

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI



UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS DE GRADO

**“SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE
PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR TRIFÁSICO Y SUS
DERIVACIONES MONOFÁSICAS DE LA SUBESTACIÓN EL
CALVARIO 52C8-L1 (ORIENTAL) DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.”**

Tesis de grado previo a la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico en SEP

AUTORES: GALLARDO SARZOSA MEDARDO GABRIEL
HERRERA VACA LUIS EDUARDO

DIRECTOR DE TESIS: ING. IVÁN NARANJO PROAÑO

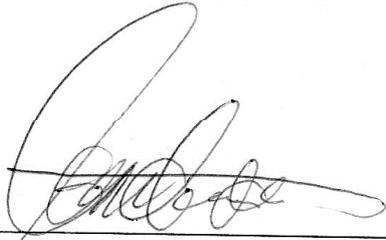
LATACUNGA-ECUADOR.

OCTUBRE - 2011

AUTORÍA

Gallardo Sarzosa Medardo Gabriel y Herrera Vaca Luis Eduardo, declaramos bajo juramento que, el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional.

La responsabilidad de esta tesis de grado nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la Universidad Técnica de Cotopaxi.



Medardo Gabriel Gallardo Sarzosa
C.I. 0502428121



Luis Eduardo Herrera Vaca
C.I. 0503155145

CERTIFICACION DEL DIRECTOR

Yo Ing. Iván Naranjo Proaño en calidad de Director de la Tesis titulada **“SELECCIÓN Y COORDINACION DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR TRIFASICO Y SUS DERIVACIONES MONOFASICAS DE LA SUB ESTACION EL CALVARIO 52C8-L1 (ORIENTAL) DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI.”** De Autoría de los señores MEDARDO GABRIEL GALLARDO SARZOSA y LUIS EDUARDO HERRERA VACA; egresados de la Carrera en Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos y de Potencia CIYA – UTC.

Certifico que los señores postulantes antes mencionados han concluido sin novedad alguna las tutorías planificadas, partículas que doy en conocimiento para los fines legales correspondientes.

Atentamente



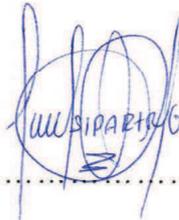
Ing. Iván Naranjo Proaño
Director de la Tesis

CERTIFICACIÓN

En calidad de Ingeniero Eléctrico de la Unidad Centro de Información para Estudios Técnicos (CIETEC), como coordinador del tema de tesis **“SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR TRIFÁSICO Y SUS DERIVACIONES MONOFÁSICAS DE LA SUB ESTACIÓN EL CALVARIO 52C8-L1 (ORIENTAL) , DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PRVINCIAL COTOPAXI”**, me permito indicar que fue desarrollada y concluido por los señores Gallardo Sarzosa Medardo Gabriel y Herrera Vaca Luis Eduardo, egresados de la Carrera en Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia CIYA-UTC.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando a los señores antes mencionados hacer uso del presente documento, en la forma que estime conveniente.

Atentamente,



.....
Ing. Eléc. Julio Esparza

INGENIERO DE LA UNIDAD CIETEC

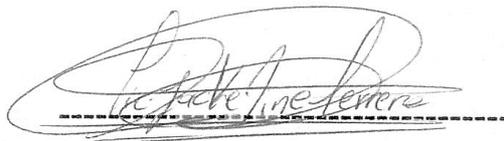
CERTIFICACIÓN

Latacunga, 06 de octubre del 2011.

Por medio de la presente me dirijo para informar que luego de haber revisado el resumen de los Señores Gallardo Sarzosa Medardo Gabriel y Herrera Vaca Luis Eduardo alumnos de Ingeniería Eléctrica con el tema de tesis: **“SELECCIÓN Y COORDINACION DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR TRIFÁSICO Y SUS DERIVACIONES MONOFÁSICAS DE LA SUB ESTACIÓN EL CALVARIO 52C8-L1 ORIENTAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A”**, ha cumplido con lo establecido, por lo que certifico que el summary se encuentra adecuadamente realizado.

Es todo cuanto puedo informar para los fines pertinentes.

Atentamente;



Handwritten signature of Lic. Jaqueline Herrera, written in black ink over a dashed horizontal line.

DOCENTE UNIVERSITARIA

Lic. Jaqueline Herrera.

050227703-1

DEDICATORIA

Primeramente quiero agradecer a Dios, por todo lo que nos brinda quiero dedicar este trabajo a mis Padres César y Mercedes por la vida el amor, respeto, cariño, sencillez, responsabilidad y el apoyo incondicional hacia sus hijos en las buenas y en las malas también quiero agradecer a mis hermanos Guillermo, Marco, Verónica, William, Amparo, Geovanny y Wilma por todo el apoyo que me dieron en todo momento.

MedardoGabriel

DEDICATORIA

Este trabajo dedico a mis padres quienes con su esfuerzo, sacrificio y apoyo incondicional constituyeron el soporte moral y el estímulo para alcanzar la meta anhelada, a mis hermanos Jessica y Bryan quienes fueron mi inspiración en esta ardua responsabilidad. De manera especial a mi sobrina Naomi Monserrath quien con su presencia vino a alegrar nuestras vidas.

Luis Eduardo.....

AGRADECIMIENTO

A Dios por darnos la vida y las facultades para poder alcanzar nuestros anhelos y culminar los estudios Superiores, a la UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI, Institución que nos permitió ingresar a las aulas del saber, a nuestro Director y Asesor Ing. Iván Naranjo y Dr. Marcelo Bautista quienes con sus sabias enseñanzas contribuyeron a cultivar los hábitos de estudio. Especial mención a la Familia de ELEPCO S.A. bajo la dirección del Dr. Edgar Jiménez, a los Ingenieros Julio Esparza y Santiago Medina , Profesionales que sin estimar tiempo pusieron a disposición sus vastos conocimientos y experiencia permitiéndonos nutrir nuestros intelecto, formando así unos profesionales capaces de relacionar la teoría con la práctica y ponerla al servicio de la Sociedad.

Luis y Gabriel.....

ÍNDICE DE CONTENIDOS

PORTADA.....	i
AUTORÍA.....	ii
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS	iii
CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA	iv
AVAL DEL CENTRO DE IDIOMAS	v
DEDICATORIA	vi
DEDICATORIA	vii
AGRADECIMIENTO	viii
ÍNDICE DE CONTENIDOS	ix
ÍNDICE DE GRÁFICOS	xii
ÍNDICE DE CUADROS.....	xiii
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xiv
RESUMEN.....	xvi
ABSTRACT	xvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA PARA EL ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE UN ALIMENTADOR PRIMARIO.....	3
1. REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	3
1.1 Definición de Redes de Distribución.....	3
1.1.1 <i>Elementos de las Redes de Distribución.</i>	4
1.1.2 <i>Características de las Redes de Distribución.</i>	4
1.2 Descripción del Sistema de Distribución.....	5
1.2.1 <i>Descripción del Sistema de Distribución.</i>	5
1.2.2 <i>Subestación de Distribución El Calvario.</i>	7
1.2.3 <i>Alimentador Primario (Oriental).</i>	7
1.2.4 <i>Parámetros de Línea.</i>	8
1.3 Descripción y criterios generales de los Equipos de Protección.....	9
1.3.1 <i>Generalidades.</i>	9
1.3.2 <i>Características del Sistema de Protecciones.</i>	10
1.4 Equipos de Protección y Seccionamiento.....	11
1.4.1 <i>Seccionadores Fusibles.</i>	12
1.4.2 <i>Seccionalizadores.</i>	14
1.4.3 <i>Reconectores.</i>	14
1.4.4 <i>Disyuntores.</i>	15
1.4.5 <i>Relés.</i>	15
1.5 Selección de Fusibles para los Transformadores de Distribución.....	16
1.6 Selección de Equipos de Protección y Seccionamiento.....	17
1.6.1 <i>Voltaje Nominal y Nivel Básico de Aislamiento.</i>	17
1.6.2 <i>Capacidad de Interrupción.</i>	18
1.6.3 <i>Corriente Nominal.</i>	18
1.7 Localización de Equipos de Protección.....	19
1.8 Coordinación de Equipos de Protección.....	20
1.8.1 <i>Generalidades.</i>	20
1.8.2 <i>Defectos y regímenes en los Alimentadores de Distribución.</i>	20
1.8.2.1 <i>Las corrientes de Inrush.</i>	20

1.8.2.2	<i>Los picos de carga fría.</i>	21
1.8.2.3	<i>Tipos de corto circuitos.</i>	22
1.9	Estudio de Coordinación.	24
1.9.1	<i>Criterios para coordinar Equipos de Protección.</i>	25
1.10	Coordinación de Protecciones.	26
1.10.1	<i>Coordinación Fusible-Fusible.</i>	26
1.10.1.1	<i>Coordinación mediante curvas tiempo corriente.</i>	26
1.10.1.2	<i>Coordinación mediante tablas.</i>	28
1.10.2	<i>Coordinación Reconector- Fusible.</i>	28
1.10.3	<i>Coordinación Relé -Reclocer-.</i>	30
1.10.4	<i>Coordinación Reconector - Seccionalizador.</i>	30
1.11	Configuración actual del Sistema de Protecciones.	30
1.12	Análisis de confiabilidad del Alimentador en estudio.	31
1.12.1	<i>Indicador referido a la Demanda Interrumpida.</i>	32
1.12.2	<i>Determinación de Estados.</i>	32
1.12.2.1	<i>Tiempo de Interrupción.</i>	33
1.12.2.2	<i>Tiempo para el conocimiento de la Falla (Tc).</i>	33
1.12.2.3	<i>Tiempo de Preparación (Tp).</i>	33
1.12.2.4	<i>Tiempo de Localización (Tl).</i>	33
1.12.2.5	<i>Tiempo de Maniobra para la Transferencia (Tt).</i>	34
1.12.2.6	<i>Tiempo de Maniobra para establecer la Configuración Normal de Operaciones (Tv).</i>	34
CAPÍTULO II		35
ANÁLISIS DE INVESTIGACIÓN		35
2.	EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.	35
2.1.	Introducción.	35
2.1.1.	<i>Antecedente Histórico</i>	36
2.1.2.	<i>Objetivos Institucionales</i>	38
2.1.3.	<i>Políticas.</i>	38
2.1.4.	<i>Misión.</i>	39
2.1.5.	<i>Visión.</i>	40
2.2.	Metodología para el desarrollo del estudio.	40
2.2.1.	<i>Levantamiento de Datos y Análisis de los Parámetros de Campo.</i>	40
2.2.2.	<i>Graficación de la Red de Distribución.</i>	41
2.2.3.	<i>Procesamiento Información para la Migración al Sistema de Análisis Técnico.</i>	41
2.2.4.	<i>Mediciones de Corriente a plena carga.</i>	41
2.3.	Análisis del Alimentador 52C8L1 Oriental.	42
2.3.1.	<i>Situación actual del Alimentador.</i>	42
2.3.2.	<i>Desbalance de carga del Alimentador.</i>	44
2.3.3.	<i>Nivel de Voltaje.</i>	44
2.3.4.	<i>Interrupciones del Alimentador.</i>	45
2.4.	Análisis de la Entrevista al Personal de ELEPCO S.A. y Usuarios del Alimentador.	47
2.4.1.	<i>Entrevista al Ingenieros de ELEPCO S.A.</i>	47
2.4.2.	<i>Entrevista a Operadores Subestación El Calvarios ELEPCO S.A.</i>	48
2.4.3.	<i>Entrevista a Usuarios del Alimentador Oriental (Dirigentes)</i>	49
2.5.	Verificación de la Hipótesis.	50

CAPÍTULO III.....	51
3. propuesta	51
3.1. tema	51
3.1.1 <i>Presentación</i>	51
3.1.2 <i>Modelación Digital</i>	52
3.1.2.1 <i>Descripción del Software (Paquetes Computacionales)</i>	52
3.1.2.2 <i>Software para Coordinación (CYMTCC)</i>	53
3.1.2.3 <i>Software de Campo para Datos GIS (TERRASINC)</i>	54
3.2. DESARROLLO DE LA PROPUESTA	54
3.2.1 <i>Esquema de Protecciones Propuestos</i>	54
3.2.2 <i>Localización óptima de Protecciones</i>	55
3.2.3 <i>Magnitudes de Corriente de Falla para el esquema propuesto</i>	58
3.2.4 <i>Selección de Fusibles para Centros de Transformación</i>	58
3.2.5 <i>Coordinación de Protecciones</i>	60
3.2.5.1 <i>Coordinación Fusible-Fusible Ramales</i>	60
3.2.5.2 <i>Coordinación Relé-Fusible</i>	63
3.2.5.3 <i>Coordinación Reclocer-Fusible</i>	66
3.2.5.4 <i>Coordinación Relé-Reclocer</i>	75
3.2.6 <i>Cálculo de Índices de Confiabilidad actuales Alimentador en estudio</i> . 76	
3.2.7 <i>Cálculo de Índices de Confiabilidad de Estructuras Propuestas</i>	77
3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS	78
3.3.1 <i>Inversiones</i>	78
3.3.1.1 <i>Ahorro por reducción de Energía no Suministrada</i>	80
3.3.2 <i>Relación Costo - Beneficio</i>	84
3.4. Conclusiones	85
3.5. Recomendaciones	87
3.6. Bibliografía.....	88
3.7. Anexos.....	90

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO N°. 1	CARACTERÍSTICAS HIPOTÉTICAS DE TEMPORIZACIÓN DE UN FUSIBLE.....	13
GRÁFICO No. 2	COORDINACIÓN ENTRE 2 FUSIBLE.....	27

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO No. 1 CAÍDAS DE VOLTAJE DEL ALIMENTADOR.	45
CUADRO No. 2 LÍMITES PARA ALIMENTADORES RURALES.....	45
CUADRO No. 3 RESUMEN DE LOS ÍNDICES DEL ALIMENTADOR.	46
CUADRO No. 4 SELECCIÓN DE FUSIBLES CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MONOFÁSICO.	59
CUADRO No. 5 SELECCIÓN DE FUSIBLES CENTROS TRANSFORMACIÓN TRIFÁSICO.	59
CUADRO No. 6 RESUMEN COORDINACIÓN FUSIBLE SLOFAST – S/FP2 – S/F1.	63
CUADRO No. 7 RESUMEN CALIBRACIÓN DEL RELÉ 51 Y 51N.	65
CUADRO No. 8 RESUMEN COORDINACIÓN FUSIBLE (SLOFAST (DUAL) – S/F49 – S/F46 – S/F40 – S/F39).....	69
CUADRO No. 9 RESUMEN COORDINACIÓN FUSIBLE (SLOFAST – S/F41 – S/F39).....	70
CUADRO No. 10 RESUMEN COORDINACIÓN FUSIBLE (SLOFAST – S/F42 – S/F39).....	70
CUADRO No. 11 RESUMEN COORDINACIÓN RECLOCER- FUSIBLE RAMAL DE PUSUCHISÍ.	74
CUADRO No. 12 CALIBRACIÓN UNIDAD INSTANTÁNEA.	75
CUADRO No. 13 RESUMEN COORDINACIÓN RELÉ – RECLOCER.	76
CUADRO No. 14 CARACTERIZACIÓN TIEMPOS MEDIOS DE INTERRUPCIÓN.	77
CUADRO No. 15 ÍNDICES DE CALIDAD ESTRUCTURA PROPUESTA. ...	78
CUADRO No. 16 PRESUPUESTO REFERENCIAL TIRA FUSIBLES TIPO DUAL ALIMENTADOR ORIENTAL.	79
CUADRO No. 17 PRESUPUESTO REFERENCIAL TIRA FUSIBLES TIPO T Y BARRA ALIMENTADOR ORIENTAL.	79
CUADRO No. 18 PRESUPUESTO REFERENCIAL RECLOCER Y SECCIONALIZADORES ALIMENTADOR ORIENTAL.	80
CUADRO No. 19 PRESUPUESTO TOTAL ALIMENTADOR ORIENTAL. ..	80
CUADRO No.20 CÁLCULO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESTRUCTURA ACTUAL.	81
CUADRO No. 21 COSTO POR ENERGÍA NO CONSUMIDA.	81
CUADRO No. 22 CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO CONSUMIDA ESTRUCTURA ACTUAL.	82
CUADRO No. 23 SUSPENSIÓN PROGRAMADA (INSTALACIÓN DEL NUEVO SISTEMA DE PROTECCIONES).	82
CUADRO No. 24 COSTO POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA.	83
CUADRO No. 25 COSTO EN DÓLARES AHORRO ESTRUCTURA ACTUAL Y PROPUESTA.	83
CUADRO No. 26 VALORES PRESENTE DE AHORRO.	83
CUADRO No. 27 RELACIÓN COSTO – BENEFICIO ALIMENTADOR ORIENTAL.	84
CUADRO No. 28 TIEMPO ESTIMADO RECUPERACIÓN INVERSIÓN PROPUESTA ALIMENTADOR ORIENTAL.	84

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO1.1 CAP. I	DIAGRAMA ESQUEMATIZADO SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	90
ANEXO1.2 CAP. I	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y UBICACIÓN DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN.....	91
ANEXO1.3 CAP. I	DIAGRAMA UNIFILAR ELPECO S.A.....	96
ANEXO1.4 CAP. I	DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN CALVARIO.....	97
ANEXO1.5 CAP. I	ESTRUCTURAS DE ELEPCO S.A.	98
ANEXO1.6 CAP. I	CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES	98
ANEXO1.7 CAP. I	CURVAS REALES DE TIEMPO MÍNIMO DE FUSIÓN Y TIEMPO MÁXIMO DE LIMPIEZA DE FUSIBLE TIPO K Y T.	99
ANEXO1.8 CAP. I	CARACTERÍSTICAS DE FUSIBLES.	103
ANEXO1.9 CAP. I	CARACTERÍSTICAS GRÁFICAS DE LAS EXIGENCIAS IMPUESTAS AL FUSIBLE QUE PROTEGEN UN TRANSFORMADOR. ...	104
ANEXO1.10 CAP. I	CURVAS ANSI DE LIMPIEZA SLOFAST.....	105
ANEXO1.11 CAP. I	NIVELES DE AISLAMIENTO.	106
ANEXO1.12 CAP. I	CIRCUITO HIPOTÉTICO DE LA PROTECCIÓN POR FUSIBLES EN SIMPLE RED DE DISTRIBUCIÓN.	106
ANEXO1.13 CAP. I	EJEMPLO PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN Y PUNTO DE SECCIONAMIENTO.....	107
ANEXO1.14 CAP. I	COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLE TIPO “K”.	108
ANEXO1.15 CAP. I	COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLE TIPO “T”.....	109
ANEXO1.16 CAP. I	COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLE TIPO “K Y H”. ..	110
ANEXO1.17 CAP. I	COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLE TIPO “T Y H”..	110
ANEXO1.18 CAP. I	CURVAS RÁPIDAS Y LENTAS EN LOS RECONECTADORES.....	111
ANEXO1.19 CAP. I	REPRESENTACIONES DE LA COORDINACIÓN ENTRE EL RECONECTADOR Y EL FUSIBLE.....	111
ANEXO1.20 CAP. I	REPRESENTACIONES DE LA COORDINACIÓN ENTRE EL RELÉ Y RECONECTADOR.....	112
ANEXO1.21 CAP. I	RELÉ DE PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE ABB SPAJ 140 C.	112
ANEXO1.22 CAP. I	NOMBRE Y UBICACIÓN DE LOS SECCIONADORES.	113
ANEXO2.1 CAP. II	TABLA UTILIZADAS PARA EL LEVANTAMIENTO ESTRUCTURAS.	114
ANEXO2.1 CAP. II	TABLA UTILIZADAS PARA EL LEVANTAMIENTO MEDIDORES.	115
ANEXO2.3 CAP. II	MEDICIONES DE CORRIENTE EN EL CAMPO.	116
ANEXO2.3 CAP. II	MEDICIONES DE CORRIENTE EN EL CAMPO.	116
ANEXO2.3 CAP. II	MEDICIONES DE CORRIENTE EN EL CAMPO.	117
ANEXO2.3 CAP. II	MEDICIONES DE CORRIENTE EN EL CAMPO.	117
ANEXO2.3 CAP. II	MEDICIONES DE CORRIENTE EN EL CAMPO.	118
ANEXO2.3 CAP. II	MEDICIONES DE CORRIENTE EN EL CAMPO.	118
ANEXO2.4 CAP. II	DATOS MEDICIONES A PLANA CARGA.....	119

ANEXO2.4 CAP. II DATOS MEDICIONES SUBESTACIÓN ALIMENTADOR ORIENTAL.	119
ANEXO 2.5 CAP. II CARTOGRAFÍA DEL ALIMENTADOR ORIENTAL	120
ANEXO 2.6 CAP. II LOCALIZACIÓN DEL TRONCAL PRINCIPAL DEL ALIMENTADOR.	121
ANEXO2.10 CAP. II CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR 52C8L1 ORIENTAL.	122
ANEXO2.11 CAP. II DEMANDA DEL ALIMENTADOR ORIENTAL.	123
ANEXO2.12 CAP. II PERFILES DE TENSIÓN 52C8L1.	124
ANEXO3.1 CAP. III INSTALACIÓN Y REUBICACIÓN DE SECCIONADORES.	125
ANEXO3.3 CAP. III MAGNITUDES DE FALLA.	126
ANEXO3.4 CAP. III ANEXO 3.4 RESULTADOS DE MAGNITUDES DE FALLA CYMDIST	127
ANEXO3.5 CAP. III EJEMP. DE SELECCIÓN DE FUSIBLE SLOFAST TRAF0.	132
ANEXO 3.7 CAP. III CORRIENTE DE CARGA.	133
ANEXO3.8 CAP. III COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE RAMALES.	134
ANEXO3.9 CAP. III RESUMEN COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE RAMALES.	158
ANEXO3.10 CAP. III COORDINACIÓN RELÉ 50 - FUSIBLE.	163
ANEXO3.11 CAP. III COORDINACIÓN RELÉ 50_N - FUSIBLE.	164
ANEXO3.15 CAP. III RESUMEN CORR DINACION FUS-FUS SIN RECLOCER.	165
ANEXO3.17 CAP. III PROPUESTA CON RECLOCER Y SECCIONALIZADORES	167
ANEXO3.18 CAP. III COORDINACIÓN RECLOCER-FUSIBLE (PUSUCHISI)	168
ANEXO3.18 CAP. III COORDINACIÓN RECLOCER-FUSIBLE (CULAGUANGO)	169
ANEXO3.18 CAP. III COORDINACIÓN RECLOCER-FUSIBLE (PALOPO)	171
ANEXO3.19 CAP. III RESUMEN DE COORDINACION PALOPO-CULAGUANGO CON RECLOCER	173
ANEXO3.20 CAP. III COORDINACIÓN RELÉ-RECLOCER (PUSUCHISI)	174
ANEXO3.20 CAP. III COORDINACIÓN RELÉ-RECLOCER (CULAGUANGO)	175
ANEXO3.20 CAP. III COORDINACIÓN RELÉ-RECLOCER (PALOPO)	176

RESUMEN

El alimentador primario de distribución 52C8L1 (Oriental) de la subestación El Calvario cuenta en sus instalaciones con un sistema de protecciones, que estando correctamente coordinados aseguran la continuidad del servicio de energía eléctrica, separando físicamente en el instante preciso, parte del alimentador primario que presenta averías o fallas, sin afectar al resto de la red. En el presente estudio se ha determinado las condiciones en las que actualmente está operando el alimentador Oriental (52C8L1), perteneciente a la subestación El Calvario de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A; obteniéndose como conclusión que el sistema de protecciones del alimentador en la actualidad no cuenta con una correcta coordinación de protecciones, es decir el sistema de protecciones está operando como seccionamientos de red, para mantenimiento mas no como una protección de los ramales del sistema y los fusibles de protección de medio voltaje de los transformadores actualmente no prestan una confiabilidad para operar al cien por ciento de su capacidad, además los índices de calidad de servicio técnico son elevados en algunos meses del año tomando como referencia los índices permisibles señalados en la regulación establecida por el CONELEC. Partiendo de los datos medidos en el campo de corriente de carga, corrientes de cortocircuito obtenidos mediante el software CYMDIST y tomando en cuenta las normas de distribución de energía y criterios de protección de alimentadores primarios, se ha reconfigurado el sistema de protecciones actual del alimentador en estudio; se ubicaran seccionadores fusibles tipo “T”, seccionalizadores y recloser en puntos estratégicos de este alimentador con la finalidad de reducir la indisponibilidad del servicio eléctrico producida por la ocurrencia de fallas, y así mejorar la confiabilidad y selectividad del sistema en estudio y por lo tanto el beneficio social que tendrá la implementación de este estudio. Se ha determinado que anualmente ELEPCO S.A. obtendrá una ganancia de 27816,255 dólares, por concepto de la energía no suministrada mediante el mejoramiento del sistema de protecciones.

ABSTRACT

The primary distribution feeder 52C8L1 (Eastern) Calvary substation on site has a protection system, that being properly coordinated ensure the continuity of electric service, physically separating the right moment, part of which has primary feeder breakdowns or failures without affecting the rest of the network. In the present study has determined the conditions under which the feeder is currently operating Oriental (52C8L1) belonging to the substation El Calvario to the Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A obtained the conclusion that the feeder protection system currently has no proper coordination of protections, ie the protection system is operating as network sections for maintenance but not as a protection of the branches of the system and fuses medium voltage current transformers do not provide reliability to operate at one hundred percent of its capacity, as well as rates of service are high in some months of the year by reference to the allowable rates specified in the regulations established by the CONELEC. Based on the data measured in the field of load current, short circuit currents obtained by CYMDIST software and taking into account the energy distribution rules and criteria for primary feeder protection, has reshaped the current protection system feeder study; disconnectors fuses be located "T" and recloser sectionalisers at strategic points of the feeder in order to reduce the unavailability of electricity produced by the occurrence of failures, thereby improving the reliability and selectivity of the system under study and So the social benefit will the implementation of this study. It has been determined annually ELEPCO S.A will make a profit of \$ 27816,255, for the concept of energy not supplied by improving the system of protections.

INTRODUCCIÓN

El sistema de protecciones en una red de distribución está destinado a la protección de los equipos de mayor costo de la red tomando en consideración que durante la operación de dichos equipos se tenga que perjudicar o privar de energía eléctrica al menor número de clientes y por el menor tiempo posible mientras dura la avería o falla que ha puesto en operación al elemento de protección o de igual manera durante las labores de operación y mantenimiento planificadas por las Empresa de distribución.

El presente estudio está fundamentado en el análisis de operación actual del alimentador Oriental de la subestación de distribución El Calvario perteneciente a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A. resultados determinados mediante la modelación digital del alimentador información que se emplea para mejorar el sistema de protecciones del alimentador, basándonos en criterios y principios para la selección, ubicación y coordinación de los elementos de protección tanto de la red como de los centros de transformación, los mismos que se describen en este estudio.

También se menciona los índices de calidad de servicio técnico, índices que permitirán evaluar los efectos debido a los cambios en el esquema de protección y seccionamiento, cambios que se sugieren en este estudio y que están destinados al mejoramiento del mismo.

La investigación integra tres capítulos:

El Primer Capítulo establece el MARCO TEÓRICO que describe de manera muy general, la postura teórica adoptada para desarrollar la investigación, enunciando los postulados y conceptos básicos relacionados con la Selección y Coordinación de protecciones en primarios de distribución.

En el Segundo Capítulo se encuentra la METODOLOGÍA del trabajo de investigación, el estudio se considera una investigación de campo, se basa en los niveles de investigación interpretativa, ayudada de la investigación documental, de campo, descriptiva y proyectiva.

En el Tercer Capítulo se desarrolla la PROPUESTA, presentando las modificaciones del alimentador en estudio, se describe el esquema de la coordinación de protecciones, se realiza una comparación entre la estructura actual y propuesta, reflejándose esto en los costos de la energía no suministrada al realizar el análisis costo-beneficio.

Por último se presenta conclusiones y recomendaciones surgidas en el desarrollo de este estudio.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA PARA EL ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE UN ALIMENTADOR PRIMARIO.

1. REDES DE DISTRIBUCIÓN.

1.1 Definición de Redes de Distribución.

Las redes o sistemas de distribución de energía eléctrica son un subsistema del Sistema Eléctrico de Potencia, las cuales nos permiten acercar la energía eléctrica a los consumidores finales (medidor del cliente). “DONALD G. Fink/H.WAYNE Beaty” 2007.

Una red de distribución obtiene energía eléctrica a través de conexiones con las redes de TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN mediante subestaciones. La red de distribución suministra finalmente energía a los consumidores finales mediante el uso de centros de transformación reductores de voltaje. En la figura Anexo 1.1 se aprecia el diagrama esquematizado de un sistema eléctrico de potencia que empieza en la generación y finaliza en los clientes o consumidores.

1.1.1 Elementos de las Redes de Distribución.

Los elementos que conforman la red o sistema de distribución son los siguientes:

Subestación de Distribución.- Está conformada por (transformadores, interruptores, seccionadores, relés etc.), cuya función es reducir los niveles de alto voltaje de las líneas de Transmisión o Subtransmisión hasta niveles de medio voltaje para su ramificación en múltiples salidas. "DONALD G. Fink/H.WAYNE Beaty" 2007.

Circuitos Primarios.- Estos circuitos tienen niveles de voltaje de (13.8 Kv / 7.9 Kv), (6.3Kv), (22 Kv / 12.7 Kv), (22.86 Kv / 13.2 kv), (34.5 Kv / 19.92 Kv) y sirven para unir la subestación de distribución y los centros de transformación de distribución.

Centros de Transformación de Distribución.- Son los encargados de realizar la reducción de voltaje para suministrar de energía eléctrica a los consumidores o usuarios finales.

Circuito Secundario.- Estos circuitos tienen niveles de voltaje de 208/120V, 220/127V, 210/121V en circuitos trifásicos, en circuitos monofásicos a dos hilos 120V, en circuitos monofásicos a tres hilos 240/120V y sirven para unir los centros de transformación de distribución con los consumidores o usuarios finales.

1.1.2 Características de las Redes de Distribución.

Las redes de distribución presentan límites físicos en las líneas que no pueden sobrepasarse y vienen establecidos por la corriente máxima que admiten los conductores. Si la demanda crece, la correspondiente red de distribución habrá de reforzarse y/o ampliarse. "DONALD G. Fink/H.WAYNE Beaty", 2007.

En las empresas distribuidoras se manejan dos tipos de redes de distribución, aéreas y subterráneas. Las redes aéreas pueden construirse con cable desnudo o aislado, mientras que las redes subterráneas emplean cable aislado.

Las ventajas principales de las redes aéreas con respecto a las subterráneas son su menor costo de inversión inicial y su mayor accesibilidad, que simplifica la detección de averías. Por lo contrario la acción de los agentes atmosféricos incide notablemente en la fiabilidad de las redes aéreas, implicando un mayor costo de mantenimiento y una reducción en su vida útil. Otra de las características de las redes de distribución es la topología las cuales son:

Red radial.- Se caracteriza por tener un solo camino para el flujo de la potencia desde el punto de alimentación hasta la carga.

Red en anillo o en bucle cerrado.-Se caracteriza por tener más de un camino, es decir tiene más de un punto de alimentación para el flujo de potencia.

1.2 Descripción del Sistema de Distribución.

1.2.1 Descripción del Sistema de Distribución.

El sistema de Subtransmisión de ELEPCO S.A. está conformada por fuentes de energía (Centrales de generación), por nodos de interconexión al sistema nacional interconectado S.N.I. subestaciones de distribución y redes que interconectan a esas instalaciones.

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A. Cuenta con dos fuentes de suministro de potencia y energía conectadas por nodos al Sistema Nacional Interconectado, que aportan aproximadamente el 81% de la demanda energética total.

El primer nodo es la Subestación (S/E) Mulaló que esta interconectado con la línea de transmisión de la central de generación Pucara – Santa Rosa a un nivel de voltaje de 138 KV. Esta S/E tiene una capacidad de transformación de 50/63 MVA, que reduce el voltaje de 138 KV a 69 KV.

El segundo nodo es la S/E Ambato que esta interconectado con la línea de transmisión Pucara – Totoras a un nivel de voltaje de 138 KV y cuenta con una capacidad de transformación de 33/44 MVA, que reduce el voltaje de 138 KV a 69 KV.

Además, ELEPCO S.A. cuenta con otras fuentes de energía, la generación local con cinco mini centrales hidroeléctricas, que aportan aproximadamente con el 19% del total de la demanda de energía que están ubicadas en diferentes sectores de la provincia. Las especificaciones técnicas y ubicación se muestran en la figura Anexo 1.2.

Las centrales con mayor aporte energético son: central ILLUCHI 1 con una capacidad de 5.24 MVA y la central ILLUCHI 2 con una capacidad de 6.5 MVA ubicadas al oriente de la ciudad de Latacunga.

Las centrales de menor aporte, se encuentran ubicadas en el sector occidental de la provincia y son: Central El Estado con una capacidad de 2.125 MVA ubicada en el cantón La Mana, Central Catazación con una capacidad de 1.0 MVA ubicada en el cantón Pangua y la Central Angamarca con una capacidad de 0.375 MVA ubicada en el cantón Pujilí.

Para el caso de ELEPCO S.A. el sistema de Subtransmisión tiene varios niveles de voltaje que van desde 13.8 KV hasta 69 KV. En el diagrama Anexo 1.3 se puede observar en el diagrama unifilar de la misma, la composición y estructura eléctrica.

1.2.2 Subestación de Distribución El Calvario.

La subestación de distribución El Calvario se encuentra ubicado en la Avenida Oriente en el sector oriental de la ciudad de Latacunga. Esta S/E tiene interconexión con la S/E La Cocha y con la S/E San Rafael a 13.8 KV, además tiene la alimentación de la Central Illuchi 1 a 22 KV y de la Illuchi 2 a 13.8 KV. Posee un transformador con una capacidad de 4/5.2. Tiene protección en alto y medio voltaje con relés de sobrecorriente y relés diferenciales.

De esta subestación se derivan cuatro alimentadores primarios a un nivel de voltaje de 13.8 KV, los cuales están clasificados en tres urbanos (Latacunga sur, Industrial sur y Redes subterráneas) y un rural-urbano marginal (Oriental). A la salida de cada uno de estos alimentadores se tiene un disyuntor que opera mediante la señal de un relé, al detectarse alguna falla en la red o cuando estén desarrollando operación y mantenimiento de la misma. En el diagrama Anexo 1.4 se muestra el diagrama unifilar de la subestación.

1.2.3 Alimentador Primario (Oriental).

El alimentador seleccionado para nuestro estudio es de tipo rural-urbano marginal de topología radial. Tiene un área de concesión aproximada de 300 km² que abastece de servicio eléctrico a las Parroquias Juan Montalvo, Belisario Quevedo y parte de la Parroquia Ignacio Flores. La carga que alimenta en su mayoría es residencial y cargas de pequeñas industrias y talleres.

Características:

- *Nivel de voltaje:* 13.8 KV (Trifásica) y 7.9 KV (Monofásica).
- *Longitud:* 100 Km.
- *Carga instalada:* 3.8 MVA.
- *Centros de transformación:* Tipo convencional y auto protegido.
- *Seccionadores:* De cámara de extinción y tira fusibles.

Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza conformé a las guías de ELEPCO S.A. la cual consta con estructuras para redes trifásicas LCP, LCR, LVP, y LVR y para redes monofásicas RUP, RUR. La mampostería comprende postes 11mts de altura (Hormigón, madera y hierro).

1.2.4 Parámetros de Línea.

Para el estudio de una red de distribución aérea, es conveniente analizar la disposición de los conductores en las estructuras. En la tabla Anexo 1.5 se detalla las estructuras para redes de distribución, según las guías de ELEPCO S.A.

Además dependiendo del tipo de carga por suministrar en los parámetros de línea se involucran.

- Calibre de los conductores,
- Material de los conductores,
- Número de conductores por circuitos.

En la tabla Anexo 1.6 se muestran varios tipos de conductores con sus resistencias, reactancias y capacidades de conducción, las mismas que permitirán realizar cálculos de los diferentes tipos de circuitos.

1.3 Descripción y criterios generales de los Equipos de Protección.

1.3.1 Generalidades.

Una aceptable calidad de servicio a los consumidores, depende del estado de las redes de distribución de energía, ya que uno de los factores que mide esa calidad es precisamente la continuidad del servicio.

Las fallas que ocurren en una red de distribución se deben a un sin número de razones como el medio ambiente donde se encuentra instalada, fenómenos atmosféricos, errores humanos además de diferentes circunstancias como daños por deterioro de la red, rotura de los conductores, degradación del aislamiento.

Una falla temporal es aquella que se despeja casi de inmediato por si misma o debido a que actuado algún tipo de protección, afectando el funcionamiento de los elementos de la red, ejemplos de este tipo de fallas son las causadas por el viento que provocan contacto de una rama con los conductores energizados. WESTINGHOUSE, "DistributionSystems", 2006

Una falla permanente es aquella que persiste sin importar la velocidad con que actúen los elementos de protección de la red, por ejemplo la rotura de conductores en la red. WESTINGHOUSE, "DistributionSystems", 1965

Las interrupciones de suministro de energía pueden ser consideradas según la regulación del CONELEC – 004/01 por su duración en:

- Breves; las de duración igual o menor a tres minutos.
- Largas, las de duración mayor a tres minutos.

Los equipos de protección y seccionamiento permiten que las interrupciones sean breves por lo tanto estas no sean consideradas para el cálculo de los índices de calidad y las empresas distribuidoras cumplan con los límites exigidos.

1.3.2 Características del Sistema de Protecciones.

El sistema de protecciones está constituido por equipos que detectan fallas eléctricas y desconectan los elementos involucrados. Los equipos de protección están ayudados en esta tarea por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso. Los mismos que deben estar diseñados para que puedan conducir por un instante esta corriente máxima de falla y operar correctamente.

Cuando el despeje de las fallas es lento o no se produce, los equipos de mayor costo pueden sufrir severos daños, por lo que es necesario verificar periódicamente la calibración y conexión de los relés al igual que a los circuitos de control.

Las características que tiene que cumplir un sistema de protecciones para que su operación sea eficiente son:

Selectividad: para discriminar la ubicación de una falla de forma que solamente se desconecten los elementos necesarios.

Rapidez: para aislar de forma inmediata el equipo involucrado en la falla, con lo que se logra proteger los equipos, atenuar las perturbaciones al resto del sistema y dar paso a posibles reconexiones automáticas.

Sensibilidad: para que opere de forma cómoda ante cualquier falla que se dé en la zona que se esté protegiendo.

Seguridad o confiabilidad: para garantizar la operación de los equipos de protección.

Además de las características anteriormente mencionadas los sistemas de protecciones necesitan establecer ciertos compromisos que son:

Simplicidad en el esquema de protección.- Es decir que todo esquema de protección debe cumplir sus objetivos mediante la solución más simple.

Independencia de la operación del sistema eléctrico.- Cuando al desconectar parte de la carga en una red de distribución, las protecciones del resto deben continuar cumpliendo con sus funciones sin que sea preciso modificar sus ajustes.

Discriminar entre corriente de carga y corriente de cortocircuito.- Es importante ya que en ciertos casos la corriente de cortocircuito mínima puede ser inferior a la nominal de un determinado equipo.

Discriminar entre falla y perturbación: para que en el caso de perturbaciones no prolongadas, el sistema pueda seguir operando.

No ser afectada por anomalías en los circuitos de control.- La fuente de alimentación de los circuitos de control debe cumplir con la máxima confiabilidad o seguridad de servicio.

1.4 Equipos de Protección y Seccionamiento.

Los equipos de protección y seccionamiento para redes de distribución más utilizados son:

- Seccionadores Fusibles,
- Seccionalizadores,
- Reconectadores,

- Disyuntores,
- Relés.

Estos elementos son detallados a continuación:

1.4.1 Seccionadores Fusibles.

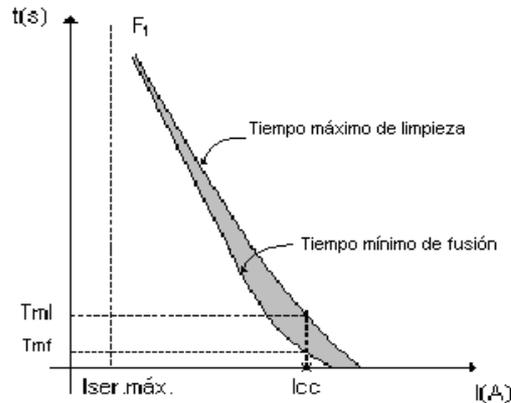
Los seccionadores en principio, son elementos de operación sin carga para aislar partes de la red o transferir sectores. WESTINGHOUSE, "DistributionSystems", 2006

En los sistemas de distribución se usan como elementos de protección por su bajo costo. Además deben estar correctamente seleccionados de manera que se fundan cuando la corriente sea superior al valor nominal, también lo suficientemente robustos para soportar la corriente máxima en condiciones normales de funcionamiento del circuito al cual protegen.

Hay mucha variedad de fusibles y muchos de estos no tienen exactamente el mismo principio de funcionamiento, pero la variedad de estos está en dependencia del nivel de tensión, la aplicación y la importancia del elemento a proteger. Además debemos tomar en cuenta su característica de respuesta.

Un fusible no tiene un tiempo único para su operación, por el contrario este depende del nivel de la corriente que lo atraviesa. Para corrientes mayores, mayores temperaturas y por tanto más rápida es la fusión de la lámina fusora y todo lo contrario ocurre para menores corrientes. Es decir el tiempo de operación es inversamente proporcional a la corriente como se detalla en la figura 1.

GRÁFICO N°. 1 CARACTERÍSTICAS HIPOTÉTICAS DE TEMPORIZACIÓN DE UN FUSIBLE.



Fuente: Orly Torres.
Recopilación: Postulantes.

Las características de cada elemento fusible se presentan mediante curvas de “tiempo-corriente”. Es así como para cada elemento fusible se tiene:

Mínimo tiempo de fusión.- Es el intervalo entre la iniciación de la corriente de falla y la iniciación del arco.

Máximo tiempo de despeje.- Es la suma del tiempo de fusión y el tiempo del arco.

En la figura Anexo 1.7 se muestran curvas reales de tiempo mínimo de fusión y tiempo máximo de limpieza de fusibles tipo K y T.

WWW.ELECTRICOSINTER.COM/CMS/MANUALPARALINIEROS.

También las características tiempo-corriente, normalizada por EEI – NEMA, de las tira fusibles corresponde a las siguientes designaciones:

- Tipo K, fusión rápida.
- Tipo T, fusión lenta.

En la tabla Anexo 1.8 contiene un resumen de las características de los fusibles.

1.4.2 Seccionalizadores.

Su aplicación se la realiza asociado con otro equipo de respaldo que puede ser un reconectador o un disyuntor con recierre. Estos dispositivos no tienen la capacidad de interrumpir corrientes de falla, su operación consiste en contar las operaciones del equipo de respaldo en condiciones de falla, luego de un número de operaciones seleccionado con anterioridad, mientras el equipo de respaldo está abierto, el seccionalizador se abre aislando la sección de la línea con falla. ^{ONTARIO}

HIDRO “Distribution Technical Guide”

Además en caso de una falla temporal, cuando esta se despeja, el mecanismo del seccionalizador se repondrá automáticamente, listo para iniciar otro ciclo completo de operaciones al presentarse otra falla.

1.4.3 Reconectores.

Los reconectores, son equipos de protección utilizados en alimentadores primarios de distribución, basados en que normalmente el 80% de las fallas en redes aéreas de distribución son de naturaleza temporal, por lo que es conveniente restablecer el servicio en la forma más rápida posible para evitar interrupciones de largo tiempo. Para estos casos se requiere de un dispositivo que tenga la posibilidad de desconectar un circuito y conectarlo después de fracciones de segundo. ^{INECEL; Quito, 2010.}

Los reconectores son equipos que interrumpen la corriente eléctrica y que hacen varios intentos de cierre ante la presencia de un cortocircuito en la red. La mayoría de reconectores operan en una secuencia de 4 disparos y 3 recierres en un intento por despejar una falla persistente, hasta que finalmente cierran o abren sus contactos.

Los reconectores vienen acoplados con una bobina de sobre corriente o un relé de sobrecorriente que limitan o detectan las sobrecargas.

1.4.4 *Disyuntores.*

Los disyuntores, son dispositivos que permiten desconectar carga de un alimentador primario de distribución en condiciones normales de operación o con corrientes de cortocircuito, estos elementos para cumplir con su misión necesitan un medio de extinción del arco por ejemplo tenemos el SF₆.

El hexafluoruro de azufre SF₆ es usado como medio de extinción del arco eléctrico en disyuntores pues es un excepcional dieléctrico.

1.4.5 *Relés.*

Por lo general los alimentadores tienen relés a la salida de las subestaciones, siendo los equipos más cercanos a la barra de salida de la subestación y los más alejados de la carga con relación a los otros equipos de protección.

El relé recibe la información a través de los transformadores de potencial y corriente, pudiendo distinguir entre condiciones normales y anormales, cerrando o abriendo sus contactos que en forma directa o indirecta habilitan circuitos de apertura de los disyuntores.

La operación de los relés debe ser preseleccionada, a fin de que el sistema opere coordinadamente. Se requiere que estos aparatos tengan cualidades como: Sensibilidad, selectividad y rapidez.

En los relés se puede seleccionar la curva de operación característica que se adapte al trabajo de protección.

1.5 Selección de Fusibles para los Transformadores de Distribución.

Los transformadores de distribución se protegen normalmente mediante fusibles, incluso muchos de ellos son transformadores conocidos como “autoprotegidos”, lo cual solo significa que el fusible está dentro del transformador, sumergido en el mismo aceite en el interior del tanque. Es un fusible con características fusoras muy similares al que se emplea en un transformador protegido por un fusible externo.

La selección del fusible para proteger un transformador se lo puede realizar una vez comprendido los fenómenos internos del mismo los cuales son: corrientes de inrush o de magnetización y la curva de daño térmico del transformador. ^{Ph.D, M.Sc,}
Ing. TORRES Orly Ernesto.

Los transformadores de distribución poseen curvas de corriente contra tiempo o soporte del transformador a la sobrecorriente, a estas se le llama “Curva de daño del transformador”, las cuales están normadas por la ANSI-IEEEC 57.109 llamada “Guide For transformer Through Fault Current Duration”.

El fusible igualmente no se puede fundir a la máxima corriente nominal del transformador, ni a las corrientes de Inrush, que pueden ser muy elevadas en determinadas condiciones. En la figura Anexo 1.9 se muestra las características graficas de las exigencias impuestas al fusible que protege un transformador.

Específicamente, la curva de tiempo mínimo de fusión debe estar a la derecha de la curva de magnetización o de corriente de Inrush y la curva de tiempo máximo de limpieza del fusible, debe estar a la izquierda de la curva de Daño del transformador.

En ocasiones es casi imposible encontrar un tipo de curva o de fusible que logre insertarse entre ambas curvas y por lo general casi todos los fusibles aunque están a la izquierda de la curva de magnetización, no están completamente a la derecha de la curva de daño del transformador.

Por lo cual se ha visto necesario escoger un nuevo tipo de fusible el cual ofrece el más alto grado de protección al transformador y nos permite la utilización máxima del mismo, este fusible es el Slofast o tipo Dual. La curva tiempo-corriente de este fusible se lo indica en la figura Anexo 1.10 en la cual podemos observar el acople a la curva de daño del transformador, es decir que nos va a dar el cien por ciento de protección en otras palabras el fusible va operar y limpiar la falla antes que el equipo se dañe.

1.6 Selección de Equipos de Protección y Seccionamiento.

Los equipos de protección de sobrecorriente seleccionados para la aplicación en sistemas primarios de distribución deben satisfacer los siguientes requerimientos.

1.6.1 *Voltaje Nominal y Nivel Básico de Aislamiento.*

El voltaje de diseño del equipo de protección debe ser mayor que el voltaje fase a fase que existe en el lugar de la instalación, si el equipo es instalado en un ramal monofásico de un sistema trifásico, el voltaje de diseño del elemento de protección debe exceder al voltaje fase a neutro. ONTARIO HIDRO "Distribution Technical Guide"

El nivel básico de aislamiento (BIL) debe ser escogido mediante una comparación con los otros equipos en donde el elemento va a ser instalado.

En la Tabla Anexo 1.11 se muestra los niveles de aislamiento (BIL), según las guías de diseño parte III de la EEASA.

Además se debe tomar en cuenta que cuando se energiza una línea eléctrica a nivel de la subestación o un ramal secundario que alimenta a muchos consumidores, que tenía mucho tiempo de estar desconectado.- Una gran corriente puede producirse, a estas corrientes se las conoce como “Pico de Carga Fría”.

1.6.2 Capacidad de Interrupción.

Todos los equipos de protección de sobrecorriente deben ser capaces de resistir y operar correctamente cuando se presente la máxima corriente de cortocircuito asimétrica en el punto de instalación del equipo.

Aunque los niveles de falla pueden ser bajos en el presente, pueden existir cambios futuros en la red de distribución que incrementen estos niveles, por lo tanto el equipo seleccionado debe ser capaz de interrumpir adecuadamente la máxima corriente de cortocircuito que se pueda presentar en el futuro.

1.6.3 Corriente Nominal.

Corriente de carga nominal.- La capacidad nominal de corriente del equipo de protección debe ser mayor que la corriente máxima que circule en el lugar de su instalación en condiciones normales.

Corriente de interrupción nominal.-La capacidad de interrupción de corriente del equipo de protección, debe ser mayor o igual que la corriente de falla máxima que circule por el lugar de su instalación.

A más de estos criterios que hemos mencionado debemos saber que el fusible que se seleccione debe ser más lento que la protección contra cortocircuitos adyacentes. Si la protección adyacente es un fusible como se lo muestra en la figura Anexo 1.12 debe cumplir que el tiempo mínimo de fusión del fusible que estamos seleccionando sea mayor que el tiempo máximo de limpieza del fusible adyacente para la máxima corriente de cortocircuito de este último.

1.7 Localización de Equipos de Protección.

La localización de los equipos de protección de sobrecorriente en un primario de distribución es muy importante para obtener una acertada coordinación de protecciones y así lograr que el área afectada por una interrupción de servicio sea la mínima posible. ^{VELEZ, Claudio, 1988.}

Primeramente se debe decidir geográficamente donde realizar el seccionamiento, para esto es necesario considerar la configuración del sistema de distribución, la magnitud de las cargas y el número de consumidores en las diferentes secciones. En la figura Anexo 1.13 se puede observar un ejemplo de un primario de distribución y los puntos de seccionamiento.

Para ubicar los equipos de protección y seccionamiento se deben tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Cada arranque lateral de suficiente longitud como para representar peligro de falla, debe ser considerado como punto de seccionamiento, con lo cual se evita que una falla permanente que ocurra en el lateral, ponga en peligro la continuidad del servicio en cualquier parte importante del alimentador.
- Cualquier lateral con carga considerable debe ser seccionado.
- El lugar de instalación de los elementos debe ser accesible desde las vías de comunicación con el propósito de facilitar su operación y mantenimiento.
- En la red de distribución la troncal principal no debe tener protecciones ya que la subestación será la encargada de hacerlo. Debido a que en la troncal no deben suceder fallas frecuentes.

1.8 Coordinación de Equipos de Protección.

1.8.1 Generalidades.

Las condiciones anormales que afectan a las redes de distribución son las fallas, las cuales debido al constante crecimiento de la población que requiere ser dotada de energía eléctrica y debido a que las redes dinámicas, estas presentan magnitudes de corriente elevadas que en la mayoría de casos pueden afectar gravemente a las instalaciones, como también salidas de servicio de una gran parte o la totalidad de la red. Por lo cual se ha visto necesario disponer de un sistema de protecciones adecuadamente.

El objetivo fundamental de las protecciones eléctricas será proteger eficazmente al personal operativo y los elementos fundamentales del sistema eléctrico de potencia contra los defectos y averías que en ellos puedan presentarse. ^{Ph.D, M.Sc, Ing.}
TORRES Orlys Ernesto.

1.8.2 Defectos y regímenes en los Alimentadores de Distribución.

Los regímenes normales transitorios que pueden provocar las desconexiones de las protecciones, por los niveles que alcanzan las corrientes durante su ocurrencia son los conocidos como: las Corrientes de Inrush que experimentan los transformadores de potencia y las Corrientes de Carga Fría (Could Load Pickup).

1.8.2.1 Las corrientes de Inrush.

Un transformador en régimen normal estabilizado puede consumir una corriente que depende de su cargabilidad en un momento dado. Estas corrientes alcanzan valores desde 0 hasta los valores de corriente nominal.

Pero existen regímenes transitorios en el transformador que provocan que las corrientes por un tiempo relativamente pequeño, alcancen magnitudes muy elevadas en los primeros ciclos y rápidamente comienzan a disminuir hasta alcanzar los valores de corrientes de vacío o de trabajo según como esté operando el transformador de potencia. **Ph.D, M.Sc, Ing. TORRES** Orly's Ernesto.

El transformador puede hacer un Inrush no solo cuando se energiza que es la causa más común o la más evidente en la práctica, sino que pueden existir varias causas, las cuales se definirán a continuación:

- Energización del transformador.
- Conexión de otro transformador en paralelo.
- Recuperación de la tensión luego de un cortocircuito en el primario.
- Cuando se conecta un generador fuera de paso o fuera de sincronismo.

Estas corrientes de Inrush pueden incluso provocar el disparo de las protecciones de los alimentadores de la subestación. Si no se considera en los ajustes de las protecciones instantáneas de los alimentadores de la subestación estas grandes corrientes de Inrush, entonces puede que se disparen los interruptores justo en el momento de energizar el alimentador (es la operación incorrecta más común).

1.8.2.2 *Los picos de carga fría.*

Son grandes corrientes que aparecen al momento de energizar un alimentador que tenía mucho tiempo de estar desconectado.

Cuando se desconecta un alimentador por mucho tiempo, las neveras y refrigeradores pueden perder el nivel de temperatura óptimo. Cuando se energiza nuevamente el alimentador, todas las neveras y refrigeradores arrancarían y como son moto-compresores que en el arranque suelen incrementar la corriente entre 3 y 6 veces el valor nominal del motor, entonces provocan a nivel de línea, una corriente que puede ser bastante elevada con respecto al nivel máximo esperado.

Justo porque los causantes fundamentales son las neveras y refrigeradores y porque se produce al estar las líneas en estado desconectado, se le conoce a este fenómeno “Pico de Carga Fría”. **Ph.D, M.Sc, Ing. TORRES** Orlys Ernesto.

No son los refrigeradores y congeladores los únicos responsables del crecimiento excesivo de las corrientes durante una carga fría, otras cargas pueden hacer este fenómeno:

- Iluminación.
- Motores.
- Calentadores por medio de resistencia.
- Capacitores.
- Cargas magnéticas (transformadores y reguladores de voltajes).

1.8.2.3 Tipos de corto circuitos.

Dentro de un sistema de distribución es necesario conocer los tipos de fallas que existen y la naturaleza de su causa. Conociendo esto es posible minimizar los efectos perjudiciales que puede tener sobre el desempeño de la red. ^{McGraw-EDISON} Company, Bulletin N: 71022.

Los defectos o fallas que pueden ocurrir en las redes de distribución son las averías, pero estas se clasifican de diferentes formas:

- Según su origen.
- Según su frecuencia y respuesta a una desconexión.
- En cuanto al número de fases involucradas.

Según sus orígenes las fallas se clasifican en:

- Originadas externamente al sistema.
- Originadas en el interior del sistema.

Entre las averías de orígenes externos están las descargas atmosféricas y las otras son los cortocircuitos provocados por animales y plantas cercanas a la red, al hacer contacto entre dos fases o entre una fase y tierra.

Las averías provocadas por pérdidas de aislamientos de materiales en los componentes de la red, ya sea conductores, aisladores, transformadores de distribución, son conocidas como averías con orígenes internos. Otras averías internas son las que provocan los operadores haciendo incorrectas operaciones.

Según la forma en que responda a una desconexión se clasifican en:

- Permanentes.
- Transitorias.

Las averías permanentes son aquellas que cuando se hace una desconexión y una reconexión, la avería permanece. Si se cae un poste y se unen dos cables, es un caso típico de una avería permanente. Si no se repara, la avería permanecerá.

Las averías transitorias son aquella que al desconectar el circuito y volverlo a conectar, desaparece. Las averías típicas transitorias son las de origen externo.

Más del 60% de las averías que ocurren en las redes son de carácter transitorio. Es decir, la mayoría de las veces, en caso de no existir re-conexión automática, cuando el operador hace una re-conexión de prueba la avería no existe.

En cuanto al número de fases involucradas las averías se clasifican en:

1. Multifásicas:

- Trifásica,
- Bifásica,
- Bifásica a tierra.

2. Monofásicas:

- Monofásica a tierra,
- Apertura de conductores.

Las averías multifásicas son mucho menos probables que las averías monofásicas. Las averías monofásicas a tierra constituyen el 70 % de las averías que ocurren en la red. Mientras que las averías trifásicas son muy poco probables, entre 3 y 5 %. Las averías trifásicas casi siempre suceden por incorrectas operaciones de los operadores eléctricos y casi siempre se producen luego de un mantenimiento de la red.

Las ecuaciones para encontrar las magnitudes de corriente de falla para los tipos de cortocircuitos mencionados son los siguientes, ecuación.

$$\text{Falla Trifásica} \quad I_{cc3} = \frac{V/\sqrt{3}}{Z_{cc}} \quad \text{Ec 1.1}$$

$$\text{Falla Bifásica} \quad I_{cc2} = \frac{V}{2 \cdot Z_{cc}} \quad \text{Ec 1.2}$$

$$\text{Falla Monofásica} \quad I_{cc1} = \frac{V/\sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{ln}} \quad \text{Ec 1.3}$$

1.9 Estudio de Coordinación.

El objetivo de un estudio de coordinación de protecciones es determinar las características, rangos y magnitudes de calibración de los equipos de protección que aseguren la mejor cantidad de carga interrumpida cuando los equipos de

protección y seccionamiento aíslan una falla o sobrecarga en cualquier parte del sistema. Un estudio de coordinación debe proveer protecciones contra diferentes condiciones anormales en la operación de un sistema de distribución.

1.9.1 Criterios para coordinar Equipos de Protección.

Para coordinar protecciones en un sistema de distribución primario, se debe considerar dos técnicas que se conocen como:

- Salvar los fusibles.
- No salvar los fusibles.

La técnica de salvar el fusible consiste como su nombre lo indica en evitar que el fusible se funda para las averías en los ramales que son transitorias. Como se ha explicado más del 60% de las averías son transitorias, se desaparecen solas, por tanto, es muy importante esta técnica. Para salvar el fusible el interruptor de la subestación debe disparar mucho antes que el fusible se caliente excesivamente, es decir debe disparar primero que el fusible según la coordinación.

La desventaja de la técnica de salvar el fusible es que provoca pequeñas desconexiones a todo el circuito del alimentador para una avería en un ramal y algunos consumidores, como los que emplean equipos sensibles de comunicación y computación, no toleran esas pequeñas desconexiones.

No siempre el interruptor de la subestación puede ser más rápido que los fusibles más pequeños de la red, así que la técnica de salvar el fusible desde el punto de vista práctico no siempre o no en toda la red de distribución se puede lograr.

La otra técnica es lo contrario a la explicada. No salvar el fusible es la técnica más sencilla dado que simplemente las protecciones del alimentador de la subestación esperarán a que se queme el fusible y luego desconectarán. Muchas veces esto

incluso es casi imposible, dado que hay que verificar que no se quemen los cables o no se dañe el transformador de la subestación.

La mayoría de los países emplean la técnica de “salvar el fusible” dado que los equipos sensibles pueden solucionar el problema de las desconexiones transitorias utilizando sistemas de alimentación ininterrumpibles que le mantengan el voltaje en los valores necesarios y no se queman tantos fusibles mejorando la calidad del servicio de la red. Ph.D, M.Sc, Ing. TORRES Orlys Ernesto.

1.10 Coordinación de Protecciones.

1.10.1 *Coordinación Fusible-Fusible.*

Para el caso de seccionadores fusibles conectados en serie, existen tres métodos, los cuales pueden ser utilizados para llevar a cabo su coordinación, estos son: usando curvas tiempo corriente y usando tablas de coordinación de los tipos de fusibles. Las tablas de coordinación son basadas en datos obtenidos de las curvas, y estas proporcionan los mismos resultados en la coordinación con menos trabajo. “Donald G. Fink/H.WAYNE Beaty”, 2007.

1.10.1.1 *Coordinación mediante curvas tiempo corriente.*

Un estudio mediante el uso de curvas de tiempo – corriente es práctico para la coordinación de los distintos tipos de fusibles. Cuando existe coordinación entre dos fusibles, la curva máxima de despeje del elemento protector debe ser menor o igual al 75% de la curva mínima de fusión del elemento protegido. Esta condición debe cumplirse para el valor de corriente de falla para el elemento protector. El 75% provee un margen para compensar las variables de operación de los fusibles. Expresado matemática y gráficamente, se obtiene: Ph.D, M.Sc, Ing. TORRES Orlys Ernesto.

$$I_f > I_{\text{ser.máx.}} \quad \text{Ec 1.4}$$

$$t_{\text{mf}(n)} \cdot 0.75 > t_{\text{ml}(n-1)} \\ I_{\text{cc.máx.}(n-1)} \quad \text{Ec 1.5}$$

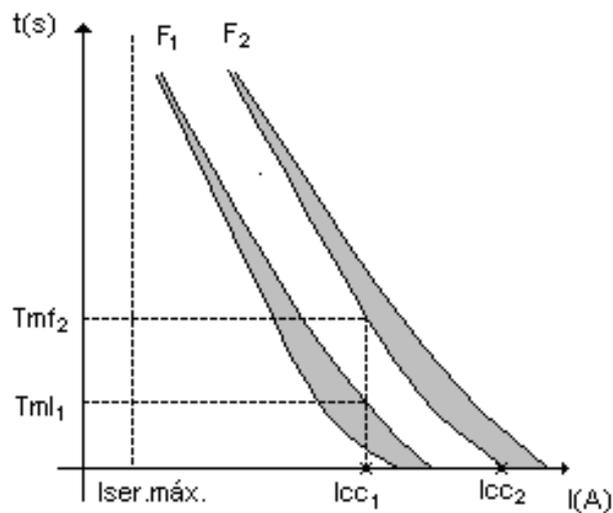
Dónde:

$I_{\text{ser.máx.}}$: Es la corriente de servicio máximo que puede circular por el fusible n.

(n): Es la identificación del fusible seleccionado.

(n-1) Es la identificación del fusible adyacente.

GRÁFICO No. 2 COORDINACIÓN ENTRE 2 FUSIBLE.



Fuente: Orly Torres.
Recopilación: Postulantes.

Como se observa en la Figura 2, para la corriente de cortocircuito $I_{\text{cc}2}$, ambos fusibles se fundirán en un tiempo similar y por tanto no se cumplirá la selectividad necesaria. Algo diferente se presenta para la corriente $I_{\text{cc}1}$ donde se cumple que el

fusible F_1 se fundirá mucho más rápido que el fusible F_2 , en caso que se mantuviera la corriente.

1.10.1.2 *Coordinación mediante tablas.*

Un método más conveniente para la coordinación de seccionadores fusible es mediante el uso de tablas de coordinación. El uso de tablas de coordinación requiere que los fusibles estén operando dentro de su capacidad continua de corriente y sean usados dentro de un seccionamiento adecuadamente seleccionado.

En las tablas Anexos 1.14, 1.15, 1.16 y 1.17 se listan los valores máximos de corriente de falla para los cuales el fusible protector coordina con el fusible protegido, de tal forma que la protección de los enlaces está asegurada. Estas tablas están basadas en las curvas de tiempo máximo de despeje para fusibles protectores para el 75% de las curvas del mínimo tiempo de fusión de los fusibles protegidos.

1.10.2 *Coordinación Reconectador- Fusible.*

Un reconectador además de hacer que las líneas se reconecten luego de una desconexión tiene la obligación de hacer lo suficientemente rápido y eficaz como para que no se fundan los fusibles producto a las fallas transitorias. Para lograr esto, deben actuar con un tiempo de respuesta antes de los fusibles, sino la avería provocará una falla permanente. Pero si la falla es permanente, este reconectador debe permitir que el fusible se funda y elimine la avería. Para lograr esto el reconectador debe ser más lento que el fusible. “Donald G. Fink/H.WAYNE Beaty”,2007.

Para lograr ser más lento (cuesta lenta) y al mismo tiempo más rápido (curva rápida) que el fusible, el reconectador tiene que comportarse de manera diferente por cada reconexión. Esto lo logra con un juego de curvas rápidas y lentas que posee. En la figura Anexo 1.18 se muestran las curvas que poseen los

reconectores. Algunas de estas curvas son rápidas con tiempo muy pequeños (curva A) y otras son muy temporizadas (curvas B y C). La curva B puede ser lenta y la curva C puede ser muy lenta, es importante que los reconectores coordinen con los fusibles y no los dejen fundirse cuando ocurren estas averías transitorias.

A esta técnica se le conoce como “salvar el fusible” y es muy común en la protección de las redes de distribución. En la figura Anexo 1.19, se muestra una representación de la coordinación entre el reconector y los fusibles conectados en las redes.

Como se observa en la figura Anexo 1.19, la curva A está por debajo de la curva del fusible por corrientes inferiores a la corriente máxima. Por encima de esto, el fusible puede ser más rápido que el reconector y ya no cumpliría la función de salvarlo. Igualmente, la curva B es más lenta que la curva del fusible. Esto permite que si la falla es permanente el fusible puede fundirse antes que el reconector se desconecte y la falla permanente quede eliminada de forma permanente. La curva B es igualmente más lenta que la del fusible para corrientes por encima de la corriente mínima.

Es decir, el reconector puede ser más rápido que el fusible hasta un valor máximo de corriente y al mismo tiempo, puede ser más lento que el fusible, hasta un valor mínimo. Esto establece una afirmación de que un reconector coordina con un fusible en un rango de corriente.

Cabe mencionar que para calcular la corriente de operación del recloser se utiliza la siguiente expresión:

$$I_r = 1,3 I_{s.m} \quad \text{Ec 1.6}$$

Dónde:

I_r = Corriente nominal del recloser.

$I_{s.m}$ = Corriente de servicio máximo del ramal.

1.10.3 *Coordinación Relé -Recloser-*.

Cuando en una subestación de distribución, la salida se realiza con disyuntor comandados por relés, y se tiene reconectores en el troncal o en arranques importantes la coordinación estará dada entre el relé que comanda al disyuntor y el reconector. El reconector debería actuar cuantas veces sean necesarias pero el relé no deberá llegar a completar su ciclo de actuación. La secuencia acumulada de operaciones del recloser debe ser menor que la curva característica del tiempo – corriente del relé, este rango de coordinación está limitado por los relés con curvas extremadamente inversas. En la figura Anexo 1.20 se muestra la coordinación relé - recloser. dspace.ups.edu.ec.

1.10.4 *Coordinación Reconector - Seccionalizador.*

Para coordinar un reconector con un seccionalizador no se requiere hacer análisis de curvas tiempo – corriente debido que el seccionalizador no tiene este tipo de curvas; solo cuenta con pulsos de corriente de falla y se ajusta para que se desconecte luego de un determinado número de pulsos.

1.11 Configuración actual del Sistema de Protecciones.

El alimentador en estudio (Oriental) está provisto inicialmente por un disyuntor cuyo funcionamiento depende del estado de los relés de protección de sobrecorriente de fases y de neutro asociados a este, cabe resaltar que los relés son con reenganche, pero por motivo que el centro de transformación de potencia es

antiguo no se lo utiliza, además estos relés son de marca (ABB SPAJ - 14OC). El cual podemos observar en la figura Anexo 1.21.

Este primario de distribución posee seccionadores (tipo barra) que se encuentran al cabecera del ramal, seccionadores tirafusibles y seccionadores con cámara de extinción para la protección de los transformadores, ramales del alimentador las tirafusibles son de tipo “K” y “H” de fusión rápida.

En el diagrama Anexo 1.22, se especifica el nombre y la ubicación de cada uno de los seccionadores, este diagrama esta dibujado en escala 1:1 con coordenadas originales el cual fue elaborado por el departamento de Centro de Información para Estudios Técnicos (CIETEC), conjuntamente con los postulantes.

Con respecto a la información de las características de los seccionadores fusibles de los diferentes tramos del primario, al momento no se cuenta con una base de datos debido a que no existe coordinación entre los departamentos encargados de planificar, ejecutar, y reparar las secciones afectadas por alguna falla ocasionada en los equipos de protección.

1.12 Análisis de confiabilidad del Alimentador en estudio.

Para evaluar el funcionamiento actual o futuro de un sistema se puede realizar mediante la obtención de parámetros cuantitativos que puedan representar su desempeño, basándose en su ex comportamiento. Estos índices o parámetros ayudaran de mucho para escoger las mejores alternativas para su modificación, y con esto el funcionamiento sea el más adecuado. MENA, Alfredo. Quito, 2008.

La confiabilidad representa la evaluación del funcionamiento de un sistema, que puede ser expresada a través de índices que determinaran la calidad del servicio

que una Empresa distribuidora brinda a sus usuarios, partiendo del análisis de los registros de eventos pasados archivados por la Empresa.

1.12.1 Indicador referido a la Demanda Interrumpida.

Energía no suministrada (ENS): es la cantidad de energía no suministrada que la empresa Eléctrica deja de vender. Se define utilizando la siguiente expresión:

Maestría “Confiabilidad de Sistemas de Potencia”

$$ENS = \sum L_{ai} D_i \quad \text{Ec 1.11}$$

En donde:

D_i = Duración total de interrupción en el nodo i en el periodo considerado.

L_{ai} = E_{di}/t Carga media del nodo i.

E_{di} = Energía total demandada en el nodo i en el periodo t.

1.12.2 Determinación de Estados.

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como otros índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante las diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

Las características de los tramos de los alimentadores y los equipos de protección están dadas mediante los siguientes indicadores.

1.12.2.1 *Tiempo de Interrupción.*

El tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, recambios, limpieza, etc.).

Se denomina tiempo total de interrupción del servicio eléctrico, al periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo.

El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, se tendrá para una red de distribución cualquiera, la siguiente clasificación de tiempos:

1.12.2.2 *Tiempo para el conocimiento de la Falla (T_c).*

Es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella. La automatización juega aquí un importante papel, puesto que si existe señalización del estado de las protecciones (por ejemplo en un panel), la magnitud de este tiempo es muy pequeña, de manera que teóricamente puede considerarse cero.

1.12.2.3 *Tiempo de Preparación (T_p).*

Corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.

1.12.2.4 *Tiempo de Localización (T_l).*

Es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla.

1.12.2.5 *Tiempo de Maniobra para la Transferencia (Tt).*

Es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.

1.12.2.6 *Tiempo de Maniobra para establecer la Configuración Normal de Operaciones (Tv).*

Es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

Sobre la cuantificación de cada uno de los tiempos mencionados, existe mayor dominio por parte de las empresas de distribución, puesto que ello constituye una práctica normal.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE INVESTIGACIÓN

2. EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.

2.1. Introducción.

Toda empresa es un ente que está sujeto a la influencia de factores internos y externos, constantemente cambiantes de acuerdo a aspectos políticos, sociales y económico-financieros, debe estar capacitada también para cambiar y adaptarse a las nuevas estructuras administrativas y organizacionales. Estas nuevas tendencias económicas y tecnológicas, junto a los esquemas de modernización y privatización obligan a que nuestra institución rediseñe su administración para que pueda competir en el ámbito empresarial. El no hacerlo y mantener sus viejas estructuras, provocaría que la empresa se estanque, pierda competitividad, que obtenga resultados financieros negativos, los que podrían llevarle a su desaparición.

Con la finalidad de afrontar los retos de la Ley de Régimen del Eléctrico, la actual Presidencia Ejecutiva y la administración de la empresa se hallan empeñadas en un objetivo fundamental, el cual es MODERNIZAR EL SISTEMA ADMINISTRATIVO, TÉCNICO, COMERCIAL, FINANCIERO Y LABORAL DE ELEPCO S.A. mediante la implementación del presente plan.

2.1.1. Antecedente Histórico

El día domingo 11 de abril de 1909 el Coronel Justiniano Viteri, Presidente del Consejo Municipal de Latacunga, inauguró en forma oficial el servicio de Alumbrado Eléctrico de esta ciudad, conformándose lo que se llamó los Servicios Eléctricos Municipales, entidad que desde aquella fecha fue la encargada de administrar la energía eléctrica producida por una pequeña planta hidráulica de 30 KW localizada en el barrio Miraflores, el servicio que se brindaba era exclusivamente de alumbrado de domicilios y de las calles céntricas de la ciudad. Al transcurrir los años y al incrementarse la utilización del servicio eléctrico fue necesario que en 1925 se inaugure otra Central Hidráulica de 300 KW. En el Río Yanayacu. El voltaje al cual se generaba era el mismo al que se distribuía y se consumía, es decir 110/220 V. con la primera central y luego con la segunda distribuida a 2.400 V.

Al seguir creciendo la demanda eléctrica, se mentalizó el proyecto Illuchi a 10 Km. al oriente de la ciudad de Latacunga y es así que en 1951 el Alcalde de Latacunga Don Rafael Cajiao Enríquez inaugura la primera etapa de dos Grupos Hidráulicos de 700 KW cada uno.

En la segunda etapa se instaló el tercer grupo, 1400 KW, entrando en operación en 1955. En 1967 entró en operación la Central Illuchi N° 2 con 1400 KW. Los caudales de agua que se "aprovechaban eran de las lagunas de Piscacocha y Salayambo y las captaciones de las acequias Retamales, Ashpacocha y Dragones. Con las nuevas centrales se cambió el sistema de distribución a 6.300 V. y el servicio eléctrico se extendió a las zonas rurales, es decir, a las parroquias de Alaquez, José guango, Guaytacama, Mulaló, Tanicuchí, Toacaso, Pastocalle, a 29 recintos y caseríos; además se vendía en bloque a los municipios de Pujilí y Saquisilí.

El día 2 de mayo de 1975 el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL se hace cargo de la administración de la energía eléctrica de Cotopaxi y funda el

Sistema Eléctrico Latacunga (S.E.L.), inmediatamente inicia sus labores, sus primeras obras fueron la reparación de las Centrales Hidráulicas y el revestimiento de 15 Kms. del canal de Aducción. Luego desde 1976 se inicia una remodelación integral y ampliación de las redes de distribución de las zonas rurales de la provincia.

Las redes de distribución se constituyeron exclusivamente en postes de madera tratada y de hormigón con conductores de aluminio y con un voltaje de 13.800 V. en el año de 1983, este programa de remodelación fue concluido.

En el mes de mayo de 1977 el S.E.L. se interconecta al Sistema Nacional mediante la S/E San Rafael y una línea de 69 KV. Hasta la ciudad de Ambato. Con este suceso el S.E.L. inicia una ampliación sin precedentes ya que se comienza a dar energía a varias fábricas antiguas y nuevas en la vía a Lasso. A la vez se comienza a proporcionar la integración de los cantones Salcedo, Saquisilí y Pujilí.

Mediante sendos Convenios de Administración y Fideicomiso se logra la integración al S.E.L., de los cantones, en mayo de 1979 Salcedo; el 30 de junio de 1980 Pujilí y el 28 de marzo de 1982 Saquisilí.

Ante el notario segundo del cantón Latacunga el 25 de noviembre de 1983 se otorga la escritura pública de constitución de la compañía anónima denominada "EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL DE COTOPAXI S.A., ELEPCO S.A."

El 1 de febrero de 1984 entra en funcionamiento la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., siendo sus Accionistas INECEL y los Ilustres Municipios de Latacunga, Saquisilí, Salcedo y Pujilí.

En el mes de marzo de 1987 se realiza la construcción de la ampliación de las Centrales Hidráulicas Illuchi N° 2, con el financiamiento de INECEL y de fondos

propios de la Empresa. Esta ampliación tiene 5200 KW divididos en dos grupos, inició su funcionamiento en el mes de diciembre de 1987.

2.1.2. *Objetivos Institucionales*

- Normar, estructurar y reorganizar la empresa con miras hacia un proceso de excelencia administrativa.
- Recuperar cartera vencida.
- Eficiencia y austeridad con los recursos económicos a fin de obtener resultados positivos en los balances.
- Capacitación a todo nivel, para direccionar al personal a la misión planteada.
- Planificar, ejecutar y mantener el control absoluto de las obras de expansión del sistema eléctrico, para garantizar el suministro de un eficiente servicio eléctrico.
- Eficiente y oportuna prestación de servicios a los clientes.
- Obtener rentabilidad en los servicios adicionales que presta la empresa.

2.1.3. *Políticas.*

Generar energía eléctrica en el Área de Concesión en la Provincia de Cotopaxi, procurando la continuidad, confiabilidad y eficiencia del servicio, así como la optimización de los recursos disponibles.

Mejoramiento de imagen empresarial, a través de la implementación de sistemas eficaces, oportunos y óptimos ofrecidos a todos nuestros clientes.

Reacondicionamiento del área de atención al público, se dará más facilidades a nuestros clientes tanto internos como externos, efectuándose la readecuación de oficinas y áreas indispensables para el mejor funcionamiento y comunicación entre las mismas.

Procurar la obtención de los recursos financieros y materiales oportunamente y de acuerdo con lo establecido en el plan anual de adquisiciones de conformidad con Leyes, Reglamentos y Estatutos vigentes.

Minimizar la inversión en la iluminación pública y de esta manera liberar los recursos los que serán utilizados en obras prioritarias de electrificación.

Atender el desarrollo de los recursos humanos y su adecuada capacitación y su optimización.

Aprovechar al máximo los recursos provenientes del FERUM en proyectos de electrificación rural.

Procurar la ampliación del área de concesión de ELEPCO S.A., gestionando la inclusión total del Cantón La Maná, como usuario final de la Empresa.

Con la finalidad de optimizar los servicios que brinda y dentro de los planes y estrategias fijados por la administración, ha previsto la reducción de tiempo en la instalación de medidores para una mejor atención al cliente; por lo que, se continuará con la política empleada por la empresa.

Mantener permanentemente informada a la ciudadanía sobre cualquier novedad que se presente en la prestación del servicio; a través de los medios de comunicación, especialmente, en lo referente a las suspensiones programadas y a la emisión de planillas, con el fin de que en forma oportuna acudan a cancelarlas.

2.1.4. Misión.

La misión de la empresa es proveer potencia y energía eléctrica en su área de concesión de la Provincia de Cotopaxi, en forma suficiente, confiable, continua y al precio justo, de tal manera que se tienda al desarrollo socio económico de la sociedad y de los sectores productivos de la provincia.

2.1.5. *Visión.*

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., líder en el sector eléctrico del país, garantiza un excelente servicio eléctrico durante las 24 horas diarias.

2.2. Metodología para el desarrollo del estudio.

2.2.1. *Levantamiento de Datos y Análisis de los Parámetros de Campo.*

Para este estudio se realizó un levantamiento real del sistema, en la figura Anexo 2.1 se muestra las tablas con las que se efectuó el levantamiento de la siguiente manera.

- Levantamiento poste a poste debido a que la empresa no contaba con datos exactos de las redes y el estado en que se encuentra actualmente, además el levantamiento de datos acometidas, tipos de medidores es decir todo lo que se refiere a puntos de carga, esto se realizó con el fin de tener una base real de los medidores que actualmente suministra el alimentador Oriental.
- Georeferenciación de postes y puntos de carga, esto se realizó con el fin de obtener las distancias exactas que existe en redes y puntos de carga, mediante el uso de GPS (Sistema de Posicionamiento Geográfico)
- Codificación de postes y transformadores, se lo realizó con el afán de que el usuario al presentarse una falla, de una ubicación exacta de donde ocurrió y esto ayude al grupo de mantenimiento de ELEPCO S.A. a llegar en menos tiempo posible.

2.2.2. Graficación de la Red de Distribución.

Obtenida la información necesaria en el campo se procedió a dibujar el diagrama unifilar del alimentador en estudio, con todas sus características (manposteria, redes, seccionadores, transformadores, puntos de carga, etc.), con la ayuda del software AUTO CAD, con la finalidad de tener un diagrama en el cual se pueda visualizar de mejor manera toda la red de distribución, en el diagrama Anexo 2.2 archivo magnético, se muestra el diagrama unifilar.

2.2.3. Procesamiento Información para la Migración al Sistema de Análisis Técnico.

Una vez dibujado y con la información levantada, se procede a realizar una base de datos con toda esta información. Para realizar la migración al SAT (sistema de análisis técnico), mediante una vinculación con un GIS (sistema de información geográfica).

2.2.4. Mediciones de Corriente a plena carga.

Realizado el proceso mencionado anteriormente, es necesario efectuar las mediciones de corriente a plena carga en los puntos de seccionamiento, para luego proceder a realizar la coordinación de protecciones estas mediciones se las realizo con una pinza amperimétrica para media tensión, con la ayuda del personal y equipos de ELEPCO S.A. las imágenes de estas mediciones se los puede observar en imágenes Anexo 2.3 de mediciones realizadas en el campo, estas mediciones se las realizo en hora pico de 18h00 a 20h30, los días del 28 de febrero al 3 de Marzo del 2011, cave recalcar que estas mediciones fueron realizados en puntos estratégicos de seccionamiento para comparar con las corrientes que arroja el CIMDYST, y así poder utilizar estas corrientes a su vez se recopilo las lecturas tomadas en la subestación el Calvario de corrientes del alimentador, estos datos se los muestra en la tabla Anexo 2.4, mediciones de corriente a plena carga del día jueves 31 de Marzo, el resto de datos de mediciones se los presenta en el archivo magnético adjunto.

2.3. Análisis del Alimentador 52C8L1 Oriental.

2.3.1. Situación actual del Alimentador.

El alimentador Oriental tiene una longitud de 70.45 Km de red, que se encuentra dividido en 11.15 Km de red trifásica y 59.30 km de red monofásica, los sectores dotados de servicio eléctrico son Urbanizaciones Alsacia, Gualundum, Locoa, PROVIDA.

Los sectores rurales son: Santán, Locoa Santa Marianita, Pusuchisi, Zaragosín, Salbiapamba, Toavilli, Palopo, Palopo Mirador, Jilingua Chico, Culaguango – Sector San Francisco. Colegio “Luis Fernando Ruiz” – Colegio Técnico “Trajano Naranjo”, bodega ELEPCO S.A. Culaguango, Quinta del Centro Agrícola. Transmisores: Radio Latacunga FM (Putzalahua), Radio Bandida (Putzalahua), Color Estéreo (Putzalahua), Hechizo (Putzalahua), MOVISTAR-Ex Belth South(Putzalahua), Radio Elite (Putzalahua), Celular Power (Putzalahua), Radio Amiga (Putzalahua), Radio Once de Noviembre (Pusuchisi y Putzalahua), Radio Novedades (Santán La Vicentina), Radio Cotopaxi O R C (Gualundúm). En el diagrama Anexo 2.5, se puede observar la cartografía de la red, del alimentador Oriental.

Para nuestro estudio es necesario localizar el troncal principal el cual está comprendida de 10.34 km actualmente tiene protecciones de seccionadores fusible, como se muestra en el diagrama Anexo 2.6, localización de la troncal principal del alimentador en estudio.

El alimentador consta de 73 seccionadores de red ubicados a lo largo de la red, pero en algunos casos se ha mal utilizado el seccionador del transformador como seccionamiento de red, el sistema actual está comprendido con 68 puntos de seccionamiento con tira fusible y 5 puntos de seccionamiento con cámara de extinción de arco.

Además cuenta con 206 transformadores instalados, 9 transformadores trifásicos y 197 transformadores monofásicos, con un total de 3310 usuarios, repartidos entre residenciales, industriales y comerciales, lo cual se detalla en la tabla Anexo 2.7 archivo magnético, dentro de estos existe una cámara de transformación en la Urbanización jardines de Loco de 25 KVA, pero que se encuentra en construcción, además consta de dos transformadores instalados y utilizados que son el 6374 y el T-247, con una potencia de 10 y 37.5 KVA, solo para eventos en la Quinta Loco, además a lo largo de la red existen dos transformadores desconectados que son el T-175 y el 7489 con una capacidad de 25 y 30 KVA respectivamente y están clasificados entre 130 transformadores convencionales y 76 transformadores auto protegidos, en el diagrama Anexo 2.8, archivo magnético, se puede observar los transformadores desconectados y la carga transferida a la subestación salcedo.

El alimentador en estudio (ORIENTAL), posee para su alimentación un transformador de potencia de 5.2 MVA, las características del transformador se detalla en el diagrama Anexo 2.9, archivo magnético, este alimentador tiene una potencia instalada de 3.8 MVA, con un factor de carga de 0,3 ésta carga está dividida en las tres fases de la siguiente manera FASE A 990 KVA, FASE B 1142,5 KVA y FASE C 1222,5 KVA, en la tabla Anexo 2.10, se detalla las características del alimentador 52C8L1.

Para el estudio trabajaremos con una carga demanda de 1.15 MVA dato proporcionado por ELEPCO S.A. de un día pico de todo el año en el mes de noviembre, con un factor de potencia del 0,97%, como se detalla en la figura Anexo 2.11, demanda del alimentador Oriental.

Además el alimentador tiene la posibilidad de transferir carga con la subestación Salcedo, mediante la apertura del seccionador SF62 y el cierre SF73, con una potencia transferida de 365 KVA, esta maniobra se lo realiza para que no se quede sin suministro de energía las antenas ubicadas en la cima del Putzalahua.

2.3.2. Desbalance de carga del Alimentador.

Una vez ingresado el alimentador al software CYMDIST, y como se puede apreciar anteriormente existe un desbalance de carga entre las fases debido a que la fase C se encuentra más cargada que la fase A y B, como se lo puede apreciar en la figura Anexo2.12 perfiles de tensión 52C8L1 Oriental.

2.3.3. Nivel de Voltaje.

En la distribución de energía eléctrica, existen caídas de voltaje desde las fuentes de alimentación hasta los usuarios, lo que trae como consecuencia que el usuario no conserve una magnitud constante de voltaje, en los alimentadores primarios estas caídas se dan debido a la resistencia que presenta el conductor, al paso de la corriente eléctrica y a los incrementos de carga que se dan en determinadas horas del día, causan que el nivel de voltaje se encuentre variando. Esta variación expresada en porcentaje tomando como base el voltaje nominal se la presenta en la ecuación 2.1.

$$\Delta V(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100 \quad \text{Ecu. 2.1}$$

En donde:

ΔV = Caída de voltaje hasta el punto de medición.

V_k = Voltaje medio en cualquier punto del alimentador.

V_n = Voltaje nominal del alimentador.

Los límites permisibles de caída de voltaje para los alimentadores urbanos es del 3% mientras que para los rurales es del 5%, esto según la Regulación No. CONELEC- 004/01.

Con la ayuda del software CYMDIST se realizó el análisis de caída de voltaje, los resultados de los sitios en donde el voltaje es bajo se presenta en el cuadro No. 1.

CUADRO No. 1 CAÍDAS DE VOLTAJE DEL ALIMENTADOR.

CAIDA DE VOLTAJE ALIMENTADOR "ORIENTAL"			
Lugar	Caida de Voltaje(%)	Voltaje KV	Secciones
Nuitanda	5,2	7,54	TM60
El Guango	5,6	7,51	TM52

Fuente: Software Cymdist.

Elaboración: Postulantes

2.3.4. Interrupciones del Alimentador.

Acorde a la regulación del CONELEC, 004/01 que se presenta en el anexo 2.13, archivo magnético, referente a calidad de servicio eléctrico de regulación las interrupciones por su duración pueden ser breves y largas.

Breves con duración igual o menor a tres minutos y largas con duración mayor de tres minutos, los siguientes límites, para la frecuencia media de interrupción por KVA nominal instalado (FMIK) y el tiempo total de interrupción por KVA instalado (TTIK), el alimentador por ser rural se adoptaran los límites que se muestran en el cuadro No. 2.

CUADRO No. 2 LÍMITES PARA ALIMENTADORES RURALES.

Indice	Limite FMIK	Limite TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Fuente: Regulación 004/01 CONELEC

Elaboración: Postulantes.

Las interrupciones y el cálculo del FMIK y el TTIK tanto programadas como no programadas se muestran en el anexo 2.14 archivo magnético, que se han

presentado en el alimentador en todo el año 2010. Estas son en su mayoría cambio de tira fusibles producidos por corto circuitos y descargas atmosféricas, cabe recalcar que de todo un historial de interrupciones de fallas se clasifico las interrupciones programadas y no programadas del alimentador en estudio.

Echo esta clasificación y calculado estos índices se pudo observar que el tiempo y frecuencia de interrupciones son elevadas en los meses de enero y noviembre, por tal motivo no se encuentran dentro de los límites establecidos por el CONELEC, en el cuadro No. 3, se muestra el resumen de los índices de las interrupciones programadas y no programadas del alimentador.

CUADRO No. 3 RESUMEN DE LOS ÍNDICES DEL ALIMENTADOR.

ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO PROPUESTO DEL ALIMENTADOR ORIENTAL				
	Programadas		No programadas	
MESES	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
ENERO	0,096	0,065	0,751	2,427
FEBRERO	0,076	1,414	0,197	1,405
MARZO	0,038	0,391	0,021	0,069
ABRIL	-	-	0,097	0,190
MAYO	0,003	0,0003	0,036	0,175
JUNIO	1,003	8,562	-	-
JULIO	-	-	0,019	0,711
AGOSTO	-	-	-	-
SEPTIEMBRE	-	-	0,007	0,017
OCTUBRE	-	-	0,029	0,526
NOVIEMBRE	1,057	6,392	1,576	1,124
DICIEMBRE	-	-	0,028	0,255

Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

2.4. Análisis de la Entrevista al Personal de ELEPCO S.A. y Usuarios del Alimentador.

La entrevista se lo realizo a una población de 16 personas las cuales están comprendidas entre ocho Ingenieros de ELEPCO S.A. tres operadores de la subestación Calvario y cinco dirigentes usuarios del alimentador Oriental.

Para esta entrevista se consideró 3 cuestionarios de acuerdo al grado de conocimiento de las personas entrevistadas.

2.4.1. Entrevista al Ingenieros de ELEPCO S.A.

Una vez realizada la entrevista a los Ingenieros, supieron manifestar que ELEPCO S.A. no dispone de una base de datos actuales de potencia instalada, seccionadores, usuarios, es decir con datos veraces sobre los componentes de la red y no se sabe con exactitud a que alimentador y subestación pertenece, además los niveles de calidad de servicio eléctrico son estimados.

En cuanto a coordinación de protecciones nos mencionaron, que el mismo hecho de no disponer de una base de datos con la información necesaria de los alimentadores, minimiza la factibilidad de realizar este tipo de estudios y también que el alimentador no cumpla con los parámetros de confiabilidad y fiabilidad por lo cual, se debe mejorar el sistema de protecciones y su coordinación mediante estudios con datos reales y nueva tecnología

Un sistema de análisis técnico (SAT), nos proporcionara una guía eficaz en el manejo de información eléctrica, el uso del mismo conlleva una correcta gestión de la distribución eléctrica. Además manifestaron que un mejoramiento del sistema de protecciones, permitirá que se cumplan los parámetros de confiabilidad y fiabilidad, evitando que salgan del sistema cargas o potencias que no deberían quedar sin servicio, por una mala coordinación de protecciones.

Como postulantes nos permitimos preguntarles si están capacitados para realizar una coordinación de protecciones, bajo los parámetros que nosotros utilizaremos en el desarrollo del estudio para lo cual supieron manifestar que de acuerdo al avance tecnológico en coordinación, con la aparición de nuevos equipos y dispositivos de protección, en su mayoría consideran de que no tienen la capacidad suficiente para coordinar protecciones.

2.4.2. *Entrevista a Operadores Subestación El Calvarios ELEPCO S.A.*

Esta entrevista realizó con el fin de recolectar información sobre el procedimiento actual de operación ante eventos transitorios del alimentador y características técnicas de la misma.

Los operadores supieron manifestar que cuando ocurra una falla en el alimentador según la información de los elementos de protección que están en los tableros de control nos señala mediante luces indicadoras si se puede hacer un intento de cierre o no se lo puede hacer por motivos graves que exista en la línea. Cuando es una falla permanente y no se pueda cerrar el interruptor, inmediatamente se localiza al equipo de mantenimiento de turno para que recorra el alimentador, hasta localizar donde ocurrió la falla y así informar al centro de control lo que ha ocurrido.

Cuando el indicador marca una fase y/o el neutro se puede realizar un intento de cierre del alimentador, pero cuando en el tablero de control marca las tres fases y el neutro tenemos un daño grave en las Líneas de Distribución por lo cual, es imposible cerrar el Alimentador.

En la subestación El Calvario existen relés de sobre frecuencia para cada alimentador, los cuales están calibrados por pasos de frecuencia, estos actúan cuando la frecuencia baja de los 60 Hz, automáticamente se desconectan y en este caso no se puede realizar el cierre del alimentador. Inmediatamente el operador

que se encuentre de turno se comunica con el CENACE para verificar el por qué ha existido la variación de frecuencia o que problema a ocurrido.

Para interrupciones programadas se desconecta el alimentador, para que no exista el retorno de energía en las líneas, esto se lo realiza extrayendo el modulo hasta la posición prueba y automáticamente se enciende el indicador, que nos confirma que el modulo esta extraído. Además de la extracción del módulo se pone a tierra el Alimentador, para que en el momento que realizan el trabajo en la red estén seguros de que no existan retornos de energía.

2.4.3. *Entrevista a Usuarios del Alimentador Oriental (Dirigentes)*

Los dirigentes manifestaron que el servicio eléctrico se interrumpe debido a descargas atmosféricas, cortos circuitos producidos por fenómenos atmosféricos, caída de árboles, postes en mal estado, etc. Esto en la zona urbana-rural marginal del alimentador, y en la zona urbana supieron manifestar que la suspensión del servicio se da por choque de vehículos en los postes y cortó circuitos.

En lo que se refiere a reposición del servicio eléctrico los usuarios de la zona urbana, dijeron que el tiempo de reposición es de 2 a 3 horas, pero en la zona urbana-rural marginal expresaron que en ocasiones se demoran de 12 a 72 horas en restablecer el servicio eléctrico. Y por último manifestaron que la energía suministrada por ELEPCO S.A. es normal para el funcionamiento de sus aparatos eléctricos.

2.5. Verificación de la Hipótesis.

Con el análisis de los resultados anteriormente mencionados se concluye que la hipótesis es viable es decir, **el mejoramiento de selección y coordinación del sistema de protecciones del alimentador trifásico y sus derivaciones monofásicas de la sub estación EL CALVARIO 52C8-L1 (Oriental) de la EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI**, permitirá evitar pérdidas de energía eléctrica, interrupciones masivas de servicio eléctrico y protección de equipos instalados en el alimentador, mejorando los índices de calidad de servicio eléctrico.

CAPÍTULO III

3. PROPUESTA

3.1. TEMA

“SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR TRIFÁSICO Y SUS DERIVACIONES MONOFÁSICAS DE LA SUBESTACIÓN EL CALVARIO 52C8-L1 (ORIENTAL) DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI”.

3.1.1 *Presentación*

Con el afán de reducir la zona afectada por regímenes anormales en la red, la duración de las interrupciones provocadas por las mismas y proteger equipos instalados de alto valor económico. Se instalara nuevos dispositivos de protección en puntos de la red en donde se creará conveniente, además se retiraran otros equipos cuya ubicación no sea la apropiada, para luego realizar una nueva coordinación entre ellos y con el relé que controla el disyuntor de la cabecera del alimentador ubicado en la sub estación.

Luego se establecerán los nuevos índices de confiabilidad para la configuración propuesta del sistema de protecciones del alimentador y por último se determinara el beneficio económico de su implementación.

3.1.2 Modelación Digital

3.1.2.1 Descripción del Software (Paquetes Computacionales).

Para la simulación digital del funcionamiento del alimentador primario en estudio, se ha empleado un software CYMDIST, la cual es una herramienta extremadamente potente para crear sus propios escenarios hipotéticos y realizar simulaciones que evalúan el impacto de diversos proyectos en la red actual o futura.

CYMDIST permite realizar varios tipos de estudios en sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos, balanceados o des balanceados, con configuración radial, en anillo o malla. El módulo de base abarca el análisis de caída de tensión por fase, de flujo de carga, el cálculo de corrientes de cortocircuito (flujos de falla y tensiones de falla), la coordinación de protecciones (mediante el interfaz con CYMTCC), el dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores, el balance y distribución de cargas. Los módulos complementarios de CYMDIST permiten efectuar análisis más especializados como los de confiabilidad, contingencias de armónicos, optimización de la configuración y mucho más, como las que se detalla a continuación.

Características y capacidades:

- Análisis de flujos de carga y de caída de tensión.
- Cálculo de cortocircuito.
- Dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores.
- Balance, distribución y evaluación de cargas.
- Análisis de armónicas.

- Optimización de la configuración del sistema eléctrico (puntos de conexión).
- Restablecimiento de servicio.
- Análisis de confiabilidad (Predictiva e histórica)
- Análisis de contingencias.
- Modelación y análisis de subestaciones y de subredes.
- Análisis de redes secundarias.
- Riesgo de ocurrencia de arco.
- Coordinación de dispositivos de protección.
- Otra particularidad es que se pueden trazar en pantalla los perfiles de tensión y de corriente de cortocircuito. También proporciona funciones de ubicación óptima de condensadores, balance de carga que optimizar la configuración del sistema eléctrico para minimizar perdidas.
- Para poder analizar el funcionamiento de los alimentadores, el programa requiere de los valores o parámetros característicos del alimentador.

3.1.2.2 *Software para Coordinación (CYMTCC).*

Permite realizar estudios de coordinación de protecciones contra sobre corrientes en redes industriales, comerciales y de distribución eléctrica. El programa viene con una extensa base de datos que contiene más de 15 000 dispositivos de protección fácilmente reproducibles en gráficas tiempo-corriente y reportes de ajustes de dispositivos. También ofrece un asistente para la coordinación que sugiere las características, reglajes y ajustes de los dispositivos de protección. Las Características del programa son las siguientes:

CYMTCC proporciona un potente editor de tipo CAD que permite construir el diagrama unifilar de la red con un simple clic y arrastre del símbolo del dispositivo al dibujo. Las curvas características tiempo-intensidad se pueden visualizar en la pantalla, imprimir en escala logarítmico estándar. El diagrama unifilar y las curvas tiempo-intensidad pueden también exportarse a archivos para incorporarse en reportes.

El programa puede generar todas las referencias necesarias de estudio como curvas de daño térmico de cables y conductores, curvas de arranque de motores, curvas de resistencia de transformadores, puntos de corrientes de arranque y térmicos, y ofrece medios gráficos y tabulares para verificar los márgenes de curvas a cualquier corriente de falla o nivel de tensión del sistema.

3.1.2.3 *Software de Campo para Datos GIS (TERRASINC).*

Es un software, diseñado para la captura y mantenimiento de datos de modo rápido y eficiente. Si lo combina con un receptor GPS de Trimble® compatible y una computadora de campo de su elección, es todo lo que necesita para capturar datos de posición y características de calidad para su Sistema de Información Geográfica (GIS).

3.2. DESARROLLO DE LA PROPUESTA

3.2.1 *Esquema de Protecciones Propuestas.*

Dentro de la nomenclatura utilizada para la designación de los tramos del alimentador está dada con la primera letra del nombre del alimentador al que corresponda dicha sección, precedido por un número que permitirá asociarlo a la subestación.

Los seccionadores fusibles están representados por el símbolo “S/F” precedido por su correspondiente número. En caso de tratarse de un seccionador fusible que se propone instalar, las letras “S/F” estarán precedidas por la letra “p” (propuesto) y su correspondiente numeración. Los recloer estarán ubicados en el plano con la letra “R” con su respectiva numeración y los seccionalizadores de igual manera están representados por la letra “S” y su numeración.

En la propuesta realizada se tiene estructurado dos planos del sistema de protecciones: el plano actual de ELEPCO S.A. y el plano propuesto. En el plano actual de la Empresa Eléctrica Cotopaxi se encuentra especificado con la siguiente nomenclatura: los tramos de cada seccionador están propuestos con las siglas TM_ y la numeración correspondiente, los seccionadores tipo barra con las letras S/B y su numeración, y además los seccionadores fusibles están siendo utilizados para la protección de los transformadores en medio voltaje están especificados con las letras S/F(T) y su código, ya que estos se encuentran instalados en postes aguas arriba que pueden confundirse con seccionadores de red.

Dentro de la nomenclatura del nuevo plano, los tramos en donde se propone instalar los nuevos seccionadores se ha nombrado con las letras OTM_ y el número correspondiente dependiendo de cada tramo, de igual forma con los recloer que están precedidos con las letras OTM_ y la zona en donde va hacer ubicado.

Los seccionalizadores están especificados con las letras OTS, el número correspondiente y la zona en donde va hacer ubicado, en este plano también se puede apreciar la implementación de seccionadores barra que están especificados con las siglas S/Bp y el número.

Nota: se realiza diagramas unifilares de acuerdo a las necesidades del estudio por cuanto el plano original está realizado con coordenadas exactas tomadas en el campo, es decir que es muy extenso y no se puede visualizar las características del mismo.

3.2.2 Localización óptima de Protecciones.

La ubicación actual de puntos de seccionamiento no ofrece condiciones favorables para la coordinación de protecciones, por lo cual se ha determinado retiros de

seccionadores fusible, la instalación de otros nuevos y reubicación de los mismos, como se muestra en el diagrama Anexo 3.1.

Considerando las normas de distribución de energía referente al seccionamiento de alimentadores primarios y criterios de protecciones eléctricas, se ha propuesto un nuevo esquema de protecciones para el alimentador el cual se presenta en el diagrama Anexo 3.2. , archivo magnético.

Para la localización de las protecciones propuestas se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

- Criterios enunciados en el capítulo 1.
- La ubicación de seccionadores fusibles cada 200 metros en la parte urbana.
- Corriente de cortocircuito y carga del tramo a proteger.

Debido a la cercanía entre algunos seccionadores fusibles dispuestos en serie y la poca diferencia de carga entre algunos consecutivos, cuya distancia resulta ser desfavorable para una buena coordinación, se propone el retiro de los siguientes seccionadores fusibles:

Retiro S/F1 del tramo Troncal principal.

Retiro S/F4 del tramo TM_4.

Retiro S/F6 del tramo Troncal principal.

Retiro S/F11 del tramo TM_11.

Retiro S/F12 del tramo TM_12.

Retiro S/F13 del tramo TM_13.

Retiro S/F20 del tramo Troncal principal.

Retiro S/F22 del tramo TM_22.

Retiro S/F25 del tramo TM_25.

Retiro S/F27 del tramo TM_27.

Retiro S/F29 del tramo TM_29.

Retiro S/F30 del tramo TM_30.

Retiro S/F31 del tramo Troncal principal.

Retiro S/F34 del tramo TM_34.

Retiro S/F36 del tramo TM_36.

Retiro S/F65 del tramo Transferencia de Carga.

Retiro S/F75 del tramo Transferencia de Carga.

Para la protección de ramales, se propone la instalación de los siguientes seccionadores fusibles:

Instalación de S/Fp4 en el tramo OTM_4, poste 49921.

Instalación de S/Fp6 en el tramo OTM_6, poste 50057.

Instalación de S/Fp7 en el tramo OTM_7, poste 50065.

Instalación de S/Fp9 en el tramo OTM_9, poste 49995.

Instalación de S/Fp10 en el tramo OTM_10, poste 53383.

Instalación de S/Fp11 en el tramo OTM_11, poste 53388.

Instalación de S/Fp17 en el tramo OTM_17, poste 53521.

Instalación de S/Fp18 en el tramo OTM_18, poste 113205.

Instalación de S/Fp20 en el tramo OTM_20, poste 53576.

Instalación de S/Fp24 en el tramo OTM_24, poste 113546.

Instalación de S/Fp26 en el tramo OTM_26, poste 53848.

Instalación de S/Fp29 en el tramo OTM_29, poste 110551.

Instalación de S/Fp31 en el tramo OTM_31, poste 110273.

Instalación de S/Fp36 en el tramo OTM_36, poste 54371.

Debemos tomar en cuenta que en la troncal principal no debe existir seccionadores fusibles, ya que debe estar protegida por el relé de la sub estación, además en los seccionamientos de transferencia de carga debido que son puntos de mantenimiento, se propone cambiar a seccionadores tipo barra:

Instalación S/Bp1 en la troncal principal salida sub estación, poste 52c8L1.

Instalación S/Bp2 en la troncal principal Gualundúm, poste 49916.

Instalación S/Bp3 en la troncal principal Inicio Loco, poste 113198.

Instalación S/Bp4 en la troncal principal Locoá Illuchi poste 53840.

Instalación S/Bp5 en la troncal principal Transferencia de carga Culaguango, poste 107141.

Instalación S/Bp6 en la troncal principal Hacienda San Luis poste 54483.

3.2.3 *Magnitudes de Corriente de Falla para el esquema propuesto.*

Con la ayuda del paquete computacional CYMDIST se han determinado las magnitudes de falla para cada uno de los tramos del alimentador en estudio, en donde se hallan los equipos de seccionamiento y protección acorde con la propuesta realizada. Estos datos se presentan en el diagrama Anexo 3.3. además los resultados de magnitudes de falla se los detalla en la tabla Anexo 3.4

3.2.4 *Selección de Fusibles para Centros de Transformación.*

Para coordinar protecciones en un alimentador primario de distribución, tenemos que seleccionar la protección de media tensión del Centro de Transformación, tomando en consideración los aspectos mencionados en el CAPÍTULO I.

Mediante la utilización del software CYMTCC graficamos el transformador deseado, para este ejemplo es un centro de transformación de 10 KVA y observaremos graficado tres tipos de curvas: la primera curva que es la corriente de Inrush y de carga fría (Corriente de irrupción), la segunda que es la curva de daño del transformador y la tercera que es la corriente nominal del transformador, la cual se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$I_{nominal} = \frac{KVA_{NOMINALES}}{V_{LN}} \quad \text{Ec 1.1}$$

A continuación dibujamos el fusible AB Chance Slofast, el cual debe ajustarse a las tres curvas del transformador, en este caso es el (fusible .6), como se lo indica en la figura Anexo 3.5.

Se ha seleccionado fusibles para las distintas capacidades de los transformadores convencionales, esto se lo muestra en el cuadro No. 4 y 5. Los fusibles utilizados son de la compañía AB CHANCE tipo Slofast (dual), ya que este se ajusta de mejor manera a las curvas del transformador, como se lo puede apreciar en la figura Anexo 3.6 Archivo Magnético

CUADRO No. 4 SELECCIÓN DE FUSIBLES CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MONOFÁSICO.

TRANSFORMADORES MONOFASICOS	
POTENCIA (KVA)	FUSIBLE SLOFAST(DUAL)
5	0,3
10	0,6
15	1
20	1,3
25	1,4
37,5	2,1
50	3,1

Fuente: EEASA
Elaboración: Postulantes

CUADRO No. 5 SELECCIÓN DE FUSIBLES CENTROS TRANSFORMACIÓN TRIFÁSICO.

TRANSFORMADORES TRIFASICOS	
POTENCIA (KVA)	FUSIBLE SLOFAST(DUAL) EXEL
30	0,7
45	1
50	1,3
75	1,4
90	2,1
100	2,1
112,5	2,1
150	3,1

Fuente: EEASA
Elaboración: Postulantes

3.2.5 *Coordinación de Protecciones.*

Tomando en cuenta los criterios de coordinación de protecciones mencionados en el CAPÍTULO 1, utilizando el diagrama del alimentador con las modificaciones propuestas anteriormente, las magnitudes de corrientes de falla y las corrientes de carga que se muestran en el diagrama Anexo 3.7, que se obtuvo mediante las mediciones de campo. Se obtendrá la coordinación entre los diferentes equipos de protección dispuestos en serie en el alimentador, para de esta manera conseguir un despeje oportuno de fallas transitorias así como el mínimo número de usuarios afectados por fallas permanentes.

Para la coordinación de la estructura propuesta se procede a realizar cuatro etapas de coordinación que son:

- Coordinación fusible-fusible ramales.
- Coordinación relé-fusible.
- Coordinación reclocer-fusible.
- Coordinación relé-reclocer.

3.2.5.1 *Coordinación Fusible-Fusible Ramales.*

Los fusibles que se han considerado son tipo “T”, de fusión lenta que permiten coordinar mayor número de fusibles colocados en serie.

La coordinación de los fusibles protector y protegido que están conectados en serie se detalla a continuación desde la subestación aguas abajo:

Slofast (Dual) → S/Fp2 → S/Fp1.

Slofast (Dual) → S/F3.

Slofast (Dual) → S/Fp4.

Slofast (Dual) → S/F5.

Slofast (Dual) → S/Fp6.

Slofast (Dual) → S/Fp7.
 Slofast (Dual) → S/Fp9 → S/F8.
 Slofast (Dual) → S/Fp10.
 Slofast (Dual) → S/Fp11.
 Slofast (Dual) → S/F13 → S/F12.
 Slofast (Dual) → S/F14 → S/F12.
 Slofast (Dual) → S/F15.
 Slofast (Dual) → S/F16.
 Slofast (Dual) → S/Fp17.
 Slofast (Dual) → S/Fp18.
 Slofast (Dual) → S/Fp20 → S/F19.
 Slofast (Dual) → S/Fp24 → S/F21.
 Slofast (Dual) → S/F25 → S/F21.
 Slofast (Dual) → S/F23 → S/F21.
 Slofast (Dual) → S/F22 → S/F21.
 Slofast (Dual) → S/Fp26.
 Slofast (Dual) → S/F27.
 Slofast (Dual) → S/Fp29 → S/F28.
 Slofast (Dual) → S/Fp31 → S/F30.
 Slofast (Dual) → S/F32 desconectado.
 Slofast (Dual) → S/F33.
 Slofast (Dual) → S/Fp36.

A continuación se detalla la coordinación del primer tramo del Alimentador 52C8L1:

Coordinación del primer tramo Slofast (Dual) – S/Fp2 – S/F1. Para coordinar el ramal Slofast (Dual) S/Fp2 – S/F1, se escoge el fusible adecuado para el elemento a proteger, en este caso se escogió el centro de transformación de mayor capacidad (37,5 KVA código 6394) más cercano al fusible protector S/F2, considerando la selección del fusible para el centro de transformación en el lado de medio voltaje, se escogió el fusible (Dual 2.1).

Luego de elegir el fusible Slofast, se procede a escoger el fusible protector S/Fp2, teniendo en consideración su corriente de carga, ANEXO 3.7, que es de 4,4 amperios y con una corriente de falla de 2103 amperios según ANEXO 3.3, por lo que se escogerá un fusible de 40T debido a que para un fusible de esta capacidad el tiempo mínimo de fusión es de 0,0240 segundos o 1,44 ciclos que tiene que ser mayor al 75% del tiempo máximo de limpieza del elemento protegido, en este caso el fusible slofast.

$$T_{mf} S/Fp2 = \frac{0,012}{0,075} = 0,016 \text{ segundos.} \quad \text{Ec 1.2}$$

Es decir el tiempo mínimo de fusión del fusible S/Fp2 será mayor a 0,016 segundos que se encuentra entre el límite impuesto (Mayor al 75%)

Continuando con la coordinación le corresponde al fusible S/F1 ser el elemento protector y al S/Fp2 ser el elemento protegido, este elemento protector va a operar bajo los siguientes parámetros con una corriente a plena carga de 7,7 amperios y con una corriente de corto circuito de 2204 amperios por lo que se escogerá un fusible 80T, debido a que al graficar la curva para este fusible y con los datos de corriente de falla, corriente de carga para un fusible de esta capacidad el tiempo mínimo de fusión es de 0.0865 segundos o 5,18 ciclos que tiene que ser mayor al 75% del tiempo máximo de limpieza del elemento protegido en este caso el fusible S/Fp2.

$$T_{mf} S/F1 = \frac{0,0467}{0,075} = 0,062 \text{ segundos.} \quad \text{Ec 1.3}$$

Es decir el tiempo mínimo de fusión del fusible S/F1 será mayor a 0,062 segundos que se encuentra entre el límite impuesto (Mayor al 75%).

Para concluir se grafica la curva de capacidad térmica del cable (Fases), en este caso el calibre del cable es 2 ACSR, y este se encuentra alejado con respecto a las corrientes de falla, la coordinación se detalla en el Anexo 3.8.

Los resultados se detallan en el cuadro No 6:

CUADRO No. 6 RESUMEN COORDINACIÓN FUSIBLE SLOFAST – S/FP2 – S/F1.

FUSIBLE						
ELEMENTO	Icarga (A)	Icc (A)	Protegido	Protector	Tmf	Calibre
Slofast	-	-	trafo(6394)	Slofast(2.1)	-	-
S/Fp2	4.4	2103	Slofast(2.1)	40T	0.024	2ACSR
S/F1	7.7	2204	40T	80T	0.0865	2ACSR

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes

De igual forma se procede para los demás ramales en las figuras Anexo 3.8 y el resumen de todas las coordinaciones se detalla en las tablas Anexo 3.9.

3.2.5.2 Coordinación Relé-Fusible.

Para realizar la coordinación relé - fusible, se tomó en consideración el fusible de mayor y menor capacidad de toda la red.

Conjuntamente tomaremos en cuenta la curva del máximo tiempo de limpieza del fusible de mayor capacidad. Esta debe estar debajo de la curva de operación del relé, asegurándose que los fusibles aguas abajo operen antes que actué el relé, tomando en cuenta el mismo criterio de tiempos para coordinar fusible – fusible.

En el caso del alimentador Oriental el fusible de mayor capacidad es el (80T), el fusible de menor capacidad es el (12T) y el relé utilizado para la protección de las fases y el neutro es el SPAJ-140C de marca ABB que posee un factor de multiplicación de cinco para los transformadores de corriente.

Para establecer el Tap se consideró un factor de sobrecarga del 20% con respecto a la corriente nominal ya que el alimentador no está trabajando a carga completa. Para el alimentador en estudio la corriente a plena carga es de 61,4 amperios, y considerando lo anterior se ha seleccionado el Tap de fases 1,22 debido a que:

$$\text{Tap}_{(Fases)} = \frac{I_{carga}}{(RTC)}$$

$$I_{carga} = 61,4 * 1,2 = 73,68 \text{ Amperios.} \quad \text{Ec 1.4}$$

$$\text{Tap}_{(Fases)} = \frac{73,68}{(60)}$$

$$\text{Tap}_{(Fases)} = 1,22$$

Una vez escogido el Tap de fases procederemos a seleccionar el dial o la palanca de tiempo del relé, para el relé 51 del alimentador se calibro con una palanca de tiempo de 0,050 y el dial de 1,10. Estos valores de calibración se dan por cuanto se explicó anteriormente, debemos coordinar el fusible 80T con el relé SPAJ-140C.

Tomando en cuenta la corriente de falla que es 2459A, la corriente a plena carga de 61,4 amperios y que el tiempo máximo de fusión del fusible S/F1 (80T) que es de 0,0493 segundos, el tiempo de despeje del relé será de 0,065 segundos, pero con los ajustes de la palanca de tiempo propuesto es de 0,0734 segundos o 4,4017 ciclos dando un intervalo de tiempo aceptables para la coordinación tal como se muestra en la figura Anexo 3.10.

Dentro de la coordinación se toma en cuenta y se grafica la curva de capacidad térmica del cable (Fases), en este caso el calibre del cable es 3/0 ACSR, y este se encuentra alejado con respecto a las corrientes de operación y falla, tanto del fusible como del relé.

Para la calibración del relé de falla a tierra 51N se procederá de igual manera que el 51 de protección de fases, considerando que para la selección del Tap se permitirá un desbalance del 30%, es así que se tiene:

$$\text{Tap}_{(\text{Neutro})} = \frac{I_{\text{carga}} \times 0.3}{(\text{RTC})}$$

$$\text{Tap}_{(\text{Neutro})} = \frac{18.42}{(60)}$$

$$\text{Tap}_{(\text{Neutro})} = 0,30 \quad \text{Ec 1.5}$$

El Dial seleccionado es el 1,70 y la coordinación del último fusible con el relé 51N se lo indica en la figura Anexo 3.11)

En el Cuadro No. 7 se muestra el resumen de la calibración del relé de protección de fases y neutro del alimentador Oriental.

CUADRO No. 7 RESUMEN CALIBRACIÓN DEL RELÉ 51 Y 51N.

PROTECCIÓN	RELÉ/TIPO	RTC	TAP	DIAL	PAL.TIEM PO	TIPO CURVA	CABLE
Fases	Spaj-140C/51	60	1.22	1.1	0.05	EXT.INV	3/0
Neutro	Spaj-140C/51N	60	0.3	1.7	0.05	EXT.INV	2 ACSR

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes.

Para la unidad instantánea la calibración estará dada por la corriente de cortocircuito del lugar donde se encuentra ubicado el relé es decir, la barra de salida:

$$I_{cc} (\text{unidad instantánea}) = 2959 \text{ A}$$

3.2.5.3 Coordinación Reclocer-Fusible.

Considerando que gran parte de la red del alimentador Oriental se encuentra en la zona rural urbana marginal, y estas zonas son donde se producen el mayor número de interrupciones, se ha visto necesario la implementación de reclocer monofásicos en los tres ramales (Pusuchisí, Palopo, Culaguango).

Además al realizar la nueva coordinación del alimentador, se pudo constatar que los fusibles propuestos a instalarse en el arranque del ramal de Pusuchisí son muy altos debido a la extensión de este ramal, por lo cual consideramos que se instale y se retiren los siguientes equipos.

Seccionadores Fusible:

Retiro S/F39 del tramo TM_39.

Retiro S/F42 del tramo TM_42.

Retiro S/F43 del tramo TM_43.

Retiro S/F44 del tramo TM_44.

Retiro S/F45 del tramo TM_45.

Retiro S/F47 del tramo TM_47.

Retiro S/F48 del tramo TM_48.

Retiro S/F50 del tramo TM_50.

Retiro S/F51 del tramo TM_51.

Retiro S/F52 del tramo TM_52.

Retiro S/F53 del tramo TM_53.

Retiro S/F55 del tramo TM_55.

Retiro S/F57 del tramo TM_57.

Retiro S/F58 del tramo TM_58.

Retiro S/F59 del tramo TM_59.

Retiro S/F60 del tramo TM_60.

Retiro S/F61 del tramo TM_61.

Retiro S/F63 del tramo TM_63.

Retiro S/F66 del tramo TM_66.

Retiro S/F67 del tramo TM_67.

Retiro S/F68 del tramo TM_68.

Retiro S/F70 del tramo TM_70.

Retiro S/F71 del tramo TM_71.

Retiro S/F72 del tramo TM_72.

Retiro S/F73 del tramo TM_73.

Retiro S/F74 del tramo TM_74.

Propuesta Seccionadores Fusibles, Reclocer, Seccionalizadores-.Para esta propuesta se instalara los siguientes equipos:

Instalación de S/Fp38 en el tramo OTM_38, poste 54734.

Instalación de S/Fp39 en el tramo OTM_39, poste 54758.

Debido que la zona rural está expuesta a descargas atmosféricas, fenómenos transitorios, por su ubicación geográfica que se encuentra distante a la ciudad por lo tanto los tiempos de restablecimiento de energía son muy extensos, por lo que se propone la instalación de 3 reclocer monofásicos:

- Instalación Reclocer 1 en el tramo OTM_ Pusuchisí, poste 107560.
- Instalación Reclocer 2 en el tramo OTM_ Culaguango, poste 54393.
- Instalación Reclocer 3 en el tramo OTM_ Palopo, poste 54387.

Tomando en cuenta criterios de coordinación se debe ubicar seccionalizadores en los puntos más alejados al reclocer, y en este caso los fusibles más pequeños serán cambiados por seccionalizadores debido a que las curvas del reclocer no se ajustan y no cumplen con la filosofía de salvar fusibles, se propone la instalación de 8 seccionalizadores:

Instalación seccionalizador 1 en el tramo OTS_1 Central Illuchi 1, poste 51203.

Instalación seccionalizador 2 en el tramo OTS_2 Hermano Miguel, poste 107534.

Instalación seccionalizador 3 en el tramo OTS_3 El Guango (CNT), poste 54330.

Instalación seccionalizador 4 en el tramo OTS_4 Palopo mirador, poste 54817.

Instalación seccionalizador 5 en el tramo OTS_5 Nuitanda, poste 54901.

Instalación seccionalizador 6 en el tramo OTS_6 Culaguango bajo, poste 105294.

Instalación seccionalizador 7 en el tramo OTS_7 Cerro Putzalahua, poste 54598.

Instalación seccionalizador 8 en el tramo OTS_8 Manzanapamba, poste 113725.

Para la instalación y localización de equipos ya mencionados se tomó en consideración la coordinación que se explicara a continuación:

Para la coordinación reclocer - fusible, como primer pasó coordinamos el ramal con seccionadores fusibles para determinar la capacidad de los mismos, de la misma manera que se los coordino y se los selecciono anteriormente, en la figura Anexo 3.12 archivo magnético se muestra la estructura propuesta sin reclocer, además en la figura Anexo 3.13 archivo magnético se detalla la coordinación de los ramales Pusuchisí, Culaguango y Palopo de la siguiente manera:

Ramal PUSUCHISÍ:

Slofast (Dual) → S/F49 →S/F46 →S/F40 →S/F39.

Slofast (Dual) → S/F41 →S/F39.

Slofast (Dual) → S/F42 →S/F39.

Ramal PALOPO:

Slofast (Dual) → S/F60 →S/F56 →S/F55 →S/F53.

Slofast (Dual) → S/F58 →S/F56 →S/F55 →S/F53.

Slofast (Dual) → S/F54 →S/F53.

Ramal CULAGUANGO:

Slofast (Dual) → S/F72 →S/F69 →S/F61.
 Slofast (Dual) → S/F67 →S/F61.
 Slofast (Dual) → S/F66 →S/F61.
 Slofast (Dual) → S/F64 →S/F61.

En el diagrama Anexo 3.14 archivo magnético, se puede apreciar la nomenclatura para la descripción de los ramales de la estructura propuesta.

En el Cuadro No. 8, se indica el resumen de la coordinación fusible – fusible del Ramal de Pusuchisí. Para los demás ramales el resumen sin relocaler se lo indica en la tabla Anexo 3.15.

CUADRO No. 8 RESUMEN COORDINACIÓN FUSIBLE (SLOFAST (DUAL) – S/F49 – S/F46 – S/F40 – S/F39)

FUSIBLE						
ELEMENTO	Icarga (A)	Icc (A)	Protegido	Protector	Tmf	Calibre
Slofast	-	-	Trafo(7985)	Slofast(3.1)	-	-
S/F49	5.6	290	Slofast(3.1)	20T	0.29	2ACSR
S/F46	9.8	372	20T	30T	0.4878	2ACSR
S/F40	14.2	526	30T	50T	0.63	2ACSR
S/F39	19.3	763	50T	80T	0.764	2ACSR

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes.

CUADRO No. 9 RESUMEN COORDINACIÓN FUSIBLE (SLOFAST – S/F41 – S/F39).

FUSIBLE						
ELEMENTO	Icarga (A)	Icc (A)	Protegido	Protector	Tmf	Calibre
Slofast	-	-	Trafo(T-156)	Slofast(1.4)	-	-
S/F41	2.5	437	Slofast	12T	0.044	4ACSR
S/F39	19.3	579	12T	80T	1.41	2ACSR

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes.

Nota: El fusible 12T fue escogido por selectividad, ya que el intervalo de tiempo con el fusible 80T es muy amplio.

CUADRO No. 10 RESUMEN COORDINACIÓN FUSIBLE (SLOFAST – S/F42 – S/F39).

FUSIBLE						
ELEMENTO	Icarga (A)	Icc (A)	Protegido	Protector	Tmf	Calibre
Slofast	-	-	Trafo(T-7974)	Slofast(.6)	-	-
S/F42	4.3	608	Slofast(.6)	12T	0.022	2ACSR
S/F39	19.3	763	12T	80T	0.76	2ACSR

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes.

Nota: El fusible 12T fue escogido por selectividad, ya que el intervalo de tiempo con el fusible 80T es muy amplio.

Con la coordinación que se muestra en las tablas anteriores y las tablas de resumen sin reclocer, podemos darnos cuenta que los fusibles en algunos tramos del ramal de Pusuchisí son de alta capacidad y en los ramales de Palopo, Culaguango por estar muy distantes a la subestación, se procede a retirar los

seccionadores fusibles ya enunciados y proponer el uso de reclocer y seccionalizadores para mejorar la calidad de servicio eléctrico en estas zonas, en el siguiente diagrama Anexo 3.16 archivo magnético, se puede apreciar la ubicación de los equipos propuestos.

Una vez ubicado los reclocer y los seccionalizadores como se puede apreciar en el diagrama Anexo 3.17, se procede a coordinar de igual manera como se explicó anteriormente.

Coordinación propuesta con Reclocer PUSUCHISÍ:

Slofast (Dual) → S/F35 → S/F34 → R1.

Coordinación propuesta con Reclocer PALOPO:

Slofast (Dual) → S/F39 → S/F38 → R3.

Slofast (Dual) → S/F37 → R3.

Coordinación propuesta con Reclocer CULAGUANGO:

Slofast (Dual) → S/F40 → R2.

Slofast (Dual) → S/F41 → R2.

Con lo que se refiere a los seccionalizadores, estos equipos no tienen curvas de coordinación. Operan mediante la calibración de un intento menos que el reclocer, es decir N-1 intentos que el reclocer.

Coordinación del primer tramo (Slofast (Dual) – S/F35 - S/F34 - Reclocer.

Para realizar la coordinación de los fusibles Slofast (Dual) - S/F35 - S/F34 - Reclocer, se empieza por escoger el fusible adecuado para el elemento a proteger,

en este caso el centro de transformación código 7985 con una capacidad de 50 A, por ser el de mayor capacidad y el más cercano al fusible protector S/F35.

Teniendo en consideración lo dicho anteriormente sobre la selección del fusible que va a proteger el centro de transformación en el lado de medio voltaje se escogió el fusible dual 3.1.

Una vez escogido el elemento protegido fusible Slofast, se procede a escoger el fusible protector S/F35, teniendo en consideración su corriente de carga, que es de 9,6 amperios y con una corriente de falla de 290 amperios por lo que se escogerá un fusible de 20T debido a que para un fusible de esta capacidad el tiempo mínimo de fusión es de 0,2972 segundos o 26,28 ciclos que tiene que ser mayor al 75% del tiempo máximo de limpieza del elemento protegido en este caso el fusible slofast.

$$T_{mf} \frac{I}{F35} = \frac{0,047}{0,75} = 0,062 \text{ segundos.} \quad \text{Ec 1.6}$$

Es decir el tiempo mínimo de fusión del fusible S/F35 será mayor a 0,062 segundos que se encuentra entre el límite impuesto (Mayor al 75%).

Continuando con la coordinación le corresponde al fusible S/F34 ser el elemento protector y al S/F35 ser el elemento protegido, este elemento protector va a operar bajo las siguientes parámetros con una corriente a plena carga de 14,2 amperios y con una corriente de corto circuito de 526 amperios por lo que se escogerá un fusible 30T debido a que al graficar la curva para este fusible y con los datos de corriente de falla y corriente de carga para un fusible de esta capacidad el tiempo mínimo de fusión es de 0.24 segundos o 14,55 ciclos que tiene que ser mayor al 75% del tiempo máximo de limpieza del elemento protegido en este caso el fusible S/F35.

$$T_{mf} S/F34 = \frac{0,147}{0,75} = 0,18 \text{ segundos.} \quad \text{Ec 1.7}$$

Es decir el tiempo mínimo de fusión del fusible S/F35 será mayor a 0,18 segundos que se encuentra entre el límite impuesto (Mayor al 75%).

Una vez determinada la capacidad de la tira fusibles aguas abajo del recloser se procede a coordinar con las siguientes especificaciones:

Corriente de cortocircuito de 668 amperios, con una corriente a plena carga de 19,3 amperios y además la corriente de operación del recloser será calculada con la siguiente expresión:

$$I_r = 1,3 * 19,3$$

$$I_r = 25,09 \text{ Amperios.} \quad \text{Ec 1.8}$$

En este estudio se trabajara con un recloser de marca ABB PCD 2000, con el siguiente tipo de curvas RECL8 ± 5 para la curva rápida y para la curva lenta ANSI LTEI -4, por cuanto este tipo de curvas nos ayuda a coordinar con los fusibles aguas abajo.

Además cave recalcar que el recloser estará calibrado para tres intentos de apertura, es decir dos intentos rápidos y un intento lento, y como se lo dijo anteriormente los seccionadores están calibrados para un intento menos que el recloser entonces diremos que el seccionador se abrirá luego del segundo intento si la falla persiste.

Dado estas características se procede a coordinar la curva rápida del recloser con el TMF del fusible protegido más lejano aguas abajo para esta curva el tiempo será 0,02 segundos o 9,02 ciclos que tiene que ser menor al 75% del tiempo mínimo de fusión del elemento protector más lejano del tramo y para la curva rápida el tiempo será de 2.15 segundos o 129 ciclos que tiene que ser mayor al

75% del tiempo máximo de limpieza del fusible protegido en este caso el S/F34, esta coordinación se lo muestra para este ramal y para los demás ramales en el diagrama Anexo 3.18 coordinación reclocer - fusibles. Además de lo dicho anteriormente se procede a dibujar las curvas ya especificadas del relé debido a que tenemos que ver que el reclocer actúe antes de las protecciones del alimentador (51y 51N).

Dentro de la coordinación se toma en cuenta y se grafica la curva de capacidad térmica del cable (Fases), en este caso el calibre del cable es 2 ACSR, y este se encuentra alejado con respecto a las corrientes de operación y falla.

A continuación en el cuadro No. 11 se muestra el resumen de la coordinación reclocer- fusible del ramal de Pusuchisí, para los ramales de Palopo y Culaguango se muestra en las tablas Anexo 3.19, resumen de coordinación Palopo y Culaguango con reclocer.

**CUADRO No. 11 RESUMEN COORDINACIÓN RECLOCER- FUSIBLE
RAMAL DE PUSUCHISÍ.**

FUSIBLE						
ELEMENTO	Icarga (A)	Icc (A)	Protegido	Protector	Tmf	Calibre
Slofast	-	-	Trafo(T-7985)	Slofast(3.1)	-	-
S/F35	9.6	290	Slofast(3.1)	20T	0.29	2ACSR
S/F34	14.2	526	20T	30T	0.24	2ACSR

RECLOCER						
ELEMENTO	Icarga(A)	Icc (A)	Tipo Cur.rap	Tiemp Curv.rap	Tipo Cur.len	Tiemp Cur.lent
Reclocer 1	25.09	668	RECL8±5	0.02	ANSI LTEI - 4	2.15

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes.

Una vez realizada la coordinación Reclocer – Fusible se procede a calibrar la unidad instantánea del reclocer, la cual estará seteada como se indica a continuación en el cuadro No 12:

CUADRO No. 12 CALIBRACIÓN UNIDAD INSTANTÁNEA.

CALIBRACIÓN UNIDAD INSTANTÁNEA (50N) DE LOS RECLOCER	
Equipo	Corriente cotocircuito
R1	763A.
R2	670A.
R3	740A.

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes.

Además con lo que se refiere a los seccionalizadores, tenemos que asegurar una perfecta coordinación con el reclocer cumpliendo con los siguientes requisitos:

- 1) La corriente de actuación entre el seccionizador debe setearse debajo de la corriente de actuación del reclocer.
- 2) La corriente de actuación del seccionizador debe setearse entre la corriente de cortocircuito y la corriente nominal del circuito.
- 3) La selección de conteos del seccionizador debe ser como mínimo de un conteo menos que la selección de conteos del reconectador correspondiente.
- 4) La vida útil y operación adecuada del seccionizador depende mayormente del seteo adecuado del equipamiento y del correcto cierre hermético del seteo

3.2.5.4 Coordinación Relé-Reclocer.

Como se mencionó en el CAPÍTULO I, el reclocer debe actuar cuantas veces sean necesarias para que el relé no llegue a completar su ciclo de actuación. Para nuestro estudio coordinaremos el reclocer Pusuchisi, Palopo y Culaguango con el relé de la subestación El Calvario.

Primeramente dibujaremos la curva lenta y rápida del reclocer Pusuchisi para luego dibujar la curva del relé, tomando en cuenta la corriente de falla que es de 763 Amperios, la corriente de carga de 61,4 Amperios, el tiempo de despeje del rele con respecto a la curva lenta del reclocer será 6,49 segundos o 389 ciclos,

dando un intervalo de tiempo aceptable para su coordinación, es decir el recloer actuara antes que el relé, en la figura Anexo 3.20 Archivo Magnético, se muestra las coordinaciones relé – recloer Pusuchisi, Palopo y Culaguango. En el cuadro No.13 se muestra el resumen de estas coordinaciones.

CUADRO No. 13 RESUMEN COORDINACIÓN RELÉ – RECLOCER.

Protector	Protegido	Icc	Icarga	T. de Operación	Calibre
R1(Pusuchisi)	Rele 50 F	763	19.3	6.49	3/0 AWG
R2(Culaguango)	Rele 50 F	670	23.4	18.73	3/0 AWG
R3 (Palopo)	Rele 50 F	740	14.9	0.99	3/0 AWG

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes

Para la coordinación del 50N (Neutro) se la realizo de la misma forma que el de fases, por cuanto las curvas del rele son similares Cabe recalcar que las corrientes calculadas en el software CYMTCC en la realidad son la mitad de las corrientes calculadas.

3.2.6 Cálculo de Índices de Confiabilidad actuales Alimentador en estudio.

Mediante la caracterización de los elementos del alimentador se busca establecer la tasa de fallas y los tiempos de reparación de los mismos, para esto se utilizara el reporte de todas las interrupciones debidas a fallas ocurridas en un año del alimentador, perteneciente a ELEPCO S.A. En este caso se ha utilizado el reporte de interrupciones de fallas del año 2010.

Para la determinación de los tiempos medios de interrupción se ha considerado la información proporcionada por el personal de reparación y mantenimiento de ELEPCO S.A. obteniendo los tiempos medios de interrupción presentados en el cuadro No 14:

CUADRO No. 14 CARACTERIZACIÓN TIEMPOS MEDIOS DE INTERRUPCIÓN.

TIEMPO MEDIO		TRAMO	
		RURAL	
		minutos	horas
de conocimiento	Tc	5 minutos	0.08
de preparación	Tp	30 minutos	0.5
de localización	Tl	60 minutos	1
de transferencia	Tt	60 minutos	1
de reparación	Tr	150 minutos	2.5
de restablecimiento	Tv	30 minutos	0.5

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes.

La ubicación actual de puntos de seccionamiento no ofrece condiciones favorables para la coordinación de protecciones, por lo cual se ha determinado retiros de seccionadores fusible, la instalación de otros nuevos y reubicación de los mismos, como se muestra en el Anexo 3.1.

3.2.7 *Cálculo de Índices de Confiabilidad de Estructuras Propuestas.*

Mediante la utilización de la metodología que se empleó para el cálculo de los índices de confiabilidad del sistema actual, se determinarán los nuevos índices provenientes de los cambios estructurales propuestos, estos índices de interrupciones se muestran en la tabla Anexo 3.21 archivo magnético

Una vez definida la estructura del alimentador constituida por tramos separados por algún equipo de protección, que se aprecian en los diagramas de estructura propuesta, se determinará los índices para este estudio.

A continuación se presenta el resumen de los índices de calidad de servicio de la estructura propuesta, cuadro No. 15 en la cual podemos apreciar la disminución de los índices debido a una buena coordinación y también a la disminución de los tiempos de mantenimiento.

CUADRO No. 15 ÍNDICES DE CALIDAD ESTRUCTURA PROPUESTA.

ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO PROPUESTO DEL ALIMENTADOR ORIENTAL				
MESES	Programadas		No programadas	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
ENERO	0.1	0.07	0.33	2.32
FEBRERO	-	-	0.04	0.12
MARZO	-	-	0.03	0.04
ABRIL	2.00	16.00	-	-
MAYO	2.00	16.00	0.02	0.08
JUNIO	-	-	-	-
JULIO	-	-	0.02	0.07
AGOSTO	-	-	-	-
SEPTIEMBRE	-	-	0.01	0.01
OCTUBRE	-	-	0.03	0.11
NOVIEMBRE	1.06	12.78	0.05	0.12
DICIEMBRE	-	-	0.02	0.03

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes.

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Mediante un análisis, que determina la viabilidad económica de la ejecución o implementación de las mejoras en las redes que constituyen el alimentador en estudio, se pondrá de manifiesto el beneficio económico que se conseguirá debido a la reducción de la energía no suministrada.

3.3.1 *Inversiones.*

Tomando como referencia los precios unitarios de los elementos de redes de medio voltaje proporcionados por la EEASA, se presenta a continuación un análisis de las inversiones propuestas en este estudio.

CUADRO No. 16 PRESUPUESTO REFERENCIAL TIRA FUSIBLES TIPO DUAL ALIMENTADOR ORIENTAL.

PRESUPUESTO TIRAFUSIBLES TIPO DUAL"ORIENTAL"				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDA D	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1	Tirafusible tipo dual 0.3 Amp.	17	2.52	42.84
2	Tirafusible tipo dual 0.6 Amp.	41	2.52	103.32
3	Tirafusible tipo dual 0.7 Amp.	9	2.52	22.68
4	Tirafusible tipo dual 1.0 Amp.	3	2.52	7.56
5	Tirafusible tipo dual 1.3 Amp.	29	2.52	73.08
6	Tirafusible tipo dual 1.4 Amp.	31	2.52	78.12
7	Tirafusible tipo dual 2.1 Amp.	16	2.53	40.48
8	Tirafusible tipo dual 3.1 Amp.	6	2.53	15.18
9	Mano de Obra	-	-	225
10	Otros (Transporte, equipos)	-	-	120
	TOTAL			728.26

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes.

CUADRO No. 17 PRESUPUESTO REFERENCIAL TIRA FUSIBLES TIPO T Y BARRA ALIMENTADOR ORIENTAL.

PRESUPUESTO FUSIBLES TIPO "T" ORIENTAL				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDA D	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1	Tirafusible tipo "T" 12 Amp.	5	1.02	5.1
2	Tirafusible tipo "T" 15 Amp.	12	1.02	12.24
3	Tirafusible tipo "T" 20 Amp.	3	1.33	3.99
4	Tirafusible tipo "T" 25 Amp.	6	1.33	7.98
5	Tirafusible tipo "T" 30 Amp.	13	1.33	17.29
6	Tirafusible tipo "T" 40 Amp.	4	1.65	6.6
7	Tirafusible tipo "T" 50 Amp.	3	1.65	4.95
8	Tirafusible tipo "T" 65 Amp.	1	2.85	2.85
9	Tirafusible tipo "T" 80 Amp.	1	2.85	2.85
10	Portafusible Seccionador 200A. 15KV	16	125	2000
11	Seccionadores Tipo Barra	6	112.7	676.2
12	Mano de Obra	-	-	540
13	Otros (transporte, equipos)	-	-	220
	Total			3500.05

Fuente: EEASA

Elaboración: Postulantes

CUADRO No. 18 PRESUPUESTO REFERENCIAL RECLOCER Y SECCIONALIZADORES ALIMENTADOR ORIENTAL.

PRESUPUESTO RECLOCER Y SECCIONALIZADORES "ORIENTAL"				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1	Seccionalizador ABB Unipolar 15-38KV	8	1500	12000
2	Reclocer ABB PCD2000 electrónico	3	5000	15000
3	Mano de Obra	-	-	1110
4	Otros (Transporte Equipos)	-	-	350
	Total			28460

Fuente: EEASA
Elaboración: Postulantes

CUADRO No. 19 PRESUPUESTO TOTAL ALIMENTADOR ORIENTAL.

PRESUPUESTO TOTAL DEL ALIMENTADOR "ORIENTAL"		
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PRECIO
1	Presupuesto Tirafusibles tipo dual	728.26
2	Presupuesto Fusibles Tipo "T" y tipo Barra	3500.05
3	Presupuesto reclocer y Seccionalizador	28460
	Total	32688.31

Fuente: EEASA
Elaboración: Postulantes

3.3.1.1 Ahorro por reducción de Energía no Suministrada.

Para el cálculo del ahorro producto de la reducción de la energía no suministrada se utilizara el costo actual del KWH suministrado que es de \$ 9 ctvs.

También se utilizará la energía demandada del alimentador de todo el año, información obtenida de los registros de ELEPCO S.A., la cual es 5155081,50 KW/H con lo que se determinara la energía no suministrada del alimentador para la estructura actual y propuesta.

La energía no suministrada se calculara empleando la formula (1.11) enunciada en el CAPÍTULO I.

Para el caso de la estructura existente los resultados de la energía no suministrada se muestran en el cuadro No 20:

CUADRO No.20 CÁLCULO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESTRUCTURA ACTUAL.

CALCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESTRUCTURA ACTUAL			
Alimentador	KW/H año	Tiempo. de Interrup.(Horas/año)	ENS (KWH/año)
ORIENTAL	5155081.5	627,65	369359.24

Fuente: Postulantes
Elaboración: Postulantes

Tomando en consideración que el alimentador Oriental en su mayoría de usuarios es de tipo residencial el costo de la energía no suministrada en el cuadro No 21:

CUADRO No. 21 COSTO POR ENERGÍA NO CONSUMIDA.

COSTO POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA			
Alimentador	Valor KW/H no suministrado	ENS	Costo ENS
Oriental 52c8L1	\$ 0.09	369,359.24	\$ 33.242,33

Fuente: Postulantes
Elaboración: Postulantes

Para el caso de la estructura propuesta los resultados de los cálculos de la energía no suministrada (ENS), se muestra en el cuadro No 22:

CUADRO No. 22 CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO CONSUMIDA ESTRUCTURA ACTUAL.

CALCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESTRUCTURA PROPUESTA			
Alimentador	KW/H año	Tiempo. de Interrup.(Horas/año)	ENS (KWH/año)
ORIENTAL	5155081.5	70,45	41458,389
INST. PROPUEST.	5155081.5	32	12554,32
		102.45	54012,709

Fuente: Postulante

Elaboración: Postulante

Cabe mencionar que en los resultados del cálculo de la energía no suministrada estructura actual ya está incluido el tiempo de instalación del nuevo sistema de protecciones. El cual estará a cargo de seis grupos de trabajo, con cuarto días de suspensión de servicio eléctrico (estos días serán de ocho horas cada uno es decir serán 32horas de labores) en el cuadro 23 se puede apreciar las suspensiones programadas con todos los detalles para esta implementación al igual que en el Anexo 3.21.

CUADRO No. 23 SUSPENSIÓN PROGRAMADA (INSTALACIÓN DEL NUEVO SISTEMA DE PROTECCIONES).

Fecha Inicio	Hora Inicio	Cantón	Fecha Arreglo	Hora Arreglo	Causa	Causa	Poste	Potencia de salida	# de trafos	# usuarios
27/04/2012	8:00:00	Latacunga	26/04/2012	16:00:00	INSTALACIÓN DEL NUEVO SISTEMA DE PROTECCIONES	Prog.	52C8L1	3800	206	3310
28/04/2012	8:00:00	Latacunga	27/04/2012	16:00:00		Prog.	52C8L1	3800	206	3310
01/05/2012	8:00:00	Latacunga	17/04/2012	16:00:00		Prog.	52C8L1	3800	206	3310
02/05/2012	8:00:00	Latacunga	18/04/2012	16:00:00		Prog.	52C8L1	3800	206	3310

Fuente: Postulante

Elaboración: Postulante

A continuación se muestra el valor de la energía no suministrada de la estructura propuesta, como se muestra en el cuadro 24.

CUADRO No. 24 COSTO POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA.

COSTO POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA			
Alimentador	Valor KW/H no suministrado	ENS (KWH/año)	Costo ENS
Oriental 52c8L1	\$ 0.09	41458,389	\$ 3731,255
INST. PROPUST.	\$ 1,50	12554,32	\$ 18831,347
		54012,709	\$ 22562,602

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes

Estructura actual de la propuesta, a continuación presentamos el ahorro que se obtiene al comparar los dos valores, cuadro 25.

CUADRO No. 25 COSTO EN DÓLARES AHORRO ESTRUCTURA ACTUAL Y PROPUESTA.

COSTO EN S USD/KWH			Ahorro (\$)
Alimentador	Estr. Actual	Estr. Propuesta	
Oriental	33242,33	22562,60	10679,728

Fuente: ELEPCO S.A.

Elaboración: Postulantes.

Este valor de ahorro está relacionado directamente con la disminución de los KVA sin servicio o los KWH no servidos al momento de ocurrir una falla en la red de distribución, debido a la implementación de un nuevo sistema óptimo de protecciones y a la reducción de tiempo de operación y mantenimiento. Una vez obtenido los valores de ahorro por energía no suministrada se traslada a valor presente para periodos de cinco y diez años con una tasa de interés del 10%, obteniendo los siguientes valores como se muestra en el cuadro 26.

CUADRO No. 26 VALORES PRESENTE DE AHORRO.

	Anualidad (USD/año)	VALOR PRESENTE (VP)	
		5 años	10 años
ORIENTAL	10679,28	40484,572	65622,306

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes

3.3.2 Relación Costo - Beneficio.

La relación dada por B/C (Beneficio sobre Costo), indicara la rentabilidad de las inversiones destinadas a reducir los tiempos de indisponibilidad de los alimentadores primarios de distribución.

Es así que para nuestra propuesta en el alimentador Oriental la relación de costo beneficio se muestra en el cuadro 27.

CUADRO No. 27 RELACIÓN COSTO – BENEFICIO ALIMENTADOR ORIENTAL.

	Alimentador ORIENTAL		
	V.P(\$)	Inversión	B/C
5 años	40484,572	32688.31	1,23
10 años	65622,306	32688.31	2,00

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes.

El tiempo estimado de recuperación de la inversión de la propuesta destinada al mejoramiento del sistema de protecciones del alimentador 52C8L1, como se indica en el cuadro No 28:

CUADRO No. 28 TIEMPO ESTIMADO RECUPERACIÓN INVERSIÓN PROPUESTA ALIMENTADOR ORIENTAL.

	Anualidad	Inversión	Recuperación de Inversión	
	(USD/año)	(USD)	años	meses
Oriental	10679,728	32688.31	3.06	36.72

Fuente: Software CYMTCC

Elaboración: Postulantes.

Una vez obtenido todos los valores y resultados podemos darnos cuenta que la inversión es rentable para los dos periodos de estudio y que su recuperación se la obtiene antes del primer año, luego de la implementación de la propuesta del alimentador.

3.4. Conclusiones

El presente trabajo ha cumplido con el objetivo propuesto que es mejorar la ubicación y coordinación del sistema de protecciones del alimentador trifásico y sus derivaciones monofásicas de la sub estación El Calvario 58C8L1 (Oriental) de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, mediante el análisis del sistema actual y planteamiento de propuestas para su mejoramiento con la finalidad de evitar pérdidas masivas de servicio eléctrico y la protección de equipos instalados en el alimentador.

Las conclusiones a las que se ha llegado a partir de este estudio son:

- 1) La inadecuada selectividad de las protecciones del alimentador primario en estudio, tiene por consecuencia el perjuicio a los consumidores conectados en los distintos tramos del alimentador por la indisponibilidad del servicio eléctrico. Reflejándose esta anomalía en los valores de los índices de confiabilidad como de servicio técnico y el costo de la energía no suministrada.
- 2) La ubicación y las características de los equipos de protección y seccionamiento existentes en el primario de distribución en estudio no reúnen las condiciones adecuadas para lograr selectividad y coordinación de las mismas.
- 3) Debido a la cercanía entre seccionadores fusibles dispuestos en serie y la poca diferencia de carga en algunos consecutivos, cuya distancia resulta ser desfavorable para una buena coordinación se propone reducir el número de fusibles en serie, además la reubicación de seccionadores fusibles, la instalación de seccionalizadores, reclocer y seccionadores tipo barra para el mejoramiento del suministro eléctrico.

- 4) Los registros de interrupciones debido a fallas no tienen la información necesaria, para precisar el punto donde ocurren, lo cual es un inconveniente para realizar un estudio de confiabilidad más profundo que el presentado.
- 5) Mediante la inversión para la implementación de las mejora propuestas del alimentador se obtiene un beneficio que se refleja en la disminución de la energía no suministrada y su costo en relación con los valores obtenidos con la configuración actual del sistema de protecciones existente en el alimentador.
- 6) El estado actual del alimentador en estudio presenta problemas en cuanto a sus características eléctricas, el valor obtenido de caída de voltaje fue del 5,2% en el ramal de Palopo (Nuitanda), en el ramal de Pusuchisí (El Guango) fue de 5,6%, debido al desbalance de carga que existe entre las fases.

3.5. Recomendaciones

- 1) Debido a que el funcionamiento óptimo del sistema de protecciones depende de las condiciones propias de la red de distribución, la misma que por ser cambiante o dinámica tiene propiedades eléctricas que se hallan afectadas constantemente se recomienda la implementación de un departamento de protecciones que se encargue en realizar estudios sistemáticos para mantener un eficiente sistema de protecciones.
- 2) En el alimentador en estudio se recomienda que el ramal monofásico Pusuchisí que se encuentra conectado a la fase “C” de la troncal principal, se cambie a la fase “A” de la misma debido que al realizar este cambio se balanceara la carga, con lo cual se lograra mejorar el nivel de voltaje en los sitios más alejados del alimentador.
- 3) La implementación y el control de los equipos de trabajo para mantenimiento preventivo y correctivo así como la motivación de su personal, incide en el tiempo necesario para restablecer el servicio eléctrico cuando se presenten fallas.
- 4) Con la ejecución de este proyecto ELEPCO S.A. tendrá un elevado beneficio e impacto social con los usuarios, debido al mejoramiento del suministro de anergia eléctrica por lo que no debe escatimar en la inversión del mismo por ser una Empresa distribuidora sin finalidades de lucro.
- 5) Se sugiere la posibilidad de ubicar cable de guarda en los sectores más propensos a descargas atmosféricas, debido que con este sistema lograremos minimizar el daño en equipos instalados en la red.

3.6. Bibliografía

CITADA.

- Donald G. Fink, H. Wayne Beaty(2007) Manual de Ingeniería Eléctrica
- Escuela Politécnica Nacional” Departamento de Ingeniería Eléctrica Maestría en “Confiabilidad de Sistemas de Potencia”
- MENA, Alfredo. (2008) “Confiabilidad De Sistemas Eléctricos de Potencia” Escuela Politécnica Nacional, Quito,
- WESTINGHOUSE, (2006) “Distribution Systems: Electric Utility Engineering Reference Book
- INECEL; “Protección y seccionamiento de líneas de distribución” Guía de Aplicación Boletín DC4, Programa de electrificación rural, Quito, 2010.
- MASON, Russell “El arte y la ciencia de protección por reléadores”, México.
- MCGRAW-EDISON COMPANY,” Distribution System Protection Manual” Bulletin N: 71022.
- ONTARIO HIDRO “Distribution Technical Guide”
- Ph.D, M.Sc, Ing.Orlys Ernesto Torres “Protecciones Eléctricas de las Redes de Distribución.
- VÉLEZ, Claudio “Evaluación del seccionamiento en redes de distribución mediante índices de confiabilidad y costos”, Escuela Politécnica Nacional, 1988.
- www.electricosinter.com/cms/manualparalinieros.

CONSULTADA.

- BERNAL César, (2006) Metodología de la Investigación, Editorial Pearson Educación, México.
- DAVID E JOHNSON, JOHN L HIBURN, JOHNNY R JOHNSON, PETER D SCOTT. Análisis Básicos de Circuitos Eléctricos. Quinta Edición.
- dspace.ups.edu.ec

- ELECTRICAL Distribution System Protection, Overvoltage Protection, Editorial COOPER POWER SYSTEMS, Quito, 2003.
- ENRÍQUEZ Harper Gilberto, Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica, Editorial Limusa, México, 2010, p. 269
- es.scribd.com/doc738469336/T10954CAP3.
- <http://www.fervisa.com/pdftecnicos/Archivo22.pdf>
- <http://ww.fusetec.com>
- <http://ww.hubbellpowersystems.com>
- <http://ww.procobre.org/archivos/pdf/download.../MX/>
- <http://www.conelec.gov.ec/normativ>
- <http://www.elprisma.com/apuntes/curso.asp?id=9732>
- <http://www.esri.es/index.asp?pagina=240>
- <http://www.tuveras.com/lineas/cortocircuito/cortocircuito.htm>
- http://www.uclm.es/area/ing_rural/Instalaciones/Protecciones.
- MIRANDA Vladimiro, Planificación de Sistemas de Distribución Eléctrica, versión 1.0 – Agosto 2006