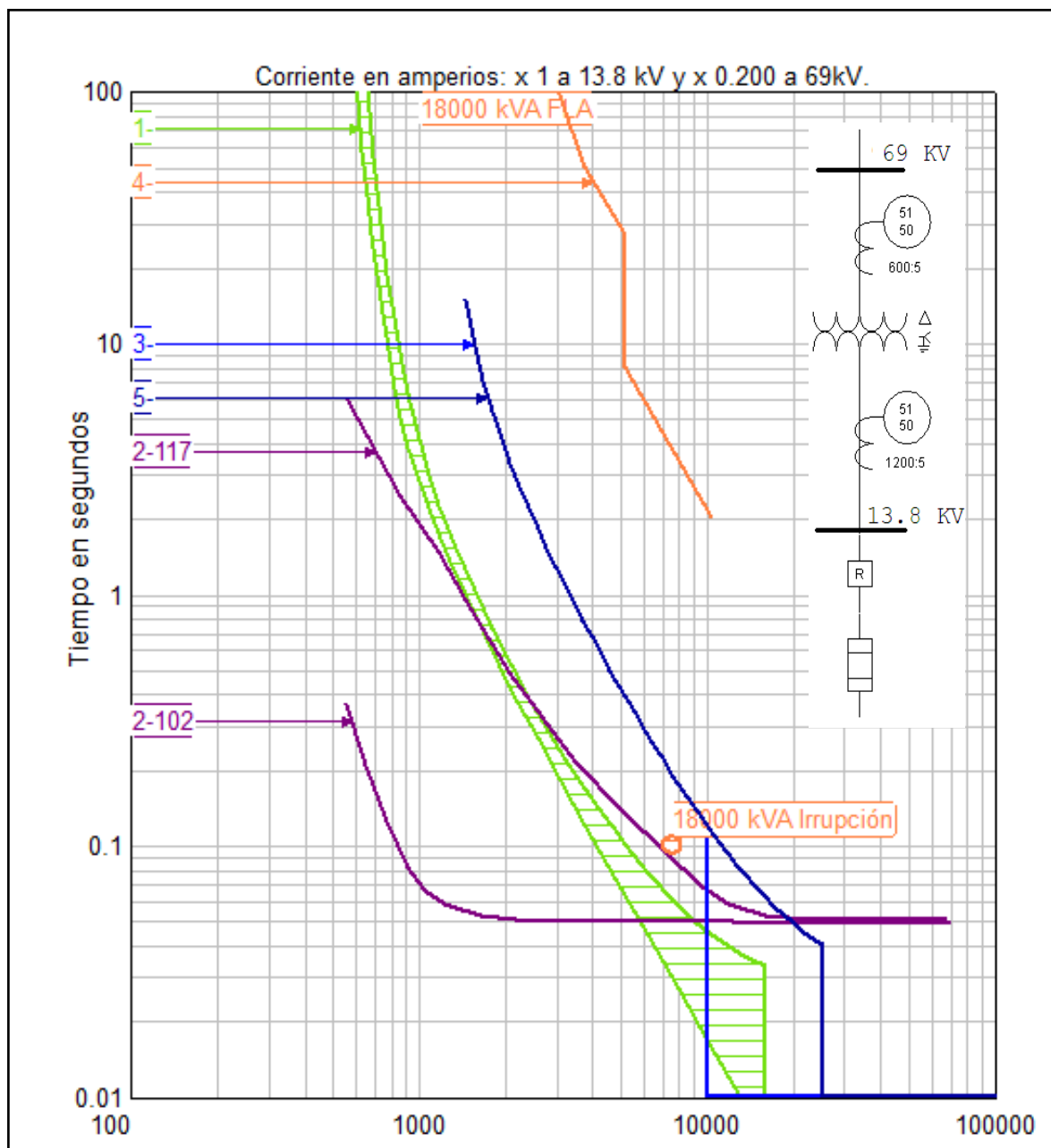


Figura 4.6 Esquema de Coordinación

### 4.3 Resumen de Ajustes.

El ajuste de las protecciones se presenta a continuación:

*BARRA 69 KV*

**AJUSTE 51P**

CURVA: extremadamente inversa

Pickup setting: 240/120=2

Time dial: 1

**AJUSTE 50P**

CURVA: instantánea

Pickup X 51: 41,7/2=20,8

*BARRA 13,8 KV*

**AJUSTE 51P**

CURVA: extremadamente inversa

Pickup setting: 1200/240=5

Time dial: 1

**AJUSTE 50P**

CURVA: instantánea

Pickup X 51: 41,7/5=8,3

**AJUSTE 51N**

CURVA: extremadamente inversa

Pickup setting: 2

Time dial: 1

**AJUSTE 46**

Curva: extremadamente inversa

Pickup setting: 1

Time dial: 1

**AJUSTE del Reconectador**

Secuencia: 2A2B

Corriente mínima de operación: 560 Amp

Curva rápida: 102

Curve lenta: 117

**AJUSTE 81**

Ajuste de disparo de frecuencia: 15 – 6 – 3 – 12

Ajuste de retardo de tiempo en ciclos: 0 – 4

**AJUSTE 87**

Característica diferencial de porcentaje constante: HU 30 %

Corriente de operación: 0,3 por unidad de toma

### 4.3 Conclusiones y Recomendaciones.

#### Conclusiones:

- La aplicación de estos ajustes permitirá el despeje oportuno y selectivo de fallas en el sistema.
- Los ajustes permiten condiciones transitorias normales de operación como las corrientes de magnetización de transformadores, corrientes de arranque de motores y grandes cargas.
- Es importante tener protección de respaldo, para evitar daños en el transformador o equipos conectados al sistema eléctrico, en caso de fallar la protección primaria.
- Resulta ser muy acertado, respecto a eficiencia, usar relés con tecnología nueva en la protección del sistema eléctrico, ya que un único dispositivo tiene diferentes funciones incorporadas, incluso la protección puede extenderse a toda una subestación. Como es el caso del relé TPU2000R, que además de protección diferencial, sirve como protección de respaldo para fallas externas de corto circuito.

**Recomendaciones:**

- Para la alimentadora satirión se recomienda cambiar el fusible seccionador de la troncal de 140K por uno de 200K debido a que incrementa el rango de coordinación para corriente de fallas.
- Se recomienda colocar intelirupters en los ramales con mayor estadística de fallas para incrementar la selectividad y la continuidad del servicio.



## CONCLUSIONES

- El análisis de flujo de potencia simulado de la subestación de distribución “Alborada 1” sirvió para conocer cuáles son los requerimientos de potencia y corriente en cada una de las cuatro alimentadoras, así como para notar que el transformador de potencia con capacidad de 18 / 24 MVA, trabaja con 91% de su capacidad nominal OA en condiciones de máxima carga; datos necesarios en la selección de los ajustes de las protecciones, los cuales deben permitir condiciones transitorias normales de operación como las corrientes de magnetización de transformadores y grandes cargas.

- En base a los resultados de flujo de carga de las alimentadoras en estado normal de operación la máxima corriente de carga es 247 Amp y la mínima corriente es 84 Amp, para un conductor de calibre 336,4 AWG en la troncal, se concluye que no existe sobrecarga alguna puesto que su capacidad de corriente es de 471 Amp, esto deja un margen de seguridad para amplias variaciones de corriente sin afectar al conductor y la posibilidad de transferir de carga de una alimentadora a otra.
- El estudio de Corto Circuito hecho dentro de la subestación, para las barras de 69 KV y 13,8 KV en condiciones de mínima y máxima carga, ha sido considerado para determinar el rango de coordinación entre las protecciones del sistema. Logrando obtener un intervalo de coordinación entre 0,1 a 0,2 segundos en el punto de máxima falla en la ubicación del interruptor. La coordinación debe permitir el despeje oportuno y selectivo de fallas en el sistema.
- Para los análisis de falla de corto circuito en las alimentadoras, se observó que para el calibre de conductor escogido, las corrientes de falla decrecen a medida que se alejan de la subestación; esto se debe a la impedancia del conductor. Lo cual, es favorable

porque la corriente de falla es amortiguada y nos permite una mejor coordinación entre fusible y reconectador.

- En coordinación de protecciones es muy acertado, respecto a eficiencia, usar relés con tecnología nueva en la protección del sistema eléctrico, ya que un único dispositivo tiene diferentes funciones incorporadas, incluso la protección puede extenderse a toda una subestación. Como es el caso del relé TPU2000R, que además de protección diferencial, sirve como protección de respaldo para fallas externas de corto circuito. La protección de respaldo es importante para evitar daños en el transformador o equipos conectados al sistema eléctrico, en caso de fallar la protección primaria.

## RECOMENDACIONES

- Para que no ocurran falsos disparos de protecciones, errores de medición, activaciones innecesarias de alarmas, entre otras; se debe realizar un mantenimiento preventivo cada cierto tiempo a la subestación y no un mantenimiento correctivo.
- Para obtener las corrientes de corto circuito necesarias para la coordinación de protecciones, es preferible calcular las corrientes de falla para cada alimentadora en el lugar donde se va a ubicar el fusible, y coordinarlo con el reconectador, mas no tomar las corrientes de falla que se producen en la salida de la subestación; esto debido a que la diferencia entre ambas corrientes de falla es significativa a medida que aumenta la distancia a la cual se encuentra la falla partiendo desde la subestación.
- Se recomienda colocar intellirupters en los ramales con mayor estadística de fallas para incrementar la selectividad y la continuidad del servicio.

**ANEXOS**

# **ANEXO 1**

## **INTELLIRUPTERS**

El Restaurador por Pulsos o IntelliRupter es un gran adelanto tecnológico en la protección de sistemas de distribución aérea. Este paquete unificado de componentes de control e interrupción de fallas puede operar como un interruptor de fallas independiente o, con las opciones adecuadas, se puede integrar a un sistema SCADA y/o a un Sistema de Restablecimiento Automático. Es la única alternativa para los reconectores convencionales y proporciona un mejor seccionamiento de ramales.

El IntelliRupter aumenta la confiabilidad en los circuitos radiales superando los límites de los métodos convencionales de coordinación. Los IntelliRupters conectados en serie se pueden configurar de tal manera que después de que se abra una unidad para aislar una falla, las que estén aguas abajo, con los mismos ajustes, se abran también.

Cuando la energía regresa, cada IntelliRupter (comenzando por la fuente) realiza cierres por pulsos, a su vez, para verificar que su segmento de línea no tenga falla, luego se reconecta para restablecer el servicio. Nunca se cierra contra una falla. La corriente de energización de carga en frío se mitiga debido a que solamente un segmento de la línea se energiza con cada cierre.

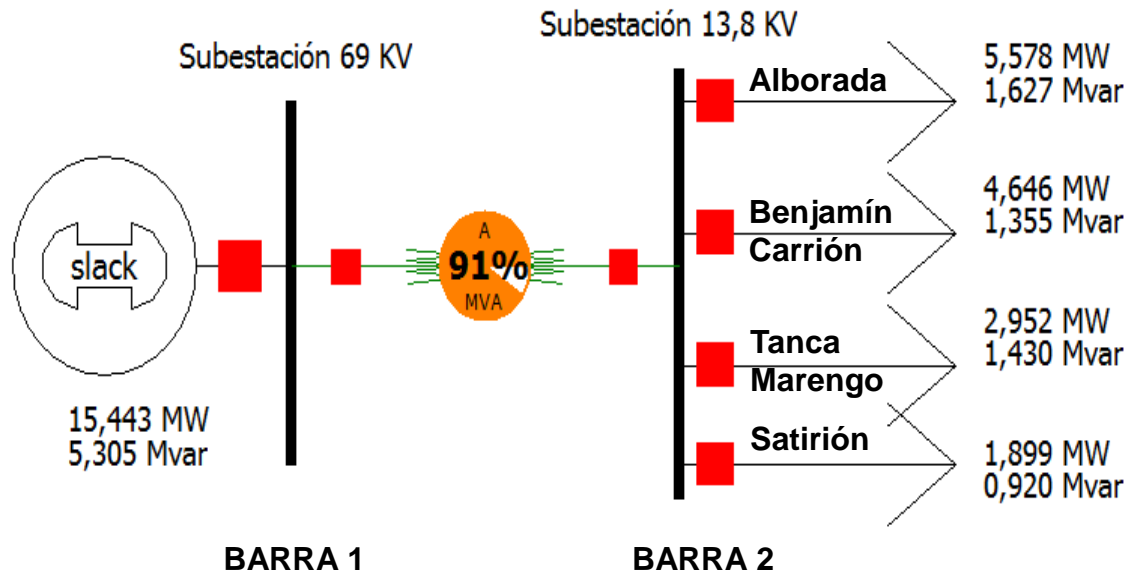


S&C ELECTRIC COMPANY:

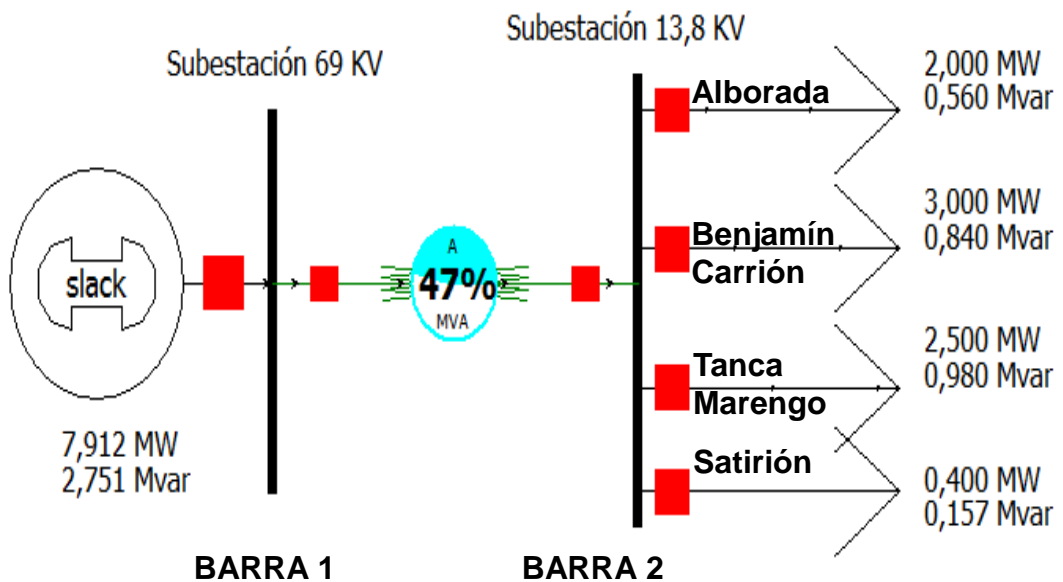
<http://www.sandc.com/products/switching-overhead-distribution/intellirupter-pulsecloser.asp>

## ANEXO 2

Flujo de Potencia de la subestación Alborada1 (Carga Máxima)










Flujo de Potencia de la subestación Alborada1 (Carga Mínima)





# ANEXO 3

## SIMBOLOGIA

	FUSIBLE
	BANCO DE CAPACITORES
	LINEA TRIFASICA
	LINEA BIFASICA
	LINEA MONOFASICA
	TIERRA
	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION
	CORRIENTES DE FALLA MAXIMA Y MINIMA

## CALCULO DE CORRIENTES DE FALLAS EN LAS ALIMENTADORAS

Para el cálculo se utilizaron las ecuaciones de corriente de fase a tierra y de corriente de fase a fase, ya que estas dos son la máxima y mínima corriente en el sistema de distribución.

### Corriente de Falla de Fase a Tierra

$$Z_L = D * Z_{CABLE}$$

D : Distancia desde la subestación eléctrica hasta la falla (m)

$Z_{cable}$  : Impedancia de la alimentadora ( $\Omega/m$ )

$$I_{BASE} = \frac{100000}{\sqrt{3} * 13.8}$$

$$I_{fpu} = \frac{3}{2Z_{13.8(+)} + Z_{13.8(0)} + 3Z_L}$$

$$I_{f AMP} = I_{BASE} * I_{fpu}$$

### Corriente de Falla de Fase a Fase

$$Z_L = D * Z_{CABLE}$$

D : Distancia desde la subestación eléctrica hasta la falla (m)

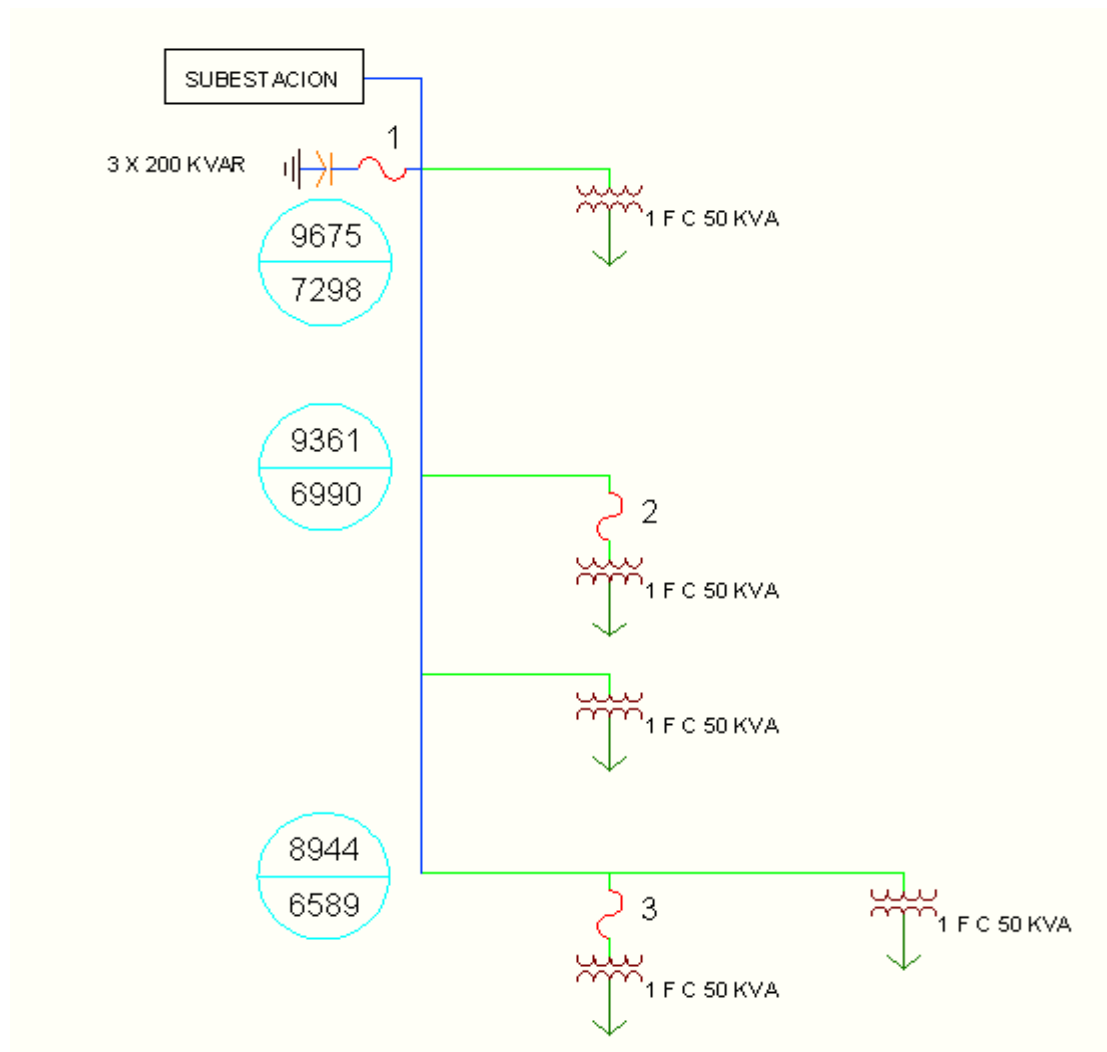
$Z_{cable}$  : Impedancia de la alimentadora ( $\Omega/m$ )

$$I_{BASE} = \frac{100000}{\sqrt{3} * 13.8}$$

$$I_{fpu} = \frac{1}{2Z_{13.8(+)} + 3Z_L}$$

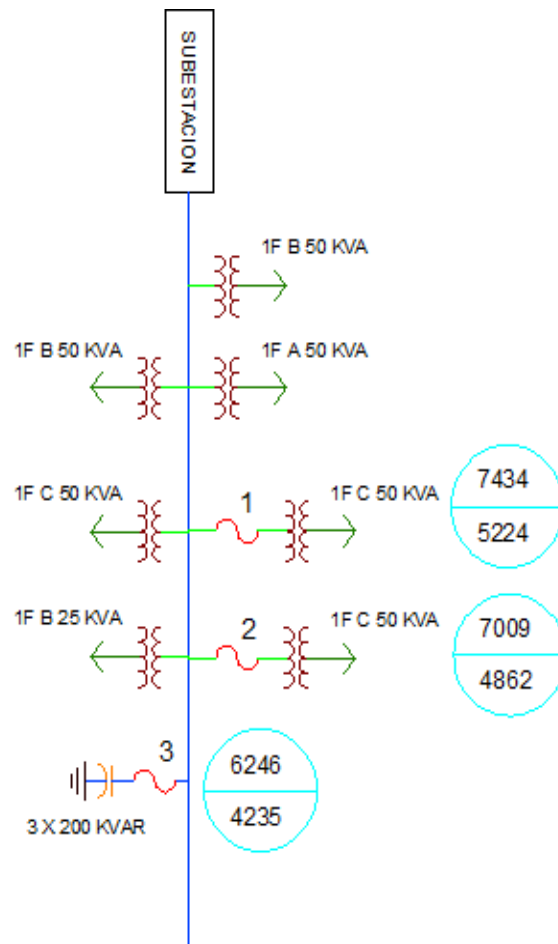
$$I_{f AMP} = \sqrt{3} * I_{BASE} * I_{fpu}$$

## DIAGRAMA UNIFILAR DE ALIMENTADORA ALBORADA



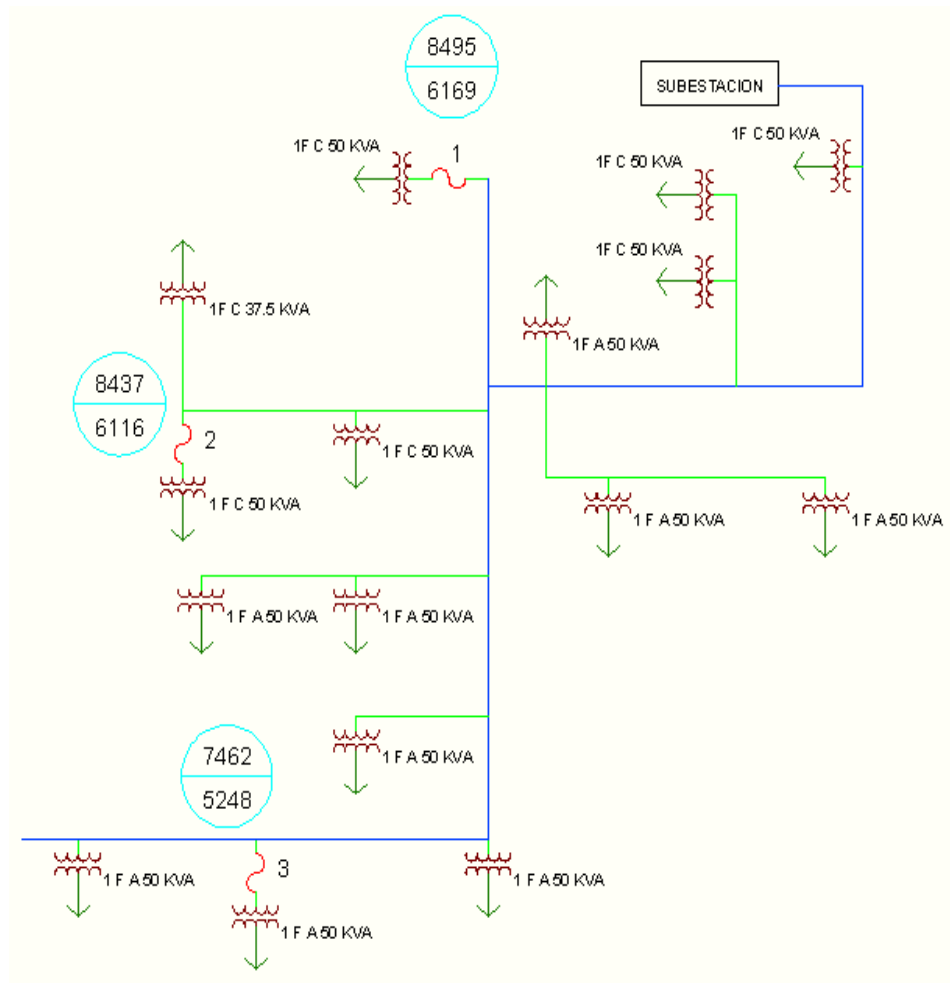
POSICION	FUSIBLE	DISTANCIA	Z línea	CORREINTE FALLA MAXIMA		CORREINTE FALLA MINIMA	
				IF L-T (PU)	IF L-T (AMP)	IF L-L (PU)	IF L-L (AMP)
1	30K	40	0,007468+j0,016028	2,312726999	9675,750403	1,007222255	7298,71199
2	10K	75	0,0140025+j0,0300525	2,237610466	9361,485543	0,964622819	6990,020426
3	10K	125	0,0233375+j0,0500875	2,137903757	8944,342822	0,909358228	6589,552379

## DIAGRAMA UNIFILAR DE ALIMENTADORA BENJAMIN CARRION



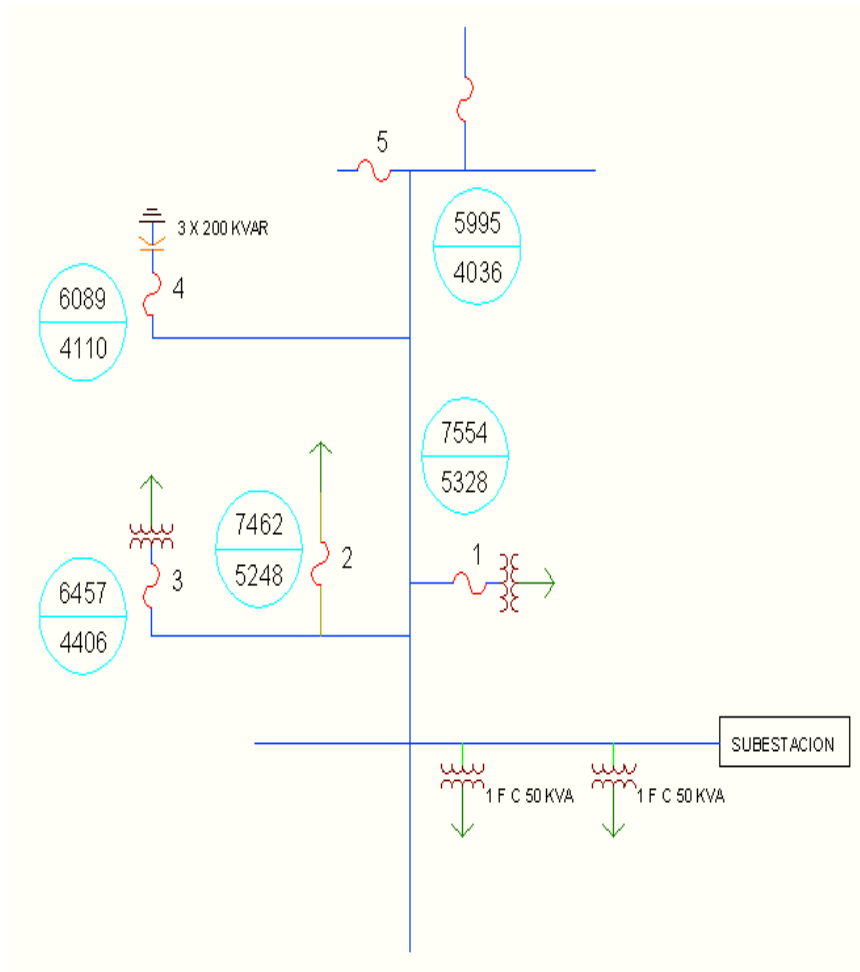
POSICION	FUSIBLE	DISTANCIA	Z línea	CORREINTE FALLA MAXIMA		CORREINTE FALLA MINIMA	
				IF L-T (PU)	IF L-T (AMP)	IF L-L (PU)	IF L-L (AMP)
1	10K	350	0,065345+j0,140245	1,777047374	7434,628838	0,720977217	5224,472591
2	10K	430	0,080281+j0,172301	1,675449117	7009,572456	0,671043607	4862,634835
3	30K	600	0,11202+j0,24042	1,492993222	6246,232162	0,584552915	4235,890692

## DIAGRAMA UNIFILAR DE ALIMENTADORA TANCA MARENGO



POSICION	FUSIBLE	DISTANCIA	Z línea	CORREINTE FALLA MAXIMA		CORREINTE FALLA MINIMA	
				IF L-T (PU)	IF L-T (AMP)	IF L-L (PU)	IF L-L (AMP)
1	12K	184	0,0343528+j0,0737288	2,030524666	8495,101176	0,851435259	6169,820714
2	10K	192	0,0358464+j0,0769344	2,016746424	8437,457181	0,844120197	6116,813019
3	10K	345	0,0644115+j0,1382415	1,783791687	7462,845005	0,724338345	5248,828585

## DIAGRAMA UNIFILAR DE ALIMENTADORA SATIRION



POSICION	FUSIBLE	DISTANCIA	Z línea	CORREINTE FALLA MAXIMA		CORREINTE FALLA MINIMA	
				IF L-T (PU)	IF L-T (AMP)	IF L-L (PU)	IF L-L (AMP)
1	6K	329	0,0614243+j0,1318303	1,805707543	7554,534317	0,735300935	5328,267642
2	65K	345	0,0644115+j0,1382415	1,783791687	7462,845005	0,724338345	5248,828585
3	6K	549	0,1024983+j0,2199843	1,543542843	6457,716493	0,608117129	4406,645863
4	30K	640	0,119488+j0,256448	1,455546647	6089,567018	0,567288306	4110,784828
5	200K	665	0,1241555+j0,2664655	1,43305819	5995,482116	0,556997333	4036,21256

## ANEXO 4

### **BANCO DE CAPACITORES**

BIBLIOGRAFIA: Power System Division from McGraw Hill - Edison

Table 27 - 7960/13800Y or 13800 Δ  
Banks EEI-NEMA Links\*

3 Phase kvar	amp	Ungrounded Wye				Grounded Wye or Delta			
		100 kvar		150 kvar		100 kvar		150 kvar	
		K	T	K	T	K	T	K	T
300	12.6	12	12			15	12		
450	18.8			20	20			25	20
→ 600	25.2	25	25			30	25		
900	37.7	40	40	40	40	50	40	50	50
1200	50.3	50	50			65	50		
1350	56.6			65	65			65	65
1500	62.8	65	65			80	65		
1800	75.3	80	80	80	80	100	80	100	80
2100	88.0	100	80			100	80		
2400	100.5	100							
2700	113.1			140	140			140	

\*Key to Zones

	–Safe Zone, Tank-Rupture Probability Below 10%.
	–Zone 1, Tank-Rupture Probability 10% to 50%.
	–Zone 2, Tank-Rupture Probability 50% to 90%.

BIBLIOGRAFIA: Cuaderno Técnico Schneider n° 194: Transformadores de intensidad: cómo determinar sus especificaciones/ p. 30.

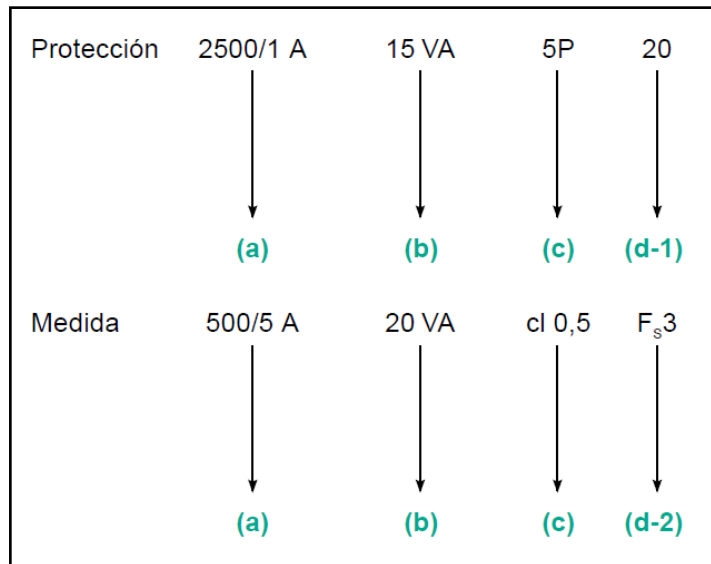
Según las normas IEC los TC pueden caracterizarse por:

- a:** Su razón de transformación.
- b:** Su potencia de precisión.
- c:** Su clase de precisión.
- d:** Características dependientes de su saturación.

**d-1:** Factor límite de precisión (FLP) para un arrollamiento de protección,

**d-2:** Factor de seguridad (FS) para un arrollamiento destinado a la medida.

Principales magnitudes características de un TC.





## BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Distribution System protection manual from McGraw Hill – Edison company.
- [2]. J. Lewis Blackburn, Protective Relaying Principles and Applications, Taylor & Francis Group Ed, 2006.
- [3]. Layana José, Análisis de Falla en los Sistemas Eléctricos de Potencia, Editorial Centro y Difusión de Publicaciones ESPOL, Ecuador Agosto 2010.
- [4]. Stevenson William, Análisis de Sistemas de Potencia, Editorial McGRAW-HILL, México 2004.
- [5]. Schneider Electric, Cuaderno Técnico Schneider n° 194: Transformadores de intensidad: cómo determinar sus especificaciones, <http://www.schneiderelectric.es>, fecha de consulta octubre 2011.
- [6]. Schneider Electric, Cuaderno Técnico Schneider n° 195: Transformadores de intensidad: errores de especificación y soluciones, <http://www.schneiderelectric.es>, fecha de consulta octubre 2011.
- [7]. Manual del TPU- 2000 R de ABB.

- [8]. Manual de ABB del relé de frecuencia: 1Circuit Shield Type 81.
- [9]. CENACE, Informe de determinación del esquema de alivio de carga por baja frecuencia para el S.N.I., 2012.
- [10]. Mera Cristóbal PhD. Apuntes de clase de la materia Diseño de Sistemas Eléctricos Basados en Computadoras, FIEC-ESPOL, Ecuador 2011.
- [11]. Ramírez Carlos, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Editorial Impresiones Gráficas Ltda. Colombia 2003.
- [12]. C57.13-1993 ANSI/IEEE Standard, "Requirements For Instrument Transformers".
- [13]. Stanley H. Horowitz, Power System Relaying, Library of Congress Cataloging-in-Publication Data, 3rd Edition, 2008