



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de ingeniería en Electricidad y Computación

**“COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN DE
DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA GUAYAQUIL”**

TESINA DE SEMINARIO DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentado por:

LUIS RANDY ESCOBAR TOLA

JUAN CARLOS HERRERA CALVACHE

CARLOS ANDRES ZAMBRANO MIÑO

GUAYAQUIL – ECUADOR

2014

AGRADECIMIENTO

Profundo y sincero agradecimiento al Msc. Juan Saavedra, director de tesis, por su ayuda y colaboración para la realización de este trabajo.

A nuestros profesores de la carrera de Potencia por el conocimiento y enseñanzas transmitidas.

DEDICATORIA

A Dios por darme las oportunidades para crecer en la vida, a mi Madre y mis hermanos que han sido base fundamental para alcanzar esos logros, y Diana quien agradezco mucho su ayuda incondicional.

Luis Randy Escobar Tola

Este trabajo de tesis de grado está dedicado a Dios, por darme la vida a través de mis queridos PADRES quienes con mucho cariño, amor y ejemplo han hecho de mí una persona con valores para poder desenvolverme como: HIJO y PROFESIONAL.

A mi querida Polett que gracias a su apoyo hemos logrado cumplir nuestras metas y a mi familia que siempre esta cuando los necesito.

Juan Carlos Herrera Calvache

A mi madre y a mi hermana por su ejemplo y enseñanzas.

Carlos Andrés Zambrano Miño

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



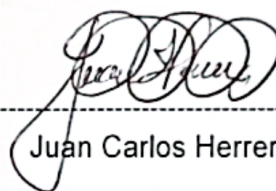
Ing. Msc. Juan Saavedra
Profesor de la Materia de Graduación



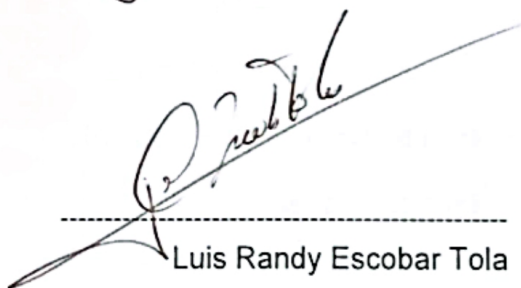
Ing. Msc. Adolfo Salcedo
Profesor Delegado por la Unidad Académica

DECLARACIÓN EXPRESA

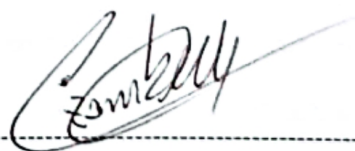
La responsabilidad del contenido de este informe, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.



Juan Carlos Herrera Calvache



Luis Randy Escobar Tola



Carlos Andrés Zambrano Miño

RESUMEN

El presente trabajo se desarrolla en torno a la coordinación de protecciones de la Subestación de Distribución de Energía Eléctrica Samanes, que presenta un transformador de 69/13.8 KV, utilizando métodos computarizados que nos permiten una mayor agilidad del proceso y facilitan un reajuste en caso de cambios futuros del sistema eléctrico de distribución.

Se recalca que debido a que la subestación a estudiarse se encuentra en funcionamiento por lo tanto sus equipos de protección ya han sido ajustados. Sin embargo, el presente trabajo permite aplicar los conceptos que se requieren para la coordinación con condiciones reales de trabajo, otorgándonos una base fundamental de conocimiento para futuras coordinaciones de protecciones eléctricas.

En nuestro trabajo empezamos describiendo todos los componentes que presenta la subestación Samanes, para luego realizar los respectivos estudios de flujo de carga y corto circuito lo cual nos permite mediante un análisis de coordinación de protecciones proponer un sistema adecuado de protecciones mediante el uso de herramientas computarizadas modernas con finalidad de aumentar eficiencia, la selectividad y continuidad de servicio del sistema, que son ítems de suma importancia, necesarios para el correcto funcionamiento de cualquier sistema eléctrico.

INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO.....	I
DEDICATORIA.....	II
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	III
DECLARACIÓN EXPRESA.....	IV
RESUMEN.....	V
INDICE GENERAL.....	VII
ABREVIATURAS.....	XII
SIMBOLOGÍA.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	XV

CAPITULO 1

DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES.....	1
1.1 Descripción física de la subestación.....	1
1.2 Sistema eléctrico de la subestación.....	2
1.2.1 Tipo de Subestación.....	3
1.2.2 Descripción de los equipos.....	4
1.2.2.1 Patio de 69KV.....	4
1.2.2.2 Patio de 13.8KV.....	12
1.2.2.3 Equipos de medición y control.....	15

CAPITULO 2

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	19
2.1 Introducción.....	19
2.2 Criterios adoptados para el estudio.....	20
2.2.1 Flexibilidad Operacional.....	20
2.2.2 Niveles de Confiabilidad.....	20
2.2.3 Niveles de sobrecarga.....	21
2.2.4 Regulación de Voltaje.....	21
2.3 Análisis de casos.....	21
2.3.1 Estudio de Flujo de Carga – Caso Base Carga Máxima.....	22
2.3.2 Estudio de Flujo de Carga – Caso Base Carga Mínima.....	23

2.4	Datos del sistema	23
2.4.1	Datos de transformadores de Potencia	24
2.4.2	Datos de los conductores.....	24
2.5	Resultado de los estudios de flujo de carga.....	25
2.5.1	Caso base máxima carga.	26
2.5.1.1	Voltajes en las barras 69KV y 13,8KV. (Máxima Carga).....	26
2.5.1.2	Carga en los conductores y Transformadores de Potencia (Máxima Carga)	27
2.5.2	Caso Base Mínima Carga	27
2.5.2.1	Voltajes en las barras 69KV y 13,8KV. (Mínima Carga).....	28
2.5.2.2	Carga en los conductores y Transformadores de Potencia (Mínima Carga) 28	
2.6	Conclusiones del Estudio de Flujo de Carga.....	29

CAPITULO 3

ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.....	31
3.1 Alcance de los estudios de Corto Circuito.....	32
3.2 Datos del Sistema.....	34
3.2.1 Impedancias Equivalentes en el Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica de Guayaquil.....	34
3.2.1.1 Impedancias Equivalentes a Máxima Generación.....	34
3.2.1.2 Impedancias Equivalentes a Mínima Generación.....	35
3.2.2 Datos de conductores.....	35
3.2.3 Datos de Transformadores de fuerza	36
3.3 Resultados de los Estudios de Corto Circuito.....	36
3.3.1 Caso Base	36
3.3.2 Corriente de Falla en la Barra de 13,8 KV	36
3.3.2.1 Estudios de Corto Circuito en la barra de 13,8 KV para condiciones de máxima generación.....	37
3.3.2.2 Estudios de Corto Circuito en la barra de 13,8 KV para condiciones de mínima generación.....	39
3.3.3. Resumen de las corrientes de falla en la barra de 13.8 KV	40
3.3.4. Resumen de MVA de cortocircuito para máxima y mínima generación barra 13.8kV....	41
3.1.1 Corriente de Falla en la Barra de 69 KV	41
3.1.1.1 Estudios de Corto Circuito en la barra de 69 KV para condiciones de máxima generación.....	42
3.4. Corrientes de falla a lo largo de la alimentadora.....	43

3.4.1. Corrientes de falla en la posición de la tira fusible, Samanes 4	45
3.4.2. Corrientes de falla en la posición de la tira fusible, Juan Montalvo.....	49
3.4.3. Corrientes de falla en la posición de la tira fusible, Samanes.....	50
3.4.4. Corrientes de falla en la posición de la tira fusible, Samanes 3	50
3.5 CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN.....	51
3.5. Conclusiones y recomendaciones.	52

CAPITULO 4

PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.....	54
4.1 Esquema de las Protecciones	56
4.1.2.1 Zonas de Protección.....	56
4.1.2.2 Zona 2.....	57
4.2 Ajuste de las Protecciones	57
4.2.1 Ajuste Transformador de Potencia	57
4.2.1.1 Función del Relé TPU 2000R	58
4.2.1.2 Ajuste de la función 87T de Relé TPU-2000R.	58
4.2.1.3 Protección de sobre corriente de tiempo inverso de fase (51P).....	66
4.2.1.3.1 Ajuste de la función 51P de Relé TPU-2000R.....	67
4.2.1.4 Protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50P).	68
4.2.1.5 Protección de sobrecorrientes de tiempo inverso de tierra (51N).....	69
4.2.1.6 Protección de corrientes desbalanceadas (46).....	70
4.2.1.7 Características del Relé de frecuencia 81:	72
4.2.1.8 Características de los Reconectores.....	74
4.3 Conclusiones y recomendaciones.....	78

CAPITULO 5

COORDINACION DE LAS PROTECCIONES.....	78
5.1 Características de los elementos de Protección.	79
5.1.2 Características de los Fusibles.....	82
5.2.1 Criterios para selección de fusibles.....	83
5.3 Intellirupters.....	94
5.4 Características de Interruptor 69 KV.....	94
5.5 Áreas de protección.....	95
5.6 Coordinación de las Protecciones del Sistema de Distribución.....	96
5.7 Resultados de la Coordinación de la Subestación y Red de Distribución de la Subestación Samanes	97

5.2 Resumen de Ajustes.	102
CONCLUSIONES.....	106
RECOMENDACIONES.....	109
BIBLIOGRAFÍA.....	111
ANEXOS.....	112

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Ubicación de la subestación capturada desde Google Maps.....	2
Figura 1.2: Diagrama unifilar Subestación Samanes	3
Figura 1.3: Estructura de 69kv y Disyuntor.	9
Figura 1.4: Transformador de potencia.....	11
Figura 1.5: Estructura de Seccionadores Alimentadora	13
Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP.....	13
Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP.....	14
Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP.....	15
Figura 1.6: Panel de control del Reconectador de cada alimentadora.....	16
Figura 2.1. Simulación de Flujo de Potencia a Máxima Demanda de la S/E Samanes....	26
Figura 2.2: Simulación de Flujo de Potencia a Mínima Demanda de la S/E Samanes.....	27
Figura 4.1: Esquemas de Protección de la red de Distribución.....	56
Figura 4.2: Zona de protección.....	56
Figura 4.3: Zona 2 de protección.....	57
Figura 4.4: Diagrama de conexión del TPU 2000R.....	59
Figura 4.5: Característica (HU) Diferencial de % Variable	60
Figura 4.6: Curva de disparo del TPU2000R/	65
Figura 5.1: Zona de protección.....	95

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Dimensiones de las estructuras Patio de 69KV 7

Tabla 1.2: Características eléctricas del Seccionador de 69kv. 8

Tabla 1.3: Características eléctricas del Interruptor de potencia..... 8

Tabla 1.4: Características eléctricas del Pararrayos..... 9

Tabla 1.5: Características eléctricas del Transformador de Potencia. 10

Tabla 1.6: Características eléctricas del Seccionador de 69KV..... 12

Tabla 1.7: Características de los Reconectores.....13

Tabla 1.8: Características de los Seccionadores de la alimentadora..... 14

Tabla 1.9: Características de los Seccionadores de interconexión..... 14

Tabla 1.10: Conductores eléctricos instalados en la Subestación. 15

Tabla 1.11: Características de los TP de medición..... 17

Tabla 1.12: Equipos de medición instalados en la Subestación..... 17

Tabla 2.1. Demanda máxima de las alimentadoras de la S/E Samanes..... 22

Tabla 2.2. Demanda mínima de las alimentadoras de la S/E Samanes..... 23

Tabla 2.3. Datos de placa del transformador de potencia de la S/E Samanes..... 24

Tabla 2.4. Datos del conductor que alimenta a la S/E Samanes 25

Tabla 2.5. Datos de las alimentadoras de la S/E Samanes 25

Tabla 2.6. Voltajes en las barras de 69 KV y 13,8 KV a Máxima Carga..... 26

Tabla 2.7. Cargabilidad de las alimentadoras de la S/E Samanes a Máxima Carga..... 27

Tabla 2.8. Voltajes en las barras de 69 KV y 13,8 KV a Mínima Carga 28

Tabla 2.9. Cargabilidad de las alimentadoras de la S/E Samanes a Mínima Carga..... 28

Tabla 3.1 Impedancias Equivalentes. Máxima generación 34

Tabla 3.2 Impedancias Equivalentes. Mínima generación..... 35

Tabla 3. 3 Corrientes de Cortocircuito falla trifásica a máxima generación 13,8 KV. 37

Tabla 3. 4 Corrientes de Cortocircuito falla línea a línea a máxima generación 13,8 KV. 37

Tabla 3. 5 Corrientes de Cortocircuito falla línea a tierra a máxima generación 13,8 KV. 38

Tabla 3. 6 Corrientes de Cortocircuito falla dos fases a tierra, máxima generación 13,8 KV. 38

Tabla 3. 10 Corrientes de Cortocircuito en la barra de 13,8kv. 40

Tabla 3.11 MVA de Cortocircuito Máxima Generación 13,8 KV..... 41

Tabla 3.12: MVA de Cortocircuito Mínima Generación 13,8 KV..... 41

Tabla 3.13: Corrientes de fallas en la barra de 69 KV para máxima generación..... 42

Tabla 3.14: Corrientes de fallas en la barra de 69 KV para mínima generación. 43

Tabla 3.15: Corrientes de fallas en la posición de los fusibles de la alimentadora Samanes 4..... 49

Tabla 3.16: Corrientes de fallas en la posición de los fusibles de la alimentadora “Juan Montalvo”. 49








Tabla 3.17: Corrientes de fallas en la posición de los fusibles de la alimentadora "Samanes"	50
Tabla 3.18: Corrientes de fallas en la posición de los fusibles de la alimentadora "Samanes 3"	50
Tabla 5.1: Características de los CT's de la subestación "Samanes"	80
Tabla 5.2: Clases de precisión de los CT's para protección.	81
Tabla 5.3: Características de los Fusibles Tipo K.....	84
Tabla 5.4: Fusibles utilizados en la alimentadora Juan Montalvo	92
Tabla 5.5: Fusibles utilizados en la alimentadora Juan Samanes.....	92
Tabla 5.6: Fusibles utilizados en la alimentadora Samanes 4.	93
Tabla 5.7: Fusibles utilizados en la alimentadora Samanes 3	93

ABREVIATURAS

AC	Corriente Alterna
ACSR	Cables de Aluminio con Alma de Acero
AWG	American Wire Gauge (Calibre de alambre americano)
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 ²	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

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

INTRODUCCIÓN

Una buena coordinacion de los dispositivos de proteccion electrica garantiza que, en caso de una falla, ocurra un rapido despeje y que la zona afectada sea minima. Tambien mencionada proteccion implica, que el elemento de proteccion opere selectivamente y ofrezca respaldo a otro de una zona adyacente. Siempre el objetivo fundamental sera de proteger al transformador de la subestacion que provee el servicio electricos, debido a que es el elemento mas importante y costoso a nivel de distribucion electrica.

En el presente trabajo hemos realizado la coordinacion de las protecciones mediante la utilizacion de metodos computarizados de la subestacion de distribucion "Samanes" ,siendo una tipica subestacion de distribucion electrica del sistema de la empresa electrica de Guayaquil, presentando de esta manera una referencia en loa que respecta a la coordinacion de las diferentes subestaciones de distrucion electrica presentes en el mencionado sistema.

Durante la planificación y/o construcción de una subestación es necesario realizar el análisis del ajuste de los dispositivos de protección cumpliendo las normas establecidas, y además diseñar el sistema de protección adaptándose a los equipos que en cada caso estén disponibles y las externalidades que muchas veces dificultan el correcto trabajo del ingeniero encargado de la coordinación de las protecciones de la subestación

CAPITULO 1

DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES.

1.1 Descripción física de la subestación.

La Subestación de Distribución eléctrica Samanes está ubicada en el norte de la ciudad de Guayaquil, provincia del Guayas al pie de la avenida Francisco de Orellana a la altura de la ciudadela los Rosales como se muestra en el mapa siguiente:

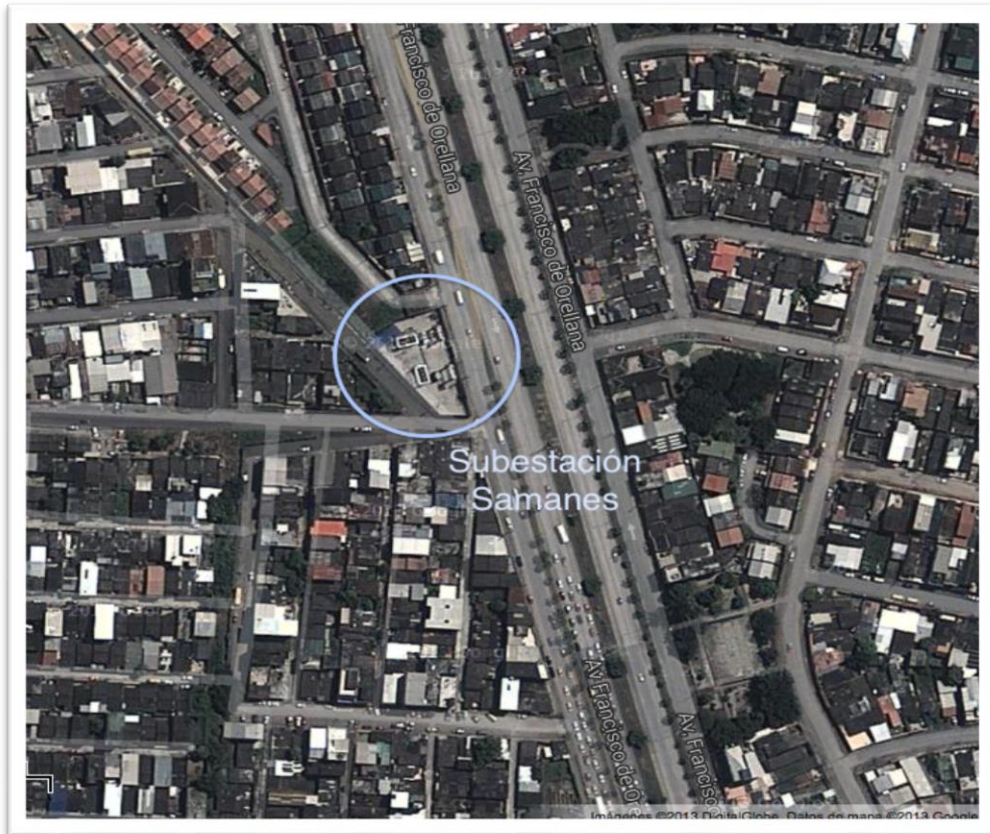


Figura 1.1: Ubicación de la subestación capturada desde Google Maps.

1.2 Sistema eléctrico de la subestación

La Subestación de Distribución eléctrica Samanes es alimentada por la Empresa Eléctrica de Guayaquil E.P., por medio de una línea de 69KV con calibre 477MCM, 26/7ACSR y con una capacidad nominal de transmisión aproximada de 78 MVA (655 A) Anexo1. En el lado de Alta tensión se encuentra un seccionador de aire motorizado, luego está conectado con un disyuntor de gas SF6 (GSB) de 69KV. Luego del disyuntor se ubica un transformador marca ABB.

1.2.1 Tipo de Subestación.

En la ciudad de Guayaquil en su gran mayoría las subestaciones incluyendo la Subestación Samanes tienen una configuración de barra principal y de transferencia. En la barra de 13,8KV de esta subestación se encuentran 4 alimentadoras como se muestra en el siguiente diagrama unifilar:

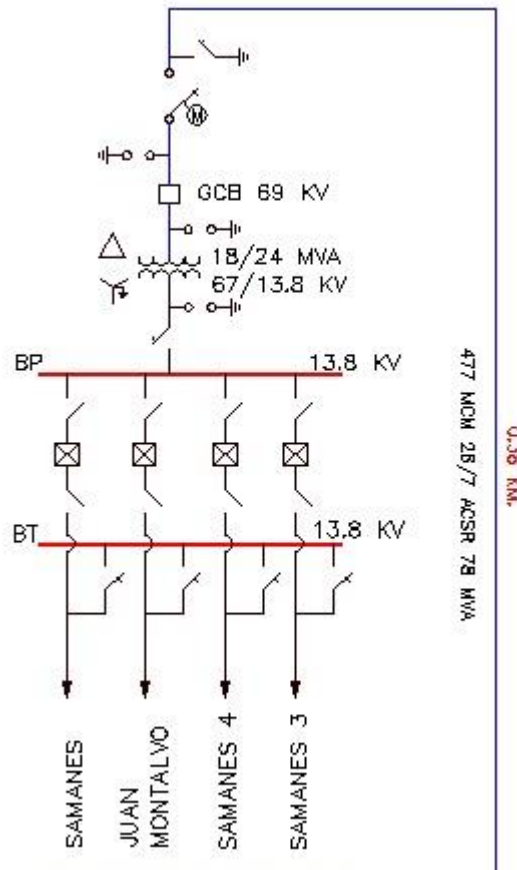


Figura 1.2: Diagrama unifilar Subestación Samanes

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP

1.2.2 Descripción de los equipos.

1.2.2.1 Patio de 69KV.

Este patio cuenta con estructuras, elementos de medición, conductores, equipos de protección como aisladores, pararrayos, portafusiles, disyuntor, seccionador.

El conductor usado en el patio de 69KV es 477 MCM, aluminio reforzado con acero ACSR 26/7, código HAWK; y para el sistema de puesta a tierra es desnudo de cobre calibre 4/0 AWG y las varillas de puesta a tierra son de $\frac{3}{4}$ " x 10'.

El cable de tierra es de acero galvanizado, diámetro $\frac{1}{4}$ ", 7 hilos, recubrimiento galvanizado Clase B, grado High Strength, 0.300 Kg/m y 3,630 Kg. de carga de rotura.

Postes y Estructuras:

Los postes utilizados para la estructura de suspensión y retención, son de hormigón armado y vibrado que tiene una geometría exterior tronco piramidal con alvéolos a lo largo de los mismos. Las caras del poste tienen una conicidad constante desde la cogolla hasta la base.

La profundidad de empotramiento es la décima parte de la altura del poste más cincuenta centímetros, con un mínimo de 2,50 metros.

Los postes cuentan con todas las perforaciones necesarias para que garanticen la instalación de cualquier estructura tipo.

Vanos

De acuerdo al levantamiento realizado y a la ubicación de estructuras, resultan vanos con un promedio de 100 metros por vano, para las diferentes rutas de las líneas.

Libramientos al suelo

La distancia vertical mínima al suelo, recomendada para líneas con voltaje nominal entre fases desde 34,5 hasta 69 KV, es 6,6 metros para caminos y calles

Para espacios utilizados solamente por peatones, es 5,1 metros aunque para este diseño no se consideró esta categoría.

En el caso de esta línea, con postes de 19 metros hincados a una profundidad de 2,40 metros, asumiendo en el peor de los casos, una flecha de 1,50 metros, se obtiene un claro mínimo sobre el suelo de 11 metros en a mitad del vano.

Libramientos a otras líneas

Para el caso de cruce entre líneas de 69 KV, se establece una distancia mínima recomendada de 2,5 metros. Con relación a las alimentadoras 13,8 KV, el distanciamiento mínimo a guardar por el conductor más cercano de la línea de 69 KV, será de 1,5 metros.

Otros libramientos

Aunque no existen cruces deliberados sobre edificaciones existentes, la distancia mínima a guardar sobre techos de edificios o proyecciones no accesibles a peatones, es 4.5 metros. Para el caso de techos de edificios o balcones accesibles a personas, el distanciamiento vertical mínimo del conductor más bajo

de la línea deberá ser 5.1 metros.

Distancia entre conductores

La separación mínima vertical entre línea y línea de 69 kV es 1.50 metros.

Distancia de los conductores a la estructura.

Bajo condiciones sin viento, la distancia mínima requerida desde el conductor hasta la estructura o templador debe ser 0.94 metros, considerando cadenas de 6 aisladores de disco según REA.

Nivel de Aislamiento

Para el sistema eléctrico a 69 KV, tiene establecido como estándar de nivel básico de aislamiento, 350 KV, parámetro fundamental para el diseño.

A continuación los siguientes niveles de aislamiento para cadenas en suspensión tangente y pequeños ángulos:

- Voltaje de descarga a 60 Hertz (seco): 270 KV.
- Voltaje de descarga a 60 Hertz (húmedo): 170 KV.
- Voltaje de descarga a tensión de impulso positiva: 440 KV.
- Voltaje de descarga a tensión de impulso negativa: 415 KV.

Para estructuras tangentes y pequeños ángulos con aisladores tipo poste, los siguientes niveles de aislamiento son los recomendados:

- Voltaje de descarga a 60 Hertz (seco): 200 KV.
- Voltaje de descarga a 60 Hertz (húmedo): 180 KV.
- Voltaje de descarga a tensión de impulso positiva: 330 KV.

- Voltaje de descarga a tensión de impulso negativa: 425 KV.

Distancia de Fuga

Para el tipo de contaminación que se ha considerado para la ruta de la línea, se sugiere una distancia de fuga de 40 mm / KV línea a tierra, lo que resulta en 1.60 metros.

Aisladores

Aisladores tipo poste para estructuras tangentes y pequeños ángulos, que representan la gran mayoría de la línea. Se ha seleccionado como referencia el aislador de polímero (goma de silicón).

Aisladores en cadena de discos para estructuras tangentes de suspensión donde se requiere alejamiento por medio de crucetas voladas.

Torres

Está compuesto de 2 Torres con las siguientes dimensiones:

Altura: 10 metros

Separación: 6 metros

Las estructuras de las torres y las bandejas en su gran mayoría están armadas por ángulos de hierro con las siguientes medidas:

Estructura	Medida	
Largueros	3x3x1/4	Pulg
Tirantes	2x2x1/4	Pulg

Tabla 1.1: Dimensiones de las estructuras Patio de 69KV

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP

Seccionadores:

La subestación cuenta con seccionadores de aire con cuchillas con las siguientes características:

Marca	MEMCO
Tipo	EAB
KV Max	69KV
BIL	350KV
I cont.	600A
I inst	40KA

Tabla 1.2: Características eléctricas del Seccionador de 69kv.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil

Interruptor:

El patio de 69KV para su protección consta de un interruptor de potencia en Gas SF6 (GSB):

Marca	ABB
Tipo	72PM 40 20
BIL	350 KV
I cont.	1200A
KV Max	72,5KV
I intmax	40KA

Tabla 1.3: Características eléctricas del Interruptor de potencia.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil



Figura 1.3: Estructura de 69kv y Disyuntor.

Pararrayos:

Tanto para el lado de alta como para el de bajo tensión el sistema de protección para fallas externa tiene las siguientes características:

MARCA	ABB
TIPO	EXLIM-Q
ID MAX	80KA
KV NOMINAL	60KV
MCOV	48KV

Tabla 1.4: Características eléctricas del Pararrayos.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil

Transformador de potencia:

El transformador de la subestación descansa sobre una base de hormigón armado.

Datos principales del transformador:

	AT	BT
KV	67 +/- 2X2,685%	13,8 +/- 16X5/8%
AMP	155,1/206,8	753/1004,1
BIL INTERNO	140/350KV	34/110KV
BIL EXTERNO	140/350KV	34/110KV
ACEITE	NYMAS 10GBN	
NORMA	ANSI C57	
REFRIGERACION	OA/FA	
CONEXIÓN	Dyn1	
FREC	60HZ	
Serie	740031-1	
MVA	18/24	
IMPEDANCIA	7%	

Tabla 1.5: Características eléctricas del Transformador de Potencia.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP

Los datos de placa del transformador mencionan una impedancia del 7% en una base de 67kv-18MVA, para cálculos posteriores se utiliza la base de 69kv-100MVA por lo tanto tenemos:

$$Z_{pu} = Z_{pu \text{ vieja}} * \frac{V_n^2 * S_{base}}{V_{base}^2 * S_n} = 0,07 * \frac{67kv^2 * 100MVA}{69kv^2 * 18MVA} = 0,366671334 pu$$

Por lo tanto la impedancia del transformador en una base de 69KV y 100MVA es de 36,667%.



Figura 1.4: Transformador de potencia

1.2.2.2 Patio de 13.8KV.

Estructura:

Está compuesta por 2 pórticos armados con tubos de hierro de 6 pulgadas, para su seguridad estos están sujetos por pernos de acero empotrado, también consta de 4 seccionadoras de interconexión, un seccionador principal y las 4 salidas de alimentadoras como se presentó la Figura 1.2

Seccionadores:

La subestación cuenta con seccionadores de aire con cuchillas con las siguientes características:

Marca	MEMCO
Tipo	MK40
KV Max	15,5KV
BIL	110KV
I cont.	1200A
I int	61KA

Tabla 1.6: Características eléctricas del Seccionador de 69KV.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP



Figura 1.5: Estructura de Seccionadores Alimentadora Samanes 4.

Reconectores:

La subestación Samanes consta de 4 reconectores para sus 4 alimentadoras todas estas poseen las siguientes características.

MEDIO AISLANTE	ACEITE DE INTERRUPCION EN VACIO
MARCA	COOPER McGRAW EDISON
TIPO	VVE
KV MAX	14,4KV
BIL	110KV
A	560A
I INTER MAX	12KA

Tabla 1.7: Características de los Reconectores.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP

Seccionadores:

Cada fase de las alimentadoras posee un seccionador tanto para la entrada y salida del disyuntor con las siguientes especificaciones:

BIL	110KV
AMP	600A
I MAX	40KA

Tabla 1.8: Características de los Seccionadores de la alimentadora.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP

Para los seccionadores de interconexión entre las alimentadoras tienen las mismas características:

MARCA	G&W
TIPO	MK-40
KV MAX	15,5KV
BIL	110KV
AMP	600A
I INT MAX	40KA

Tabla 1.9: Características de los Seccionadores de interconexión.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP

Conductores:

Los conductores usados para la interconexión entre los diferentes puntos del patio de 13,8KV están especificados en la siguiente tabla:

	CALIBRE	 AISLAMIENTO	MATERIAL
BARRA PRINCIPAL	1000MCM	DESNUDO	CU
BARRA DE TRANS	500MCM	DESNUDO	CU
RECONNECTADOR	500MCM	15KV	CU
PUESTA A TIERRA	4/0 AWG	DESNUDO	CU

Tabla 1.10: Conductores eléctricos instalados en la Subestación.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP

1.2.2.3 Equipos de medición y control

Control del alimentador:

Para el control de cada alimentadora se utiliza un Control de Reconectador Cooper, el cual consiste en un control electrónico que emite las señales que activan las funciones de disparo y cierre del reconectador. Si se detectan corrientes de falla mayores que el valor mínimo de disparo programado en una o más fases, una señal emitida por el control acciona un dispositivo de baja energía

en el mecanismo accionador del reconectador para disparar los resortes de disparo y abrir los contactos del interruptor.



Figura 1.6: Panel de control del Reconectador de cada alimentadora.

Transformador de potencial para medición.

Para realizar la medición del lado de Media Tensión se lo hace de manera indirecta a través de un transformador de potencial que baja el nivel tensión a niveles manejables para la medición 120V, para esta subestación se usa un transformador en cada fase con las siguientes características:

MARCA	GE
TIPO	CSP
RELACION	8400/120
CAPACIDAD	10KVA

Tabla 1.11: Características de los TP de medición.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP

Equipos de protección y control:

Los equipos que controlan el sistema de protección son los siguientes:

EQUIPO	MARCA	TIPO	CANTIDAD
CONTACTOR CON TEMPORIZADOR	TELEMECANIQUE		1
BREAKER 2P20	GE	THQC	9
BREAKER 1P20	GE	THQC	8
RELE LOCKOUT PARA TPU	GE		
RELE LOCKOUT AUXILIAR PBAJA FRECUENCIA	GE	HEA61	1
SWITCH CIERRE - DISPARO GCB	GE		
RELE TPU	ABB		
PANEL DE ALARMAS	PANALARM	910DC48T	1
RELE DE BAJA FRECUENCIA	ABB	ITE81	1

Tabla 1.12: Equipos de medición instalados en la Subestación.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guayaquil EP

Puesta a tierra:

El sistema de puesta a tierra está compuesto de 11 varillas de cobre de 5/8"x8' unidas entre sí formando un mallado con un conductor desnudo 4/0 AWG de cobre.

CAPITULO 2

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.

2.1 Introducción

El análisis del flujo de carga nos permite conocer a través de la simulación, utilizando el programa PowerWorld, como se comportan en estado estable, bajo condiciones normales de operación y bajo situaciones de fallas, los diferentes equipos instalados en el sistema bajo estudio; también permite identificar los posibles problemas que pueden ocurrir durante el diseño, la selección y operación de equipos.

El análisis del flujo de potencia, considera el límite de variación del voltaje en un $\pm 5\%$, aceptado por las normas de ANSI/ IEEE C84.1, IEEE Std.141.

Para el desarrollo del estudio de coordinación cabe recalcar que se trata de un sistema eléctrico de distribución y por sus características propias dichos sistemas son desbalanceados es decir presentan corrientes desbalanceadas, por lo que estaríamos ante un sistema trifásico desbalanceado. En las simulaciones y cálculos realizados por motivo de facilidad y debido al alcance del curso impartido hemos aproximado los resultados asumiendo al sistema como un sistema trifásico balanceado.

2.2 Criterios adoptados para el estudio.

2.2.1 Flexibilidad Operacional

El sistema de distribución que pertenece a la Subestación Samanes, funcionará alimentado por la Empresa Eléctrica de Guayaquil (EEG EP) sin ninguna restricción.

2.2.2 Niveles de Confiabilidad.

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación al sector de todas las etapas de Samanes y La Cooperativa Juan Montalvo en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento del Sistema.

2.2.3 Niveles de sobrecarga.

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

2.2.4 Regulación de Voltaje.

Los voltajes a nivel de barras de 69 KV y 13,8 KV no deben exceder del 2,5% hacia arriba y 2,5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa.

2.3 Análisis de casos

El estudio considera la operación de las 4 alimentadoras: Samanes, Juan Montalvo, Samanes 4, Samanes 3; simultáneamente en los siguientes casos:

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

El análisis de ambos casos se lo hará en el programa POWER WORLD versión 14. Los valores de impedancias y de transformadores están en por unidad referidas a una base determinada, para este estudio se escogió una base de 100 MVA, por lo tanto referiremos estos valores a la base mencionada anteriormente.

La Empresa Eléctrica de Guayaquil EP nos proporcionó los datos de Potencia desde los meses Julio a Diciembre del 2013, obteniendo como carga máxima los datos del mes de Septiembre. El mes de Diciembre que era el mes esperado de la carga máxima no se lo pudo considerar porque la subestación presentó novedades como: mantenimiento de transformadores de distribución y salida de

alimentadora, dándose que los datos obtenidos no correspondieron a la carga máxima en dicho mes.

Los datos históricos de la carga durante el mes de Septiembre se adjuntan en el Anexo 2, donde se presentan las tablas respectivas para cada alimentadora y cabe mencionar que los valores de voltaje y potencia fueron tomados en un intervalo de 15 minutos.

Desde el punto de vista de diversificación que se nos presentó, realizamos el estudio de flujo de potencia y de fallas a la alimentadora Samanes 3 debido que presenta la mayor demanda máxima (KW) y en lo que respecta a fallas es el caso más crítico.

2.3.1 Estudio de Flujo de Carga – Caso Base Carga Máxima

A continuación se presenta un resumen de las Demandas Máximas por alimentadora, valores obtenidos de las mediciones de la Empresa Eléctrica Guayaquil EP. Que a partir de los datos históricos de consumo se escogieron los mayores del mes. Esto se adjunta en el Anexo 2.

Alimentadora	P (KW)	Q (KVAR)	Fp	S (KVA)
Samanes	2811,843262	101,153122	0,999	2813,669189
Juan Montalvo	2894,011963	215,626419	0,997	2902,054932
Samanes 4	6102,587402	981,565186	0,987	6181,083984
Samanes 3	7426,583008	1857,306519	0,97	7655,419434

Tabla 2.1. Demanda máxima de las alimentadoras de la S/E Samanes

2.3.2 Estudio de Flujo de Carga – Caso Base Carga Mínima

A continuación se presenta un resumen de las demandas mínimas por alimentadora, valores obtenidos de las mediciones de la Empresa Eléctrica Guayaquil EP. Que a partir de los datos históricos de consumo se escogieron los menores del mes independiente del día que fue la demanda máxima debido que no se la toma en cuenta para calcular las protecciones. Esto se adjunta en el Anexo 2.

Alimentadora	P (KW)	Q (KVAR)	Fp	S(KVA)
Samanes	321,193024	48,04213	0,98	314,769
Juan Montalvo	765,014832	129,550415	0,98	749,714
Samanes 4	921,688538	146,284653	0,98	903,254
Samanes 3	180,648178	58,874832	0,95	171,61

Tabla 2.2. Demanda mínima de las alimentadoras de la S/E Samanes

2.4 Datos del sistema

A continuación mostramos una agrupación de los datos del sistema que conforma la Subestación de Distribución Samanes, pues es un requisito indispensable en el cálculo de las Potencias Activas y Potencias Reactivas, estos valores son de suma importancia porque de ellos se depende la magnitud y ángulo del voltaje en estado estacionario que hay en las barras.

2.4.1 Datos de transformadores de Potencia

Se muestra la tabla que especifica los datos de placa del transformador de potencia, que se encuentra ubicado en el patio de la Subestación Samanes.

Transformador de Potencia de la S/E	
Marca	ABB
Voltaje	67 / 13,8 KV
Serie	740031-1
Impedancia	7%
Capacidad	18 / 24 MVA
Corrientes AT	155,1/206.8 Amp
Corrientes BT	753/1004,1 Amp
Enfriamiento	OA / FA
Conexión	Dyn1
Frecuencia	60 Hz
Norma	ANSI C-57

Tabla 2.3. Datos de placa del transformador de potencia de la S/E Samanes.

2.4.2 Datos de los conductores

La Subestación Samanes se alimenta desde la S/E del SNI Nueva Prosperina 230/69 KV, las características de este conductor se muestran en la siguiente tabla.

Alimentación	Calibre del Conductor AWG	Conductores por fase	Capacidad
S/E Nueva Prosperina	477 MCM ACSR 26/7	1	78 MVA

Tabla 2.4. Datos del conductor que alimenta a la S/E Samanes

Las cuatro alimentadoras de la Subestación Samanes tienen las siguientes características:

Alimentadora	Calibre del Conductor AWG	Conductores por fase	Capacidad
Samanes	336 MCM ACSR 26/7	1	12 MVA
Juan Montalvo	336 MCM ACSR26/7	1	12 MVA
Samanes 4	336 MCM ACSR26/7	1	12 MVA
Samanes 3	336 MCM ACSR26/7	1	12 MVA

Tabla 2.5. Datos de las alimentadoras de la S/E Samanes

2.5 Resultado de los estudios de flujo de carga

A continuación se presentan las imágenes de las simulaciones del Sistema y los valores de los voltajes en cada barra, obtenidos con el Programa PowerWorld tanto para Máxima y Mínima Carga.

Como se mencionó anteriormente las siguientes simulaciones son aproximadas ya que estamos asumiendo al sistema de distribución como un sistema balanceado.

2.5.1 Caso base máxima carga.

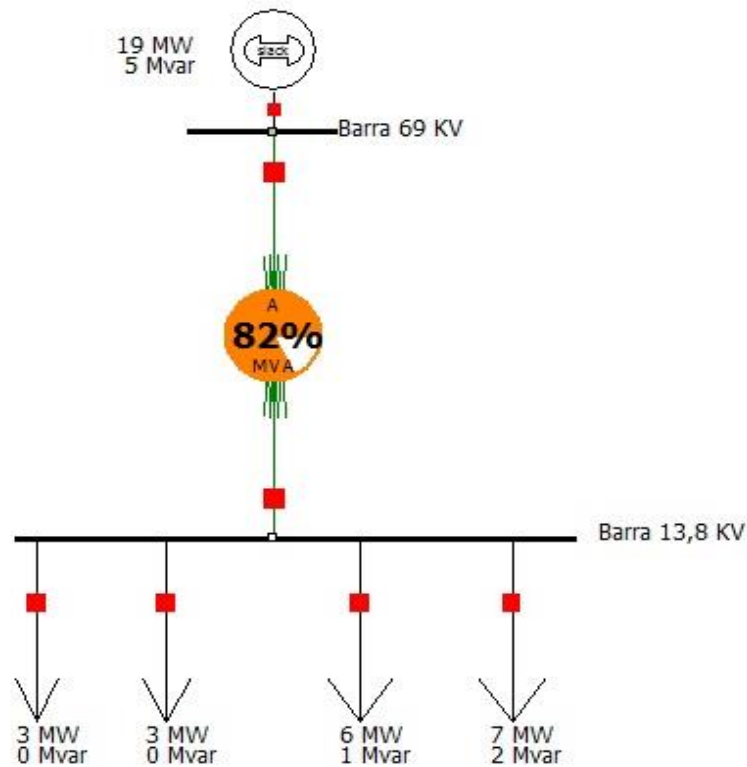


Figura 2.1. Simulación de Flujo de Potencia a Máxima Demanda de la S/E Samanes.

2.5.1.1 Voltajes en las barras 69KV y 13,8KV. (Máxima Carga).

Barra	Voltaje Nominal	Voltaje p.u	Voltaje (KV)	Angulo (grados)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
69 KV	69 KV	1	69	0			19,23	5
13,8 KV	13,8 KV	0,98079	13,535	-5,25	19,23	3,16		

Tabla 2.6. Voltajes en las barras de 69 KV y 13,8 KV a Máxima Carga

2.5.1.2 Carga en los conductores y Transformadores de Potencia (Máxima Carga)

Alimentadora	Voltaje	ID	Estado	MW	MVAR	MVA	S MW	SMVAR
Samanes	13,8 KV	1	Closed	2,81	0,1	2,81	2,81	0,1
Juan Montalvo	13,8 KV	2	Closed	2,89	0,22	2,9	2,89	0,22
Samanes4	13,8 KV	3	Closed	6,1	0,98	6,18	6,1	0,98
Samanes 3	13,8 KV	4	Closed	7,43	1,86	7,65	7,43	1,86

Tabla 2.7. Cargabilidad de las alimentadoras de la S/E Samanes a Máxima Carga

2.5.2 Caso Base Mínima Carga

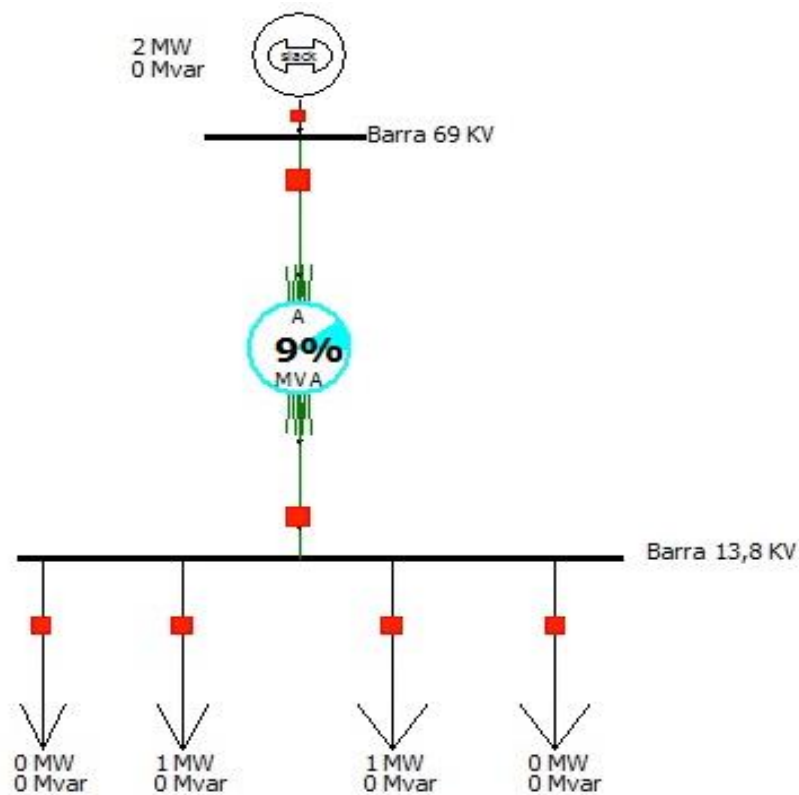


Figura 2.2: Simulación de Flujo de Potencia a Mínima Demanda de la S/E Samanes

2.5.2.1 Voltajes en las barras 69KV y 13,8KV. (Mínima Carga)

Barra	Voltaje nominal	Voltaje p.u	Voltaje (KV)	Angulo (grados)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
69 KV	69	1	69	0			2,19	0,4
13,8 KV	13,8	0,99817	13,775	-0,59	2,19	0,38		

Tabla 2.8. Voltajes en las barras de 69 KV y 13,8 KV a Mínima Carga

2.5.2.2 Carga en los conductores y Transformadores de Potencia (Mínima Carga)

Alimentadora	Voltaje	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
Samanes	13,8 KV	1	Closed	0,32	0,05	0,32	0,32	0,05
Juan Montalvo	13,8 KV	2	Closed	0,77	0,13	0,78	0,77	0,13
Samanes4	13,8 KV	3	Closed	0,92	0,15	0,93	0,92	0,15
Samanes 3	13,8 KV	4	Closed	0,18	0,06	0,19	0,18	0,06

Tabla 2.9. Cargabilidad de las alimentadoras de la S/E Samanes a Mínima Carga

2.6 Conclusiones del Estudio de Flujo de Carga

1. Realizando el flujo de potencia en el programa PowerWorld se observó que en la máxima demanda el transformador provee energía al 82% de su capacidad nominal FA (aire forzado) se encuentra con una carga del 82 % de su capacidad nominal FA, es decir, 19,23 MW. Esto nos indica que el transformador para el caso de máxima carga se encuentra funcionando en su capacidad FA (aire forzado) ya que este valor de potencia consumida sobrepasa el valor de potencia nominal 18 MVA (dato de placa del transformador) funcionando en estado sin enfriamiento por aire forzado.
2. Se observó que los valores calculados de factor potencia en cada alimentadora están en rangos aceptables y esto se debe a que la carga en su mayoría es residencial por lo cual no se requiere compensar potencia reactiva y se explica la ausencia de bancos de capacitores en los ramales que alimenta la Subestación Samanes.
3. Los resultados del análisis del flujo de potencia muestran que las capacidades nominales de los diferentes equipos que forman el sistema eléctrico es aceptable, porque los parámetros de operación de los mismos, tales como la regulación y niveles de carga, se encuentran de acuerdo a las recomendaciones establecidas en las normas internacionales IEEE, ANSI, etc.

4. Los sistemas de distribución por su naturaleza son desbalanceados y en las presentes simulaciones hemos asumido que dicho sistema es balanceado obteniendo resultados muy aproximados a los que podrían obtenerse al realizar la simulación del sistema en su característica inherente de desbalance.

CAPITULO 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.

El estudio de las protecciones que es el objetivo de este proyecto requiere realizar estudios de Corto Circuito para resolver las situaciones críticas señaladas, y obtener la información básica para la coordinación de las protecciones de la subestación Samanes. Los estudios se realizaran con los siguientes objetivos:

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

3.1 Alcance de los estudios de Corto Circuito.

Considerando que el Sistema de Distribución de la Subestación Samanes se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado, los estudios de corto circuito enfatiza los cálculos de fallas a tierra pero cabe mencionar que se

realizaron todos los tipos de fallas que se pueden presentar los siguientes tipos de falla:

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

La falla trifásica es a menudo, para este tipo de sistema, la más severa de todas, por ello es usual simular este tipo de falla cuando se busca las magnitudes máximas de corriente de falla; sin embargo se verificara que la corriente de falla a tierra no exceda la corriente trifásica.

En el Capítulo II se menciona la característica de desbalance de los sistemas de distribución, dicha mención es aplicable en este capítulo siendo importante recalcar que los cálculos de corrientes de fallas son realizados asumiendo balance en el sistema obteniendo valores cercanos a los reales de un sistema trifásico de distribución desbalanceado, estas asunciones se tomaron debido al alcance del curso tomado para la realización del respectivo proyecto de graduación.

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.

3.2.1 Impedancias Equivalentes en el Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica de Guayaquil.

La Empresa Eléctrica nos ha entregado las Impedancias de Thevenin en la Barra de Interconexión a 69 KV para máxima y mínima generación de la Subestación Samanes. La información ha sido emigrada a una base de 100 MVA y 69 KV y se indica en la siguiente tabla:

3.2.1.1 Impedancias Equivalentes a Máxima Generación

Secuencia	Magnitud p.u.	Voltaje	R + jX Ohmios [Ω]	X/R
Positiva	0,220039	69 KV	2,4979	4,0730
Negativa			+j10,1739	
Cero	0,918086	69 KV	5,5281 +j43,3591	7,8434

Tabla 3.1 Impedancias Equivalentes. Máxima generación

3.2.1.2 Impedancias Equivalentes a Mínima Generación

Secuencia	Magnitud p.u.	Voltaje	R + jX Ohmios [Ω]	X/R
Positiva Negativa	0,233423	69 KV	2,5596 +j10,8145	4,2250
Cero	0,918086	69 KV	5,5281 +j43,3591	7,8434

Tabla 3.2 Impedancias Equivalentes. Mínima generación

Estas Impedancias se aplicarán para los cálculos de la Corriente Momentánea y la corriente a interrumpir.

3.2.2 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.

3.2.3 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.

3.3 Resultados de los Estudios de Corto Circuito.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la sección.

3.3.1 Caso Base

En nuestro caso para el análisis y cálculo de las corrientes de cortocircuito en las barras de la Subestación Samanes tanto en el lado del primario como del secundario fueron realizadas mediante la ayuda del programa de simulación

PowerWorld versión 14 licencia educativa, teniendo en cuentas las consideraciones antes tomadas para el análisis de flujo de carga.

Los resultados se resumen a continuación:

3.3.2 Corriente de Falla en la Barra de 13,8 KV

Se analizó en este caso una falla a la salida de la barra de 13,8 KV de la Subestación Samanes, realizando el análisis de fallas tanto para máxima como para mínima generación.

3.3.2.1 Estudios de Corto Circuito en la barra de 13,8 KV para condiciones de máxima generación

Falla Trifásica						
Corriente de Falla	Amperios [A]		P.U.		Angulo [Θ]	
		7327,64		1,75		-82,66
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo [Θ]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
13,8 KV	0	0	0	0	0	0
69 KV	0,64221	0,64221	0,64221	7,34	-112,66	127,34

TABLA 3. 3 Corrientes de Cortocircuito falla trifásica a máxima generación 13,8 KV.

Falla Línea a Línea						
Corriente de falla	Amperios [A]		P.U.		Angulo [Θ]	
		6345,96		1,52		-172,66
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo [Θ]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
13,8 KV	0,98571	0,49284	0,49284	-4,1	175,9	175,9
69 KV	100,001	0,69876	0,79396	0	-127,87	135,99

TABLA 3. 4 Corrientes de Cortocircuito falla línea a línea a máxima generación 13,8 KV.

Falla Línea a tierra						
Corriente de falla	Amperios [A]		P.U.		Angulo [Θ]	
		5144,87		1,23		-85,99
Barras	Voltaje [P.U.]			Angulo [Θ]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
13,8 KV	0,46212	11,756	117,157	8,66	-132,35	132,53
69 KV	0	119,134	11,323	0	-135,49	129,97

TABLA 3. 5 Corrientes de Cortocircuito falla línea a tierra a máxima generación 13,8 KV.

Falla Dos Líneas a Tierra							
Corriente de falla	Amperios [A]		P.U.		Angulo [Θ]		
		3988,5		0,95		92,21	
						94,87	
	Voltaje [P.U.]			Angulo [Θ]			
Barras	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	
13,8 KV	12,136	0	0	-2,98	0	0	
69 KV	122,465	0,59735	0,5602	-0,23	-100,48	115,92	

TABLA 3. 6 Corrientes de Cortocircuito falla dos fases a tierra, máxima generación 13,8 KV.

3.3.2.2 Estudios de Corto Circuito en la barra de 13,8 KV para condiciones de mínima generación

Falla Trifásica						
Corriente de falla	Amperios [A]			P.U.		Angulo [Θ]
	7031,47			1,68		-84,55
	Voltaje [P.U.]			Angulo [Θ]		
Barras	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
13,8 KV	0,61625	0,61625	0,61625	5,45	-114,55	125,45
69 KV	0	0	0	0	0	0

TABLA 3. 7 Corrientes de Cortocircuito falla trifásica, mínima generación 13,8 KV.

Falla Línea a Línea						
Corriente de falla	Amperios [A]			P.U.		Angulo [Θ]
	6089,46			1,456		-174,55
	Voltaje [P.U.]			Angulo [Θ]		
Barras	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
13,8 KV	100,001	0,69582	0,76516	0	-130,22	136,02
69 KV	0,99858	0,49927	0,49927	-0,46	179,54	179,54

TABLA 3. 8 Corrientes de Cortocircuito en falla de línea a línea, mínima generación 13,8 KV.

Falla Dos Líneas a Tierra						
Corriente de falla	Amperios [A]		P.U.		Angulo [Θ]	
	3966,94		0,95		-94,87	
					94,87	
					94,87	
Voltaje [P.U.]			Angulo [Θ]			
Barras	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
13,8 KV	12,162	0	0	-0,33	0	0
69 KV	121,734	0,56293	0,5602	-0,02	-102,64	113,62

TABLA 3. 9 Corrientes de Cortocircuito en falla de dos líneas a tierra, mínima generación 13,8 KV.

3.3.3. Resumen de las corrientes de falla en la barra de 13.8 KV

Tipo de falla	Minima generación			Máxima generación		
	Amperios	p.u.	Angulo	Amperios	p.u.	Angulo
Linea a tierra	5072,32	1,21	-84,92	5144,870	1,23	-85,99
Trifasica	7031,47	1,68	-84,55	7327,64	1,75	-82,66
Dos lineas a tierra	3966,94	0,95	-94,87	3988,50	0,96	92,21
Linea a linea	6089,46	1,45	-174,55	6345,96	1,52	-172,66

TABLA 3. 10 Corrientes de Cortocircuito en la barra de 13,8kv.

3.3.4. Resumen de MVA de cortocircuito para máxima y mínima generación barra 13.8kV.

TIPO DE FALLA	Potencia de falla [MVA]
LLL	175,147458
LG	122,9742321
LL	151,683047
LLG	94,61725908

TABLA 3.11 MVA de Cortocircuito Máxima Generación 13,8 KV

TIPO DE FALLA	Potencia de falla [MVA]
LLL	168,068313
LG	94,8189945
LL	145,552107
LLG	94,8189945

TABLA 3.12: MVA de Cortocircuito Mínima Generación 13,8 KV.

3.1.1 Corriente de Falla en la Barra de 69 KV

Se analizó en este caso una falla a la salida de la barra de 69 KV de la Subestación Samanes, realizando el análisis de fallas tanto para máxima como para mínima generación.

3.1.1.1 Estudios de Corto Circuito en la barra de 69 KV para condiciones de máxima generación

A continuación se presenta un resumen de los valores de las diferentes fallas calculadas en la salida de la barra de 69 KV para condiciones de máxima generación.

Barra de falla	Tipo falla	Potencia de falla [MVA]	Ia [kA]	Ia [°]	Ib [kA]	Ib [°]	Ic [kA]	Ic [°]	In [kA]	In [°]
SSAM69	LLL	454	3,803	-76,20	3,80	163,79	3,803	43,794	0	0
SSAM69	LG	221	1,851	-80,61	0	0	0	0	1,851	-80,62
SSAM69	LL	394	0	13,43	3,29	-166,20	3,293	13,794	0	0
SSAM69	LLG	408	0	-8,557	3,28	-176,85	3,41	24,059	1,222	97,9633

TABLA 3.13: Corrientes de fallas en la barra de 69 KV para máxima generación.

3.1.1.2 Estudios de Corto Circuito en la barra 69 KV para condiciones de mínima generación

A continuación se presenta un resumen de los valores de las diferentes fallas calculadas en la salida de la barra de 69 KV para condiciones de mínima generación.

Barra de falla	Tipo falla	Potencia de falla [MVA]	Ia [kA]	Ia [°]	Ib [kA]	Ib [°]	Ic [kA]	Ic [°]	In [kA]	In [°]
SSAM69	LLL	428	3,585	-76,68	3,585	163,31	3,58	43,316	0	0
SSAM69	LG	217	1,815	-80,69	0	0	0	0	1,815	-80,69
SSAM69	LL	371	0	0	3,104	-166,68	3,10	13,31	0	0
SSAM69	LLG	385	0	0	3,107	-177,89	3,21	24,13	1,214	97,94

TABLA 3.14: Corrientes de fallas en la barra de 69 KV para mínima generación.

3.4. Corrientes de falla a lo largo de la alimentadora.

A través del estudio de cortocircuito realizado se obtuvo que la corriente de falla máxima corresponde a la falla trifásica y la corriente de falla mínima se presenta cuando ocurre una falla de dos líneas a tierra. Tomando en cuenta lo antes mencionado, se calculó la corriente de cortocircuito a lo largo de cada alimentadora y en su efecto esta corriente se va amortiguando cuando la impedancia va aumentando.

Los conductores de las alimentadoras que utiliza la S/E Samanes son calibre 336 MCM, código Merlín cuya resistencia es de $0,1686 \frac{\Omega}{\text{km}}$ a 20°C Anexo 1, la empresa eléctrica de Guayaquil EP se basa al manual de las unidades de construcción del MEER. A continuación se muestra el análisis para determinar la reactancia del conductor tomando la distancia entre conductores del manual: (falta poner anexo de la hoja del manual)

$$\Phi_{ext} = 0,01737 \text{ m}$$

$$D_{ab} = 1,1\text{m}$$

$$D_{bc} = 1,1\text{m}$$

$$D_{ac} = 2,2\text{m}$$

D= distancias entre conductores

$$D = \sqrt{(D_{ab})^2 + (D_{bc})^2 + (D_{ac})^2}$$

$$D = 2,69\text{m}$$

$$L = 2 * 10^{-7} * \ln\left(\frac{\Phi_{ext}}{D}\right) = 1.05884\text{E} - 06 \text{ H/m}$$

$$XL = 2\pi fL = 2\pi(60)(1.05884\text{E} - 06) = 0,0003991$$

La impedancia de la alimentadora por longitud en km es:

$$z_l = 0,1686 + j0,3991 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

La impedancia en la barra de 13,8 KV de la S/E Samanes es:

$$I\sqrt{3}\Phi = 7327,64 \text{ } \Theta - 82,66$$

$$\text{Cos}(\theta) = 0,1242$$

$$\text{Sen}(\theta) = 0,9918$$

$$z = \frac{V}{\sqrt{3} * I} = \frac{13800}{\sqrt{3} * 7327,64} = 1,0874 \text{ } \Omega$$

$$r = z * \text{Cos}(\theta) = 1,0874 * 0,1242 = 0,1351$$

$$x = z * \text{Sen}(\theta) = 1,0874 * 0,9918 = 1,07897$$

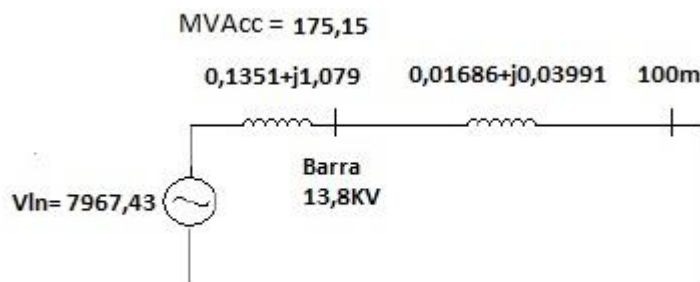
$$z = r + jx = 0,1351 + j1,07897 \text{ } \Omega$$

Esta impedancia es la que se encuentra en la barra de 13,8 KV a una capacidad de cortocircuito máxima de 175,15 MVA. Como alcance de este trabajo se analizó los 5 primeros fusibles que salen de la alimentadora. A continuación se muestra un diagrama para ilustrar el procedimiento para calcular las corrientes de fallas a lo largo de la alimentadora.

3.4.1. Corrientes de falla en la posición de la tira fusible, Samanes 4

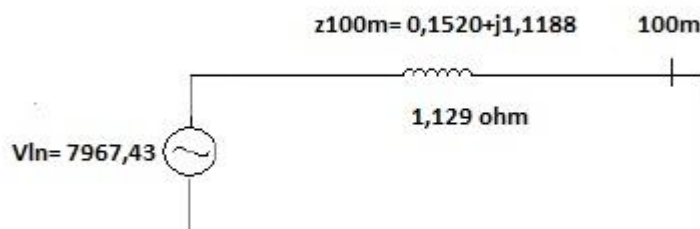
El primer fusible de la alimentadora "Samanes 4" está a una distancia de 100m

$$z_{100m} = z_l * 0,1 = 0,01686 + j0,03991 \Omega$$



$$Z_t = z + z_l = 0,1520 + j1,1188 \Omega$$

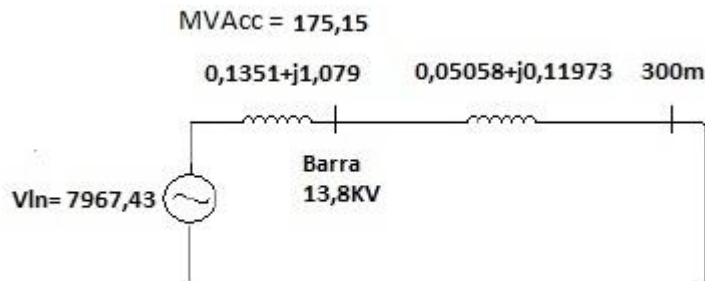
$$Z_t = \sqrt{0,1520^2 + 1,1188^2} = 1,129 \Omega$$



$$I_{f100m} = \frac{V_{ln}}{Z_t} = \frac{7967,43}{1,129} = 7056,04 \text{ A}$$

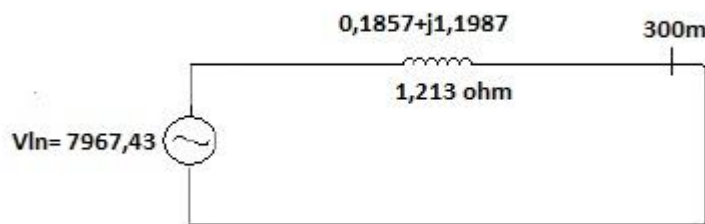
El segundo fusible de la alimentadora "Samanes 4" está a una distancia de 300m

$$z_{300m} = z_l * 0,3 = 0,05058 + j0,11973 \Omega$$



$$Z_t = z + z_l = 0,1857 + j1,1987 \Omega$$

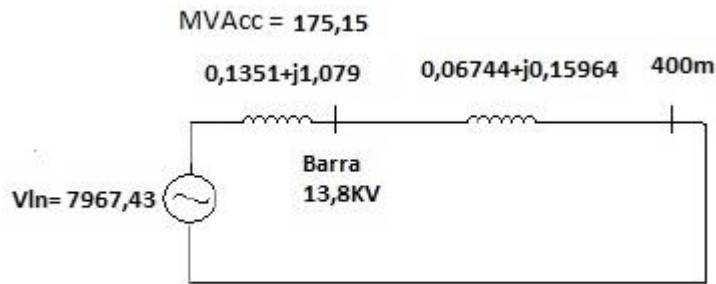
$$Z_t = \sqrt{0,1857^2 + 1,1987^2} = 1,213 \Omega$$



$$I_{f100m} = \frac{V_{ln}}{Z_t} = \frac{7967,43}{1,213} = 6568,32 \text{ A}$$

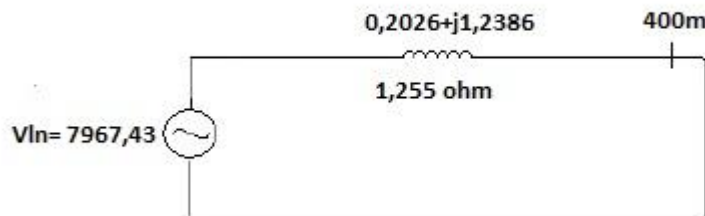
El tercer fusible de la alimentadora "Samanes 4" está a una distancia de 400m

$$z_{300m} = z_l * 0,4 = 0,06744 + j0,15964 \Omega$$



$$Z_t = z + z_l = 0,2026 + j1,2386 \Omega$$

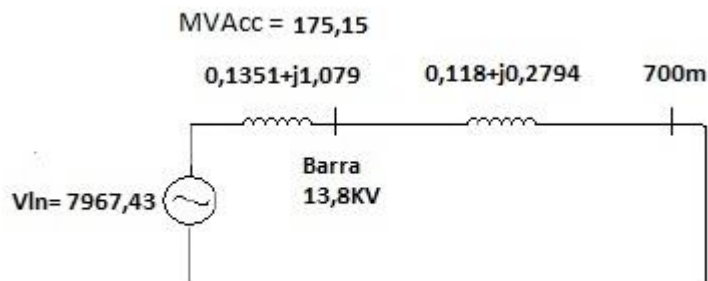
$$Z_t = \sqrt{0,2026^2 + 1,2386^2} = 1,255 \Omega$$



$$I_{f100m} = \frac{V_{ln}}{Z_t} = \frac{7967,43}{1,255} = 6348,17 A$$

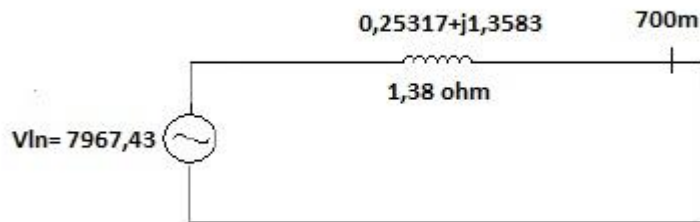
El cuarto fusible de la alimentadora "Samanes 4" está a una distancia de 700m

$$z_{300m} = z_l * 0,7 = 0,118 + j0,2794 \Omega$$



$$Z_t = z + z_l = 0,25317 + j1,3583 \Omega$$

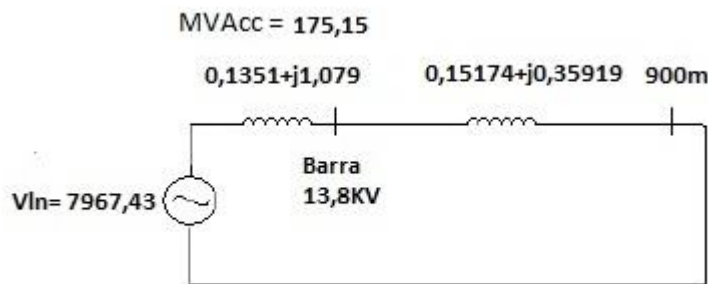
$$Z_t = \sqrt{0,25317^2 + 1,3583^2} = 1,38 \Omega$$



$$If_{100m} = \frac{V_{ln}}{Z_t} = \frac{7967,43}{1,38} = 5766,24 \text{ A}$$

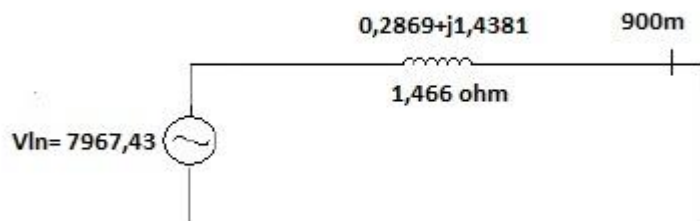
El quinto fusible de la alimentadora "Samanes 4" está a una distancia de 900m

$$z_{300m} = z_l * 0,9 = 0,15174 + j0,35919 \Omega$$



$$Z_t = z + z_l = 0,2869 + j1,4381 \Omega$$

$$Z_t = \sqrt{0,2869^2 + 1,4381^2} = 1,466 \Omega$$



$$If_{100m} = \frac{V_{ln}}{Z_t} = \frac{7967,43}{1,466} = 5432,95 \text{ A}$$

Se muestra un resumen de las corrientes calculadas en la siguiente tabla:

Fusible	Distancia (Km)	r	jx	Zt	Ifalla
1	0,1	0,15202	1,11888	1,12916	7056,04
2	0,3	0,18574	1,19870	1,21301	6568,32
3	0,4	0,20260	1,23861	1,25507	6348,17
4	0,7	0,25318	1,35834	1,38174	5766,24
5	0,9	0,28690	1,43816	1,46650	5432,95

TABLA 3.15: Corrientes de fallas en la posición de los fusibles de la alimentadora Samanes 4.

De igual manera se realizó el análisis para las tres alimentadoras restantes: Juan Montalvo, Samanes, "Samanes 3". A continuación se muestran los resultados obtenidos.

3.4.2. Corrientes de falla en la posición de la tira fusible, Juan Montalvo

Fusible	Distancia (Km)	r	jx	Zt	Ifalla
1	0,15	0,16045	1,13884	1,15009	6927,68
2	0,30	0,18574	1,19870	1,21301	6568,32
3	0,35	0,19417	1,21866	1,23403	6456,43
4	0,75	0,26161	1,37830	1,40291	5679,23
5	0,90	0,28690	1,43816	1,46650	5432,95

TABLA 3.16: Corrientes de fallas en la posición de los fusibles de la alimentadora "Juan Montalvo".

3.4.3. Corrientes de falla en la posición de la tira fusible, Samanes

Fusible	Distancia (Km)	r	jx	Zt	Ifalla
1	0,15	0,16045	1,13884	1,15009	6927,68
2	0,35	0,19417	1,21866	1,23403	6456,43
3	0,52	0,22283	1,28651	1,30566	6102,22
4	0,87	0,28184	1,42619	1,45377	5480,52
5	1,17	0,33242	1,54592	1,58126	5038,67

TABLA 3.17: Corrientes de fallas en la posición de los fusibles de la alimentadora “Samanes”.

3.4.4. Corrientes de falla en la posición de la tira fusible, Samanes 3

Fusible	Distancia (Km)	r	jx	Zt	Ifalla
1	0,20	0,16888	1,15879	1,17104	6803,75
2	0,55	0,22789	1,29848	1,31833	6043,60
3	0,63	0,24053	1,32841	1,35001	5901,74
4	0,88	0,28268	1,42819	1,45589	5472,53
5	0,93	0,29111	1,44814	1,47711	5393,92

TABLA 3.18: Corrientes de fallas en la posición de los fusibles de la alimentadora “Samanes 3”.

3.5 CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN

Nombre Barra	Voltaje (kV)	Corriente de falla Max (A)	Capacidad de Interrupción (kA)	Elemento
Barra 69 kV	69	3803	25	Disyuntor
Barra 13,8 kV	13,8	7327,64	20	Disyuntor

Tabla 3.19 Valores mínimos de Capacidad para los Interruptores

En la Tabla 3.19 se muestra la corriente máxima de falla para cada barra, así mismo se muestran los elementos de protección, tanto a nivel de 69 kV como 13,8 kV.

Se debe tener presente que el valor de corriente de interrupción es capaz de interrumpir a la tensión nominal y en las condiciones prescritas de funcionamiento sin sufrir ningún daño.

3.5. Conclusiones y recomendaciones.

1. El presente estudios de Corto Circuito preparado para la Subestación de distribución Samanes ha permitido determinar las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.
2. Las magnitudes de las Corrientes de Fallas Trifásicas y de Línea a Tierra se aproximan a los niveles de interrupción de los elementos de protección utilizados en la subestación en concordancia con la Norma ANSI/IEEE C37.13-1990.
3. Mediante el estudio de cortocircuito se obtuvo que la máxima corriente de falla está dada por la falla trifásica con un valor de 7327.64 A y mediante el mismo proceso se encontro que la minima falla es la de dos lineas a tierra con un valor de 3966.94 A, valores quen en capitulos siguientes seran importantes para la respectiva coordinacion de las protecciones.
4. El objetivo de determinar las Corrientes de Fallas es proporcionar la base fundamental para el Dimensionamiento y Coordinación de los equipos y elementos de protección para su puesta en trabajo e interrupción.

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

CAPITULO 4

PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

De manera general se dice que las alimentadoras, los ramales y sub-ramales, disponen de elementos de protección para sobre corrientes que puedan ocurrir en el sistema de distribución, entre los utilizados se tienen reconectores, seccionadores y fusibles, intercalados en la red de distribución de acuerdo a las necesidades técnicas de la misma.

El fundamento de la coordinación se la realiza partiendo aguas abajo, es decir de la carga más lejana, hacia la subestación. Así, si los dispositivos están correctamente coordinados y de esta manera se garantiza minimizar la salida de servicio de las cargas de ocurrir una falla, en caso de que la falla persista o la

protección no opere, el elemento consiguiente debe proveer respaldo, de esta manera se logra un sistema que tiene como última pieza al transformador, siendo éste el equipo más importante a proteger.

Los estudios de flujo de carga y Corto Circuito de la Subestación de distribución Samanes son la base para el ajuste y coordinación de las Protecciones. Los estudios tienen los siguientes objetivos:

- Determinar del ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.
- Determinar la coordinación de las protecciones del sistema de transformadores auxiliares propiamente.
- La aplicación del estudio permitirá el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema de distribución.

4.1 Esquema de las Protecciones

Esquema de Protecciones de la Subestación de Distribución Samanes

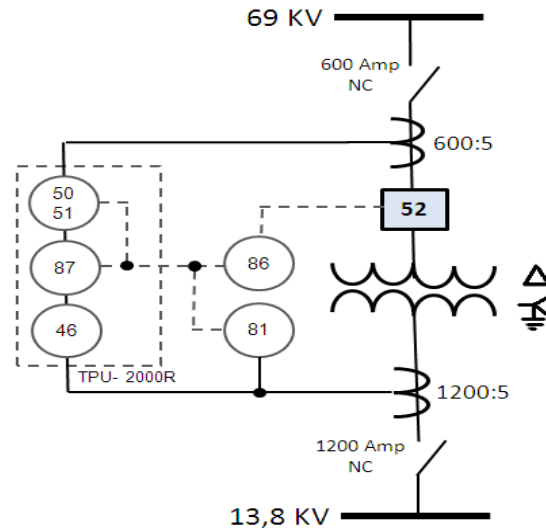


Figura 4.1: Esquemas de Protección de la red de Distribución.

4.1.2.1 Zonas de Protección.

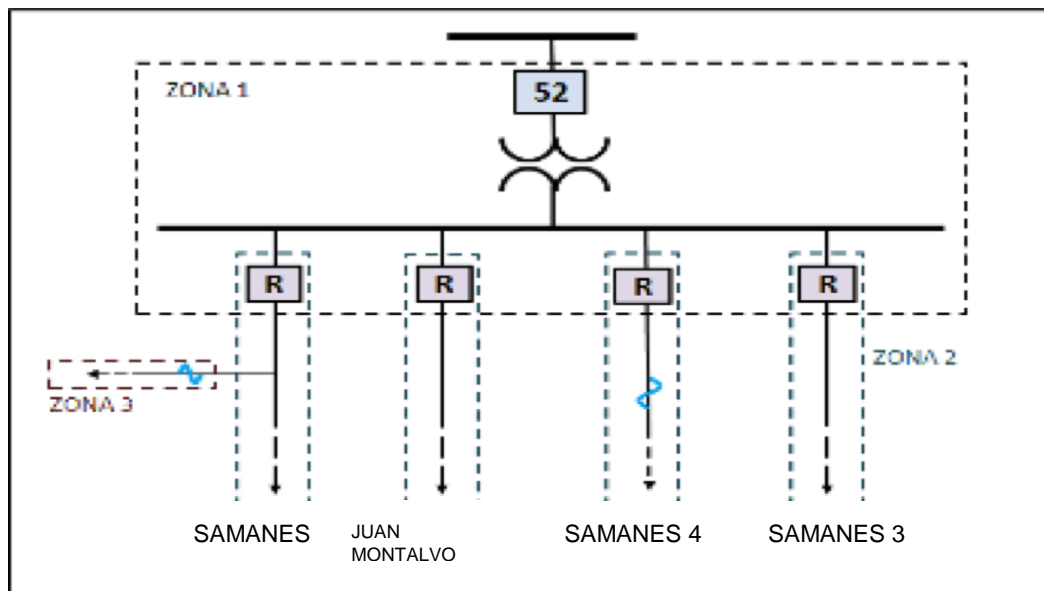


Figura 4.2: Zona de protección

4.1.2.2 Zona 2.

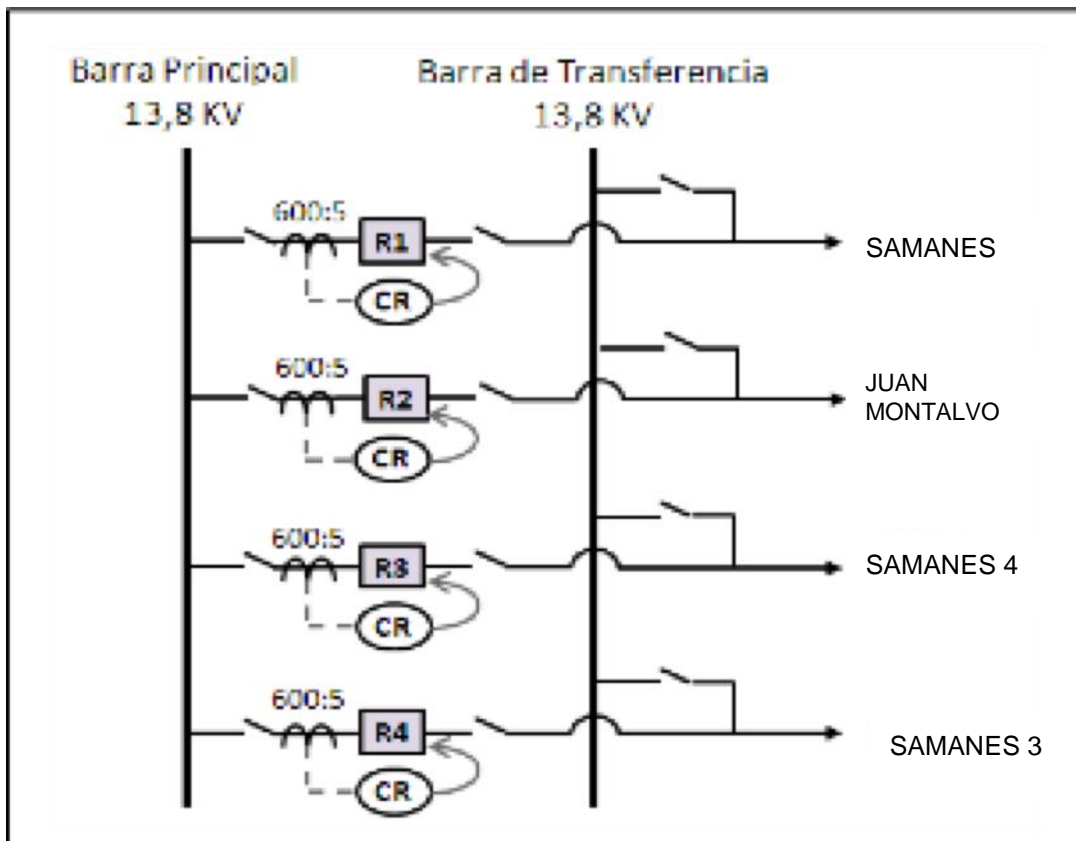


Figura 4.3: Zona 2 de protección

4.2 Ajuste de las Protecciones

La información básica para el ajuste de las protecciones proviene de los estudios de flujo de carga, cortocircuito y los esquemas de protección indicados en la sección anterior.

4.2.1 Ajuste Transformador de Potencia

La protección del Transformador se la realiza utilizando el relé TPU 2000R marca ABB el cual es un relé digital orientado para la Administración y protección de transformadores. El TPU 2000R que trabaja como un relé de diferencial (87)

Además el TPU 2000R también es usado con la función de un relé de Sobre corriente Instantánea (50) y un relé de Sobre corriente Temporizada (51).

El TPU2000R tiene restricción armónica, e impide la operación con irrupción o flujo magnetizante y sobreexcitación.

4.2.1.1 Función del Relé TPU 2000R

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

- Protección diferencial.
- Sobre corriente de tiempo inverso.
- Sobre corriente Instantáneo

4.2.1.2 Ajuste de la función 87T de Relé TPU-2000R.

La conexión del transformador de poder es Δ -Yn1, la conexión externa del TPU-2000R es Y-Y debido a que internamente se puede configurar el relé para compensar los desfases dados por la conexión de los devanados del transformador. Adicional el TPU-2000R tiene un sensor que mide la corriente en el neutro en el lado de baja y desbalance de corrientes en el lado de alta cumpliendo con la función del 87T. El transformador debe disponer de módulos de CT's suficientes para disponer de esta función en el relé.

El ajuste de compensación de fase es el desfaseamiento a través de los dos lados

del transformador de potencia y es aplicable solo a los elementos diferenciales 87T y 87H. El relé TPU-2000R nos brinda una configuración de compensación de fases en un rango de 0° a 330° en pasos de 30° .

La corriente en el lado de alta esta adelanta 30° con respecto a la corriente de baja por este motivo se debe configurar el relé TPU-2000R con un desfaseamiento de 30°

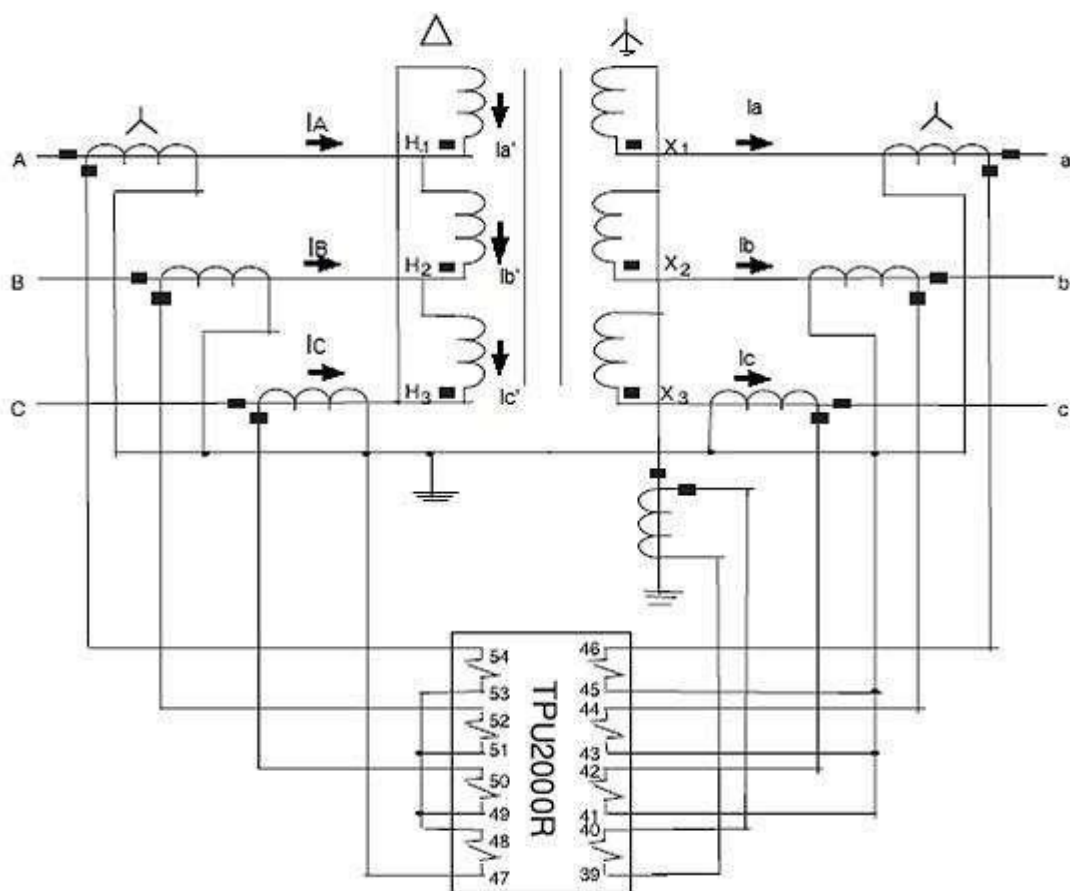


Figura 4.4: Diagrama de conexión del TPU 2000R.

Para realizar la selección de la pendiente característica y los ajustes para la protección diferencial se debe efectuar el análisis de los errores de ángulos, errores de los instrumentos de medición, operaciones en el transformador como

cambios de TAP's o funcionamiento en vacío.

La curva característica de protección del relé diferencial debe cumplir con los criterios mencionados y no debe haber falsos accionamientos del relé de lo que se ha definido, como se muestra en la siguiente gráfica la característica de la curva de operación del relé se observa que dicha curva presenta 1 zona definida de tal manera que se evite falsas operaciones.

Figura 1-3. Característica (HU) Diferencial de % Variable

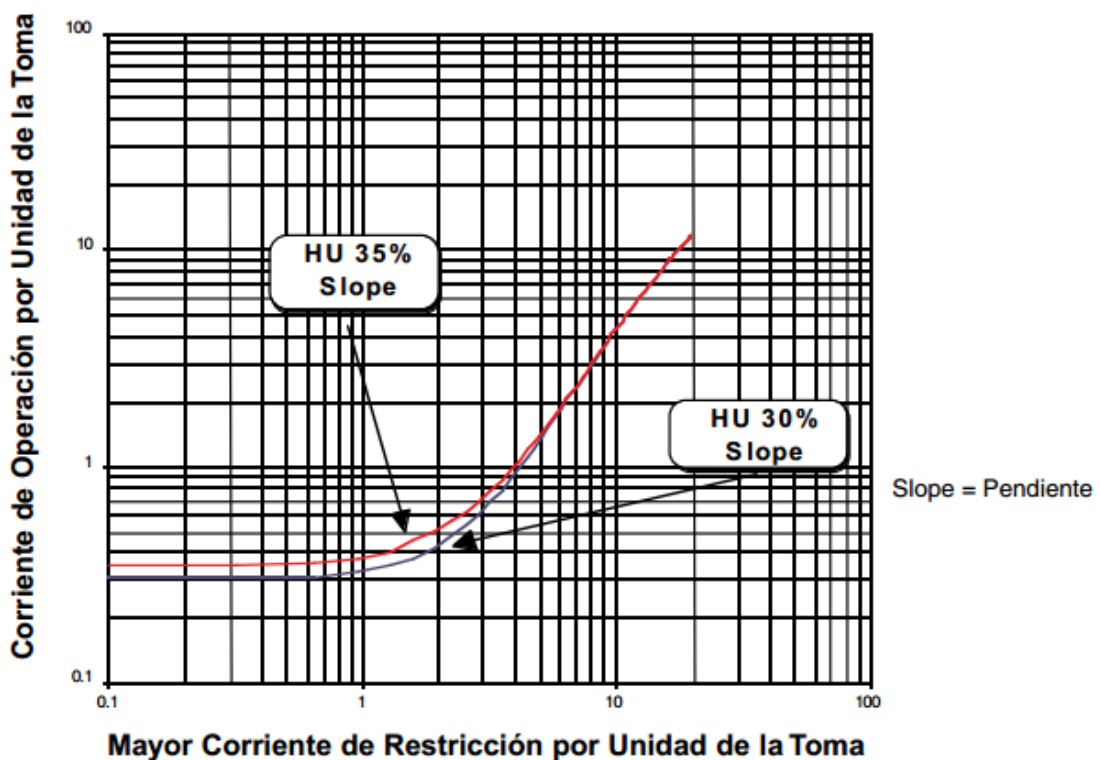


Figura 4.5: Característica (HU) Diferencial de % Variable .

El relé diferencial TPU-2000R posee un disparo instantáneo al detectar que la corriente diferencial es mayor al porcentaje de operación de la corriente de restricción, el relé manda a los disyuntores a interrumpir el flujo de corriente. 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 TAP's. Con estas corrientes se realiza el cómputo de la magnitud y el ángulo de las corrientes de restricción.

Se deben realizar los cálculos necesarios para obtener la corriente de operación y las de restricción.

Para que opere el relé, la corriente de operación debe ser mayor que la mínima corriente de puesta en trabajo. El relé TPU-2000R 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%. En este trabajo se seleccionó el modelo de curva Hu debido a la precisión porque reduce el error de la diferencia de los ángulos que se toma en cuenta para este ajuste. Este funciona cuando la suma vectorial de las corrientes de restricción, expresada como porcentaje de la mayor corriente de restricción excede la curva característica HU seleccionada. Entonces con todo lo antes mencionado se dice que 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.

A continuación se determina las máximas corrientes de carga en el lado de alta y en el lado de baja del transformador de potencia, es decir, con la potencia máxima del transformador:

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

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

Con estos valores obtenidos determinamos las corrientes de máxima falla que van a circular a través de los CT's.; según el análisis de corto circuito y los respectivos cálculos de corrientes de falla realizados, a nivel de 13,8 KV, la corriente de falla trifásica es la más alta y presenta un valor de 7327,64 A. La mayor corriente calculada en el lado de alta, a nivel de 69 KV, es una falla trifásica, y presenta un valor de 3585 A.

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

Entonces aplicando el criterio de las normas para nuestro estudio tenemos como es de esperarse seleccionado CT's de 600:5 para el lado de alta y 1200:5 para el lado de baja. A continuación se procede a calcular las corrientes nominales que circularían a través de los CT's tanto del lado de alta y en el de baja

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

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

Por lo tanto las corrientes de falla que circulan a través de los CT's serían:

$$I_{hf} = 29.875 A$$

$$I_{lf} = 30.52 A$$

Debido a que como se menciona anteriormente ambos secundarios están conectados en estrella, no es necesario modificar la magnitud de las corrientes.

Después de esto debemos 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 dado de manera teórica en el manual adjunto del TPU-2000 R:

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

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

Una vez encontrados 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 $T_l=8,7 \text{ A}$.

El porcentaje de error intrínseco de la selección del TAP o también llamado MISMATCH para la corriente nominal se calcula con los valores T_h y T_l seleccionados entonces tendríamos:

$$M = 0,46 \%$$

El error provocado por la corriente inrush se desprecia debido a que el relé ofrece una protección diferencial con restricción a armónicas, ya que el contenido de armónicas en una corriente de arranque es mayor que una corriente de falla interna del transformador.

Para obtener los errores del CT's se toma como referencia que 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 20% por lo cual se tomó un valor medio de 10%.

También se debe incluir el valor de error ocasionado por el funcionamiento de los TAP's propios del transformador que son conmutadores bajo carga con un valor máximo (15,18 KV) y mínimo (12,42 KV) con respecto a lado de baja 13,8 KV de $\pm 10\%$.

Entonces a manera de resumen tenemos los siguientes errores involucrados en la determinación de la curva:

- Error de los CTs 10 %
- Cambiador de TAPS 10 %
- Mismatch 0,46%

Sumando un total de error de: 20,46%

Lo que equivale a un error total del 20,46% y por consiguiente seleccionamos una pendiente de 30% que nos asegura un ajuste razonable y evita la falsa operación para condiciones normales.

Seleccionando una curva con porcentaje del 30% se obtiene la información dada por el fabricante que la corriente mínima de operación es: Fija a 0.3 por unidad de la toma

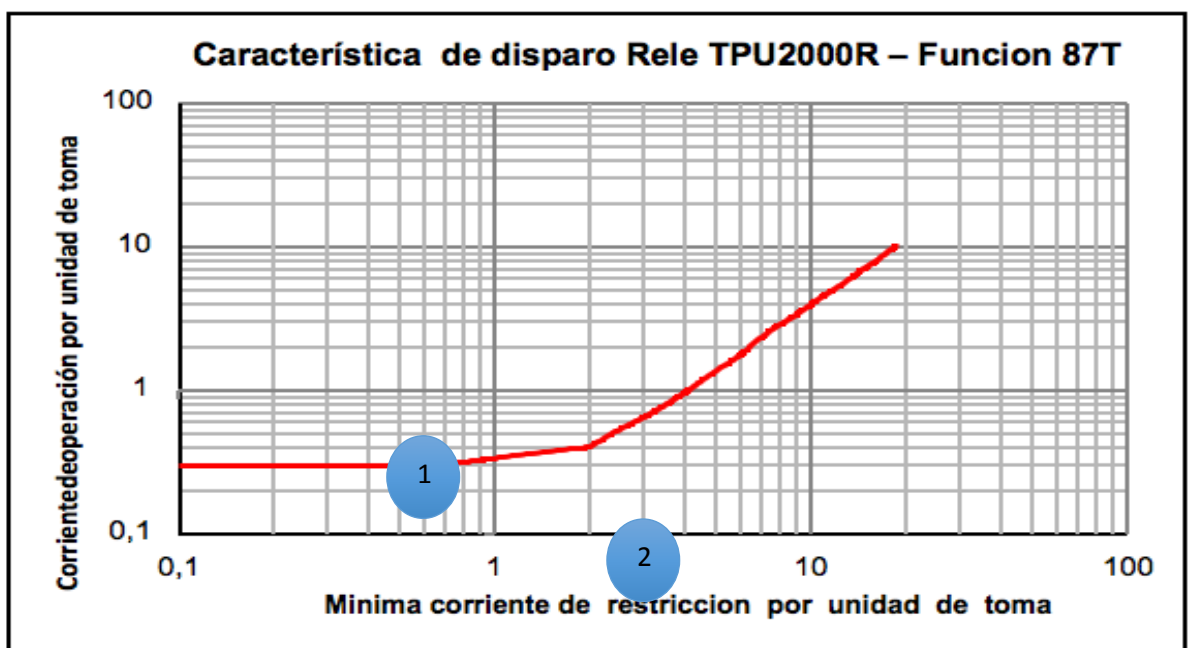


Figura 4.6: Curva de disparo del TPU2000R

El primer Punto de quiebre está dado por la variación de la curva y el ingreso de la pendiente dada por el error propio de los transformadores de corriente, dicha pendiente inicia en el momento en que el valor de la corriente de restricción por unidad es igual a 0,7.

El segundo punto de quiebre de la curva en la cual cambia su pendiente esta dado cuando se toma en cuenta todo los errores antes calculados tomando en cuenta que el mayor error está dado por la curva de saturación de los transformadores de corriente, dicha pendiente establecida en 30% empieza cuando la corriente de restricción por unidad de toma es aproximadamente 2, este valor esta dado como se mencionó por la característica propia de la curva de saturación de los transformadores, y de esta manera lograr que la curva característica de disparo de protección diferencial este por encima de la curva de los errores totales y evitar así falsas operaciones del relé.

4.2.1.3 Protección de sobre corriente de tiempo inverso de fase (51P)

La principal función del relé de sobrecorriente es proteger cada fase del transformador contra corrientes elevadas; que mientras más elevada es la corriente que circula por el relé, menor es el tiempo de operación.

Este tipo de relé utiliza la curva ANSI de tiempo inverso.

4.2.1.3.1 Ajuste de la función 51P de Relé TPU-2000R.

Corriente nominal a 69KV

$$I_H = \frac{24000 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 69000} = 200,8175 \text{ [A]}$$

Corriente de Operación que circula por el relé.

$$I_{OP} = 1,3 * I_H = 261.06 \text{ [A]}$$

Para el lado de 69 KV la relación de los CT es 600:5

$$I_{HS} = \frac{261.06}{\frac{600}{5}} = 2.17 \text{ [A]}$$

Se selecciona un Tap de 2,2

Corriente nominal a 13,8KV

$$I_L = \frac{24000 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 13800} = 1004.08 \text{ [A]}$$

Corriente de Operación que circula por el relé.

$$I_{OP} = 1,3 * I_H = 1305.31 \text{ [A]}$$

Para el lado de 13,8 KV la relación de los CT es 1200:5

$$I_{LS} = \frac{1305.31}{\frac{1200}{5}} = 5.44 \text{ [A]}$$

Se selecciona un tap de 5,4

El TD se lo determinara después de conocer la curva del reconectador de modo que se permita la correcta coordinación con los reconectadores.

4.2.1.4 Protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50P).

La principal función del relé de sobre corriente instantánea es proteger cada fase del transformador contra corrientes elevadas de manera instantánea; Cuando el relé “observe” una corriente elevada y supere los parámetros ajustados, en este caso su operación será instantánea.

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 máxima falla a 69KV: 3585 A

$I_{op} = 3000 \text{ A}$

$I_{ct} = 3000 * \frac{5}{600} = 25 \text{ A}$

$I_{pk} = \frac{25}{2,2} = 11,36$

Los múltiplos de los ajustes para el instantáneo de sobrecorriente (50P) tienen un rango de 1 a 10 dial time, en nuestro cálculo para una corriente I_{op} de 3000 A nos da un TD de 11 lo cual no está en el rango de ajuste por lo tanto escogemos un TD de 10

$M_{50 p1} = 10$

$I_{ct} = 10 * 2,2 = 22$

$I_{op} = 22 * \frac{600}{5} = 2640 \text{ A}$

Corriente de máxima falla a 13,8KV: 7327 A

$I_{op} = 7000 \text{ A}$

$I_{ct} = 29,17 \text{ A}$

$$I_{pk} = \frac{29,17}{5,4} = 5,4$$

M 50 p2 = 5,4

TD= (no opera cuando los reconectores choquen con esta curva)

4.2.1.5 Protección de sobrecorrientes de tiempo inverso de tierra (51N).

En el análisis de la selección del ajuste del relé 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 cuales en condiciones de operación normal tienen un valor teórico de cero.

Es recomendado seguir la norma que nos indica que el relé se lo puede ajustar entre el 20% y el 40% de la corriente de operación, para el caso en estudio se ajustó 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.

Entonces siendo I_N la corriente en el neutro cuando existen desbalances, tenemos:

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

Por lo tanto la corriente que circularía en el relé en el lado del secundario del

transformador de corriente sería:

$$I_{TC} = 480 / (1200/5) = 2 \text{ Amp}$$

Entonces el ajuste del relé vendría dado por:

$$I_{pk} = I_{TC} = 2$$

4.2.1.6 Protección de corrientes desbalanceadas (46).

La protección de corrientes desbalanceadas ayuda a obtener mayor sensibilidad en la protección cuando hay corrientes de falla de fase.

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:

$$I_2 = I_n / 3 = 480 / 3 = 160 \text{ Amp}$$

Además tomando en consideración que cuando existen corrientes desbalanceadas las corrientes de secuencia negativa son iguales a la corriente de secuencia cero y diferentes de cero y que la corriente que circula a través del neutro es igual a tres veces la corriente de secuencia cero.

Por lo tanto la corriente vista en el secundario del transformador de corriente sería:

$$I_{TC} = 0,66 \text{ Amp}$$

Entonces la corriente pick up de ajuste del elemento 46 seria $I_{pk}= 1$

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.

Además de esto, seleccionamos la curva extremadamente inversa con $TD=1$, de acuerdo al ajuste de la función 51P.

Entonces tendríamos la siguiente curva:

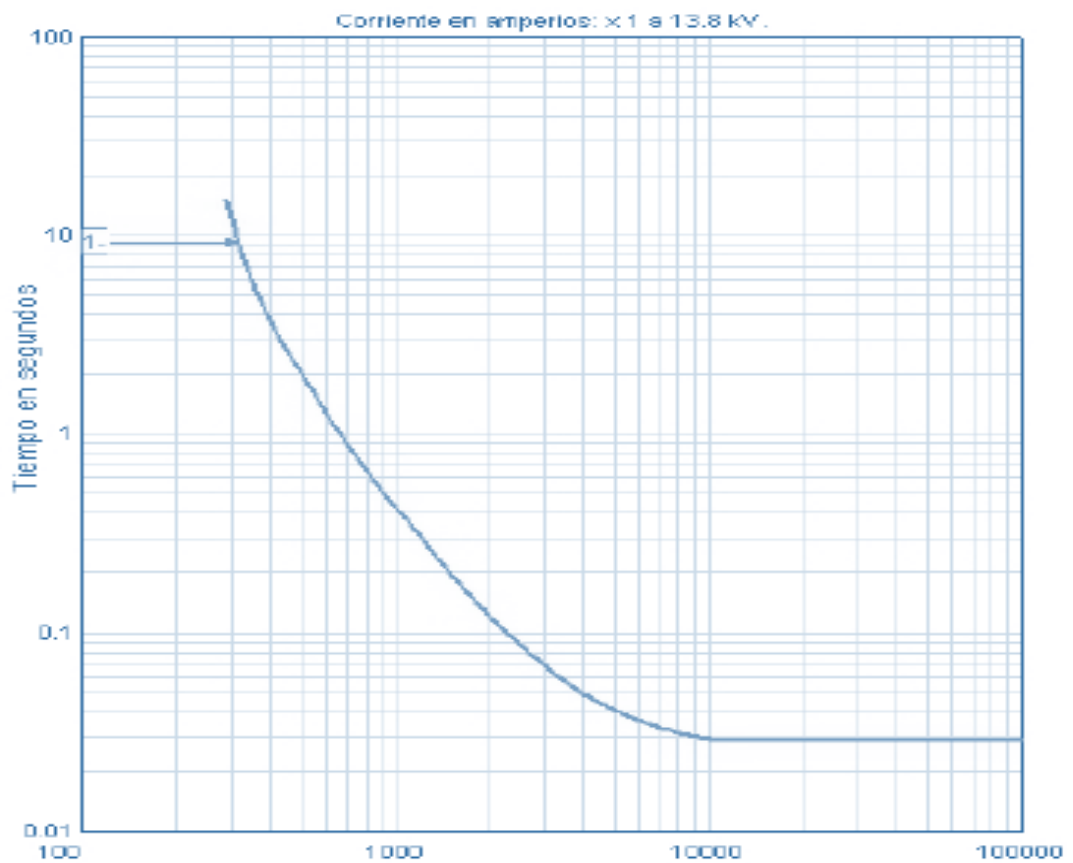


Figura 4.6: Curva I vs T de Corrientes de desbalance.

4.2.1.7 Características del Relé de frecuencia 81:

Las variaciones de frecuencia en un sistema eléctrico pueden ocasionar muchos daños en los equipos y el correcto funcionamiento que una empresa o industria.

Cuando la frecuencia baja más de lo normal cambia los valores constantes de velocidad en motores, la corriente en las bobinas sube y la corriente en condensadores baja considerablemente.

Cuando la frecuencia sube más de lo normal cambia los valores constantes de velocidad en motores de forma acelerada, poniendo en peligro el proceso que desempeña, así como la posibilidad de daños del devanado de su bobina. De igual forma la corriente en los condensadores sube y puede hacerlos estallar.

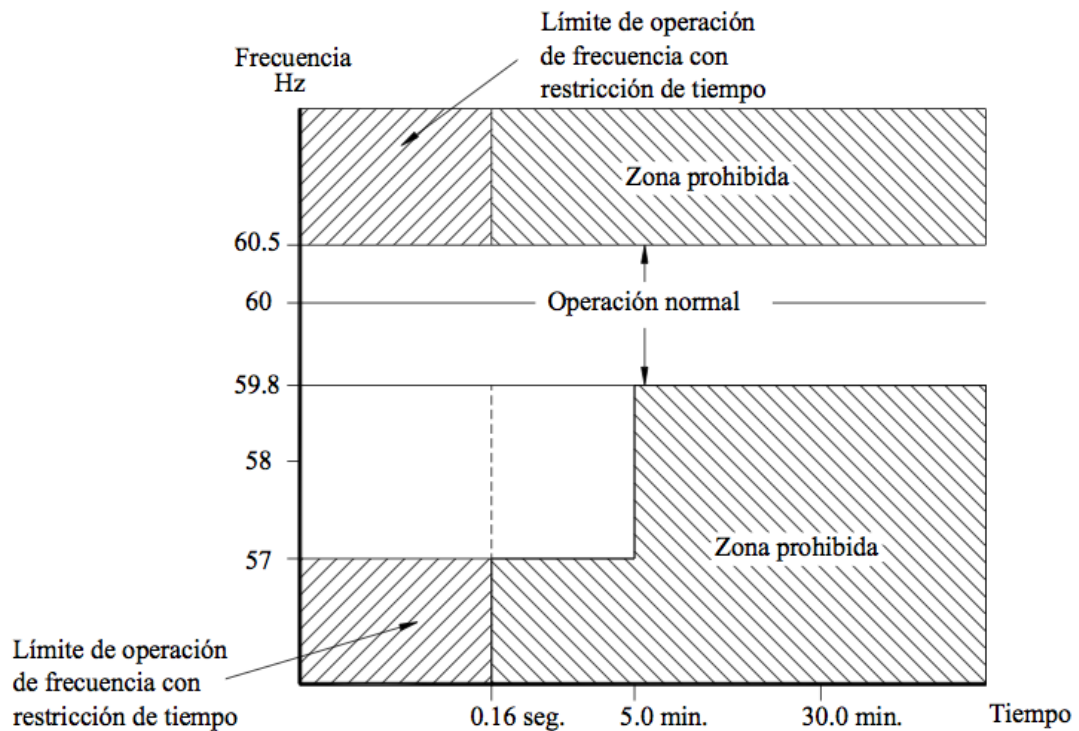
Estos relés usan tecnología de estado sólido y técnicas de conteo digital para proveer mediciones de frecuencia precisas.

Cuando se usa un relé de frecuencia para operar por debajo de un valor menor a la frecuencia fundamental [60 Hz], se lo conoce como relé de baja frecuencia y denominado como 81U y cuando funciona por arriba de una valor mayor a 60Hz se lo conoce como relé de sobre frecuencia y se lo denomina 81O.

La norma IEEE Std. 1547-2003 recomienda un rango entre 59.8 – 60.2Hz con un tiempo de disparo entre 0.16 – 300 seg., para menores de 57Hz se tiene un tiempo de 0.16 seg. Y un +0.5 Hz para sistemas de 60Hz con un tiempo de disparo de 0.16 seg.

La figura a continuación muestra un resumen de la norma IEEE Std. 1547-2003, con las respectivas zonas dadas por los límites de frecuencia y de tiempo de

operación de la protección, dichas zonas son llamadas de operación normal y zona prohibida o no permisible para el sistema a proteger.



4.2.1.7.1 Ajuste del relé de frecuencia 81

Para la protección de baja o sobre frecuencia en la SE Samanes se tiene la siguiente información respecto al ajuste

Tomando en cuenta las recomendaciones de la norma IEEE Std. 1547-2003. Se ha ajustado el relé 81 de las Subestación Samanes de tal manera que:

- El relé 81U está fijado a 57 Hz con un tiempo de retardo de 0.16 s. (10 ciclos).

- El relé 81O está fijado a 60.5 Hz con un tiempo de retardo de 0.16 s. (10 ciclos).

4.2.1.8 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, su funcionamiento es electrónico y nos permite elegir entre una variedad de curvas de ajuste.

El reconector permite aislar a las cuatro alimentadoras de salida de la subestación y es una protección de respaldo para fallas en el sistema. El reconector 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 reconector hace varios intentos de despejar y volver a conectar la alimentación al circuito. Si la falla persiste, el reconector se bloquea.

4.2.1.8.1 Criterios para aplicación del reconector.

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

- El voltaje del reconector debe ser mayor que el voltaje línea a línea del sistema.
- La capacidad de interrupción del reconector debe ser mayor que la

máxima corriente de falla.

- La corriente máxima continua del reconectador debe ser mayor o igual que el valor de la corriente de carga.
- La corriente mínima de operación o $I_{pick-up}$ suele ser igual al doble de la máxima corriente de carga, es decir la corriente que soporta como máximo el conductor. En los relés electrónicos se escoge menor al doble de la corriente máxima continua del reconectador.
- Se recomienda ajustar el reconectador a dos rápidas seguidas por dos operaciones atrasadas intencionalmente.

4.2.1.8.2 Operación del reconectador.

Los reconectores presenta transformadores de corriente incorporados que nos permiten conocer la información de corriente de fallas al control electrónico. Estos CT's tienen una relación de transformación única (1000:1) para todos los niveles de tensión, por lo que el valor de mínimo despeje de corriente no depende de la corriente continua ni de la de interrupción del reconectador.

Los CT's detectan de forma continua las corrientes de línea y esta es monitoreada por el control electrónico. Cuando el nivel de corriente excede el mínimo nivel de disparo programado, se activa la lógica de detección y temporización. Luego de un retraso determinado con una curva característica tiempo-corriente programada, el circuito de disparo se energiza, enviando una señal al reconectador que abre los contactos de las tres fases. Un temporizador opera entonces, provocando así el cierre de contactos y reajusta la lógica para empezar la temporización en su próxima operación. Después de que el tiempo programado acaba, una señal de

cierre es enviada al reconectador y el monitoreo de corriente empieza nuevamente.

4.3.2.2.4 Ajuste del Reconectador.

Los reconectores de tipo VWE (Reconectador Automático De Circuito Trifásico De Interrupción Al Vacío Controlado Electrónicamente), teniendo los siguientes valores de corriente de despeje posibles: 100, 140, 200, 280, 400, 560, 800, 1120.

La Empresa Eléctrica Guayaquil EP posee un criterio de operación de manera tal que se establecen medidas de alerta cuando la lectura de corriente de una alimentadora sobrepasa los 350 [A], lo mismo que sucede cuando hay sobrecarga en una troncal o se debe tener en cuenta los mantenimientos programados donde hay transferencia de carga de una alimentadora a otra.

Para la selección del ajuste del reconectador se multiplica la corriente máxima de alerta que fluye por el alimentador por un factor de ajuste, el rango de este factor es de 1,5 a 2, obteniendo un rango de corriente, lo cual la corriente de despeje se la determina escogiendo el valor que está dentro del rango.

$$350 * 1,5 = 525 A$$

$$350 * 2 = 700 A$$

Entonces, el ajuste seleccionado para nuestros reconectores será:

- Corriente de despeje: 560Amp
- Curva rápida: 102
- Curva lenta: 117

4.3 Conclusiones y recomendaciones

1. El TPU-2000R al ser un relé de tecnología moderna presenta varias funciones de protecciones, siendo el dispositivo más completo y eficiente para proteger la subestación de distribución Samanes, ya que además de presentar la protección diferencial también presenta la protecciones de sobre corriente con retardo de tiempo y protección de sobre corriente instantánea, también protección de baja frecuencia.
2. Para el respectivo ajuste de la función 87 se realizó el cálculo de los diferentes errores implicados para evitar falsa operación del relé de protección diferencial, se efectuó el análisis de los errores de ángulo, errores de los instrumentos de medición, operaciones en el transformador como cambios de TAPs y saturación de CTs, permitiendo de esta manera tener una curva característica con pendiente del 30% en su mayor pendiente lo que nos asegura un ajuste razonable y evita la falsa operación para condiciones en que se puedan saturar los transformadores de corriente y no deba operar la protección diferencial.
3. Para el cálculo del ajuste de protecciones de las función 50 y 51 se aplicaron criterios establecidos en las normas teniendo curvas características de inversa con lo cual se afirma una correcta coordinación ante sobrecorrientes.

CAPITULO 5

COORDINACION DE LAS PROTECCIONES.

Como antes se ha mencionado es necesario que todo sistema de protección presente tres criterios claves que son: Sensibilidad, Selectividad y Rapidez; características necesarias para que un sistema eléctrico sea confiable.

La protección aplica el criterio de *Sensibilidad* para que con cualquier tipo de falla el sistema de protección opere y la parte en falla del sistema sea aislada.

También el sistema es *Selectivo*, para definir o ajustar bajo qué condiciones debe o no operar, y en la situación de que sea necesario operar con que retardo de tiempo.

En el presente capítulo se tiene como objetivo la coordinación de las protecciones de la subestación Samanes, partiendo del concepto de que coordinar la

protección significa definir los tiempos de operación de la protecciones permitiendo aplicar el criterio de selectividad tomando en cuenta las características y funcionalidad de cada uno de los elementos de protección, entonces de esta manera se puede llegar al criterio de minimizar los tiempos de actuación y garantizar un apropiado ajuste en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo, aplicando así también criterio de redundancia de protecciones.

Para lograr el objetivo antes planteado se ha utilizado la ayuda del programa computacional CYMTCC 4.5 Rev 13, el cual dispone de una extensa gama de elementos de protección con sus respectivas graficas tiempo-corriente, y permite de manera simplificada y didáctica en una sola grafica resumir las diferentes curvas de los diferentes equipos de protección, así dando una idea clara y general de todas las coordinaciones.

5.1 Características de los elementos de Protección.

La protección de manera general está dada a través de equipos diseñados para soportar los esfuerzos por cortocircuito y están dotados con sistemas de control sensibles a corrientes de falla y mecanismos de operación para abrir el circuito y aislar la sección que se encuentran protegiendo.

La principal característica que define a los equipos de protección de sobre corriente es que detectan una falla al medir una corriente varias veces superior a la de la línea que supervisan. Estos equipos presentan además una característica de retardo de tiempo en función de la magnitud de la corriente de falla que

detectan; ésta se denomina característica de tiempo inverso.

La mencionada característica de tiempo inverso en los equipos de sobre corriente permite:

- En sistemas eléctricos, la magnitud de corriente de falla depende en gran parte de la ubicación de la misma, es decir, mientras más lejos de la fuente se ubique la falla, menor es la corriente de cortocircuito. Esta característica del sistema permite coordinar equipos de protección por sobre corriente en cascada.
- Las corrientes de arranque o “inrush” de los motores y transformadores poseen una característica inversa. Esto permite establecer los parámetros del equipo de protección de manera que sea no opere a tales corrientes de arranque, evitando una desconexión innecesaria.

5.1.1 Características de los CT's

Los CT's que se encuentran en el transformador tienen las siguientes características:

	Relación	Potencia
CT 1 69 KV	600:5	15 VA CI 3
CT 2 13,8 KV	1200:5	

Tabla 5.1: Características de los CT's de la subestación “Samanes”.

Para la selección del CT en el lado de 69 KV se analiza la corriente nominal y la máxima corriente de falla de tal manera que al circular la corriente de falla referido al lado secundario del CT1 no sea tan alta para que sature el CT y la selección del

ALF nos genere un error mínimo tomando en cuenta los valores de ALF dictados por la norma

Clases de precisión normales de los transformadores de corrientes de protección			
Clase de precisión	Error relativo para I_n	Error de Fase en minutos para la I_n	Error Compuesto para la Corriente Limite de precisión
5P	± 1	± 60	5
10P	± 3	-	10
20P	± 3.5	-	20

Tabla 5.2: Clases de precisión de los CT's para protección.

Para seleccionar la relación de transformación del CT en el lado del primario utilizamos la corriente nominal que es 200 A y la corriente de falla en el lado de la alta tensión que es 3585 A se selecciona de 600:5 debido a que.

Corriente en el secundario del CT al momento de la falla.

$$I_{fs} = 3585 * \frac{5}{600} = 28,87 \text{ Amp}$$

La corriente reflejada en el secundario del transformador de corriente al momento de la falla es de 28,87 A con lo cual según la norma IEC 644-1 se selecciona un valor de ALF 10, obteniendo un límite de precisión de 50 A evitando así la saturación del CT durante el periodo que ocurra una falla y un error mínimo de relación de transformación del 3%

Tomando en cuenta la corriente nominal 200 A, referida al secundario del CT1 observamos que dicho valor de corriente se encuentra en el margen de precisión de lectura de los equipos de protección. Es decir que dicho valor de corriente es lo suficientemente aceptable para tener una precisa lectura en los equipos de protección.

Partiendo que la reactancia del transformador amortigua la corriente de falla en el lado de 13,8 KV, esto hace que se dimensione la relación del CT2 en menor proporción, utilizando un CT2 de 1200:5.

Se realiza un análisis similar hecho anterior en el lado de 69 KV de tal manera que se obtiene los siguientes resultados.

Corriente de falla en el secundario del CT al momento de la falla:

$$I_{fs} = 7031 * \frac{5}{1200} = 29.29Amp$$

5.1.2 Características de los Fusibles.

De manera general un fusible es un dispositivo eléctrico de protección usado para proteger un circuito eléctrico mediante la fusión de uno o varios elementos contruidos para este objetivo de protección, interrumpiendo el flujo de la corriente eléctrica cuando esta sobrepasa el valor de la corriente de fusión del fusible dentro de un tiempo determinado.

Los fusibles utilizados para la protección de la subestación Samanes 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.

De acuerdo a la norma ANSI C37. 100 1972, los fusibles son diferenciados por las siguientes características:

- Frecuencia.
- Tensión eléctrica nominal.
- Corriente eléctrica nominal.
- Nivel básico de impulso.
- Servicio (interior o intemperie).
- Respuesta de operación (curva tiempo corriente).
- Capacidad interruptora (simétrica y asimétrica).
- Velocidad de respuesta (en el tipo expulsión).

5.2.1 Criterios para selección de fusibles

Los siguientes parámetros son utilizados para definir la selección de un fusible:

- La corriente de la carga.
- Voltajes del sistema.
- Máxima corriente de falla.

A continuación se detallan las corrientes continuas en base el tipo de fusible:

Fusible tipo K	Corriente continua (Amps)	Fusible tipo K	Corriente continua (Amps)
6	9	40	60
8	12	50	75
10	15	65	95
12	18	80	120
15	23	100	150
20	30	140	190
25	38	200	200
30	45		

Tabla 5.3: Características de los Fusibles Tipo K

Para determinar el fusible se considera el tipo de carga que va a ser alimentado:

Fm	Carga
1,5	No inductivos
2	Normales
2,4	Arranque de motores
3	Sobrecargas esperadas

Donde Fm es el factor que multiplica la corriente nominal para obtener la corriente continua para la selección de fusible.

Las siguientes ecuaciones que se muestran a continuación son utilizadas para determinar el tipo de fusible.

$$I_{ramal\ monofasico} = \frac{S}{V} \times Fm$$

$$I_{ramal\ trifasico} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} \times Fm$$

En donde el voltaje para un ramal monofásico es de 7620 V y para un ramal trifásico es 13800 V.

5.2.2 Criterios para aplicación de fusibles a lo largo de los ramales.

Las reglas para la coordinación de los fusibles son las siguientes:

- Si se tienen dos fusibles en serie, el tiempo máximo de despeje de falla del fusible protector no debe exceder el 75% del mínimo tiempo de fusión del fusible de respaldo.
- La corriente de carga no debe exceder la máxima corriente continua que puede pasar por el fusible sin que este se vea afectado.
- Un fusible puede llegar a proteger de sobrecargas, sin embargo se debe tener claro que su objetivo principal es proteger de corrientes de cortocircuito.

Los fusibles se escogen a lo largo de la alimentadoras de acuerdo a la las siguientes tablas mostradas a continuación

5.2.3 Levantamiento de las Alimentadoras

Con la finalidad de reconocer con exactitud las cargas conectadas a lo largo de las 4 alimentadoras de la Subestación Samanes fue necesario realizar el recorrido correspondiente a cada una de ellas lo cual detallamos con claridad a continuación.

5.2.3.1 Alimentadora Juan Montalvo

La alimentadora Juan Montalvo sale de la parte posterior de la subestación por la calle 1 pj 7 No, en el poste de salida se encuentran tres fusibles, uno para cada fase los cuales son para protección de la troncal como se indica en la Figura 5.1. La alimentadora Juan Montalvo continua en dirección Oeste aproximadamente 500m llegando a la Calle 1 pj 11No, de ahí tomando dirección hacia el suroeste hasta llegar poco a poco a la Cooperativa Juan Montalvo. En esta alimentadora encontramos varios ramales bifásicos y monofásicos. El primer elemento de protección se encuentra a una distancia 150 m con un transformador de capacidad de 50 KVA como se indica en el punto 1 de la Figura 5.1. Continuando con la trayectoria de la alimentadora a unos 300 m encontramos el segundo elemento de protección con un transformador de capacidad de 50 KVA correspondiente al punto 2, de la misma manera siguiendo con la trayectoria de la alimentadora encontramos un transformador monofásicos de 37,5 KVA, el cual dispone de un fusible de 6K siendo el tercer elemento de protección como se indica en el punto 3 de la Figura 5.1. La alimentadora sigue por la calle 1 pj 11 No, donde se encuentra un transformador de 50 KVA como se indica en el punto 4 de la Figura 5.1. En este la alimentadora sigue hacia el suroeste donde existe otro

transformador con capacidad de 50 KVA, como se indica en el punto 5 de la Figura 5.1. La alimentadora continúa su recorrido alimentando la zona residencial de la Cooperativa Juan Montalvo.

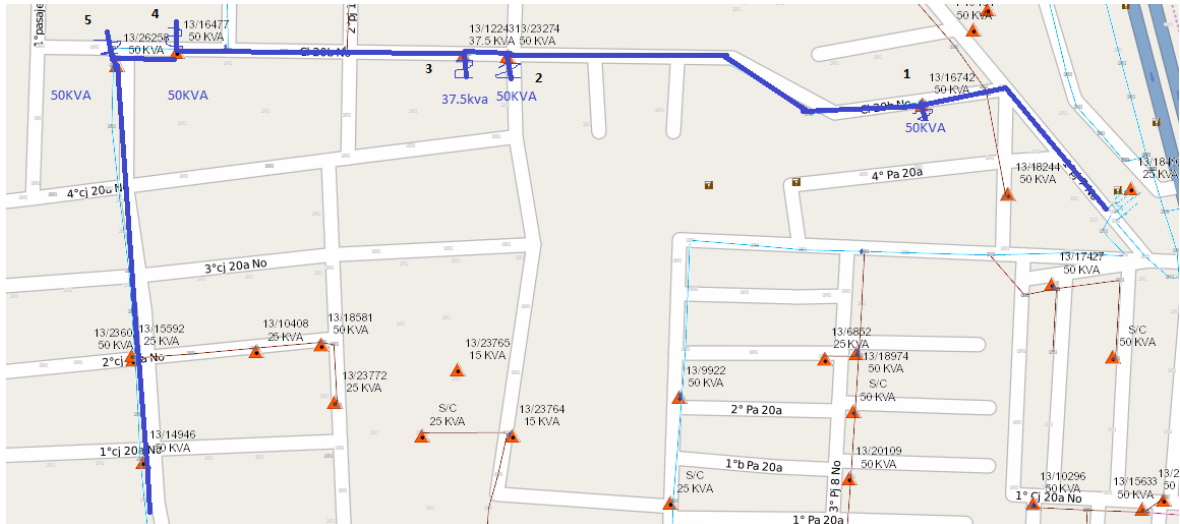


Figura 5.1 Recorrido 5 puntos de protección de Alimentadora Juan Montalvo

5.2.3.2 Alimentadora Samanes

La alimentadora Samanes tiene una ruta de salida de la subestación Samanes en dirección hacia al Sur, ingresando por los Rosales en el lado de la Avenida Francisco de Orellana, la cual a la salida de la alimentadora existen 3 fusibles, un fusible para cada fase que corresponde a la protección de la troncal como se indica en la Figura 5.2. La alimentadora Samanes sigue aproximadamente 250 metros más adelante a dirección oeste partiendo desde la Av. Francisco de Orellana siguiendo el recorrido cruza perpendicularmente la Av. Jorge Villacreses. Esta alimentadora da servicio puramente residencial con un transformador de 50 KVA a una distancia de 150 m como se indica en el punto 1 de la Figura 5.2. Continuando con la alimentadora a una distancia de 350 m del primer elemento

existe un transformador de 25KVA como se indica en el punto 2 de la figura 5.2. Aproximadamente 520 metros más adelante, existe otro transformador de capacidad de 50 KVA como se indica en el punto 3 de la Figura 5.2. Siguiendo con la alimentadora encontramos otro transformador monofásico de 50 KVA cada uno, el cual dispone de tres cajas fusible con su respectiva tira fusible para cada transformador como se indica en el punto 4 de la Figura 5.2. Llegando al quinto elemento de protección se encuentra un transformador de 50 KVA correspondiente al punto 5 de la figura 5.2.

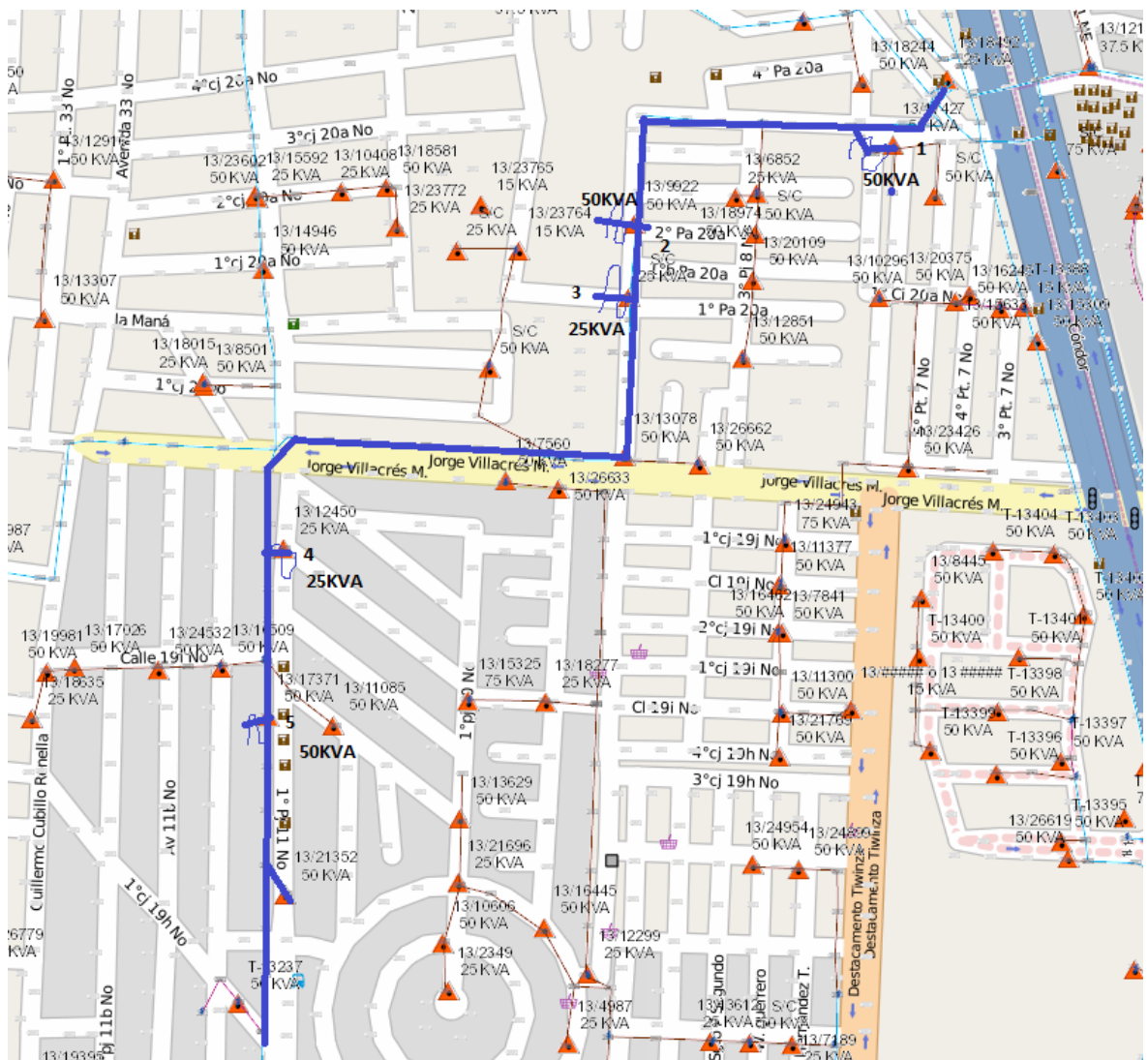


Figura 5.2 Recorrido 6 puntos de protección de Alimentadora Samanes

5.2.3.3 Alimentadora Samanes 4

La alimentadora Samanes 4 sale perpendicular por la Avenida Francisco de Orellana, y continúa por la etapa de Samanes 4 en dirección a la Avícola Fernández que se encuentra en la Avenida Isidro Ayora, desde ahí avanza en dirección norte pasando por la etapa de Samanes 1 hasta llegar a una parte de la etapa Samanes 2 . En el poste de salida existen 3 fusibles. A pocos metros de aquí la alimentadora posee un transformador de 75 KVA y disponen de un fusible, como se indica en el punto 1 de la Figura 5.3. Continuando por la alimentadora llegamos hasta la altura de la calle 6to Callejón 20 NE que existe otro transformador monofásico de capacidad de 50 KVA como se indica en el punto 2 de la Figura 5.3. La alimentadora sigue por la calle 6to Callejón 20 NE y en el intercepto con la Avenida Isidro Ayora existe un sub-ramal monofásico de alimentación residencial con una capacidad de 50 KVA como se indica en el punto 3 de la Figura 5.3. La troncal continua por la Avenida Isidro Ayora a dirección hacia el Norte y a una distancia aproximada de 875m se encuentra un transformador de 75 KVA que corresponde al punto 4 de la Figura 5.3, existe un sub-ramal monofásico de capacidad 50 KVA como se indica en el punto 5 de la Figura 5.3.



Figura 5.3 Recorrido 6 puntos de protección de Alimentadora Samanes 4

5.2.3.4 Alimentadora Samanes 3

La alimentadora Samanes 3 sale perpendicular por la Avenida Francisco de Orellana, y continúa por la etapa de Samanes 2 en dirección a la Avenida Francisco Rizzo, desde ahí avanza en dirección este pasando por la etapa de Samanes 3, Samanes 6, Samanes 7 hasta llegar a una parte de la etapa Samanes 5 . En el poste de salida existen 3 fusibles. A pocos metros de aquí la alimentadora posee un transformador de 50 KVA y disponen de un fusible, como se indica en el punto 1 de la Figura 5.4. Continuando por la alimentadora llegamos hasta la altura de la calle 2do Pasaje 1 NE que existe otro transformador monofásico de capacidad de 50 KVA como se indica en el punto 2 de la Figura 5.4. La alimentadora sigue por la Avenida Francisco Rizzo y en la intersección con la Avenida Isidro Ayora existe un sub-ramal monofásico de alimentación residencial con una capacidad de 50KVA como se indica en el punto 3 de la Figura 5.4. La troncal continua por la Avenida Isidro Ayora a dirección hacia el Norte y a una distancia aproximada de 700m se encuentra un transformador de

37,5KVA que corresponde al punto 4 de la Figura 5.4, existe un sub-ramal monofásico de capacidad 50 KVA como se indica en el punto 5 de la Figura 5.4.

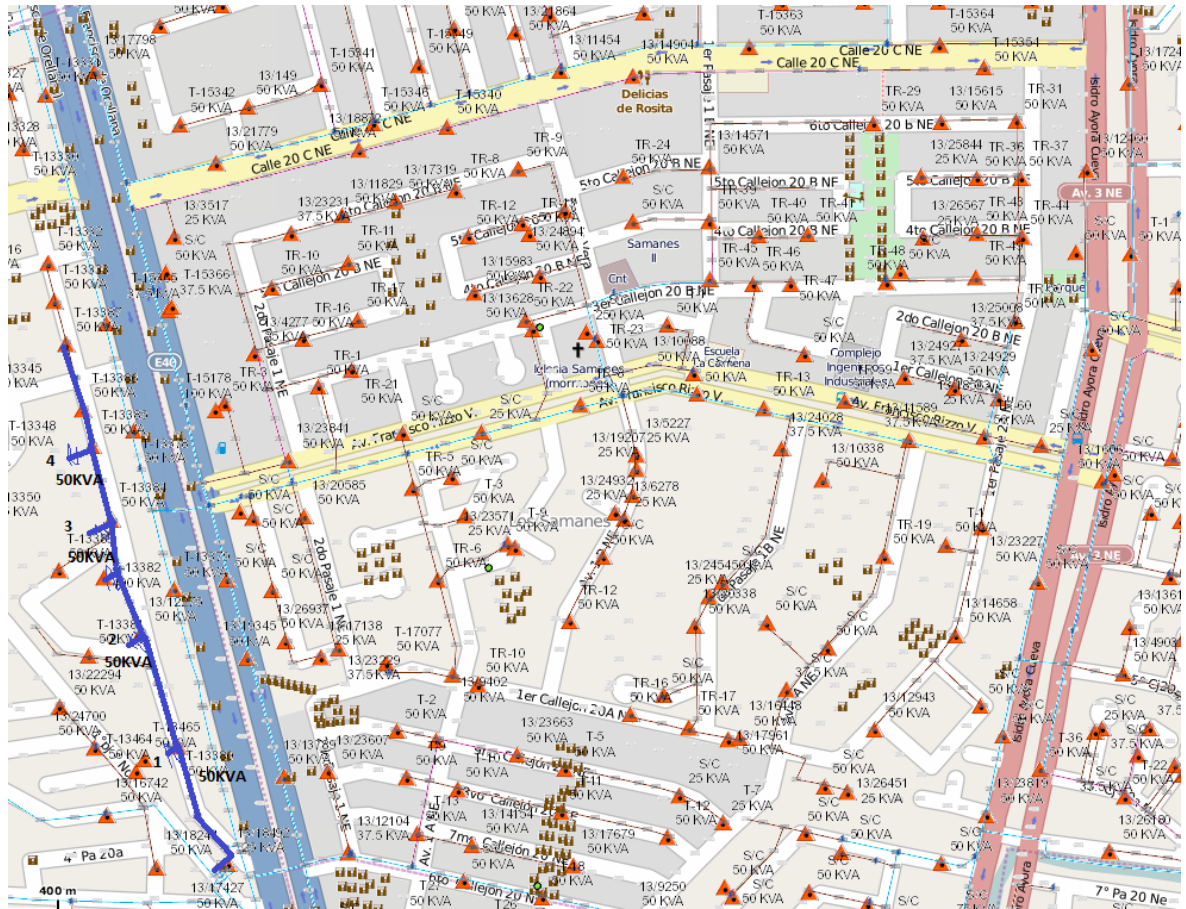


Figura 5.4 Recorrido 6 puntos de protección de Alimentadora Samanes 4

5.2.3 Selección de Fusibles

Con los criterios mencionados en el capítulo y la información obtenida en el levantamiento de las alimentadoras, determinaremos la corriente de carga y el correcto fusible a utilizar para la protección de la alimentadora.

5.2.3.1. Alimentadora Juan Montalvo

Posición	Cap. Trafo (KVA)	I Max (Amp)	Tipo
1	50	8.15865445	10K
2	50	8.15865445	10K
3	37.5	6.118990837	6K
4	50	8.15865445	10K
5	50	8.15865445	10K

Tabla 5.4: Fusibles utilizados en la alimentadora Juan Montalvo

5.2.3.2 Alimentadora Samanes

Posición	Cap. Trafo (KVA)	I Max (Amp)	Tipo
1	50	8.15865445	10K
2	25	4.079327225	6K
3	50	8.15865445	10K
4	50	8.15865445	10K
5	50	8.15865445	10K

Tabla 5.5: Fusibles utilizados en la alimentadora Juan Samanes

5.2.3.3. Alimentadora Samanes 4

Posición	Cap. Trafo (KVA)	I Max (Amp)	Tipo
1	75	12.23798167	10K
2	50	8.15865445	10K
3	50	8.15865445	10K
4	75	12.23798167	10K
5	50	8.15865445	10K

Tabla 5.6: Fusibles utilizados en la alimentadora Samanes 4.

5.2.3.4. Alimentadora Samanes 3

Posición	Cap. Trafo (KVA)	I Max (Amp)	Tipo
1	50	8.15865445	10K
2	50	8.15865445	10K
3	50	8.15865445	10K
4	37.5	6.118990837	6K
5	50	8.15865445	10K

Tabla 5.7: Fusibles utilizados en la alimentadora Samanes 3

5.3 Intellirupters

Tomando en cuenta la implementación de equipos modernos en las protecciones eléctricas se menciona la conveniencia de utilizar los intellirupters para la protección del sistema de distribución de la Subestación Samanes.

La conveniencia de usar el intellirupter antes que un reconectador convencional parte del hecho que luego de despejar una falla, un reconectador convencional verifica la línea mediante un cierre sin control, aplicando repetidas veces corriente de falla nociva a los equipos desde la fuente hasta la falla. Pero el IntelliRupter utiliza la revolucionaria tecnología PulseClosingTechnology™ de S&C, un medio para verificar que la línea no tenga fallas antes de iniciar una operación de cierre. La restauración por pulso reduce drásticamente el estrés sobre los componentes del sistema, así como los huecos de tensión experimentados por los clientes agua arriba de la falla.

5.4 Características de Interruptor 69 KV.

Los interruptores utilizados en la mayoría de subestaciones que corresponden al sistema eléctrico de Guayaquil utilizan interruptores de potencia marca ABB tipo 72PM40-20 los cuales la interrupción se produce en un medio con Gas SF₆(GSB), con capacidad de corriente nominal de 1200Amp y una corriente de cortocircuito máxima de 40KAmp; este disyuntor fue escogido en base a la corriente nominal máxima de operación y a un estudio de fallas tomando como dato principal la máxima corriente que se puede presentar al momento de la falla de cualquier tipo que esta sea.

En la subestación Samanes dicho interruptor se encuentra en el patio de 69 KV y su función principal es proteger al transformador de sobrecorrientes que son detectadas u “observadas” por el relé de protección, el cual envía una señal al interruptor logrando así abrir sus contactos en caso de fallas.

5.5 Áreas de protección.

La zona 1 de protección del 52 abarca desde los terminales de salida del disyuntor, el transformador de potencia, la barra de 13,8KV hasta inicios de la salida de cada alimentadora, donde inicia la zona 2 de protección dada por los reconectores de cada alimentadora y para que de esta forma se cumpla la selectividad, es decir que si se produce una falla en el camino de una de las alimentadoras (Zona 2), el reconector actúe de ser el caso desconectando la alimentadora que presente falla mas no toda la subestación, en el caso que el reconector no despeje dicha falla, esta pasa a ser despejada por la zona 1.

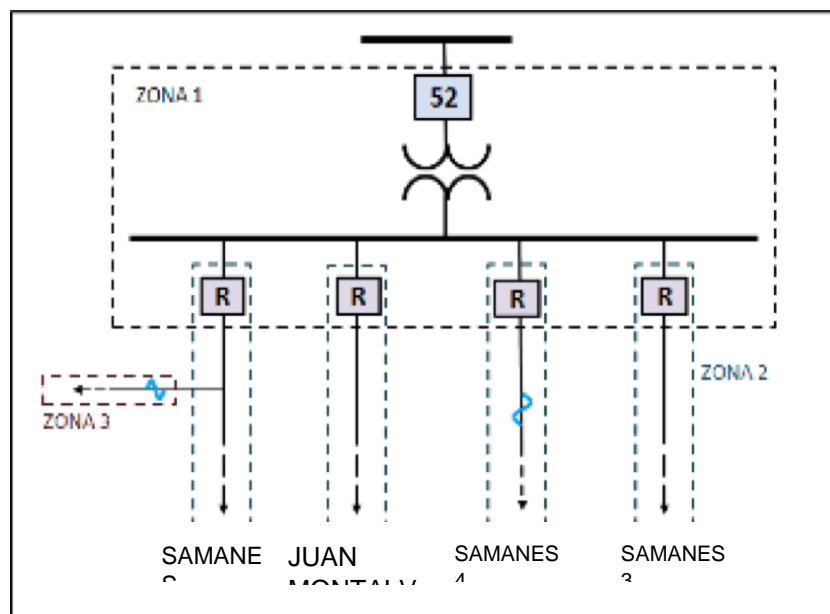


Figura 5.1: Zona de protección

5.6 Coordinación de las Protecciones del Sistema de Distribución.

La regla básica de coordinación de equipos de protección por sobre corriente es de permitir al dispositivo más cercano a la falla (equipo de protección primaria) despejarla o aislarla; en caso de fallar el dispositivo de protección primaria, el dispositivo próximo de protección (equipo de protección secundaria) ubicado del lado de la fuente deberá despejar la falla.

Para lo coordinación de los diferentes equipos de protección de la subestación Samanes se debe tomar en cuenta los siguientes puntos:

- La corriente I_{pk} del relé o corriente mínima de operación del relé debe estar ajustada de tal manera que sea tres veces mayor a la corriente I_{pk} o de operación del fusible permitiendo que de esta manera el fusible de cada alimentadora actúe aislando la falla sin que se vea afectado el funcionamiento del transformador, y las demás alimentadoras no falladas continúen sirviendo a sus respectivas cargas.
- En los que respecta a la coordinación entre reconectador y fusibles se toma en cuenta el concepto de funcionamiento del reconectador tomando en cuenta que el reconectador funciona de manera secuencial que cuando censa una falla actúan de la siguiente manera:

Primero cuando empieza la falla presenta una apertura rápida y cierra de nuevo su contactos, si la falla persiste presente de manera similar otra

apertura rápida y se vuelve a cerrar, entonces en este punto si la falla persiste de manera similar existe un funcionamiento de 2 aperturas lentas.

Cabe mencionar que dicha configuración está establecida de tal manera que las 2 aperturas rápidas del reconectador evitan la posiblemente innecesaria fusión del fusible ante una falla temporal, y las dos apertura lentas está configurada de tal manera que ante una falla continua el fusible actué y llegue a su punto de fusión y proteja su respectiva alimentadora o línea.

- También es importante mencionar que para la configuración de los valores de corriente de puesta en trabajo o pick up se toma el criterio que para relés de sobrecorriente tanto en el lado de baja como en el lado de alta se aplica el concepto que: $I_{pk} = 1,3 I_n$; de manera similar se aplica el dicho concepto para el ajuste de las corriente de puesta de trabajo de los reconectadores de cada alimentadora, teniendo en cuenta el posible traspaso de carga que puede existir desde otra alimentadora contigua.

5.7 Resultados de la Coordinación de la Subestación y Red de Distribución de la Subestación Samanes

La figura 5.2 muestra los resultados de la coordinación de la Protecciones

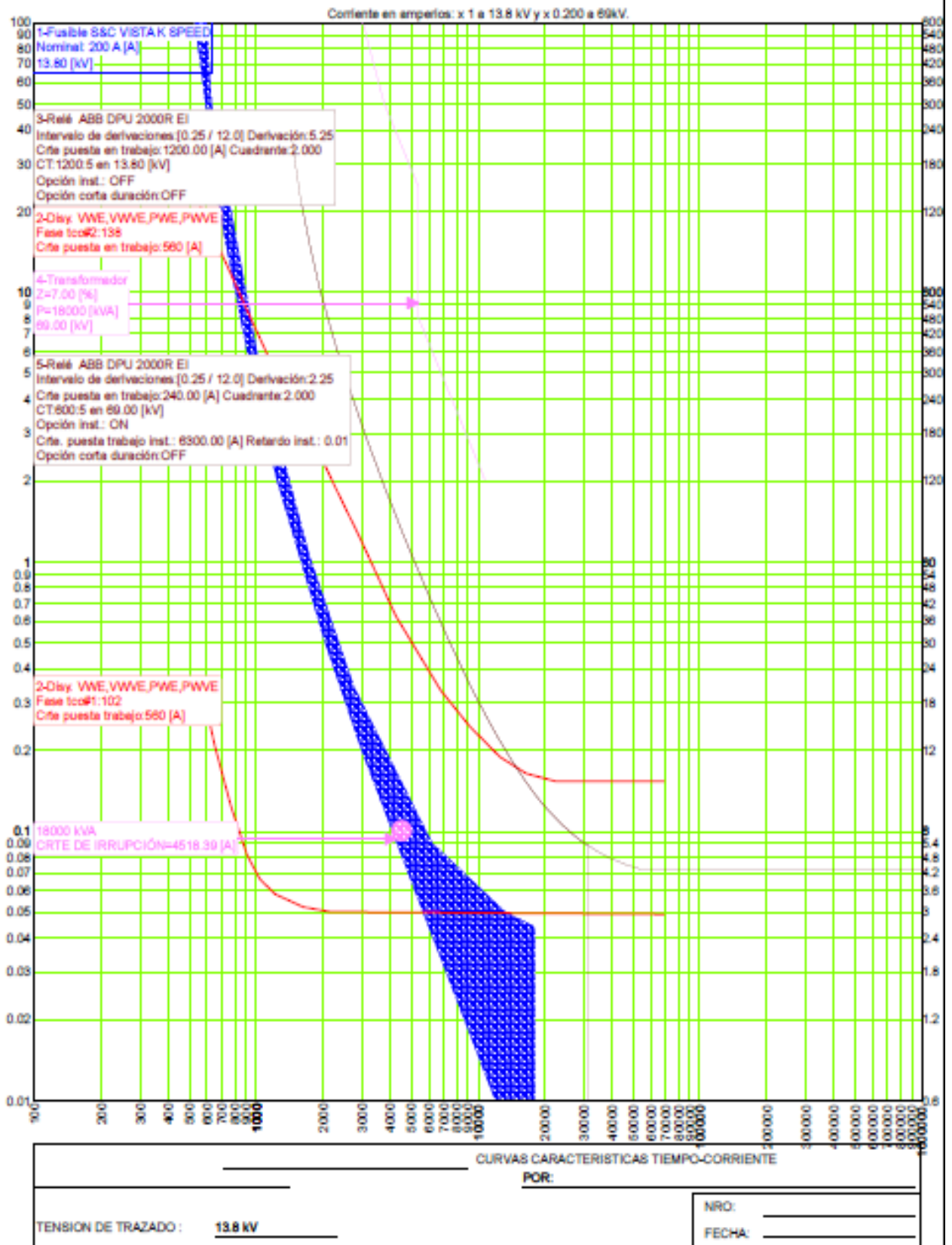


Figura 5.2: Coordinación de las protecciones de la Subestación Samanes.

Es de suma importancia marcar que considerando las normas de la IEEE pautadas para la coordinación de sobre corriente de relés digitales, se ha considerado un Intervalo de Coordinación entre **0.2 a 0.25 segundos** en el punto de coordinación que indica la contribución a la corriente de máxima falla en la ubicación del Relé, entre los equipos de protección.

La corriente de puesta en operación del equipo de protección de sobrecorriente 51 se la ha ajustado de tal forma que el transformador trabajara en condiciones nominales y en condiciones de sobrecarga, sin sobrepasar los límites indicados por el fabricante, además se tomó en cuenta la corriente INRUSH para evitar la operación en la energización del mismo.

De manera general la corriente de arranque se ajusta de 125 a 150%, de la corriente nominal para el estudio de protecciones de la subestación Samanes se ha ajustado en 130% de la corriente nominal. Dicha corriente fue calculada a la máxima potencia del transformado es decir con enfriamiento de aire forzado FA a 24 MVA

El tiempo de operación fue coordinado con los tiempos de los equipos de protección aguas abajo al transformador. Se seleccionó un time dial del relé de tiempo inverso que impida que el transformador trabaje por encima de su curva de daño, la cual contempla límites térmicos y mecánicos, y nos permite tener la seguridad que no se encuentra comprometida la integridad física del transformador.

En lo que se refiere a la protección del equipo 51 tanto en alta tensión como en baja tensión están sobrepuestos en la misma curva debido a que tenemos un solo

interruptor ubicado en el lado de alta tensión, es decir que si ocurre una falla en el lado de baja tensión el interruptor debe abrirse protegiendo de esta forma el transformador pero si por algún motivo el relé de baja tensión no funciona el 51 ubicado en alta tensión debe proteger al transformador abriendo al interruptor, otorgando así a nuestro sistema de protección una característica importante de redundancia de protecciones dando mayor seguridad y protección al transformador.

El relé de operación instantáneo 50 ubicado operara tanto para la corriente máxima de falla en el lado de alta tensión como para la corriente máxima de falla en el lado de baja tensión.

También en la gráfica de las coordinaciones encontramos un punto indicando la corriente de magnetización o "Inrush" a 0.1 segundos.

Esta 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.

La coordinaron de la Protección en la alimentadora incluye:

1.- Equipo 1: Fusible

Fabricante: S&C

Tipo: K Capacidad nominal: 200K

Rating: 200 A

2.- Equipo 2: Reconectador electrónico COOPER

Tipo VWE

Corriente mínima de operación, Amp: 560

Curva rápida: 102

Curva lenta: 131

3.- Equipo 3: Relé ABB TPU 2000R

Voltaje: 13,8kv

Característica de tiempo: extremadamente inversa (IEC)

Mínima corriente de disparo, Amp: 1200

Corriente instantánea de disparo, Amp: 10000

4.- Equipo 4: Relé ABB TPU 2000R

Voltaje: 69kv

Característica de tiempo: extremadamente inversa (IEC)

Mínima corriente de disparo, Amp: 240

Corriente instantánea de disparo, Amp: 5000

Dial de tiempo/retardo: 1

5.- Equipo 5: Transformador de potencia – Curva de daño del transformador.

Conexión: Delta-Grd.Y

Primario 69KV

Corriente nominal Amp: 69/200,82

Secundario 13.8KV

Corriente nominal Amp: 13,8/1004,09

Capacidad: 24MVA

Impedancia: 7%

5.2 Resumen de Ajustes.

El ajuste de las protecciones se presenta a continuación:

- FUSIBLE

Voltaje: 13,8 KV

Fabricante: S&C

Rango: 200 A

- RECONECTADOR

Voltaje: 13,8 KV

Fabricante: Electronic TCC Coopevfrom 44

Curva Rápida: 102

Curva Lenta: 138

Rango: 560 A

- RELE TPU2000R lado Primario

Tipo de Control: Relé Electrónico

Voltaje: 69 KV

Fabricante: ABB

Time Dial: 2 seg

Relación de Cts.: 600:5

Corriente de Puesta en Trabajo: 240 Amp

- RELE TPU2000R lado Secundario

Tipo de Control: Relé Electrónico

Voltaje: 13,8 KV

Fabricante: ABB

Time Dial: 2 seg

Relación de Cts.: 1200:5

Corriente de Puesta en Trabajo: 1200 Amp

- TRANSFORMADOR

Voltaje Primario: 67 KV

Impedancia: 7%

Capacidad Nominal: 18 MVA

Capacidad con Enfriamiento: 24 MVA

Conexión: Δ -Yn1

- AJUSTE 87

Característica diferencial de porcentaje constante: HU 30 %

Corriente de operación: 0,3 por unidad de toma

- AJUSTE 51P AJUSTE 50P BARRA 69 KV

CURVA: extremadamente inversa CURVA: instantánea

Pickup setting: 240/120=2

Time dial: 1

- AJUSTE 51P AJUSTE 50P BARRA 13,8 KV

CURVA: extremadamente inversa CURVA: instantánea

Pickup setting: 1200/240=5

Time dial: 1

- AJUSTE 51N

CURVA: extremadamente inversa

Pickup setting: 2

Time dial: 1

AJUSTE 81

Ajuste de disparo de frecuencia: 59 Hz

Ajuste de retardo de tiempo en ciclos: 0 – 4

CONCLUSIONES

1. La potencia que consume la subestación Samanes desde la sub estación de transmisión Nueva Prosperina es de 19.68 MW para carga máxima lo cual significa un 82% de su capacidad FA de esta manera se cumple la premisa de no sobrepasar el 85% de la capacidad nominal en FA manteniendo su regulación de voltaje dentro del 5%. Estos datos son 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.
2. También una vez realizado el estudio de flujo de carga se observó los voltajes en las diferentes barras del sistema son mayores al 0.95 [pu] lo que

está dentro de los márgenes aceptados.

3. Realizado los estudios de flujo de carga se pudo observar que la máxima corriente de carga que presenta una alimentadora es de 292 A, para un conductor de calibre 336,4 AWG cuya máxima capacidad es de 519 A, se puede concluir que no existe sobrecarga lo cual nos permite tener un margen de seguridad variaciones de corriente sin afectar a la integridad del conductor y realizando el respectivo estudio se tiene la posibilidad de transferir carga de una alimentadora a otra.
4. La configuración que presenta el transformador es de una conexión D-Yn1 , para lo cual el valor de corriente más elevado para caso de fallas, obtenido mediante el análisis de corto circuito, fue el correspondiente a una falla trifásica en el lado primario y también una falla de trifásica en el secundario.
5. La falla máxima en estado estable del lado secundario del reconfigurador (7327 A) es menor que la capacidad de interrupción para los reconfiguradores en el arranque de las alimentadoras de 12 KA, por lo que cumple con lo establecido en el Std. C37.13-1989 7, donde se considera un factor de 1.15 por la corriente máxima de falla, es decir $1.15 \cdot 7327 = 8426$ A.
6. Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los estándares de la IEEE aplicables para el cálculo de falla para voltajes medio y alto. Standard IEEE Std C37.010-1979, IEEE Std C37.5-1979, IEEE Std 141-1993, IEEE Std 241-1990, and IEEE Std 242-1986.
7. El estudio de Corto Circuito y su respectivo estudio de coordinación de protección nos ha permitido determinar el rango de coordinación entre las

protecciones del sistema. Logrando obtener un intervalo de coordinación deseado y recomendado entre 0,15 a 0,25 segundos en el punto de máxima falla en la ubicación del interruptor.

8. Al momento de realizar e implementar el estudio de coordinación de protecciones es muy recomendado si es posible, usar relés con tecnología moderna en la protección del sistema eléctrico como es el caso de la subestación Samanes, ya que un único dispositivo tiene diferentes funciones incorporadas, brindándonos una mayor eficiencia. Como es el caso del relé TPU-2000R, que además de protección diferencial, sirve como protección de respaldo para fallas externas de corto circuito. La protección de respaldo es uno de los ítems necesarios para realizar la coordinación de la protecciones ya que nos permite evitar daños en el transformador o equipos conectados al sistema eléctrico, en caso de fallar la protección primaria, logrando así aplicar el criterio de redundancia de protecciones logrando una mayor protección del sistema eléctrico de distribución.

9. Todos los cálculos y simulaciones realizadas están basadas en el la asunción que el sistema de distribución es balanceado lo cual raramente se presenta, pero debemos mencionar que los valores obtenidos son muy aproximados y el presente proyecto tienen como fundamento principal la coordinación de protecciones por lo que al utilizar valores aproximados en simulaciones de flujos de carga y en cálculos de corrientes de falla podemos asegurar la aplicación de los conceptos aprendido en el curso de graduación.

RECOMENDACIONES

1. Partiendo del hecho de que usar tecnología moderna para la protección de los equipos es más eficiente, se recomienda colocar intellirupters en los ramales con mayor estadística de fallas para incrementar la selectividad y la continuidad del servicio.
2. En la implementación de protecciones en futuras subestaciones, se recomienda solicitar la instalación de transformadores de potencial y de transformadores de corrientes en el neutro para poder adquirir relés que posean la función 87-N y tener la respectiva protección diferencial del neutro del transformador.

3. Se recomienda como en todo equipo eléctrico realizar un respectivo mantenimiento preventivo de los diferentes equipos para evitar posibles fallas y malfuncionamientos, y como es lógico se da prioridad a los mantenimientos preventivos antes que los correctivos.

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° 195: Transformadores de intensidad: errores de especificación y soluciones, <http://www.schneiderelectric.es>, fecha de consulta octubre 2011.
- [6]. Manual del TPU-2000 R de ABB.
- [7]. International Standard; IEC 60044-1.
- [8]. C57.13-1993 ANSI/IEEE Standard, “Requirements for Instrument Transformers”.
- [9] <http://twentenergy.files.wordpress.com/2012/09/20120913-definicic3b3n-de-la-operacic3b3n-de-la-proteccic3b3n-diferencial1.png>
- [10] S&C ELECTRIC COMPANY: <http://www.sandc.com/products/switching-overhead-distribution/intellirupter-pulsecloser.asp>

ANEXOS

ANEXO 1

NOMBRE	CALIBRE	SECCION	SECCION	FORMACION	DIAMETRO	PESO	PESO	PESO	TENSION	RESISTENCIA	CAP. DE CORRIENTE
CLAVE	AWG	AL	TOTAL	No. de hilos por diámetro mm.	EXTERIOR mm.	AL Kg/Km	ACERO Kg/Km	TOTAL Kg/Km	RUPTURA Kg.	C.C. A 20°C ohms/Km.	DE AMP.
	ó MCM	mm ²	mm ²	AL . St							
Turkey	6	13,30	15,46	6x1,68 + 1x1,68	5,04	36,39	17,22	53,61	530,00	2,154	105
Swan	4	21,15	24,71	6x2,12 + 1x2,12	6,36	57,89	27,42	85,31	830,00	1,353	140
Sparrow	2	33,62	29,22	6x2,67 + 1x2,67	8,01	92,02	43,63	135,65	1265,00	0,8507	184
Raven	1/0	53,49	62,38	6x3,37 + 1x3,37	10,11	146,50	69,40	215,90	1940,00	0,5351	242
Quail	2/0	67,43	78,64	6x3,78 + 1x3,78	11,34	184,60	87,50	272,10	2425,00	0,4245	276
Pigeon	3/0	85,01	99,23	6x4,25 + 1x4,25	12,75	232,70	110,20	342,90	3030,00	0,3367	315
Penguin	4/0	107,20	125,10	6x4,77 + 1x4,77	14,31	293,50	139,00	432,50	3820,00	0,2671	357
Waxwing				18x3,09 + 1x3,09							
g	266,80	135,20	157,20	15,47	371,50	58,30	429,80	3210,00	0,2126	449	
Partridge				26x2,57 + 7x2,00							
e	266,80	135,20	142,60	16,28	373,50	171,90	545,40	5100,00	0,2117	457	
Ostrich				26x2,73 + 7x2,12							
	300,00	152,00	176,70	17,28	419,70	193,00	612,70	5730,00	0,1900	492	

NOMBRE	CALIBRE	SECCION	SECCION	FORMACION	DIAMETRO	PESO	PESO	PESO	TENSION	RESISTENCIA	CAP. DE CORRIENTE
CLAVE	AWG	AL	TOTAL	No. de hilos por diámetro mm.	EXTERIOR mm.	AL Kg/Km	ACERO Kg/Km	TOTAL Kg/Km	RUPTURA Kg.	C.C. A 20°C ohms/Km.	DE AMP.
	ó MCM	mm ²	mm ²	AL . St							
Piper	300,00	152,00	187,50	30x2,54 + 7x2,54	17,78	420,20	276,80	697,00	7000,00	0,1902	490
Merlin	336,40	170,50	179,90	18x3,47 + 1x3,47	17,37	468,40	73,60	542,00	4060,00	0,1686	519
Linnet	336,40	170,50	198,30	26x2,89 + 7x2,25	18,31	470,70	216,70	687,40	6375,00	0,1671	529
Oriole	336,40	170,50	210,30	30x2,69 + 7x2,69	18,83	471,30	310,30	781,60	7735,00	0,1666	535
Chickadee	397,50	201,42	212,50	18x3,77 + 1x3,77	18,87	554,40	87,10	641,50	4717,00	0,1427	576
Brant	397,50	201,42	227,55	24x3,27 + 7x2,18	19,61	557,90	203,90	761,80	6622,00	0,1418	584
Ibis	397,50	201,42	234,20	26x3,14 + 7x2,44	19,88	556,10	255,60	811,70	7340,00	0,1414	587
Lark	397,50	201,42	248,40	30x2,92 + 7x2,92	20,44	556,60	366,70	923,30	9060,00	0,1405	594
Pelikan	477,00	241,70	255,10	18x4,14 + 1x4,14	20,68	666,30	104,60	770,90	5579,00	0,1189	646
Flicker	477,00	241,70	273,10	24x3,58 + 7x2,39	21,48	669,70	244,40	914,10	7802,00	0,1175	655
Hawk	477,00	241,70	281,10	26x3,44 + 7x2,68	21,80	667,40	307,50	974,90	8820,00	0,1175	659

NOMBRE	CALIBRE	SECCION	SECCION	FORMACION	DIAMETRO	PESO	PESO	PESO	TENSION	RESISTENCIA	CAP. DE CORRIENTE
CLAVE	AWG	AL	TOTAL	No. de hilos por diámetro mm.	EXTERIOR mm.	AL Kg/Km	ACERO Kg/Km	TOTAL Kg/Km	RUPTURA Kg.	C.C. A 20°C ohms/Km.	DE AMP.
	ó MCM	mm ²	mm ²	AL . St							
Hen	477,00	241,70	298,10	30x3,20 + 7x3,20	22,40	668,00	440,00	1108,0 0	10590,0 0	0,1170	666
Heron	500,00	253,30	312,40	30x3,28 + 7x3,28	22,96	701,00	461,00	1162,0 0	11090,0 0	0,1141	694
Osprey	556,50	282,00	298,20	18x4,47 + 1x4,47	23,22	784,50	125,60	910,10	6215,00	0,1015	711
Parakeet	556,50	282,00	318,52	24x3,87 + 7x2,58	23,22	781,30	285,50	1066,8 0	9004,00	0,1010	721
Dove	556,50	282,00	327,90	26x3,72 + 7x2,89	23,55	779,00	358,00	1137,0 0	10140,0 0	0,1007	726
Eagle	556,50	282,00	347,80	30x3,46 + 7x3,46	24,22	779,00	514,00	1293,0 0	12360,0 0	0,1001	734
Peacock	605	306,60	346,39	24x4,03 + 7x2,69	24,21	849,80	309,50	1159,3 0	9798,00	0,0942 0	760
Squab	605	306,60	356,45	26x3,87 + 7x3,01	24,54	850,40	389,80	1240,2 0	10954,0 0	0,0941 0	765
Teal	605	306,60	376,45	30x3,61 + 19x2,16	25,25	851,20	546,20	1397,4 0	13630,0 0	0,0940 2	773
Rook	636	322,30	364,00	24x4,14 + 7x2,76	24,82	892,90	325,80	1218,7 0	10274,0 0	0,0896 6	784
Grosbeck	636	322,30	374,70	26x3,97 + 7x3,09	25,15	890,00	409,00	1299,0 0	11340,0 0	0,8953 0	789

NOMBRE	CALIBRE	SECCION	SECCION	FORMACION	DIAMETRO	PESO	PESO	PESO	TENSION	RESISTENCIA	CAP. DE CORRIENTE
CLAVE	AWG ó MCM	AL mm ²	TOTAL mm ²	No. de hilos por diámetro mm. AL . St	EXTERIOR mm.	AL Kg/Km	ACERO Kg/Km	TOTAL Kg/Km	DE RUPTURA Kg.	C.C. A 20°C ohms/Km.	DE AMP.
Egret	636	322,30	395,60	30x3,70 + 19x2,22	25,90	891,00	575,00	1466,0 0	14330,0 0	0,0894 8	798
Flamingo	666,6	337,74	381,55	24x4,23 + 7x2,82	25,40	936,00	341,00	1277,0 0	10773,0 0	0,0855 0	817
Starling	715,50	362,50	421,60	26x4,21 + 7x3,28	26,68	1001,00	461,00	1462,0 0	12750,0 0	0,0796 6	849
Redwing	715,50	362,50	445,10	30x3,92 + 19x2,35	27,43	1002,00	646,00	1648,0 0	15690,0 0	0,0795 8	859
Drake	795,00	402,80	468,00	26x4,44 + 7x3,45	28,11	1116,20	511,20	1627,4 0	14290,0 0	0,0705 1	907
Mallard	795,00	402,80	494,70	30x4,14 + 19x2,48	28,96	1114,00	719,00	1833,0 0	17440,0 0	0,0697 7	918

Tabla de conductores ELECTROCABLES

ANEXO 2**Datos históricos de carga**

Los datos que se presentan a continuación para las alimentadoras Samanes, Samanes 3, Samanes 4, Juan Montalvo, fueron proporcionados por la Empresa Eléctrica de Guayaquil, se tomó una muestra del histórico de carga correspondiente al mes de septiembre.

Fecha	Samanes		Juan Montalvo		Samanes 3		Samanes 4	
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
01/09/2014	1.722,86	168,39	1.840,61	21,64	3.986,39	1.001,01	3.840,20	333,19
02/09/2014	1.666,18	189,79	1.814,54	21,48	4.369,75	1.118,03	3.861,69	334,22
03/09/2014	1.661,97	190,87	1.822,17	18,92	4.530,97	1.230,23	3.869,59	348,69
04/09/2014	1.645,06	205,37	1.800,58	21,38	4.765,15	1.342,78	3.811,12	318,04
05/09/2014	1.676,83	191,43	1.813,02	24,75	5.094,22	1.497,44	3.899,63	348,41
06/09/2014	1.754,35	166,84	1.861,26	22,31	5.209,92	1.518,91	3.916,49	354,30
07/09/2014	1.608,74	190,47	1.793,31	14,41	4.802,53	1.441,72	3.703,58	327,23
08/09/2014	1.813,42	155,64	1.901,71	16,96	4.477,41	1.209,08	4.105,39	395,54

Fecha	Samanes		Juan Montalvo		Samanes 3		Samanes 4	
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
	1.872,88	125,82	1.938,65	6,99	5.012,27	1.665,34	4.258,54	487,74
21/09/2014	2.050,79	99,19	2.032,33	3,81	3.411,32	1.088,22	4.424,31	541,67
22/09/2014	1.991,20	109,03	2.004,67	7,01	4.349,08	1.271,30	4.346,45	512,56
23/09/2014	1.853,63	135,60	1.915,46	9,88	4.826,95	1.385,10	4.223,35	480,27
24/09/2014	1.793,93	152,03	1.906,44	8,59	4.843,94	1.373,73	4.172,54	462,66
25/09/2014	1.767,86	154,71	1.892,13	8,72	4.806,59	1.332,84	4.110,67	455,41
26/09/2014	1.851,04	138,64	1.933,86	13,16	4.870,71	1.342,03	4.236,36	479,66
27/09/2014	1.819,19	137,65	1.897,33	11,34	4.776,41	1.304,75	4.156,46	470,08
28/09/2014	1.834,82	127,33	1.883,90	10,23	4.208,44	1.073,61	4.088,02	463,55
29/09/2014	1.725,87	168,38	1.830,01	3,98	3.830,98	941,10	3.841,39	367,35
30/09/2014	1.765,94	157,26	1.886,54	12,86	4.605,77	1.243,79	4.046,15	447,18

Tabla A1.1: Demanda diaria del mes de Septiembre/2013.

Con el uso de la herramienta computacional de Microsoft Excel pudimos extraer de la Tabla A1.1.

	Fecha	Samenes		Juan Montalvo		Samenes 3		Samenes 4	
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
Promedio	-	1.801,82	148,11	1.886,59	12,60	4.622,89	1.319,34	4.083,70	431,18
Max	10/09/2014	1.884,33	132,98	1.935,62	16,61	5.240,35	1.493,30	4.234,72	460,41
Min	07/09/2014	1.608,74	190,47	1.793,31	14,41	4.802,53	1.441,72	3.703,58	327,23

Tabla A1.2: Promedio, Demanda máxima y mínima de las alimentadoras.

Demanda de promedio diaria en el mes de Septiembre del 2013.

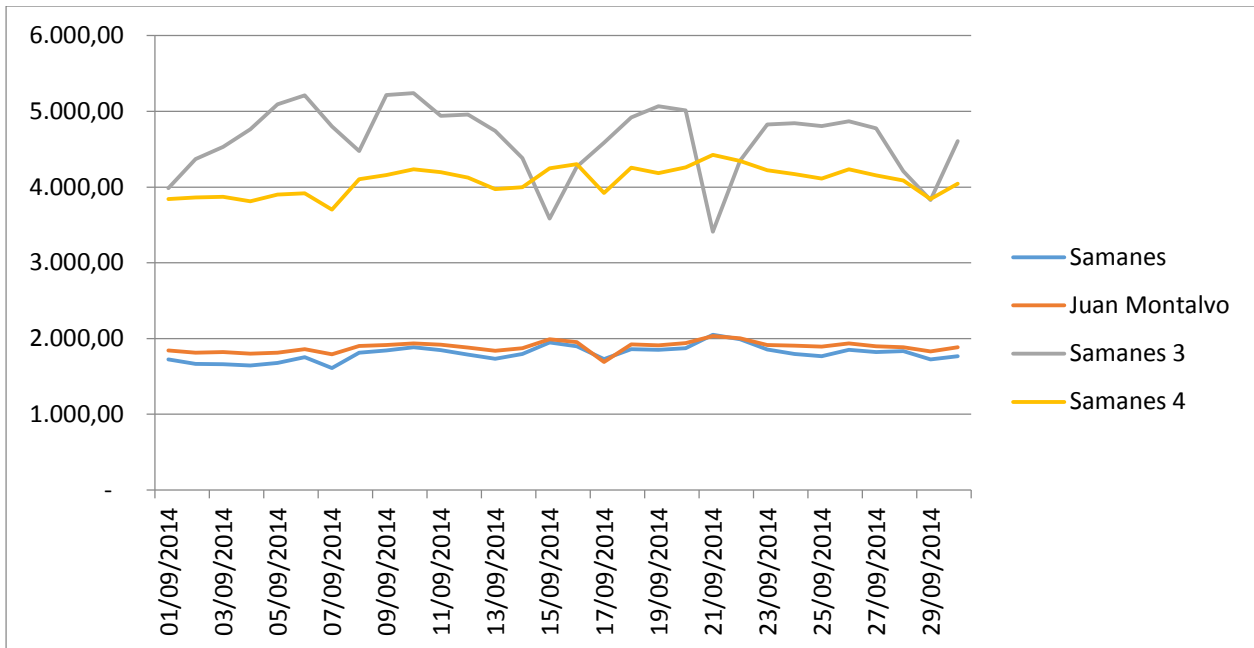


Figura A1.1: Demanda diaria del mes de Septiembre /2013

ANEXO 3

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>

ANEXOS 4

NORMA ANSI/IEEE C37.13-1990

Las normas de ANSI que se dirigen al cálculo de fallas en cortocircuito para el medio y alto voltaje son:

ANSI Std 37. 010-1979 ANSI Std 37. 5-1979

Las normas de ANSI que se dirigen al cálculo de fallas en cortocircuito para bajo voltaje son:

ANSI Std 37. 13-1990

NORMA ANSI/IEEE C57.110

ÍNDICES DE ARMÓNICOS PARA TRANSFORMADORES La norma ANSI/IEEE C57.110 de 1998 establece los criterios de cargabilidad de transformadores de potencia que alimentan cargas no lineales. Se asume que se trata de la energización del transformador y la protección es bloqueada para evitar una operación incorrecta. El método más común para evitar estas operaciones incorrectas es el uso del contenido de armónicos para discriminar entre corrientes de magnetización y de cortocircuito, lo que se denomina restricción por armónicos.

NORMA IEC 60044

Esta parte de la norma IEC 60044 se aplica a los de nueva fabricación transformadora de corriente eléctrica para su uso con instrumentos de medición y dispositivos de protección eléctrica. Los núcleos de protección en transformadores de corriente se especificarán con un factor límite de precisión (ALF), igual a 20 y clase de precisión de 5%, utilizando la denominación 5P20, según la Norma IEC – 60044. En los núcleos destinados a protección, se deberá garantizar la clase de precisión para el burden nominal y hasta 20 veces la corriente nominal. Para núcleos de protección, el proveedor deberá garantizar la clase de precisión requerida en todas las relaciones de corriente.

NORMA IEEE C37.102

Esta norma aplicada establece que la protección de carga no balanceada se efectúa detectando las corrientes de secuencia negativa (46), cuya presencia indica que se tiene asimetrías eléctricas que reflejan la existencia de una asimetría mecánica en el eje del generador; es decir, que se tiene conectada una carga no balanceada.

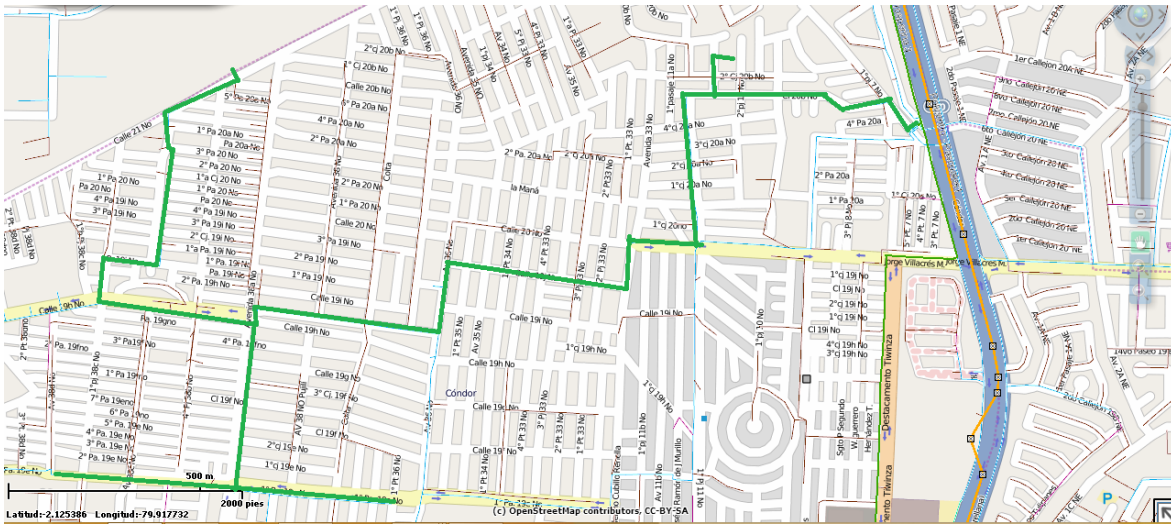
NORMA IEEE Std. 1547-2003

Esta norma se aplica para casos en que se tienen sobre-frecuencias (81-o) que ocurren por disminución de carga del generador y la máquina no logra estabilizar su frecuencia oportunamente y para Bajas frecuencias (81-u) que ocurren por la pérdida de la capacidad del grupo de atender la carga conectada.

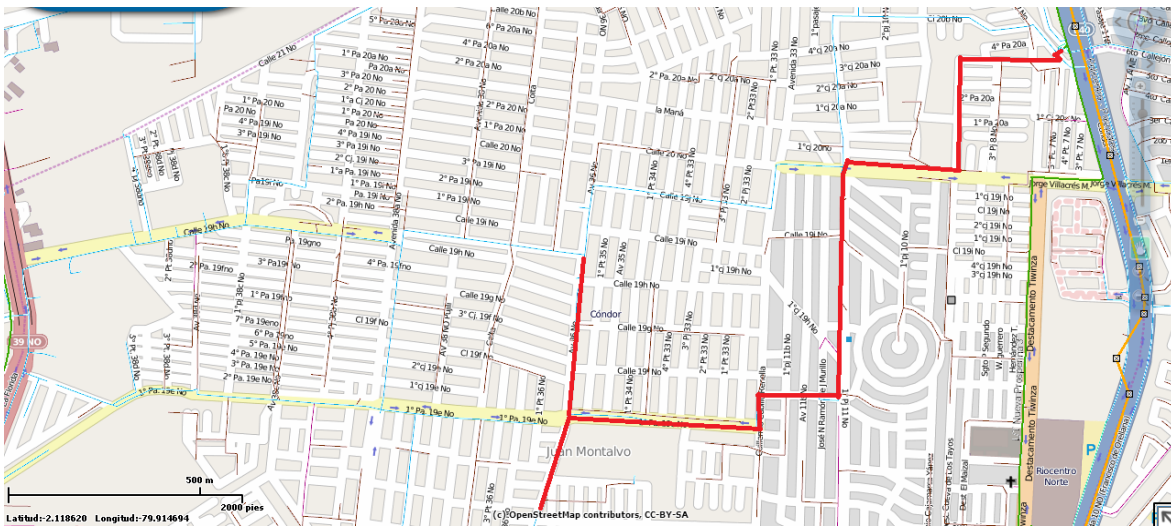
Anexo 5

Ruta de las alimentadoras.

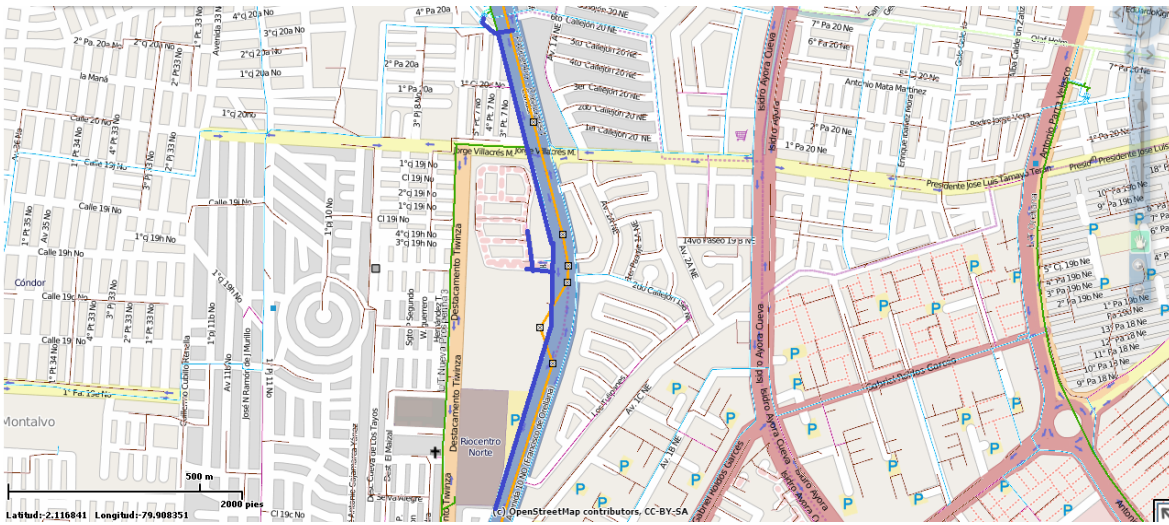
Alimentadora Juan Montalvo



Alimentadora Samanes



Alimentadora Samanes 3.



Alimentadora Samanes 4

