



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS DE ARQUITECTURA DE RED DE SALIDAS DE MEDIA TENSIÓN
TIPO A DEL SECTOR SUR OCCIDENTE 2 DE LA EMPRESA
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD OCCIDENTE S.A.**

Carlos Oberdan Fuentes Orozco

Asesorado por el Ing. Armando Roberto Martínez Aguilar

Guatemala, junio de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE ARQUITECTURA DE RED DE SALIDAS DE MEDIA TENSIÓN
TIPO A DEL SECTOR SUR OCCIDENTE 2 DE LA EMPRESA
DISTRIBUIDORA ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE S.A.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

CARLOS OBERDAN FUENTES OROZCO

ASESORADO POR EL ING. ARMANDO ROBERTO MARTÍNEZ AGUILAR

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO


DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Natanael Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Armando Roberto Martínez Aguilar
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ANÁLISIS DE ARQUITECTURA DE RED DE SALIDAS DE MEDIA TENSIÓN
TIPO A DEL SECTOR SUR OCCIDENTE 2 DE LA EMPRESA
DISTRIBUIDORA ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE S.A.**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería de Mecánica Eléctrica, con fecha 5 de febrero 2009.


Carlos Oberdan Fuentes Orozco

Guatemala 24 Octubre 2011.

Ingeniera

Norma Ileana Sarmiento Zeceña

Directora Unidad de EPS

Facultad de Ingeniería

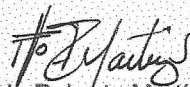
Universidad de San Carlos de Guatemala

Respetable Inga. Sarmiento

Al saludarle, me dirijo a usted para informarle que ha sido concluido satisfactoriamente el trabajo de graduación **ANALISIS DE ARQUITECTURA DE RED DE SALIDAS DE MT TIPO A DEL SECTOR SUR OCCIDENTE 2 DE LA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE S. A.**, elaborado por el estudiante Carlos Oberdan Fuentes Orozco, tema para el cual fui asignado como asesor.

Considero que se han cumplido las metas propuestas al inicio del trabajo, por lo que recomiendo que se apruebe en el entendido de que el autor y el suscrito son los responsables de lo tratado y de las conclusiones del mismo.

Atentamente,



Ing. Armando Roberto Martínez Aguilar

Armando R. Martínez Aguilar
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 6,093

Colegiado No 6,093

ASESOR

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 27 de octubre de 2011.
Ref.EPS.DOC.1403.10.11.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.


Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Carlos Oberdan Fuentes Orozco** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **9313163**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"ANÁLISIS DE ARQUITECTURA DE RED DE LAS SALIDAS DE MEDIA TENSIÓN TIPO A EN EL SECTOR SUR OCCIDENTE 2 DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, SOCIEDAD ANÓNIMA"**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Electrónica



c.c. Archivo
NJRG/ra

Edificio de EPS, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala,
Ciudad Universitaria, zona 12. Teléfono directo: 2442-3509.
<http://sitios.ingenieria-usac.edu.gt/eps/>

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 27 de octubre de 2011.
Ref.EPS.D.997.10.11.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

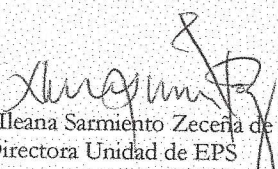
Estimado Ingeniero Puente Romero.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado "ANÁLISIS DE ARQUITECTURA DE RED DE LAS SALIDAS DE MEDIA TENSIÓN TIPO A EN EL SECTOR SUR OCCIDENTE 2 DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, SOCIEDAD ANÓNIMA" que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Carlos Oberdan Fuentes Orozco**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Armando Roberto Martínez Aguilar y supervisado por el Ing. Natanuel Jonathan Requena Gómez.

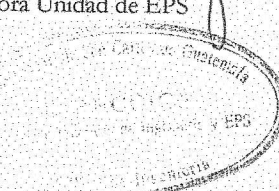
Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"


Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS

NISZ/ra



Edificio de EPS, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala,
Ciudad Universitaria, zona 12. Teléfono directo: 2442-3509.

<http://sitios.ingenieria-usc.edu.gt/eps/>

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 76. 2011
Guatemala, 28 de OCTUBRE 2011.

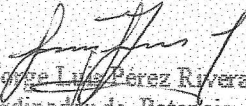
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"ANÁLISIS DE ARQUITECTURA DE RED DE SALIDAS DE
MEDIA TENSIÓN TIPO A EN EL SECTOR SUR OCCIDENTE 2
DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE
OCCIDENTE, SOCIEDAD ANÓNIMA", del estudiante Carlos
Oberdan Fuentes Orozco, que cumple con los requisitos establecidos
para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia

JLPR /sro



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

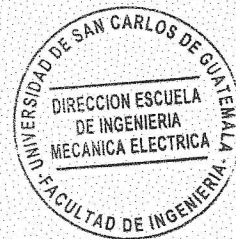


FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 75. 2011.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; CARLOS OBERDAN FUENTES OROZCO titulado: "ANÁLISIS DE ARQUITECTURA DE RED DE SALIDAS DE MEDIA TENSIÓN TIPO A EN EL SECTOR SUR OCCIDENTE 2 DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, SOCIEDAD ANÓNIMA", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Fuente Romero



GUATEMALA, 24 DE NOVIEMBRE 2011.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS DE ARQUITECTURA DE RED DE SALIDAS DE MEDIA TENSIÓN TIPO A DEL SECTOR SUR OCCIDENTE 2 DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD OCCIDENTE, SA.**, presentado por el estudiante universitario Carlos Oberdan Fuentes Orozco, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, junio de 2012

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	“Porque mejor es la sabiduría que las piedras preciosas y todo cuanto se puede desear, no es de compararse con ella”. Proverbios 8:11.
Mis padres	Victoriano Fuentes y Bernarda Orozco que me han apoyado esforzándose siempre por darnos a mis hermanos y a mí un futuro mejor. Siendo el instrumento que Dios ha usado para bendecirnos.
Mi esposa	Mayda Orozco, por su amor, comprensión y apoyo incondicional.
Mis hijos	Carlos, Karla, y Dulce son el motor de mi vida.
Mis hermanos	William, Víctor y Edna por su apoyo.
Mis amigos	Por su amistad y el apoyo incondicional.
Mi asesor	Ing. Armando Martínez, gratitud sincera por su asesoría.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad San Carlos
de Guatemala**

Por ser el medio que hizo posible mi visión.

Claustro de catedráticos

De la Escuela de Mecánica Eléctrica por su dedicación en la enseñanza y apoyo hacia mi persona y formación.

Ing. Osman Melgar

Por su amistad y apoyo incondicional.

Ing. Luis Velez

Por su apoyo para finalizar este ciclo de mi vida.

Ing. Jorge Restrepo

Por su comprensión y apoyo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1. GENERALIDADES	1
1.1. Arquitectura de red en media tensión	1
1.1.1. Elementos que conforman la red de media tensión	1
1.1.2. Estado de la red en media tensión	2
1.1.3. Estructura resultante de los criterios de arquitectura de red	3
1.1.4. Definiciones de línea	4
1.1.4.1. Línea principal o troncal.	4
1.1.4.2. Línea derivada y subderivada	5
1.1.4.3. Racimos	6
1.1.5. Características de subestaciones en media tensión	6
1.1.6. Características de redes en media tensión	7
1.1.6.1. Tipos de redes en media tensión	9
1.1.6.2. Parámetros eléctricos de la red de media tensión.....	10
1.1.7. Fluctuaciones de tensión en la red eléctrica	10
1.1.8. Estructura de red aérea en antena.....	11
1.1.9. Estructura de red aérea apoyada.....	14

1.1.10.	Estructura de respaldo elemental	16
1.1.11.	Estructura de respaldo interconectadas.....	18
1.1.12.	Estructuras derivadas	19
1.1.13.	Conexiones de cargas	20
2.	ELEMENTOS DE PROTECCIONES Y SEÑALIZACIÓN.....	21
2.1.	Elementos de protección de sobrecorriente	21
2.1.1.	Reconectador de subestación.....	21
2.1.2.	Seccionalizador.....	24
2.1.3.	Seccionador fusible de expulsión (<i>Cut Out</i>)	27
2.1.4.	Fusibles.....	27
2.2.	Elementos de protección contra sobretensión.....	30
2.2.1.	Pararrayos.....	30
2.3.	Elementos de protección de maniobra	33
2.3.1.	Interruptor.....	33
2.3.2.	Seccionador	34
2.4.	Elementos de señalización.....	34
2.4.1.	Detector de paso de falla	35
2.4.2.	Reconectador.....	36
2.5.	Criterios de protección	36
3.	TELECONTROL.....	39
3.1.	Sistemas de telecontrol en media tensión	39
3.2.	Topología más usada en las redes de telecontrol.....	39
3.2.1.	Topología en bus	40
3.2.2.	Topología en anillo	41
3.2.3.	Topología estrella	43
3.3.	Características particulares del sistema de telecontrol MT	44
3.4.	Funcionalidad del sistema de telecontrol MT	44

3.4.1.	Criterios de arquitectura de red.....	44
3.4.1.1.	Red aérea	45
3.4.2.	Criterios de explotación.....	45
3.4.3.	Criterios de comunicaciones	45
3.4.4.	Telecontrol MT	46
3.5.	Sistema de telecontrol MT.	47
3.5.1.	Características generales.....	48
3.5.2.	Descripción de arquitectura general.....	49
4.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL SECTOR SUR OCCIDENTE 2	
	DEOCSA.....	51
4.1.	Ubicación geográfica del sector.....	51
4.2.	Área de cobertura	53
4.3.	Datos de sus instalaciones	54
4.3.1.	Subestaciones.....	54
4.3.2.	Clasificación de las salidas de media tensión	55
4.4.	Diagrama unifilar.....	58
4.5.	Niveles isoceraunicos de la región	60
4.5.1.	Mapa isoceraunico de Guatemala.....	61
4.6.	Altura sobre el nivel del mar	62
5.	ARQUITECTURA DE RED ACTUAL EN SMT TIPO A	63
5.1.	Descripción general de la arquitectura de red actual	63
5.1.1.	Análisis de incidencias	63
5.1.2.	Conectividad	67
5.1.3.	Blindaje	70
5.1.4.	Sistemas de puesta a tierra.....	72
5.1.5.	Coordinación de protecciones.....	73
5.1.6.	Arquitectura de red.....	76

5.1.7.	Índice de calidad para las interrupciones.....	79
5.1.8.	Balance energético	83
5.1.9.	Análisis técnico de la situación actual.....	84
6.	ARQUITECTURA DE RED PROPUESTA EN SMT TIPO A	87
6.1.	Descripción general de la arquitectura de red propuesta	87
6.2.	Propuesta de la mejora de arquitectura en media tensión	87
6.3.	Propuesta de los criterios de conectividad	94
6.4.	Propuesta de mejora en los sistemas de mejora de tierras	94
7.	ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO	97
7.1.	Costos asociados al proyecto.....	97
7.2.	Beneficios asociados al proyecto	97
7.3.	Análisis de rentabilidad.....	98
	CONCLUSIONES.....	103
	RECOMENDACIONES	105
	BIBLIOGRAFÍA.....	107

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Esquema de una línea de distribución	6
2.	Estructura red aérea en antena.....	11
3.	Pétalo elemental de respaldo	16
4.	Centro de reflexión Huso.....	17
5.	Pétalo apoyado	18
6.	Estructura derivada	19
7.	Curva de protecciones del reconectador	22
8.	Panel de control de reconectador Cooper	23
9.	Reconectador de línea	24
10.	Seccionalizador	25
11.	Partes que integran un seccionalizador	26
12.	Base y tubo portafusibles	27
13.	Curvas de tiempo Vrs. Corriente para tipo K	29
14.	Características físicas de pararrayos autovalvulares	32
15.	Curva de disparo interruptor	33
16.	Seccionador	33
17.	Detector de paso de falla.....	35
18.	Topología de bus de red de telecontrol	41
19.	Topología en anillo de red de telecontrol	43
20.	Topología en estrella de red de telecontrol	44
21.	Empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala	51
22.	Zona geográfica del sector Sur Occidente 2	52
23.	Topología eléctrica del sector Sur Occidente 2.....	53

24.	Ubicación geográfica de las subestaciones del sector Sur Occidente 2.....	58
25.	Unifilar subestaciones y líneas del sector Sur Occidente 2.....	59
26.	Nivel isoceraunico en Guatemala	61
27.	Incidencias sector Sur Occidente 2.....	66
28.	Causas comunes en incidencias.....	66
29.	Tipos de conexión para conectividad.....	68
30.	Conexión de los seccionadores	69
31.	Tipos de pararrayos	70
32.	Esquemas de salidas de media tensión Coatepeque	77
33.	Esquemas de salidas de media tensión Tecún Umán	78
34.	Esquemas de salidas de media tensión Malacatán	79
35.	Indicador de calidad FMIK del sector Sur Occidente 2	82
36.	Indicador de calidad TTIK del sector Sur Occidente 2	83
37.	Número de interruptores telecontrolados en una red apoyada	90
38.	Propuesta de la instalación de los interruptores telecontrolados en Coatepeque	91
39.	Propuesta de la instalación de interruptores telecontrolados en Ayutla.....	92
40.	Propuesta de la instalación de interruptores telecontrolados en Malacatán	93
41.	Criterios de conectividad salidas de media tensión tipo A	94
42.	Flujo económico del proyecto propuesto para la arquitectura de red propuesta.....	98

TABLAS

I.	Partes del seccionalizador	26
II.	Características eléctricas de pararrayos autovalvulares	31

III.	Características físicas de pararrayos autovalvulares	32
IV.	Área de cobertura del sector Sur Occidente 2.....	54
V.	Datos de las instalaciones del sector Sur Occidente 2.....	57
VI.	Estadísticas de incidencias aportadas en sector Sur Occidente 2	65
VII.	Aporte de incidencias de salidas de media tensión del sector Sur Occidente 2	67
VIII.	Blindaje de salidas de media tensión tipo A	71
IX.	Medición de puesta a tierra en salida de media tensión tipo A	73
X.	Actuaciones de elementos de protección SMT Parque Central	74
XI.	Actuaciones de elementos de protección SMT Tecún Umán	75
XII.	Actuaciones de elementos de protección SMT Coatepeque Ciudad.....	76
XIII.	Datos salidas de media tensión tipo A	81
XIV.	Datos salida media tensión Metaterminal.....	81
XV.	Pérdidas de las salidas de media tensión tipo A	84
XVI.	Valores utilizados en los cálculos para una línea principal de una red apoyada	89
XVII.	Tabulando los valores de longitud de la línea en función de los interruptores a instalar y la potencia	89
XVIII.	Potencia y longitud de las salidas de media tensión tipo A	91
XIX.	Mejora de puesta a tierra en salidas de media tensión tipo A	95
XX.	Costos de la mejora para la arquitectura de red propuesta	97
XXI.	Beneficios asociadas al proyecto	98

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperios
BT	Baja tensión
PC	Computadora personal, del inglés <i>personal computer</i> .
DM	Despacho de maniobras
Fp	Factor de potencia
FU	Factor de utilización
HZ	Frecuencia en Hertz.
kVA	Kilo voltios amperios
Km	Kilometro
kV	Kilovoltio
MT	Media tensión
MW	Megavatios
Q	Quetzal, moneda de la república de Guatemala
LAN	Red de área local, en inglés <i>local area network</i> .
SMT	Salida de media tensión
SE	Subestación eléctrica
V	Voltaje
VP	Valor presente
VPN	Valor presente

GLOSARIO

Aguas abajo

Instalación que está más alejada de la subestación y de un punto de referencia, si salimos de la subestación y pasamos por el punto de referencia para llegar a la instalación, tomando como único camino para llegar a la instalación las líneas eléctricas.

Aguas arriba

Instalación que se encuentra entre la subestación y un punto de referencia, si salimos del punto de referencia para llegar a la instalación y luego a la subestación, tomando como único camino para llegar a la instalación las líneas eléctricas.

Amperio

Unidad de medida para el flujo de carga que circula por un conductor por unidad de tiempo.

ANSI

Instituto Nacional Estadounidense de Estándares, del inglés American National Standards Institute.

Apertura de un elemento protección	Acción que ejecuta un elemento de protección al separar o abrir sus polos de conexión.
Base de datos	Colección de datos organizada de tal modo que un programa de ordenador pueda acceder rápidamente a ella.
Conectividad de salidas media tensión	Hace referencia al elemento de protección que está instalado en el inicio de cada racimo o derivación conectado a la línea principal.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
CT	Centro de transformación de media tensión y baja tensión.
Diagrama unifilar	Diagrama que resulta de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo principal que forma parte de una instalación eléctrica.
Dispositivos de protección	Instalados para proteger las instalaciones de la red de distribución contra sobrevoltajes y sobrecorrientes.
Empresa distribuidora	Empresa que se dedica a suministrar la energía eléctrica al usuario final.

FMIK	Frecuencia media de interrupción por kVA
Factor de potencia	Es la relación existente entre la potencia real de trabajo (potencia activa) y la potencia total consumida por la carga (potencia aparente) o el consumidor conectado a un circuito eléctrico de corriente alterna.
GSM	Sistema global de comunicaciones móviles, en inglés <i>global system for mobile communications</i> .
Hardware	Conjunto de dispositivos de los que consiste un sistema.
Incidencia	Cualquier anomalía que sucede en las instalaciones eléctricas de una empresa distribuidora que provoca una interrupción del servicio de energía eléctrica.
LAN	Red de área local, en inglés <i>local area network</i> .
Material conductor	Material que tiene como principal característica permitir la fácil circulación de corriente eléctrica con una diferencia de potencial pequeña.

NTSD	Normas técnicas del servicio de distribución Red de área local, en inglés <i>local area network</i> .
NTSD	Normas técnicas del servicio de distribución Red de área local, en inglés <i>local area network</i> .
Ohms	Unidad de medida de la resistencia.
<i>Pararrayos</i>	Nombre común que se le da a los dispositivos de protección contra descargas atmosféricas.
Potencia	Es el trabajo o transferencia de energía por unidad de tiempo.
Protección contra sobrecorriente	Elemento de protección que tiene por objetivo quemarse al censar el valor de corriente de fundición para el que fue diseñado.
Reconectador	Interruptor programado para operar en su primera apertura con curva rápida y dos en curva lenta ante la presencia de falla temporal o permanente en una línea de distribución.

Reconectador de cabecera	Palabra con el mismo significado que reconectador con la diferencia que se refiere al que está instalado en una subestación y conectado a la barra general.
R,S,T,N	Líneas de fases y neutro
RTU	Unidad terminal remota, del inglés <i>remote terminal unit</i> .
SE	Subestación eléctrica
Sistema de operación y automatización local	Es una aplicación informática que permite la supervisión y control local a nivel de subestación y posición telecontrolada, toda la información recopilada de campo la traslada al centro de operaciones de red.
Sistema de tierra	Conjunto de elementos conductivos en una subestación, que sirven para drenar a tierra cualquier sobrecorriente y sobretensiones que pueda dañar los equipos.
Sobrecorriente	Flujo de corriente excesivo e instantáneo que circula por uno o varios segundos de una red eléctrica.

Sobretensiones	Elevaciones de voltaje grande en las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica.
Software	Conjunto de instrucciones mediante las cuales las unidades concentradoras de información pueden realizar tareas. Los programas, los sistemas operativos y las aplicaciones son ejemplos de <i>software</i> .
Subestación	Conjunto de instalaciones de una red de suministro eléctrico, que se encarga de la distribución y transformación de energía eléctrica de una red.
Telecontrol	Sistema de mando de los dispositivos de una subestación a distancia.
Tensión	Sinónimo de voltaje.
TTIK	Tiempo total de interrupción por kVA
UCI	Unidad concentradora de información
UF	Unión Fenosa

Voltaje media tensión

Los niveles de voltaje normalizados en Guatemala 13,8 kV. y 34,5 kV. Son catalogados como de media tensión.

RESUMEN

Actualmente, muchas empresas de distribución han encontrado la necesidad de optimizar la calidad del servicio a través del ordenamiento de la red de media tensión, razón por la cual han recurrido a los criterios de arquitectura de la red de media tensión que conlleva establecer las reglas y criterios para el análisis y ordenamiento de la explotación de la red y de las redes que se planifiquen en el futuro, permitiendo así una red ordenada, con capacidad de absorber el crecimiento de la demanda vegetativa, sencilla de operar, con elevada calidad de servicio y preparada para la incorporación de la tecnología de automatización y telecontrol; estos criterios tienen la capacidad de indicar donde están localizados los problemas, permitiendo entonces concentrar los recursos de mantenimiento y obras en estos sitios.

El presente trabajo de graduación persigue el análisis de la arquitectura de red en las salidas de media tensión clasificadas como tipo A, para la clasificación de las salidas de media tensión se considero el tipo de red: urbana o rural; potencia instalada, la cantidad de clientes y su longitud en kilómetros, con el fin de priorizar las mejoras, optimizar los servicios y aprovechar la inversión realizada.

El primer capítulo se enfoca en la descripción de la arquitectura de red, dando una idea específica de sus componentes que integra dicho criterio, el cual es un punto de partida para salidas de media tensión.

El segundo capítulo describe los sistemas y criterios de protección, los elementos de señalización y maniobra.

El tercer capítulo se enfoca en la descripción de las redes existentes de telecontrol dando una idea específica para cada componente que integra dicho sistema, el cual es el punto de partida de los sistemas de telecontrol.

El cuarto capítulo se presenta datos del sector geográfico Sur Occidente II, con el fin de detectar las deficiencias que afectan la operación y los indicadores de calidad del servicio eléctrico, analizando el área donde se propone la mejora de la arquitectura de red en las instalaciones a media línea de DEOCSA.

El quinto capítulo se analiza la situación actual del sector Sur Occidente II desde el punto de vista técnico, para determinar los puntos de mejora en la arquitectura de red, tomando como base aspectos estadísticos almacenados en los sistemas corporativos de DEOCSA.

El sexto capítulo se presenta la propuesta de mejora para la arquitectura de red del sector Sur Occidente II, con el objetivo de reducir los descuentos por indemnizaciones y mejorar los indicadores de calidad de las líneas de media tensión Tipo A.

El séptimo capítulo presenta el análisis económico de la propuesta de mejora de arquitectura de red del sector Sur Occidente II, por ende, una evaluación de costos del proyecto para poder tener una estimación de cuanto debería llegar a ser la inversión inicial y retorno de la misma.

OBJETIVOS

General

Realizar la evaluación y el análisis de las salidas de media tensión tipo A, para la propuesta e implantación de la arquitectura de red y coordinación de protecciones.

Específicos

1. Dar a conocer los principios básicos que componen la arquitectura de red de media tensión, sus características generales, los criterios de protección, las estructuras: de respaldo, de redes y conectividad.
2. Analizar el funcionamiento actual de las salidas de media tensión tipo A.
3. Realizar un estudio para la aplicación de la arquitectura de red en las salidas de media tensión tipo A.
4. Proporcionar los criterios técnicos a tomarse que se consideran a la hora de implementar arquitectura de red en las salidas de media tensión tipo A del sector Sur Occidente II de DEOCSA.
5. Demostrar que es posible lograr el proceso de ordenamiento de la red para las salidas de media tensión tipo A por medio de la aplicación de la arquitectura de red.

6. Evaluar relación costo-beneficio de arquitectura de red en salidas de media tensión tipo A a través de los principales indicadores económicos-financieros.

INTRODUCCIÓN

El estado de la red de media tensión es el resultado de un desarrollo no uniforme a lo largo del tiempo. Este desarrollo principalmente ha estado dado a satisfacer puntualmente los nuevos servicios de energía eléctrica y en garantizar el servicio frente al crecimiento vegetativo de la demanda. Como resultado de la aplicación de los criterios de arquitectura se obtendrán redes sencillas y ordenadas, que permitirán una explotación más fácil y ágil apuntando a la mejora en la calidad del servicio. Así mismo, en un futuro, se podrán aplicar fácilmente las técnicas y tecnologías de automatización y telecontrol en estas redes ordenadas.

La arquitectura de red de media tensión, juega un papel muy importante en la calidad del servicio eléctrico que pueden ofrecer las distribuidoras de energía eléctrica, también, contribuye al centro de operación para tomar decisiones ante fallas permanentes, haciendo cierres y aperturas en elementos de maniobra, todas estas decisiones se logran por los elementos instalados estratégicamente, algunas operadas manualmente y otras por telecontrol.

El reto del proceso de ordenamiento de la red para las salidas de media tensión tipo A es bastante alto, pero si es posible lograrlo y es precisamente, lo que se busca demostrar en este trabajo de graduación.

1. GENERALIDADES

1.1. Arquitectura de red en media tensión

La arquitectura de la red tiene como fin establecer las reglas y criterios para el análisis y ordenamiento de la explotación de la red actual y de las redes que se planifiquen en el futuro, logrando así una red ordenada, con capacidad de absorber el crecimiento de la demanda vegetativa, sencilla de operar, con elevada calidad de servicio y preparada para la incorporación de la tecnología de automatización y telecontrol.

1.1.1. Elementos que conforman la red de media tensión

Los criterios de arquitectura de la red aquí descritos se aplicaran a todos los elementos sometidos a las tensiones denominadas como media tensión (MT), es decir de 7,9 kV a 34,5 kV. Los siguientes elementos forman parte de la red de media tensión:

En las subestaciones AT/MT y MT/MT:

- Barras de MT
- Interruptores de salida de las líneas de MT
- Elementos de regulación de tensión
- Bancos de condensadores
- Elementos de maniobra, medida y protección

En las líneas de MT:

- Líneas troncales (también llamadas principales)

- Líneas derivadas (también llamadas secundarias y ramales)
- Racimos
- Elementos de regulación de tensión
- Banco de condensadores
- Elementos de maniobra, protección y señalización

En los centros de transformación MT/BT:

- Elementos de maniobra y protección en MT
- Transformadores
- Elementos de maniobra y protección en BT

1.1.2. Estado de la red en media tensión

El estado de la red de media tensión es el resultado de un desarrollo no uniforme a lo largo del tiempo. Este desarrollo principalmente ha estado dado a satisfacer puntualmente los nuevos suministros y en garantizar el servicio frente al crecimiento vegetativo de la demanda.

Existen problemas de todo tipo entre los que se pueden destacar los siguientes:

- Existencia de derivaciones bifásicas y monofásicas sin criterios definidos para su utilización.
- Redes con desequilibrios importantes
- Existencia de fusibles en serie en las líneas

- Existencia de múltiples cierres a través de las derivaciones y ramales que forman anillos.
- Alimentación de zonas urbanas y rurales a través de una misma salida, empeorando así los índices de calidad del servicio de la empresa.
- Los interruptores de cabecera y de línea no responden a un criterio uniforme de protección. Tampoco es uniforme la instalación del sistema de reconexión.
- No está garantizada la coordinación entre la protección de cabecera y los fusibles de derivación o los fusibles de transformadores de distribución.

1.1.3. Estructura resultante de los criterios de arquitectura de red

El proceso de ordenamiento de la red contribuye a mejorar la calidad del servicio, puesto que indica donde están localizados los problemas, permitiendo entonces concentrar los recursos de mantenimiento y obras en estos sitios.

Como resultado de la aplicación de los criterios de arquitectura se obtendrán redes sencillas y ordenadas, que permitirán una explotación más fácil y ágil apuntando a la mejora en la calidad del servicio. Asimismo, en un futuro, se podrán aplicar fácilmente las técnicas y tecnologías de automatización y telecontrol en estas redes ordenadas.

La estructura de la red resultante de la aplicación de los criterios de arquitectura, deberá ser la solución de compromiso entre factores que en ciertas circunstancias pueden ser contradictorios:

- Garantía del suministro
- Adaptabilidad al crecimiento vegetativo
- Ocupación máxima
- Mínimas pérdidas
- Mínima inversión
- Máxima calidad de servicio y de producto

El conjunto de actuaciones definidas será evaluado económicamente según la metodología de coste beneficio y de esta forma cada propuesta de obra tendrá asociada índices económicos financieros que permitirán compararlas y por lo tanto asignar los recursos de modo efectivo.

1.1.4. Definiciones de líneas

En esta sección se definirá los tipos de líneas que conforman las redes de media tensión.

1.1.4.1. Línea principal ó troncal

Es la línea trifásica que parte desde una salida de la subestación y constituye el eje eléctrico de una zona geográfica de distribución. De la línea principal parten las líneas derivadas y el mínimo número posible de derivaciones hacia transformadores de distribución independientes. Los elementos a tener en cuenta a fin de definir cuál es la línea principal o troncal son:

- La línea que tiene la mayor carga
- La línea que va por la carretera
- La línea que enlaza con otra proveniente de la misma o de otra subestación.

La carga máxima de diseño de una línea principal no superará los 400 A. La carga máxima de diseño de una salida de subestación no superará los 10 000 kVA. En la línea principal no está permitida la instalación de elementos de maniobra u operación manuales tales como seccionadores, a menos que se dé el caso de zonas inaccesibles en las que se instalarán dos seccionadores para maniobras de mantenimiento, todos los elementos de maniobra serán telecontrolados. En el caso de líneas en las que la línea principal es apoyada por otra línea troncal perteneciente a otra o a la misma subestación, los interruptores telecontrolados se instalarán en el punto frontera entre dos subestaciones y, al menos, en un punto intermedio entre el interruptor de subestación y el punto frontera.

1.1.4.2. Línea derivada y subderivada

Las líneas derivadas son aquellas líneas que parten de una línea principal y alimentan a subderivadas y/o racimos. Las líneas subderivadas tienen su origen en líneas derivadas y alimentan a racimos.

En consecuencia, el número máximo de derivaciones en serie no podrá ser mayor de dos: derivada y subderivada.

Derivadas y subderivadas podrán ser trifásicas o monofásicas.

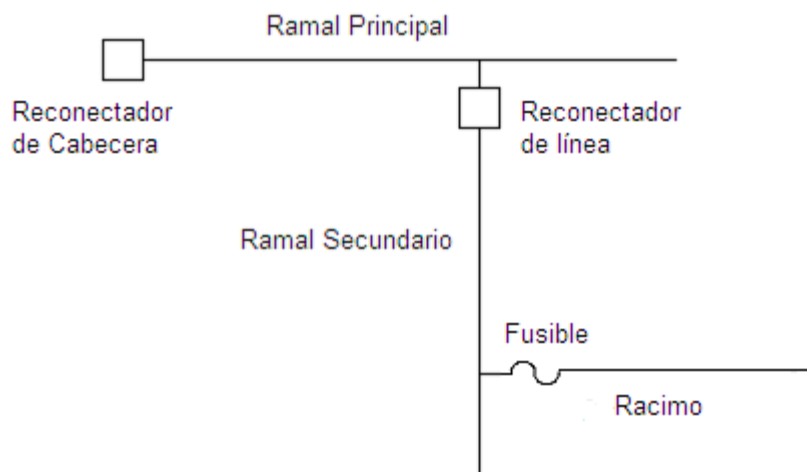
La potencia instalada por fase en las derivadas operadas monofásicamente no podrá superar el 5% de la potencia total instalada en el circuito completo.

1.1.4.3. Racimos

Son agrupamientos monofásicos de transformadores de distribución que comparten un elemento de protección y maniobra. Las limitaciones del racimo serán las siguientes:

- Potencia máxima instalada 800 kVA.
- Número máximo de transformadores: 8.
- Longitud máxima de línea monofásica (desde el elemento de corte al CT más alejado): 4 km.

Figura 1. Esquema de una línea de distribución



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

1.1.5. Características de subestaciones en media tensión

Para cada subestación se debe definir el área de influencia, que queda definido por medio de la red de media tensión que parte de ella. Estas áreas

deben estar perfectamente delimitadas en la explotación normal de la red para que la medida de cargas, la energía y las incidencias tengan una correspondencia biunívoca con cada una de las líneas principales y derivadas de la subestación.

Se define como explotación normal de la red de una subestación la que tienen sus líneas cuando las mismas reciben tensión desde la subestación en cuestión hasta los puntos fijados como frontera con otras subestaciones y, además, tiene abiertos los enlaces entre las líneas pertenecientes a la subestación en los lugares que surgen de la planificación de la red. Si bien, es claro que esta explotación debe cambiarse cuando se producen fallas o sea necesario efectuar un descargo (interrupción programada), es preceptivo que el centro de operación, como normativa de trabajo, devuelva la red a su estado normal una vez que se ha reparado la falla o finalizado el trabajo programado.

La subestación deberá cumplir con el criterio de funcionamiento con n-1 elementos, con transformación fija, apoyo de otra subestación a través de la red de MT o subestación móvil.

Debe existir capacidad de regular la tensión de forma automática, ya sea que esté incorporado al transformador o mediante un regulador que establezca la tensión en barras del secundario.

1.1.6. Características de redes en media tensión

De la misma forma que en las subestaciones, para cada salida se debe definir una explotación normal. Esta definición debe permitir que la operación de la misma se haga sin problemas de caída de tensión, sin sobrecarga y que soporte el crecimiento vegetativo de la zona sin necesidad de realizar

inversiones adicionales dentro del período comprendido entre el establecimiento de la explotación y el año horizonte considerado en el estudio. Esta explotación normal define a su vez el área de influencia de la salida que debe estar claramente delimitado evitándose cruzamiento de salidas.

La explotación de la red se realizará en forma radial. Pueden existir líneas de la subestación que, llegando a la frontera con otra subestación, tenga puntos de enlace con líneas procedentes de esa segunda subestación. En este caso también será radial la explotación y el enlace existente en la frontera permanecerá abierto.

Las redes urbanas deben responder al criterio de funcionamiento con n-1 elementos.

La sección de las líneas principales y de las derivaciones será uniforme.

La sección de las derivaciones podrá ser menor que la de la línea principal o derivación de mayor rango. Por tanto, en conjunto la red podrá ser telescópica o cilíndrica.

Como normal general un circuito no debe alimentar simultáneamente clientes de áreas rurales y clientes de áreas urbanas.

Las líneas principales deben estar libres de fusibles.

En redes aéreas el neutro será distribuido, continuo, multiaterrizado y compartido con la red de baja tensión.

Con el fin de reducir pérdidas, se instalarán baterías de condensadores en la red de MT en aquellos circuitos que lo justifiquen. En una primera fase se instalará baterías fijas siempre que se justifique económicamente. En caso necesario podrán realizarse estudios específicos de instalación de baterías automáticas.

Donde la tensión sea muy baja y no sean rentables otras actuaciones se instalarán reguladores de voltaje intermedios.

1.1.6.1. Tipos de redes en media tensión

Los criterios de diseño de redes se definen según las características de las redes que a su vez estarán asociados al mercado que atienden. La segmentación del mercado no solamente corresponde a criterios de rentabilidad económica sino que de esta forma lo establece la regulación vigente del mercado eléctrico al establecer distintos índices de calidad del servicio y del producto técnico tomando en consideración las características del cliente (urbano, rural o aislado).

Según su construcción puede haber redes aéreas, redes subterráneas, redes mixtas.

Según su ámbito geográfico puede haber redes urbanas o rurales.

Se va considerar la siguiente clasificación, de tipo general:

- Zonas rurales: constituidas por pequeños núcleos de población en edificación continua de una sola altura o edificación discontinua. En estas zonas existen grandes distancias entre núcleos de población y una baja densidad de carga.

- Zonas urbanas: constituidas por un núcleo de población en edificación continua en su casco urbano pudiendo tener en el centro varias alturas. La densidad de carga en estos casos es alta.
- Zonas aisladas: son las zonas no integradas al Sistema Nacional Interconectado.

1.1.6.2. Parámetros eléctricos de la red de media tensión

El enfoque de los parámetros eléctricos para la red de Guatemala está normado en 60 Hz y el nivel de tensión en la distribución para el sector sur occidente II está basado en 13,8 kV de línea a línea.

1.1.7. Fluctuaciones de tensión en la red eléctrica

La regulación por el ente regulador en el país establece límites máximos y mínimos de voltaje en las redes de distribución.

Así mismo, se establecen los voltajes mínimos de diseño en las redes de MT, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- El primer y último cliente visto por el circuito no tenga tensiones penalizables.
- El voltaje a la salida de la subestación está regulado en el lado de baja tensión, con un ajuste en el ancho de banda del regulador no mayor de 2 voltios, sobre la base de 120 voltios.

- Los valores señalados como voltaje en barras de subestación son valores centrales del ancho de banda del regulador.
- Las variaciones de corta duración (interrupciones, arranque de motores y otros) no han sido consideradas.
- Los voltajes de alta tensión, a la entrada de los transformadores de potencia en la subestación, están dentro de los niveles establecidos, de manera que en el equipo de regulación en baja tensión, opere dentro del límite de más menos 10% del voltaje nominal.
- Se asumen una caída del voltaje en el transformador de distribución de 2% y en la red de distribución más acometida de 2,5% en urbano y un 5% en rural.

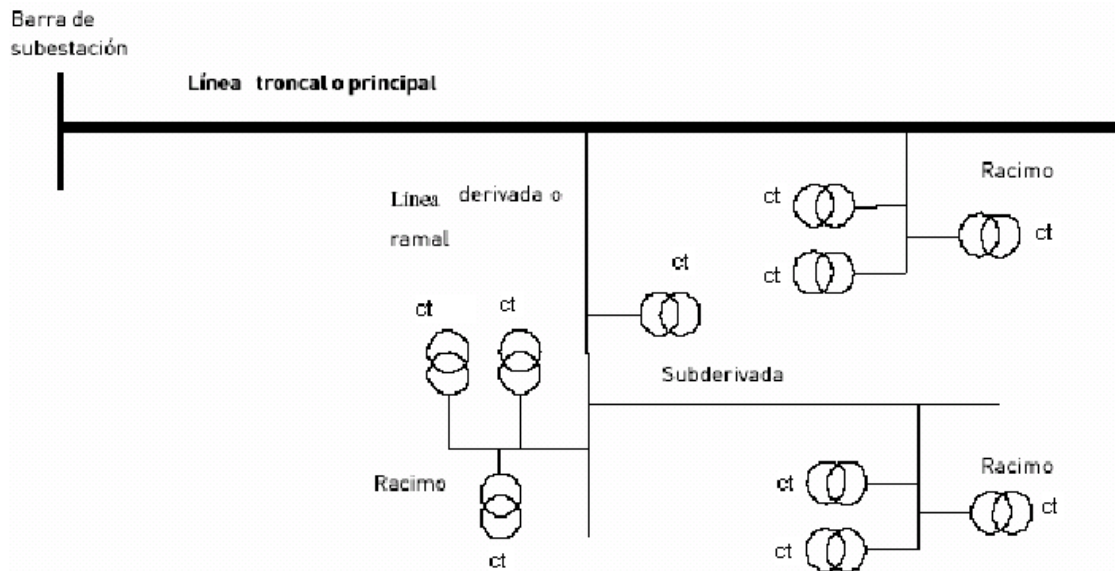
Como los estudios de la red se van a centrar sobre la red de media tensión hay que asegurar que las caídas de tensión máximas de diseño en la red de media tensión, permita que el cliente en baja tensión con tensión más baja este siempre por encima de los límites establecidos.

En el caso de que por aumento de carga no puedan cumplirse los valores especificados se admitirá la instalación de reguladores de voltaje intermedios.

1.1.8. Estructura de red aérea en antena

Estas redes están formadas por líneas que parten de una subestación y no tienen apoyo de ningún otro circuito. Estas redes son típicamente rurales.

Figura 2. Estructura red aérea en antena



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

El esquema de la red presentado muestra la arquitectura que se debería implementar en las zonas rurales. Si se recorre la salida se observa que, como criterio general, se instalará un interruptor con reenganche o un reconectador en la salida de la subestación.

La línea principal será trifásica de sección uniforme. En las líneas principales no se instalarán nunca fusibles. Se dividirá la línea principal instalando los correspondientes elementos de corte (interruptores telecontrolados y/o reconectador) según los criterios técnico-económicos que se presentarán. La porción de línea principal enmarcada entre dos interruptores telecontrolados o entre el último interruptor y el fin del circuito que se llamará segmento. En cada segmento se podrán instalar elementos de maniobra de operación local, siempre que así lo determinen los criterios técnico-económicos.

Se procurará que en un segmento entre dos interruptores telecontrolados la carga de las tres fases esté equilibrada. En ningún caso el desequilibrio total excederá del 15%.

Las líneas derivadas podrán ser trifásicas o monofásicas. Serán, asimismo, de sección uniforme (igual o menor a la troncal). En general, las derivadas alimentan una potencia relativamente importante. En derivadas monofásicas los apoyos estarán preparados para admitir las tres fases.

Con el fin de limitar los desequilibrios, con la consiguiente reducción de pérdidas, la potencia instalada de una derivada monofásica, no será superior al 5% de la potencia instalada total de la salida.

Estas líneas generalmente serán abiertas, es decir que no tendrán disponibilidad de alimentación desde otra línea troncal o derivada con la excepción de derivadas que alimenten a centros poblados con más de 2000 habitantes a las que se buscará un apoyo preferentemente con otra derivada del mismo circuito.

La conexión de la línea derivada a la línea principal se podrá efectuar por medio de:

- Reconectador
- Seccionador fusible de expulsión
- Interruptor telecontrolado
- Autoseccionador
- Seccionador

El elemento a instalar finalmente deberá ser el que cumpla con el criterio técnico-económico.

La conexión de la línea subderivada a la línea derivada se podrá efectuar por medio de:

- Autoseccionador
- Seccionador
- Seccionador fusible de expulsión

El elemento a instalar finalmente deberá ser el que cumpla con el criterio técnico-económico.

Los racimos se conectarán a la línea troncal (excepcionalmente), a una derivada o a una subderivada mediante:

- Seccionador fusible de expulsión.

1.1.9. Estructura de red aérea apoyada

Estas redes difieren de las mencionadas en el punto anterior en que la línea troncal puede apoyarse con otra línea troncal o cable cero, perteneciente a otra subestación o a la misma. Estas redes son típicamente urbanas.

Capacidad operativa: será necesario verificar la capacidad de socorro efectiva por parte de la otra subestación teniendo en cuenta para la demanda (carga) pico:

- Caída de tensión máxima.
- Sobrecarga de tramos.
- Sobrecarga en transformadores de la subestación.
- Sobrecarga en la alimentación en alta tensión a la subestación.

La capacidad de socorro de una línea principal se expresa como la longitud máxima de línea principal que puedo alimentar desde la subestación en condiciones aceptables de caída de tensión, sobrecarga, etc. (por ejemplo: 75% del tramo comprendido entre las dos subestaciones, si alimentamos desde la subestación 1). Se deberá verificar la capacidad operativa de un anillo por medio del flujo de carga. Los operadores de la red deben conocer esta capacidad operativa a fin de diseñar las maniobras requeridas por un corte programado o una avería en la línea principal.

En explotación de emergencia se admite una caída de tensión de hasta 10% sobre la nominal.

Los respaldos entre líneas deben darse siempre por la línea troncal. Cuando una derivada tenga una carga importante se permite el apoyo de la misma, preferentemente sobre el mismo circuito.

También se permite el apoyo en el caso de derivadas subterráneas, tanto trifásicas como monofásicas, para potencias y longitudes de tendido importantes.

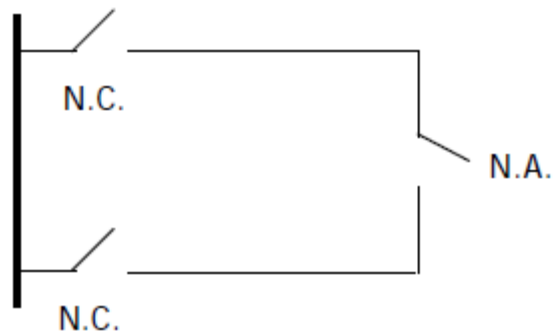
Los seccionamientos en la línea principal y derivadas se aplicaran según criterio técnico-económico.

1.1.10. Estructura de respaldo elemental

Las estructuras de respaldo elemental se dividen en 3 partes:

- Pétalo: está formado por dos líneas que, saliendo de una misma subestación, se cierran formando un bucle.

Figura 3. Pétalo elemental de respaldo



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

Las funciones que cumple esta estructura son: socorro de los circuitos del pétalo ante fallo simple en un tramo.

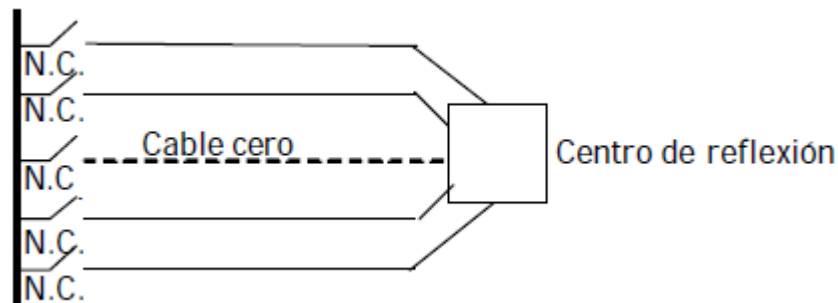
La ocupación máxima de la red es del 50% de su capacidad nominal si se desea tener un efectivo socorro. Un porcentaje mayor puede admitirse, en función de la duración anual de la punta y admitiendo un cierto coeficiente de riesgo.

El elemento de seccionamiento que permite el respaldo estará telemandado.

- Huso: el cable llamado “O” no debe llevar carga en explotación normal y transporta toda la potencia desde una subestación hasta una barra donde convergen todos los cables (llamada centro de reflexión). Dado que existe el cable “O” que los auxilia, los otros cables pueden cargarse al 100% de forma tal que se obtiene una mayor utilización de la capacidad de los cables enterrados. Por ejemplo, si tenemos 4 cables y un cero, la ocupación de la red es del 80%. Entonces, se observa que esta estructura permite el socorro de los transformadores de distribución integrantes del anillo y con mayor ocupación de la red que en el anillo puro.

En la siguiente figura se presenta una estructura formada por cuatro circuitos y un cero.

Figura 4. **Centro de reflexión Huso**



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

Los interruptores serán telecontrolados.

- Espiga: está formado por varios cables que, saliendo de un mismo punto de alimentación, acuden a distintos puntos de socorro. Al igual que en la estructura anterior se recurre al cable cero para asegurar los respaldos.

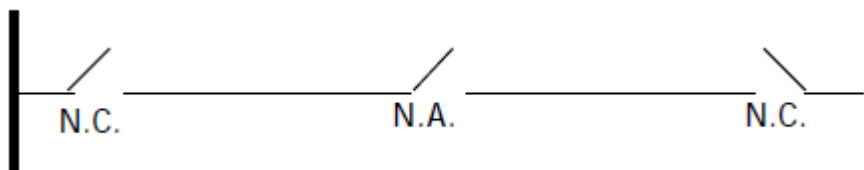
Aquí el porcentaje de ocupación de la red para el caso del dibujo (cuatro salidas y un cero) es del 80%.

1.1.11. Estructura de respaldo interconectadas

Las estructuras de respaldo interconectadas se dividen en 3 partes:

- Pétalo apoyado: está formado por una línea troncal que, partiendo de una subestación, tiene un punto de conexión (normalmente abierto) con una línea troncal de otra subestación.

Figura 5. **Pétalo apoyado**



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

Al igual que en el pétalo, la ocupación máxima de la red es del 50% de su capacidad nominal si se desea un efectivo socorro.

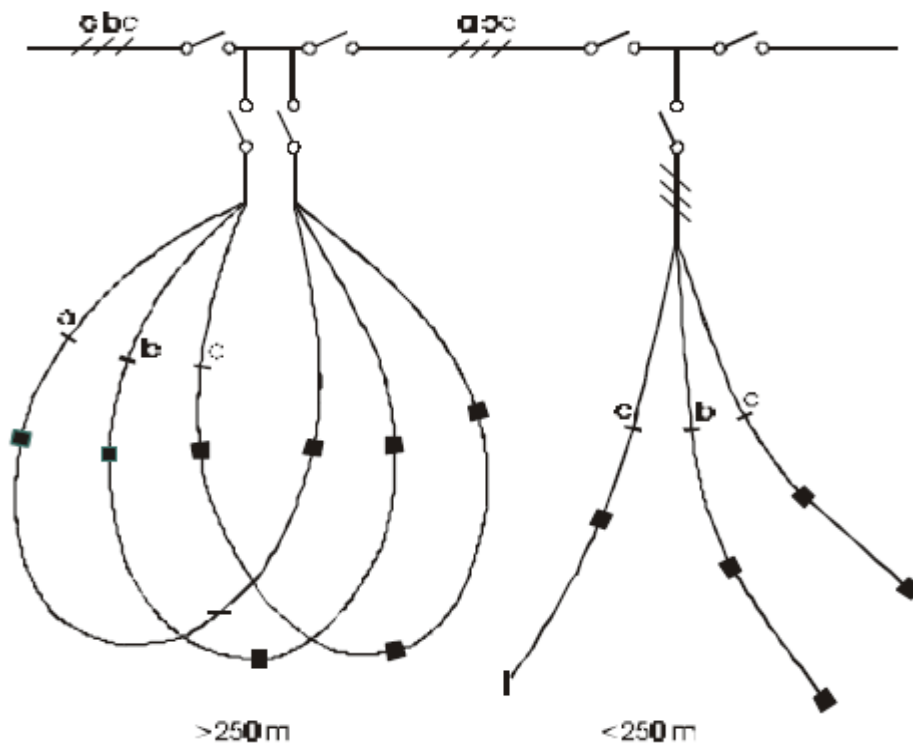
- Huso apoyado: está formado por un cable llamado "0" que partiendo de una subestación, tiene un punto de conexión en una barra donde convergen todos los cables (llamada centro de reflexión) con un cable llamado "0" de otra subestación.

- Espiga apoyada: en caso debidamente justificado podrá autorizarse la conexión, mediante cable cero, entre centros de reflexión de estructuras independientes para socorro entre subestaciones.

1.1.12. Estructuras derivadas

Para la alimentación de urbanizaciones extensas y de baja densidad de carga, así como en el caso de edificios de gran altura, se podrá derivar de la línea troncal en puntas, hasta una longitud de 250 metros, y en anillo para mayores distancias, montando transformadores monofásicos, según los esquemas siguientes:

Figura 6. Estructura derivada



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

Las derivaciones se harán en cable monofásico para 200 A.

1.1.13. Conexiones de cargas

- Transformador de distribución instalado en el suelo o sobre troncal aéreo

Se hace referencia tanto a los transformadores montados en plataforma (pad mounted) como a los instalados en caseta a pie de poste o en edificio. En ambos casos la acometida al transformador tendrá un elemento que permita aislar de la red aérea (seccionador o puente amovible). Si el transformador no posee fusible se pondrá en la derivación un fusible.

- Cliente sensible

Los clientes que por el tipo de actividad que desarrollan o por el tipo de equipos que manejan se les debe de garantizar el suministro se les podrá aplicar algunas de las siguientes soluciones. Si el cliente se encuentra en una troncal apoyada y el transformador lo permite, debe adaptarse un esquema de entrada y salida. Si el cliente necesita mayor seguridad, se deberá instalar una segunda alimentación y una conmutación entre las dos alimentaciones.

La maniobra podrá ser local, telecontrolada o automática, según sea la situación en la red y los requerimientos del cliente.

2. ELEMENTOS DE PROTECCIONES Y SEÑALIZACIÓN

Las líneas de distribución de energía eléctrica cuentan con elementos de protección para sobrecorriente y sobretensión, los cuales tienen como función principal aislar automáticamente una parte de la red de distribución al presentarse una falla o sobrecarga y conducir a tierra voltajes con valor mayor al máximo aceptado para evitar de esta forma que se pueda originar daño o interfiera con el funcionamiento normal del resto del sistema de distribución.

2.1. Elementos de protección de sobrecorriente

En una red de distribución los elementos de protección contra sobre corriente son: reconectadores, seccionalizadores y fusibles.

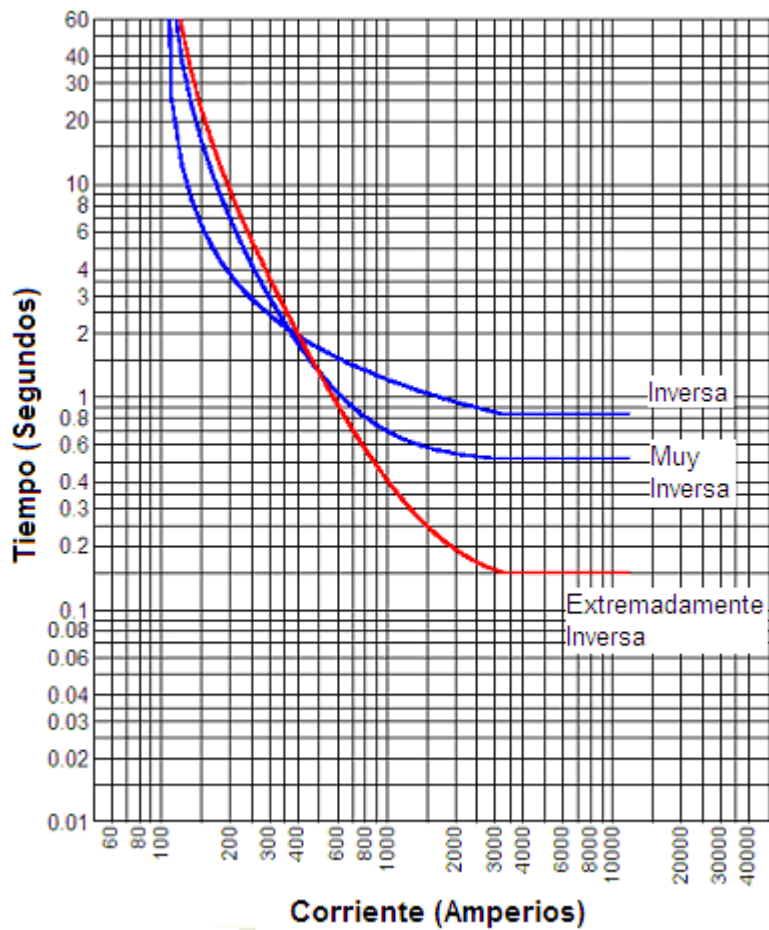
2.1.1. Reconectador de subestación

El reconectador también conocido como protección de cabecera es un dispositivo que tiene la capacidad de conducir corrientes normales de plena carga, y cuenta con la capacidad de interrumpir corrientes de falla extinguiendo el arco provocado por la corriente en cámaras aisladas en SF6 (hexafloruro de azufre), tiene incorporada la capacidad para detectar valores de corriente que superan el valor de ajuste del disparo provocando la apertura automática de sus contactos.

Este dispositivo realiza una serie de conexiones y desconexiones (aperturas y cierres de la línea) del fluido eléctrico a la red de distribución para eliminar fallas temporales que desaparecen al eliminarse la alimentación de la fuente, tal es el caso de las descargas atmosféricas.

Entre las características de capacidad con que un reconectador cuenta esta la de determinar el tiempo que debe tardar en abrir, este tiempo es función del valor en amperios que alcanza la corriente de falla y la curva tiempo corriente que éste tenga programada, también realiza la cantidad de recierres que han sido programados antes de una apertura definitiva.

Figura 7. **Curva de protecciones del reconectador**

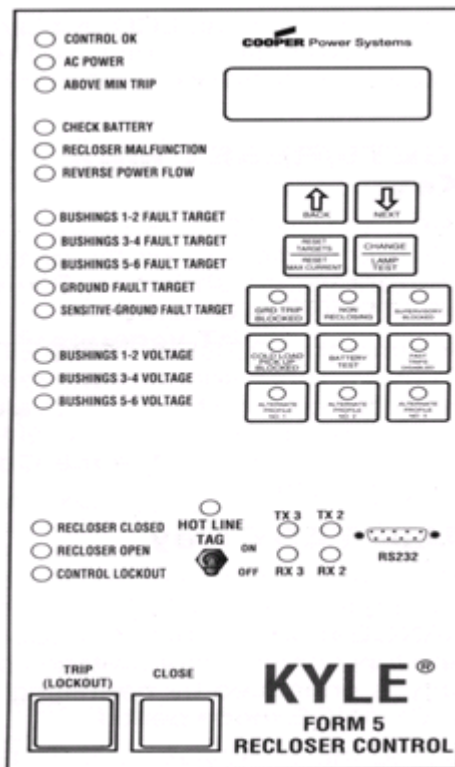


Fuente: Tcc Simulador Cooper.

Existen tres tipos de curvas tiempo-corriente para la operación de un reconectador: inversa, muy inversa y extremadamente inversa, como se muestra en la figura 7.

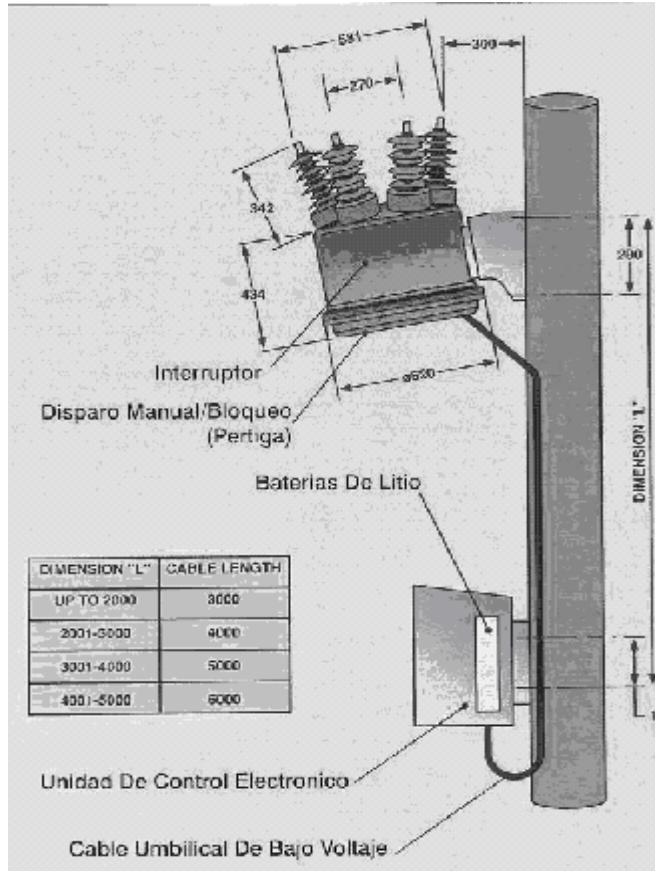
Una salida de media tensión del sector cuenta con reconectores de cabecera instalados en la subestación. Estos reconectores son marca Cooper forma 5, que cuentan con cámaras de extinción aisladas en SF6 (hexafluoruro de azufre) y un panel de control de fácil uso y maniobrabilidad.

Figura 8. **Panel de control de reconectador Cooper**



Fuente: Cooper Power System. *Installation and Operation Instructions.*

Figura 9. Reconectador de línea



Fuente: Cooper Power System. *Installation and Operation Instructions*.

2.1.2. Seccionalizador

El seccionalizador es un aparato de apertura del circuito usado en conjunto con un equipo de protección de recierre automático del lado de la fuente para, automáticamente, aislar tramos de línea con falla de los sistemas eléctricos de distribución.

El seccionalizador censa el flujo de corriente arriba de un nivel predeterminado y cuando la protección del lado de la fuente, en este caso el

reconectador de cabecera, abre para desenergizar el circuito, el seccionalizador cuenta la interrupción de la sobrecorriente. Dependiendo del esquema de coordinación, el seccionalizador deberá abrir durante el primero, segundo o tercer intervalo de la apertura en el tiempo muerto de la protección de cabecera para aislar fallas permanentes y confinarlas a pequeños tramos de la red.

Figura 10. **Seccionalizador**



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

El seccionalizador no tiene capacidad para interrumpir corrientes de falla pero puede ser cerrado en una línea con falla. El seccionalizador abre durante el intervalo de apertura de la protección de cabecera, tiempo muerto del reconectador. Debido a esto, el seccionalizador siempre debe ser instalado

aguas debajo de dispositivos de protección e interrupción de la falla con recierre automático.

Figura 11. Partes que integran un seccionalizador



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

Tabla I. Partes del seccionalizador

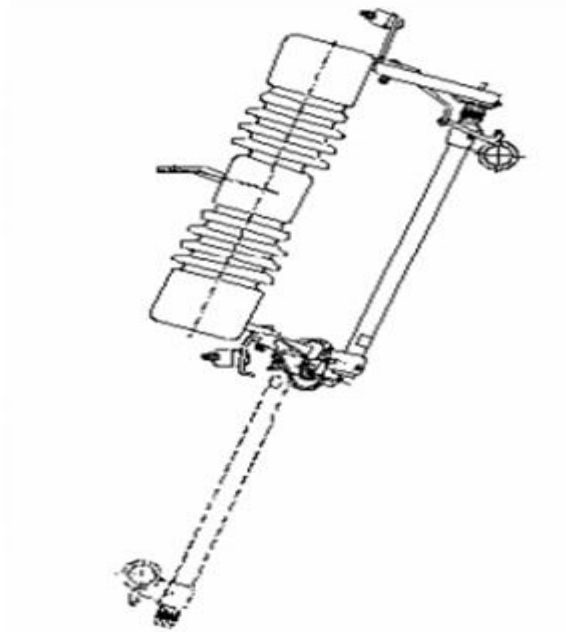
Numero	Descripción
1	Base de montaje tipo cortacircuito
2	Tubo seccionalizador electrónico
3	Tarjeta Electrónica de Control
4	Transformador de corriente
5	Cubierta de encapsulamiento de componentes electrónicos
6	Sistema electromecánico

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

2.1.3. Seccionador fusible de expulsión (*Cut Out*)

Aparato mecánico capaz de abrir y cerrar un circuito con corrientes despreciables. Incluye un elemento fusible que al fundirse provoca la apertura del seccionador.

Figura 12. Base y tubo portafusibles



Fuente: MARTIN, José Raúl. Diseño de subestaciones.

2.1.4. Fusibles

Los fusibles son elementos de protección contra sobre corrientes que hacen las veces de un reconector de línea, siendo más baratos estos. Se emplean ampliamente en aquellos puntos de un ramal donde la línea es relativamente corta o de poca importancia en el que los re conectadores de línea no se justifican.

Su función es la de interrumpir corrientes de falla y sobrecarga que a través de éste circulan, el elemento fusible está colocado dentro de un tubo portafusible, dicho tubo tiene la función de alojarlo y a la vez también, de extinguir el arco por medio del alargamiento de la flama, y por un revestimiento interno de ácido bórico el cual se logra por la acción desionizadora del vapor y la turbulencia de las partículas de óxido de boro.

Los listones fusible o elementos fusible tienen asociada una curva de operación tiempo – corriente como se puede observar en la figura 7 que se diferencia una de otra por la forma de la curva.

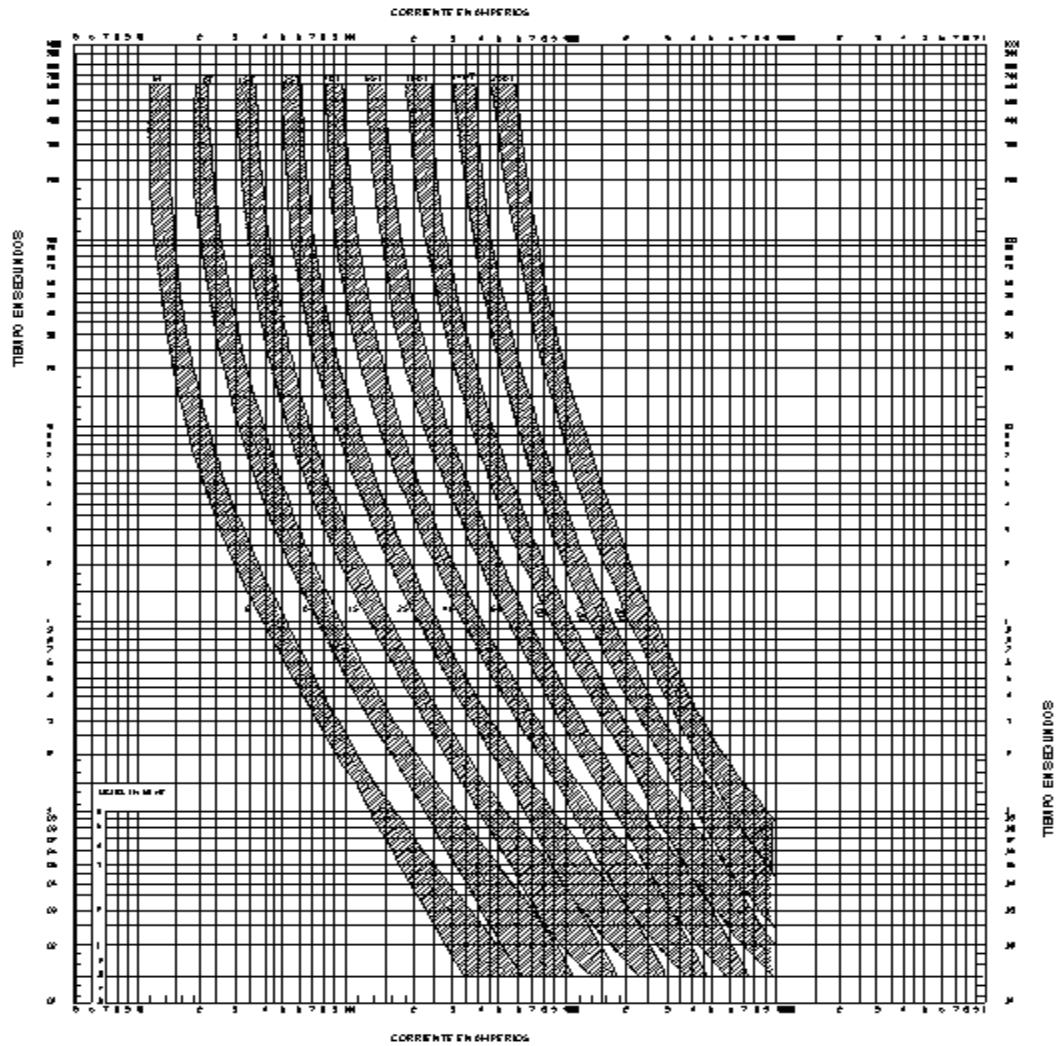
Entre, los listones fusibles existen tipo K, tipo T y tipo E, que como ya se mencionó tienen curvas de operación diferente y por lo tanto también comportamiento diferente. Un fusible de 10 amperios (A) tipo K, se comporta de forma diferente de un fusible de 10 amperios (A) tipo T.

Para un mismo fusible existen dos curvas, la curva mínima de fusión, que opera con la corriente mínima y el tiempo en el que el fusible comienza a fundirse, y la curva máxima de liberación de la falla, que indica para ese valor de corriente, el tiempo máximo que toma extinguir el arco y liberar la falla.

Dentro de un mismo tipo de fusible existe una subdivisión que los diferencia en valores preferidos y valores no preferidos. Para la correcta coordinación de protecciones con fusibles es necesario que se instalen fusibles del mismo tipo y subconjunto. El fabricante garantiza que un fusible de 6 amperios se fundirá antes que uno de 10 amperios, uno de 10 amperios se fundirá antes que uno de 15 amperios y uno de 15 amperios se fundirá antes que uno de 25 amperios y así sucesivamente hasta llegar al fusible de mayor valor, si estos son del mismo tipo y subdivisión, pero no garantiza que uno de 8

amperios no preferidos se funda antes que uno de 10 amperios preferido o que uno de 10 amperios preferido se funda antes que uno de 12 amperios no preferido.

Figura 13. Curvas de tiempo Vrs corriente para tipo K



Fuente: *General Electric. Electrical distribution & control.*

Para que un sistema de distribución protegido con fusibles funcione adecuadamente, es necesario que se seleccione uno de estos subconjuntos.

2.2. Elementos de protección contra sobretensión

En una red de distribución de energía eléctrica una sobretensión puede ocurrir por descargas atmosféricas que incidan directamente en los conductores de la línea o por inducción al incidir cerca o en el hilo de guarda. A sí mismo la red de distribución experimenta sobretensiones por pérdidas inesperadas y significativas de carga, tal es el caso de la quema de un fusible o la apertura automática de un reconectador. Los eventos de baja frecuencia en un sistema también provocan sobretensiones de duración de algunos ciclos.

Para eliminar los efectos de las sobretensiones en las instalaciones y en la carga alimentada, se utilizan pararrayos para conducir a tierra las corrientes producidas por la onda de tensión.

2.2.1. Pararrayos

Los pararrayos son dispositivos eléctricos constituidos por una serie de elementos resistivos no lineales que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descarga atmosféricas, operaciones imprevistas de interruptores o cortacircuitos y eventos de baja frecuencia.

Los pararrayos para que se consideren efectivos en la protección contra sobretensiones deben tener tres características principales: comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda el valor de tensión máxima de servicio, de operación y la última característica es conducir a tierra la corriente producida por la onda de sobretensión.

Los pararrayos que más se utilizan para la protección contra sobretensiones en las redes de distribución son los autovalvulares que están equipados con resistencia de óxidos metálicos de característica extremadamente no lineal y exento de descargadores. En condiciones normales de funcionamiento, es decir, aplicando la tensión normal de la línea, estos pararrayos conducen a tierra una corriente de miliamperios que puede ser tolerada de forma permanente. Al aumentar la tensión, el valor de la resistencia disminuye muy rápidamente, conduciendo a tierra la sobre tensión. Al no llevar explosores de aire la actuación es más rápida, consiguiéndose a sí mismo, un mayor margen de protección.

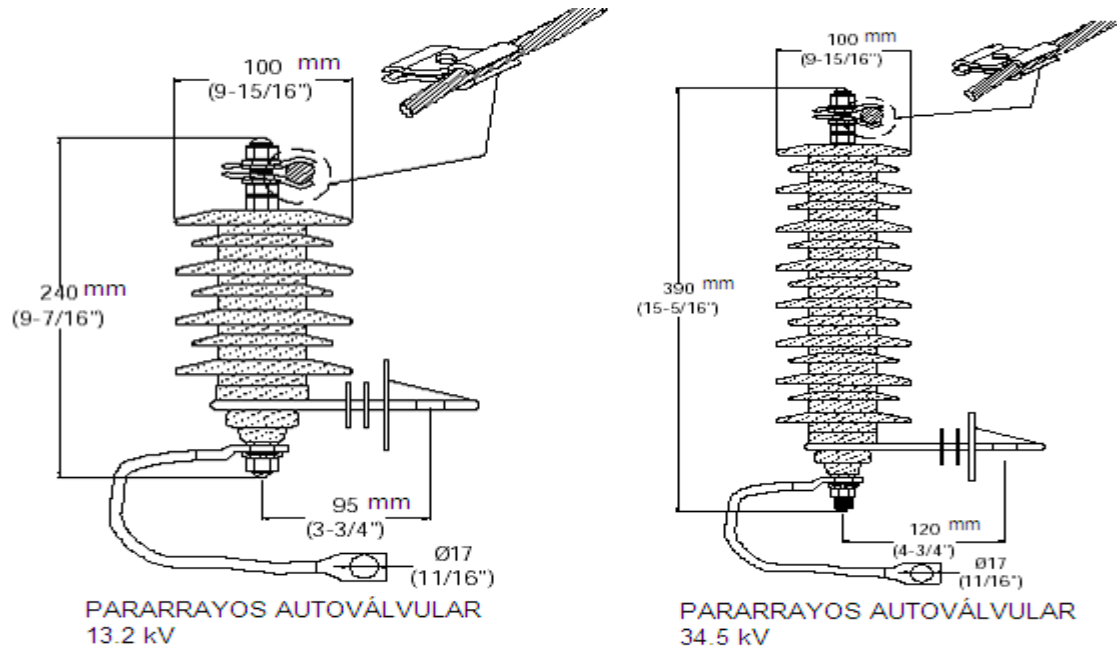
Las características más importantes tanto eléctricas como físicas de los pararrayos autovalvulares para distribución se resumen a continuación:

Tabla II. **Características eléctricas de pararrayos autovalvulares**

TENSIÓN ASIGNADA	13.2 kV	34.5 kV
Tensión nominal	10 kV	27 kV
Tensión de descarga (8/20 μ s- 10 kA.)	≥ 30 kV	≥ 78 kV
Tensión máxima de servicio	8.4 kV	22 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA	10 kA
Frecuencia nominal	60 Hz	60 Hz
Máx. tensión descarga residual onda 8/20 μ s	33 kV	89 kV

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

Figura 14. Características físicas de pararrayos autoválvulares



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

Tabla III. Características físicas de pararrayos autoválvulares

Tensión Asignada	13.8 kV	34.5 kV
Altura total	240 mm	390 mm
Distancia del centro del pararrayos al centro De sujeción del taladro	95 mm	120 mm
Diámetro de la campana	≥100 mm	≥100 mm
Peso Aproximado	2 kg	4.4 kg
Distancia de Fuga (mm)	≥400 mm	≥900 mm

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

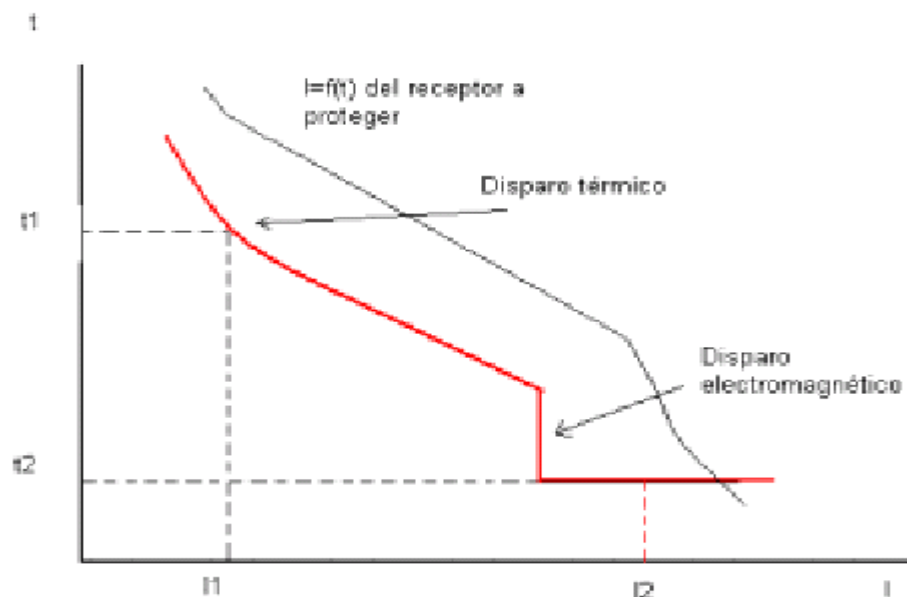
2.3. Elementos de protección para maniobras

Son los elementos empleados para conectar o desconectar partes de la red. Estos dispositivos se clasifican según sea su capacidad para ser operados con o sin carga.

2.3.1. Interruptor

Elemento que permite la apertura y cierre de la intensidad nominal, el medio de interrupción del arco voltaico puede ser aire, aceite, vacío o SF6 y su operación puede ser local (mediante pértiga, palanca o con un control que accione un motor) o a distancia (interruptor telecontrolado).

Figura 15. Curva de disparo interruptor

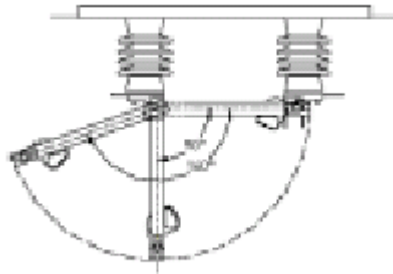


Fuente: Unidad técnica Deocsa.

2.3.2. Seccionador

Aparato mecánico capaz de abrir y cerrar un circuito con corrientes despreciables. Existen dos tipos de seccionadores: los de cuchillas y los basados en los seccionadores fusibles de expulsión, en los que se ha sustituido el tubo portafusible por una barra de cobre.

Figura 16. **Seccionador**



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

2.4. Elementos de señalización

Una red de distribución de energía eléctrica cuenta con dispositivos de señalización instalados permanentemente, estos tienen la función de indicar a simple vista si un circuito se encuentra abierto o cerrado o si en el punto donde están colocados ha circulado una corriente arriba de lo establecido como normal.

2.4.1. Detector de paso de falla

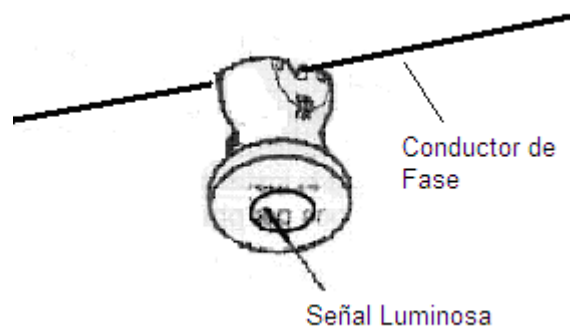
Es un elemento único y exclusivamente de señalización instalada en los conductores de una red de distribución, que indica, de una forma luminosa, si en el punto donde se encuentra ha circulado una corriente de falla.

La reposición de estos elementos a su estado normal se puede dar por presencia de tensión, corriente de valor aceptable o por tiempo.

Los detectores de paso de falla son muy útiles para el personal de mantenimiento correctivo que revisa las líneas de distribución en busca de fallas permanentes, ya que estos pueden ser observados desde el suelo y puede determinarse si en este lugar circulo una corriente con valor arriba de lo normal.

Estos elementos de señalización son instalados en puntos estratégicos de una red de distribución, principalmente en las derivaciones muy largas.

Figura 17. Detector de paso de falla



Fuente: Manual de detectores de falla *flite*.

2.4.2. Reconectador

Los reconectores tanto de cabecera como de línea pueden ser utilizados como elementos de señalización de acceso rápido. En los reconectores se puede verificar si estos se encuentran abiertos o cerrados en el control electrónico o mando si se trata de un reconector de línea hay necesidad que una persona se suba al poste y verifique el estado del reconector, proceso que toma tiempo y no es de acceso rápido.

Los reconectores, como elementos de señalización de acceso rápido, se pueden consultar sin necesidad de usar el control electrónico, esto es observando que en la cuba del reconector esté una bandera que indica abierto sobre un fondo de color verde o cerrado sobre un fondo de color rojo, señal de fácil acceso que se puede observar desde el suelo si es el caso de un reconector de línea, evitando la necesidad de una persona suba al poste a determinar el estado del reconector.

2.5. Criterios de protección

Los elementos de un sistema eléctrico están conectados entre sí, en la mayoría de los casos a través de un interruptor, reconector o seccionador fusible de expulsión que reaccionan ante una perturbación permitiendo aislar cualquier elemento de la red en un tiempo mínimo.

En la coordinación de reconector de cabecera con seccionalizador, se asume que el primero está programado para operar en su primera apertura en curva rápida (R) y dos en curva lenta (2L) que es la coordinación común.

Las protecciones juegan un papel muy importante en el funcionamiento de los sistemas eléctricos, puesto que es de ellas de quien dependen en gran parte la seguridad de todo el conjunto, así como la continuidad del servicio.

Para conseguir una protección adecuada hay que tener en cuenta dos vertientes que han de ser complementarias.

Una, las protecciones necesarias para cada elemento de la red frente a sus propios fallos.

Otra, las protecciones que ha de desempeñar un papel más general en el conjunto del sistema.

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

La protección principal de las redes de media tensión estará confiada al interruptor automático de cabecera de línea.

En redes aéreas urbanas y rurales, el interruptor de cabecera estará dotado de reenganche automático con posibilidad de ciclo $R + 2L$.

En redes aéreas rurales o mixtas podrán instalarse reconectores intermedios en aquellos casos en que bien por segmentación de mercado, bien por longitud de línea se justifique.

En los puntos de la red en los que se prevea una potencia de cortocircuito superior a la capacidad del fusible de expulsión, se instalara asociado con fusibles de alto poder de corte.

- Protección contra sobretensiones

Los transformadores sobre poste se protegerán contra sobretensiones mediante autovalvulas de óxido metálico incorporados a los mismos (autoprotegido).

En los pasos aéreo subterráneo se instalarán autovalvulas de óxido metálico.

Los conductores forrados se protegerán contra sobretensiones atmosféricas mediante autovalvulas tal como está previsto en el proyecto tipo de DEOCSA.

3. TELECONTROL

3.1. Sistemas de telecontrol en media tensión

Es un conjunto de dispositivos físicos *hardware* y de programas *software*, mediante el cual podemos comunicar interruptores electrónicos de media y alta tensión para compartir información (entradas analógicas que trasladan las medidas de voltaje y corriente, entradas digitales que muestran el estado de la posición a nivel de interruptor y protecciones eléctricas, salidas digitales para realizar aperturas y cierres de posiciones, etc.), así como trabajo (Gestión de base de datos de control y procesamiento de datos, etc.). A cada uno de los interruptores conectados a la red se le denomina posición o celda.

3.2. Topología más usada en las redes de telecontrol

Se llama topología de una red al patrón de conexión entre sus nodos, es decir, a la forma en que están interconectados los distintos nodos que la forman. Los criterios a la hora de elegir una topología, en general, buscan que eviten el coste del encaminamiento (necesidad de elegir los caminos más simples entre el nodo y los demás), dejando en segundo plano factores como la renta mínima, el coste mínimo, etc. Otro criterio determinante es la tolerancia a fallos o facilidad de localización de éstos. También tenemos que tener en cuenta la facilidad de instalación y reconfiguración de la red.

Hay dos clases generales de topología utilizadas en redes de área local: topología tipo bus y topología tipo anillo. A partir de ellas derivan otras que reciben nombres distintos dependiendo de las técnicas que se utilicen para

acceder a la red o para aumentar su tamaño. Algunas personas consideran también la topología estrella, en la que todos los nodos se conectan a uno central. Aunque en algunos casos se utilice, una configuración de este tipo no se adapta a la filosofía LAN, donde uno de los factores más característicos es la distribución de la capacidad de proceso por toda la red. En una red estrella gran parte de la capacidad de proceso y funcionamiento de la red estarán concentradas en el nodo central, el cual deberá de ser muy complejo y muy rápido para dar un servicio satisfactorio a todos los nodos.

3.2.1. Topología en bus

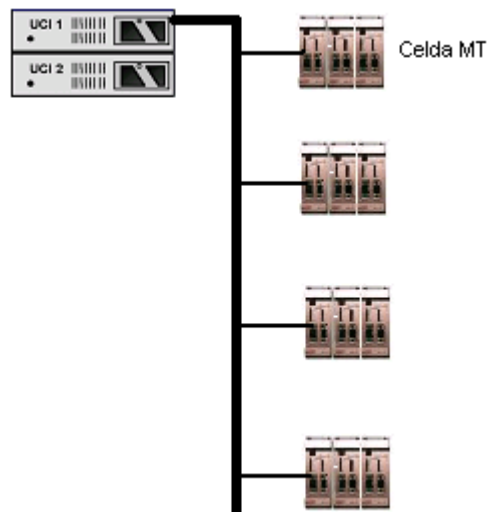
Una red en forma de bus o canal de difusión es un camino de comunicación bidireccional con puntos de terminación bien definidos. Cuando una estación transmite, la señal se propaga a ambos lados del emisor hacia todas las estaciones conectadas al bus hasta llegar a las terminaciones del mismo. Así, cuando una estación transmite su mensaje alcanza a todas las estaciones, por esto el bus recibe el nombre de canal de difusión.

Otra propiedad interesante es que el bus actúa como medio pasivo y por lo tanto, en caso de extender la longitud de la red, el mensaje no debe ser regenerado por repetidores (los cuales deben ser muy fiables para mantener el funcionamiento de la red). En este tipo de topología cualquier ruptura en el cable impide la operación normal y es muy difícil de detectar. Por el contrario, el fallo de cualquier nodo no impide que la red siga funcionando normalmente, lo que permite añadir o quitar nodos a la red sin interrumpir su funcionamiento.

Una variación de la topología en bus es la de árbol, en la cual el bus se extiende en más de una dirección facilitando el cableado central al que se le añaden varios cables complementarios.

La técnica que se emplea para hacer llegar la señal a todos los nodos es utilizar dos frecuencias distintas para recibir y transmitir. Las características descritas para el bus siguen siendo válidas para el árbol.

Figura 18. **Topología de bus de red de telecontrol**



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

3.2.2. Topología en anillo

Esta se caracteriza por un camino unidireccional cerrado que conecta todos los nodos. Dependiendo del control de acceso al medio, se dan nombres distintos a esta topología: bucle; se utiliza para designar aquellos anillos en los que el control de acceso está centralizado (una de las estaciones se encarga de controlar el acceso a la red). Anillo; se utiliza cuando el control de acceso está distribuido por toda la red. Como las características de uno y otro tipo de la red son prácticamente las mismas, se utiliza el término anillo para las dos.

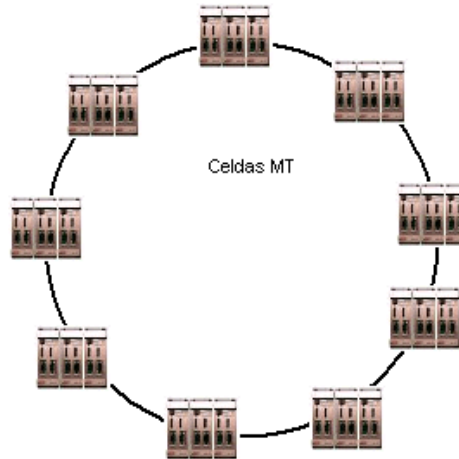
En cuanto a fiabilidad, presenta características similares al bus: la avería de una estación puede aislarse fácilmente, pero una avería en el cable inutiliza la red. Sin embargo, un problema de este tipo es más fácil de localizar, ya que el cable se encuentra físicamente dividido por las estaciones. Las redes de éste tipo, a menudo, se conectan formando topologías físicas distintas al anillo, pero conservando la estructura lógica (camino lógico unidireccional) de éste. Un ejemplo de esto es la topología en anillo/estrella. En esta topología los nodos están unidos físicamente a un conector central (llamado concentrador de cables o centro de cableado) en forma de estrella, aunque se sigue conservando la lógica del anillo (los mensajes pasan por todos los nodos). Cuando uno de los nodos falla, el concentrador aísla el nodo dañado del resto del anillo y permite que continúe el funcionamiento normal de la red. Un concentrador admite del orden de 10 nodos.

Para expandir el anillo, se pueden conectar varios concentradores entre sí formando otro anillo, de forma que los procedimientos de acceso siguen siendo los mismos. Para prevenir fallos en esta configuración se puede utilizar un anillo de protección o respaldo.

De esta forma se ve como un anillo, en realidad, proporciona un enlace de comunicaciones muy fiable ya que no sólo se minimiza la posibilidad de fallo, sino que éste queda aislado y localizado (fácil mantenimiento de la red).

El protocolo de acceso al medio debe incluir mecanismos para retirar el paquete de datos de la red una vez llegado a su destino. Resumiendo, una topología en anillo no es excesivamente difícil de instalar, aunque gaste más cable que un Bus, pero el costo de mantenimiento sin puntos centralizadores puede ser intolerable. La combinación estrella/anillo puede proporcionar una topología muy fiable sin el costo exagerado de cable como estrella pura.

Figura 19. **Topología en anillo de red de telecontrol**



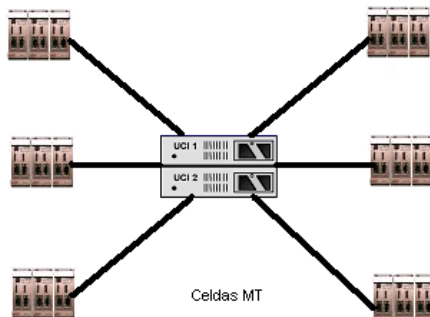
Fuente: Unidad técnica Deocsa.

3.2.3. **Topología estrella**

La topología en estrella se caracteriza por tener todos sus nodos conectados a un controlador central. Todas las transacciones pasan a través del nodo central, siendo éste el encargado de gestionar y controlar todas las comunicaciones. Por este motivo, el fallo de un nodo en particular es fácil de detectar y no daña el resto de la red, pero un fallo en el nodo central desactiva la red completa.

Una forma de evitar un solo controlador central y, además, aumentar el límite de conexión de nodos, así como una mejor adaptación al entorno, sería utilizar una topología en estrella distribuida. Este tipo de topología está basada en la topología en estrella pero distribuyendo los nodos en varios controladores centrales. El inconveniente de este tipo de topología es que aumenta el número de puntos de mantenimiento.

Figura 20. **Topología en estrella de red de telecontrol**



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

3.3. Características particulares del sistema de telecontrol MT

Se hará una descripción de la nueva instalación: equipos de telecontrol, interruptor-electrónico, tipo y disposición de celdas, obra necesaria para la adaptación de los nuevos elementos.

3.4. Funcionalidad del sistema de telecontrol MT

Los sistemas de telecontrol MT son muy distintos a los sistemas de telecontrol en las subestaciones, por eso es necesario que se tenga presente las siguientes consideraciones.

3.4.1. Criterios de arquitectura de red

La selección de los puntos de telecontrol se realizará de acuerdo con los criterios de la normativa de arquitectura de la red, que define como elementos de telecontrol los siguientes:

3.4.1.1. Red aérea

Se considera que el interruptor de cabecera está ya telecontrolado en la subestación.

- Interruptor en punto frontera telemandable. (Se entiende por punto frontera aquel que separa la red alimentada por cada subestación o diferentes salidas de una misma subestación, en situación normal de explotación);
- Interruptor telemandable en puntos intermedios (entre interruptor de cabecera y punto frontera);
- Interruptor telemandable en derivaciones de gran importancia.

3.4.2. Criterios de explotación

La operatividad que, ya sea desde el puesto de mando, realizada por los operadores de los diferentes Centros de Maniobra de Distribución ó bien de forma automática, dará respuesta rápida para el restablecimiento del suministro de energía eléctrica cuando se produzca una interrupción de éste, motivado por un fallo en un punto de una red de distribución de media tensión que esté dotada de interruptores telemandables.

3.4.3. Criterios de comunicaciones

El sistema adoptado para los interruptores está basado en una comunicación por onda portadora, que utiliza como soporte físico la propia red de distribución en media tensión, permitiendo comunicaciones bidireccionales, por lo que soporta todo tipo de funciones de control y mando.

No obstante, el sistema también permitirá utilizar otros medios de comunicación; radio punto a punto, *Trunking*, telefonía GSM, fibra óptica, etc... para aquellos puntos en los que, por sus excepcionales circunstancias, tenga más dificultad técnica y económica el uso de portadora.

La integración de este sistema para la red de M.T. en el sistema general de telecontrol de DEOCSA, permite compartir varios elementos del sistema con la optimización de recursos consiguiente.

Según esto, podemos distinguir un ámbito de actuación integrado hasta la subestación, de otro particular en la propia red M.T.

3.4.4. Telecontrol M.T.

La comunicación entre las unidades de control integrado de subestación y las remotas de telecontrol de la red M.T. se realiza por la propia red y por tanto es necesario que los diferentes elementos de maniobra no corten la línea y, consiguientemente, el camino de comunicación, puesto que en este caso, podrían quedar algunas zonas de la red aisladas del puesto central y sin acceso a un determinado número de equipos de control. Si esto ocurriera, estos equipos quedarían fuera de servicio y la reposición de la línea debería hacerse manualmente.

Por ello es imprescindible la coordinación con los criterios de explotación y arquitectura de red.

En las subestaciones, las protecciones de línea M.T. están asociadas a los interruptores de cabecera, produciéndose la apertura automática del mismo en caso de falta, con la consiguiente interrupción del enlace de comunicación si la

señal se inyectase en la barra. Para evitarlo, se hace necesario inyectar la señal a la salida de todas las líneas con elementos telemandables, acoplándolos detrás del interruptor de cabecera.

Además, como la comunicación por onda portadora, de alta frecuencia no precisa tensión eléctrica en la línea por la cual transmite o recibe, será independiente del estado abierto o cerrado de dichos interruptores siempre que exista continuidad física en la línea.

Por el mismo motivo, para el gobierno de los interruptores situados en la Red, es necesario tomar la señal que va a la remota antes de los interruptores telecontrolados, es decir, del lado de la subestación y no de la carga.

Los puntos definidos como frontera entre dos subestaciones y que se exploten como tales, necesitan acoplar la señal por ambos lados del interruptor con objeto de garantizar la comunicación por cualquiera de ellos y permitir las maniobras necesarias sobre los puntos intermedios entre este punto frontera y la subestación.

Asimismo, los centros de reflexión en red urbana deberán acoplar la señal delante del interruptor, a la entrada del cable cero o reserva de cada subestación, hasta un máximo de tres diferentes.

3.5. Sistema de telecontrol MT

En este apartado se pretende definir la filosofía de telecontrol que se utiliza en MT.

3.5.1. Características generales

La filosofía general del proyecto queda definida por los siguientes puntos:

- Centralización. El telecontrol de la red de distribución queda centralizado en despachos situados a nivel de zona o de área;
- Interfaz Operador/Sistema. El interfaz Operador/Sistema está constituido por una aplicación de tipo SCADA que deberá ser independiente del sistema, por lo que el frontal de comunicaciones del mismo deberá tener la capacidad de emular los protocolos utilizados por los equipos terminales;
- Inteligencia distribuida por niveles. Se establecen diversos niveles, coincidentes con los diferentes equipos constitutivos del sistema. A cada uno de estos niveles se le asignan una serie de funciones, dependiendo de la naturaleza de la información de que dispongan y de esta manera se descargan paulatinamente los niveles superiores;
- Limitación de la señalización. Teniendo en cuenta la cantidad de puntos y con el fin de no enviar a los centros de control información innecesaria que la haría inmanejable, sólo se transmitirá la referente a posición de interruptor y detección de paso de falta. Las medidas analógicas no se utilizarán a nivel de red M.T. aunque están disponibles.

3.5.2. Descripción arquitectura general

El sistema de telecontrol para interruptores en la red de media tensión adopta una estructura jerarquizada por niveles en cuanto a las funciones y ramificada en cuanto a las comunicaciones bidireccionales entre los distintos niveles, de forma que dependiendo del tipo de información a procesar en cada nivel, se descargan de tareas paulatinamente a los niveles superiores.

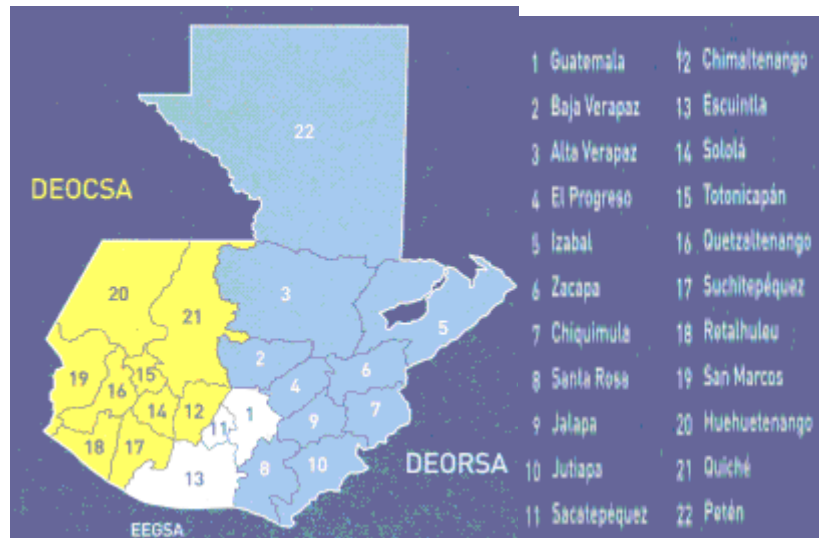
Esto permite realizar las funciones de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) de forma centralizada desde una sola estación central, accediendo a un gran número de terminales remotos dispersos por la red de media tensión.

4. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL SECTOR SUR OCCIDENTE 2 DEOCSA

4.1. Ubicación geográfica del sector

Actualmente en Guatemala las redes de distribución de energía eléctrica en los 23 departamentos son operadas por 4 empresas, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. (DEOCSA), Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (DEORSA), Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA) y Empresas Eléctricas Municipales. Las dos primeras son propiedad de la empresa UNION FENOSA.

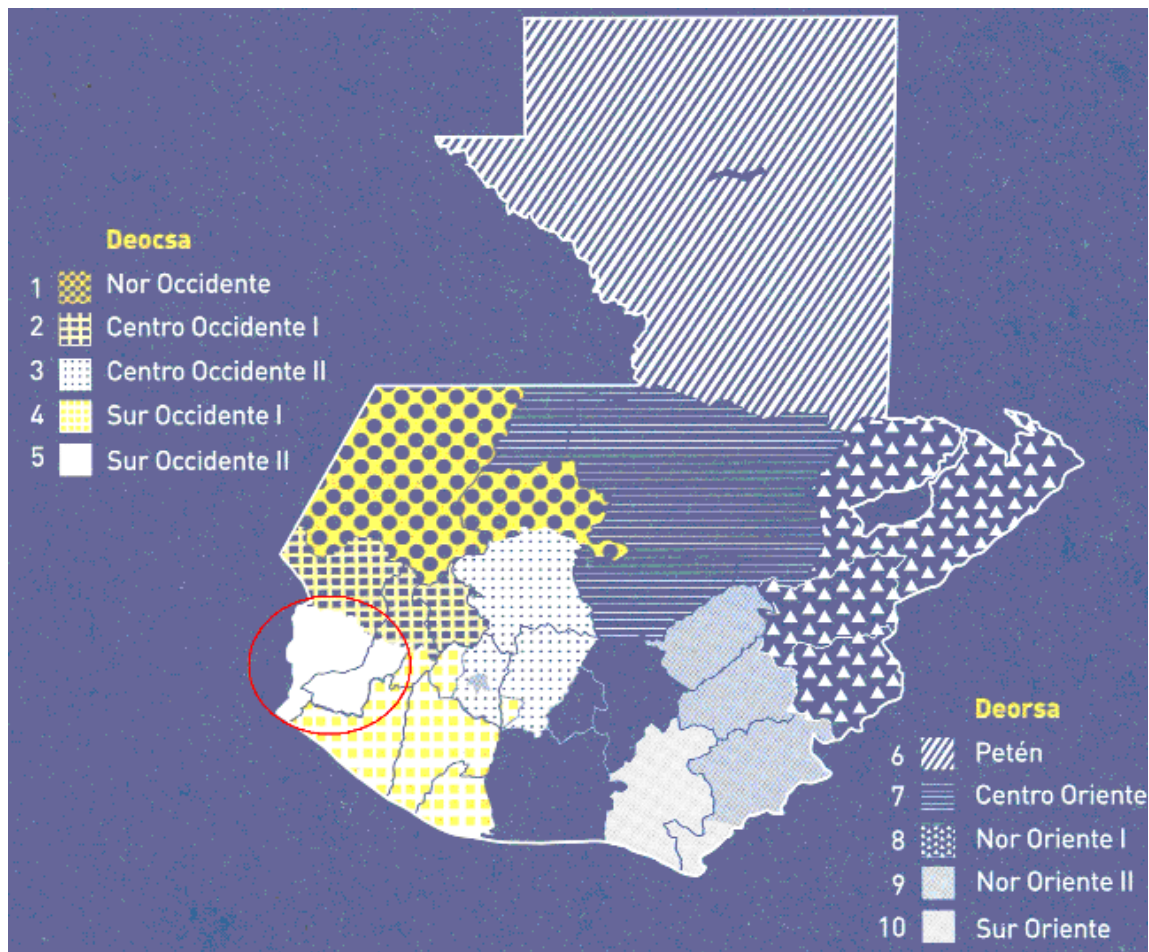
Figura 21. **Empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala**



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

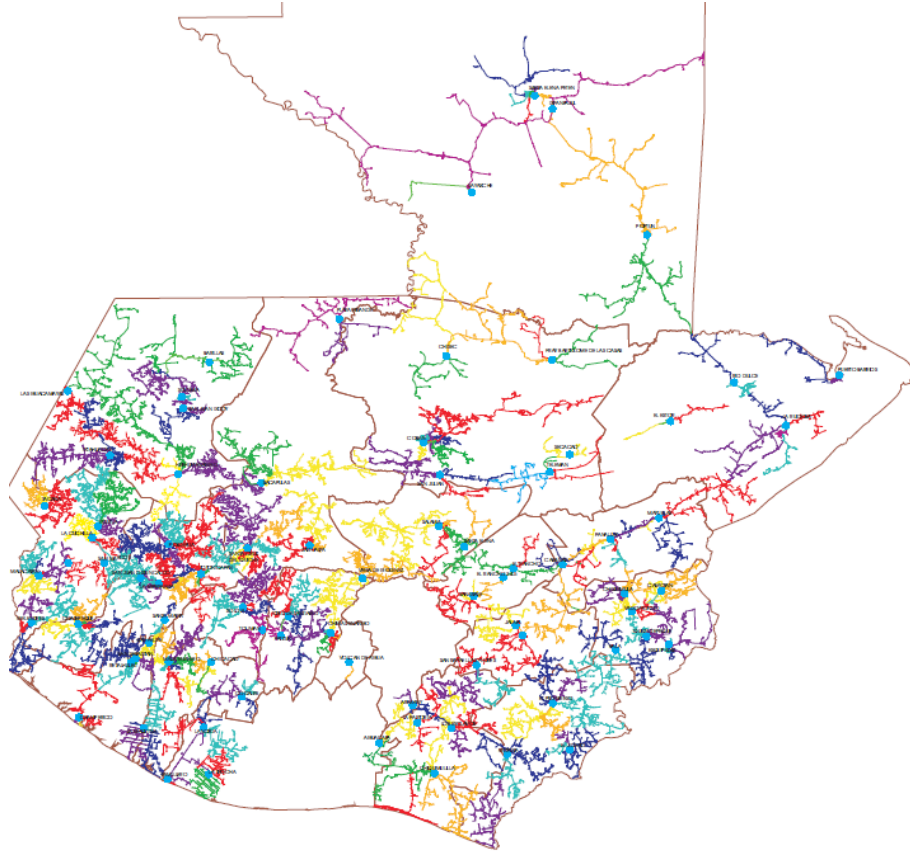
La organización en el área de Distribución de Unión Fenosa está conformada por 10 sectores en todo el país, cinco en oriente y cinco en occidente, geográficamente debidamente distribuidos, responsable cada uno del mantenimiento de la red de distribución para mantener la continuidad del servicio de energía eléctrica a todos los usuarios del sector. En el círculo de color rojo se muestra el sector Sur Occidente II que abarca la zona costera del departamento de San Marcos y Quetzaltenango.

Figura 22. **Zona geográfica del sector Sur Occidente 2**



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

Figura 23. **Topología eléctrica del sector Sur Occidente 2**



Fuente: Base de datos instalaciones Deocsa.

4.2. Área de cobertura

Los municipios que abarca la red de distribución de energía eléctrica del Sector Sur Occidente II son los indicados en la tabla III.

Tabla IV. **Área de cobertura del sector Sur Occidente 2**

Departamento	Municipio
Quetzaltenango	Colomba Costa Cuca
	Genova Costa Cuca
	Flores Costa Cuca
	Coatepeque
San Marcos	San Rafael Pie de la Cuesta
	San Jose el Rodeo
	San Pablo
	Malacatan
	Catarina
	Tecun Uman
	Ocos
	Pajapita
	Nuevo Progreso
	Tumbador
	El Quetzal
	La Reforma

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

4.3. Datos de sus instalaciones

En esta sección se describirán los datos más importantes de las instalaciones del sector como lo son las subestaciones y la clasificación de las salidas de media tensión.

4.3.1. Subestaciones

Subestación de Coatepeque: se encuentra ubicado en el municipio del mismo nombre en el kilómetro 223.5 sobre la carretera del Pacífico a una altura sobre el nivel del mar de 500 metros. Esta subestación puede ser alimentada por una línea de 69 kV desde la subestación Brillantes que está ubicada en

Retalhuleu o de la Subestación Meléndez que está ubicada en el cruce de la Virgen del Municipio de Ayutla. En esta subestación, por medio de un transformador de potencia, se reduce el voltaje y se energiza la barra en 13,8 kV de la cual se derivan siete salidas de media para los municipios y localidades aledañas.

Subestación de Melendrez: se encuentra ubicado en el cruce de la Virgen del municipio de Ayutla en el kilometro 250 sobre la carretera del Pacífico a una altura sobre el nivel del mar de 300 metros. Esta subestación puede ser alimentada por la línea de 69 kV desde la subestación Coatepeque que está ubicada en la ciudad de Coatepeque o de la línea de 69 kV desde la Subestación Malacatán, que está ubicada en la ciudad de Malacatán. En esta subestación, por medio de un transformador de potencia, se reduce el voltaje y se energiza la barra en 13,8 kV de la cual se derivan cuatro salidas de media para los municipios y localidades aledañas.

Subestación de Malacatán: se encuentra ubicado en el municipio del mismo nombre en el kilometro 275 sobre la carretera interamericana a una altura sobre el nivel del mar de 500 metros. Esta subestación puede ser alimentada por la línea de 69 kV desde la subestación Melendrez que está ubicada en el cruce de la virgen que pertenece al municipio de Ayutla o de la línea de 69 kV desde la Subestación San Marcos, que está ubicada en la ciudad de San Marcos, estas subestaciones por medio de un transformador de potencia reduce el voltaje y energiza la barra en 13,8 kV de la cual se derivan cinco salidas de media para los municipios aledaños.

4.3.2. Clasificación de las salidas de media tensión

El voltaje de la línea de transmisión propiedad de ETCEE que alimenta las 4 subestaciones del sector es de 69 kV y cada uno con un transformador de potencia reduce el voltaje a 13,8 kV para alimentar un total de 16 salidas de media tensión.

Las salidas de media tensión se han clasificado en Tipo A, B y C considerando si el tipo de carga es urbana y/o rural y su longitud en kilómetros.

Las salidas de media tensión tipo A son aquellas con carga puramente urbanas y su longitud en kilómetros es corta, en promedio 30 km.

Las salidas de media tensión tipo B y C son aquellas con carga urbana y/o rural y su longitud en kilómetros más largas que el tipo anterior.

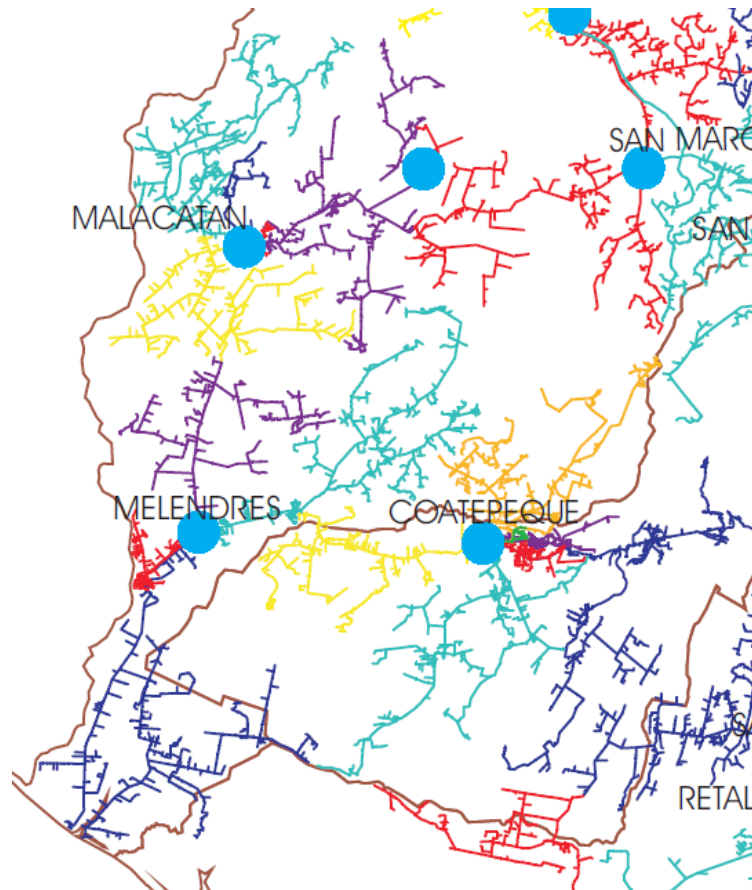
Tabla V. Datos de las instalaciones del sector sur Occidente 2

ITEM	SUBESTACION	SALIDA DE MEDIA TENSION	TIPO	POTENCIA INSTALADA (KVA)	CANTIDAD CLIENTES	LONGITUD TOTAL (KMS)	FACTURACIÓN MENSUAL
1	SE COATEPEQUE.	COATEPEQUE CIUDAD	A	8%	6%	2%	13%
2	SE COATEPEQUE.	COATEPEQUE PARQUE CENTRAL	A	9%	7%	3%	8%
3	SE COATEPEQUE.	COATEPEQUE METATERMINAL	A	3%	1%	1%	2%
4	SE MALACATAN	MALACATAN ESTADIO	A	3%	5%	2%	8%
5	SE MALACATAN	MALACATAN ANTENAS	A	3%	0%	1%	0%
6	SE MELENDRES	TECUN UMAN	A	9%	5%	3%	13%
				35%	24%	12%	44%
7	SE COATEPEQUE.	GENOVA	B	6%	10%	10%	7%
8	SE COATEPEQUE.	COLOMBA	B	10%	6%	10%	5%
9	SE COATEPEQUE.	LAS PALMAS	B	7%	4%	7%	4%
10	SE COATEPEQUE.	QUETZAL	B	7%	7%	9%	4%
11	SE MALACATAN	EL CARMEN FRONTERA	B	6%	13%	11%	9%
12	SE MALACATAN	CATARINA	B	0%	0%	0%	0%
13	SE MALACATAN	SAN PABLO	B	6%	13%	10%	8%
14	SE MELENDRES	PAJAPITA	B	11%	11%	12%	9%
15	SE MELENDRES	OCOS	B	8%	8%	13%	8%
16	SE EL PORVENIR	FINCA EL PORVENIR	B	1%	1%	1%	1%
				62%	72%	81%	54%
17	SE MELENDRES	ZANJON SAN LORENZO	C	3%	4%	7%	3%
				100%	100%	100%	100%

Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

El nombre de la salida de media tensión está relacionado con el lugar o municipio al que suministra energía eléctrica.

Figura 24. **Ubicación geográfica de las subestaciones del sector Sur Occidente 2**



Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

4.4. Diagrama unifilar

A continuación se describe el unifilar que representa las subestaciones y las salidas de alta y media tensión que intervienen en el sistema de distribución de energía eléctrica del sector Sur Occidente II.

Continuación de la figura 25.

N O M E N C L A T U R A	
SIMBOLO	DESCRIPCIÓN
	bypass
	bypass con fusible
	capacitor
	carga
	fusible
	interruptor
	recloser
	seccionador
	seccionador a tierra
	tierra
	transformador
	transformador de tres devanados
	seccionador
	generadores
	regulador de voltaje
	reactor
	transformador potencial de medida
	barra de 230 kV.
	barra de 138 kV.
	barra de 69 kV.
	barra de 34.5 kV.
	barra de 13.8 kV.
	linea de 230 kV.
	linea de 138 kV.
	linea de 69 kV.
	linea de 34.5 kV.
	linea de 13.8 kV.
	Puntos de Conexión para comunicación

Fuente: Centro operación de la red Deocsa.

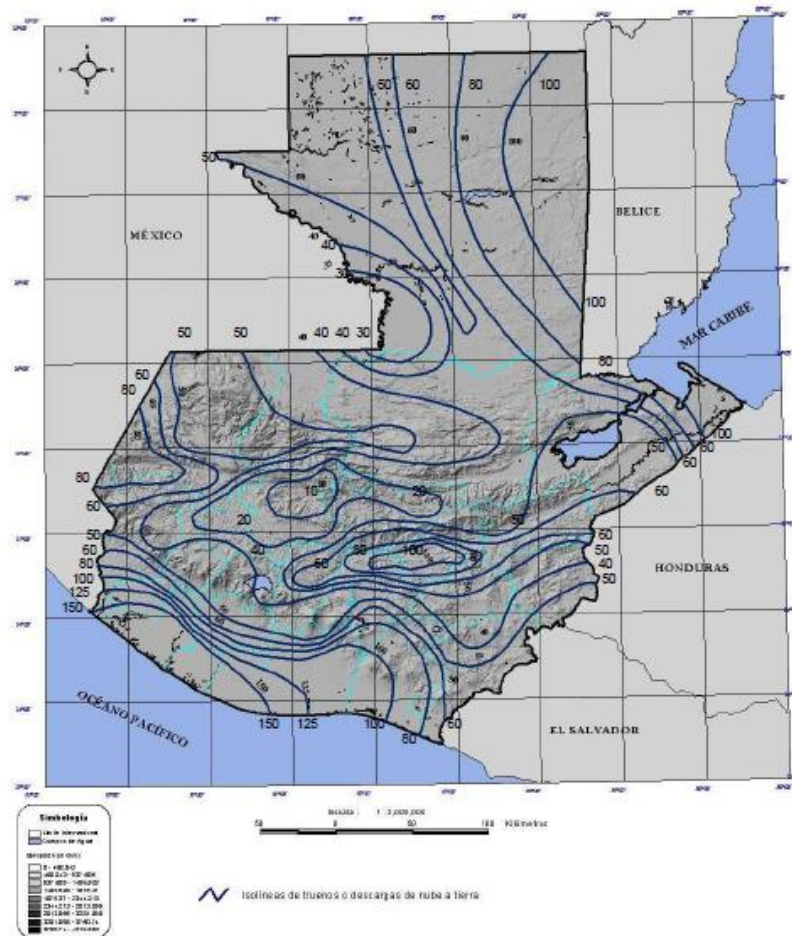
4.5. Niveles isoceraunicos de la región

El nivel ceraunico es el número de días promedio por año, que al menos, se oye un trueno o que exista actividad de tormentas eléctricas en una región determinada. Nombre utilizada por los meteorólogos, para referirse a la actividad eléctrica en la atmosfera (rayos y truenos).

4.5.1. Mapa isoceraunico de Guatemala

El mapa isoceraunico es la representación gráfica de la frecuencia de caída de rayos, en zonas específicas de observaciones meteorológicas efectuadas en la República de Guatemala las cuales son trazadas por isolíneas isoceraunicas (número de días promedio de rayos/año) tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura 26. Nivel isoceraunico en Guatemala



Fuente: TOMAS LAROJ, Gilberto Rafael. Actualización del mapa Ceraunico en Guatemala y su influencia en el diseño de líneas de transmisión. p. 43.

La figura anterior confirma que las regiones tropicales son las que presentan mayor actividad atmosférica; estas regiones críticas son la costa sur, la región nor-este del Petén que colinda con Belice, el departamento de El Progreso y la costa del Caribe (Puerto Barrios), se encuentra la mayor frecuencia de caída de rayos en el Sur Occidente, con un valor de 150 días promedios año de actividad atmosférica.

4.6. Altura sobre el nivel del mar

Para los diseños de protección de líneas y subestaciones, es fundamental tener presente las alturas sobre el nivel del mar, ya que los diseños de los fabricantes está limitado solo a los 1000 m.s.n.m. condición por la cual los diseños deben analizarse arriba de ésta altura, donde el ambiente de la atmósfera es variable y la capacidad dieléctrica del aire se ve disminuida, por los cambios de presión atmosférica, temperatura, y humedad. Estos son factores que aumentan la probabilidad de que se produzcan descargas en el aire o fallas de flameo entre estructuras y líneas de fase.

Para corregir este problema, se debe fijar las distancias a través del aire, entre conductores de fases y entre fases a conductores de guarda, utilizando la siguiente relación:

$$d_h = d_{1000} + 0.0125 ((h-1000)/100) d_{1000}$$

Donde d_h es la distancia dieléctrica a una altura superior a 1000 m.s.n.m., d_{1000} es la distancia dieléctrica dada por el fabricante a 1000 m.s.n.m. y h la altura a la cual se está determinando d_h .

5. ARQUITECTURA DE RED ACTUAL EN SMT TIPO A

5.1. Descripción general de la arquitectura de red actual

En el presente capítulo se dará una descripción general de la arquitectura de red actual de las salidas de media tensión tipo A del sector Sur Occidente II.

5.1.1. Análisis de incidencias

Una incidencia o falla en la distribuidora es la falta de servicio de energía eléctrica al consumidor; es un suceso ocurrido en la explotación y que supone una alteración no deseada en la capacidad operativa de distribución o generación de energía eléctrica.

Se evaluará la calidad del servicio al consumidor tomando las incidencias con un registro de tiempo mayor a los tres minutos debido a las fallas en la red por causas internas al distribuidor.

Las incidencias serán contabilizadas por sus causas comunes que los originan y según su localización en las instalaciones de la distribuidora del sector de la distribuidora que se han definido anteriormente, ubicándose generalmente en las siguientes:

- Líneas de alta tensión (LAT): si la incidencia se originó desde esta instalación.

- Salida de media tensión (SMT): si la incidencia se originó en estas instalaciones.
- Salida de baja tensión (SBT): si la incidencia se originó en los centros de transformación de distribución y afectará las redes de baja tensión o en la acometida principal del consumidor.

Para este análisis se tomará la base de datos y la información alfanumérica del sistema de gestión de incidencias (SGI) de la empresa Distribuidora de Electricidad Unión Fenosa Deocsa-Deorsa durante el período de enero 2009 a junio 2010.

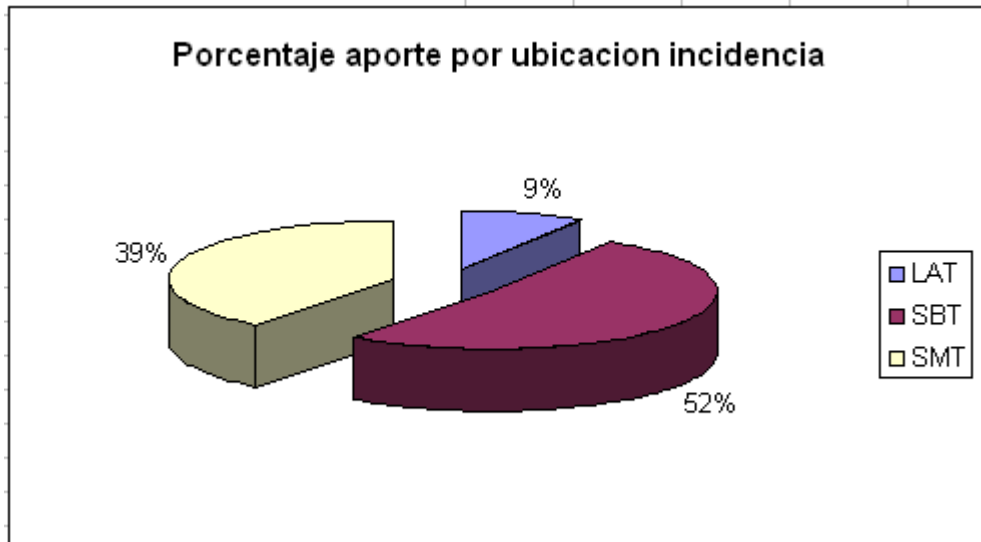
La información alfanumérica se agrupará y se contabilizará el total de incidencias del tipo interno o del distribuidor, las incidencias del tipo externo por el transportista y generadores, las de fuerza mayor definidas por la CNEE causadas por situaciones ajenas al distribuidor y que no puedan ser controlados por éste, como por ejemplo: atribuidas a sismos, accidentes, huracanes o ciclones y sabotajes, y las debidamente programadas y autorizadas por el AMM a cada grupo de instalaciones, datos presentados en la tabla VI.

Tabla VI. **Estadísticas de incidencia aportadas en sector Sur Occidente 2**

Item	Causa comunes de incidencias	Ubicación de la incidencia			Total por causa	Porcentaje aporte
		LAT	SBT	SMT		
1	Cond. climaticas severas - fuerte lluvia-viento		409	435	844	28%
2	Vegetacion		316	76	392	13%
3	Corrosion o contaminacion		324	36	360	12%
4	Causa Desconocida		222	120	342	12%
5	Falla Transporte	229		13	242	8%
6	Trabajo originado por terceros	13	20	181	214	7%
7	Descarga atmosferica		70	98	168	6%
8	Huracan, ciclon o tornado		32	64	96	3%
9	Sobrecarga		87		87	3%
10	Vandalismo	14	7	39	60	2%
11	Otros accidentes			21	21	1%
12	Animales		11	14	25	1%
13	Autorizado / Ordenado por el AMM	5		34	39	1%
14	Vehiculos		18	4	22	1%
15	Falla intempestiva de equipos de líneas		15	24	39	1%
16	Barriletes		2	2	4	0%
17	Desbalanceo		1	1	2	0%
18	Deslizamiento de terreno			2	2	0%
19	Error de mantenimiento			2	2	0%
20	Requerimiento operativo		4	2	6	0%
Total por ubicación de la incidencia		261	1538	1168	2967	100%
Porcentaje aporte		9%	52%	39%		

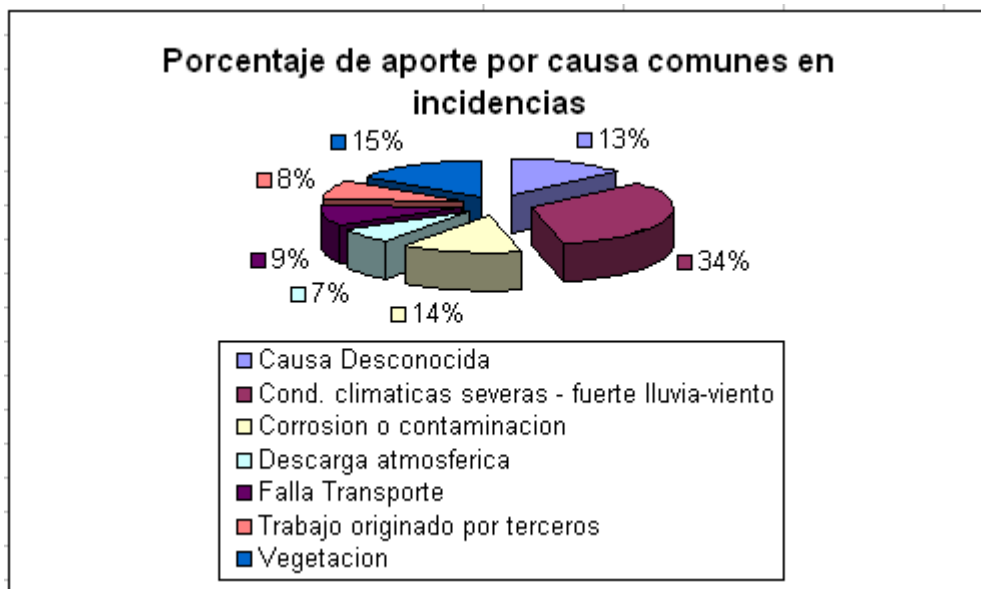
Fuente: base de datos de instalaciones Deocsa.

Figura 27. Incidencias sector Sur Occidente 2



Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

Figura 28. Causas comunes en incidencias



Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

Tabla VII. **Aporte de incidencias de salidas media tensión del sector sur occidente 2**

Item	Salida de media tensión	Animales	Autorizado / Ordenado por el AMM	Barriles	Causa Desconocida	Cond. climáticas severas - fuerte lluvia-viento	Corrosión o contaminación	Desbalanceo	Descarga atmosférica	Deslizamiento de terreno	Error de mantenimiento	Falla intertempiva de equipos de líneas	Falla Transporte	Huracan, ciclón o tornado	Otros accidentes	Requerimiento operativo	Trabajo originado por terceros	Vandalismo	Vegetación	Vehículos	Total general	Porcentaje
1	PAJAPITA	1	2		23	72	4		8			2	2	6	7		9	6	12	1	155	13%
2	COLOMBA	2	5		16	66	4	1	10	1		2		12	4	1	7		10	1	142	12%
3	GENOVA	2	4		9	59	6		17	1	1	3		7	1		4	1	19		134	11%
4	LAS PALMAS	2	3		11	51	3		21					12				1	11		119	10%
5	QUETZAL	1	3		13	45	8		10			2		7	2		6	2	3	1	103	9%
6	OCOS	2		1	9	18			5					1			31	8	4	1	84	7%
7	PARQUE CENTRAL		5		12	38	5		11		1	1		8			3		3		87	7%
8	EL CARMEN FRONTERA				2	7			1				6		2		40	4			62	5%
9	TECUN UMAN	3			9	17			1			2		1		1	26	3	1		64	5%
10	CATARINA		2		3	11	1		4			1	2	1	1		19	3	4		51	4%
11	SAN PABLO		4		3	6						2		2	3		20	6	2		48	4%
12	ZANJON SAN LORENZO		1		5	15	3		4			1	1	1			11	4	5		51	4%
13	COATEPEQUE CIUDAD		2	1	5	22	2		6			1		4				1			44	4%
14	SMT ESTADIO					3											4		1		8	1%
15	META TERMINAL	1	1			2						1		1			1				7	1%
16	FINCA EL PORVENIR		1									1	2								4	0%
17	ANTENAS		1			3													1		5	0%
	Total por causa	14	34	2	120	435	36	1	98	2	2	24	13	64	21	2	181	39	76	4	1168	100%
	Porcentaje	1%	3%	0%	10%	37%	3%	0%	8%	0%	0%	2%	1%	5%	2%	0%	15%	3%	7%	0%		

Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

En la última columna del cuadro anterior se puede apreciar el aporte de incidencias de cada salida de media tensión del sector con sus respectivas causas, el aporte de las salidas de media tensión tipo A es del 18% en el sector.

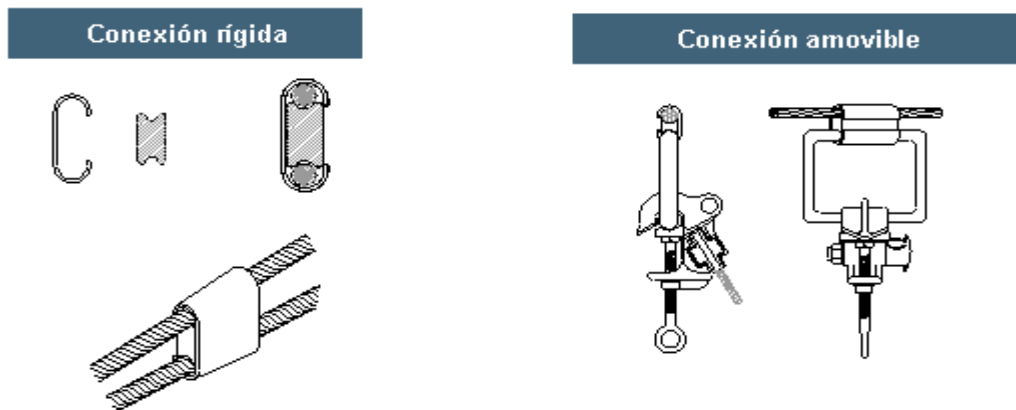
5.1.2. Conectividad

La conectividad en una salida de media tensión se refiere a la conexión fija o amovible de todas las derivaciones, y pararrayos en la línea troncal para poder maniobrar sin carga ayudando a mejorar la calidad del servicio y restringiendo la carga afectada de las incidencias mediante la operación coordinada de protecciones.

La conectividad abarca los siguientes aspectos constructivos:

- Conexiones

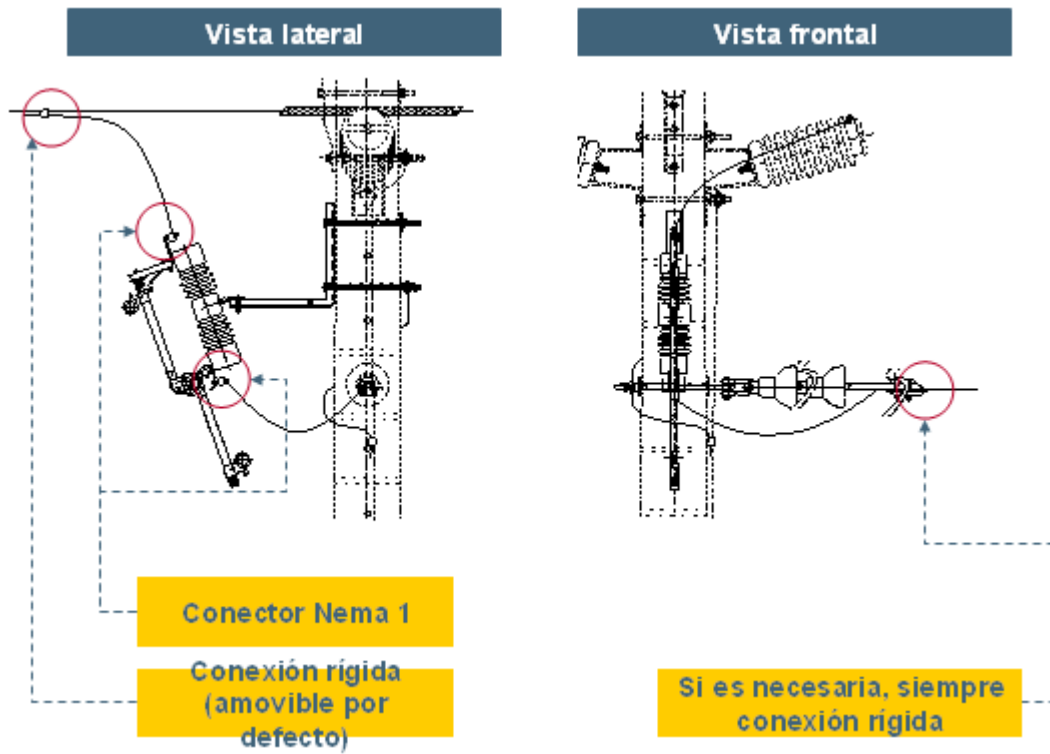
Figura 29. Tipos de conexión para conectividad



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

- Seccionadores

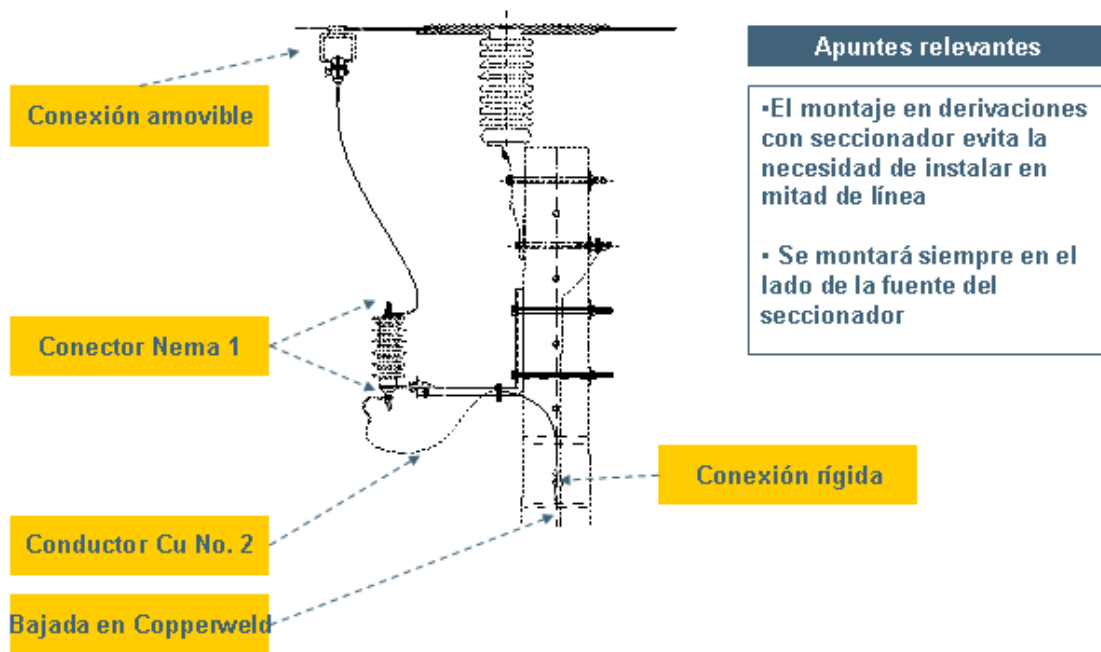
Figura 30. **Conexión de los seccionadores**



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

- Pararrayos

Figura 31. Tipos de pararrayos



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

Aplicando los criterios anteriores a las derivaciones que salen de la línea troncal de las salidas de media tensión tipo A del sector sur occidente II obtendrá la conectividad necesaria.

5.1.3. Blindaje

En las subestaciones tipo exterior y las áreas externas de equipo primario de las mismas así como las líneas de transmisión y distribución requiere de la protección contra los impactos directos de rayo y contra las ondas viajeras de

sobretensión que llegan de otras partes del sistema, en donde ha habido descargas directas.

La protección contra los impactos directos del rayo se logra por medio de lo que se conoce como blindaje, de manera que los rayos impactan al blindaje que está conectado a red de tierras de la instalación. Las líneas de transmisión o distribución tienen un blindaje a base de cables de guarda y sistemas de protección activos.

Para analizar el blindaje de las salidas de media tensión tipo A se realizó un diagnóstico sobre la línea troncal y sus derivaciones de los pararrayos instalados con sus respectivas bajadas a tierra y de la instalación del cable de guarda o neutro, los resultados son los siguientes:

Tabla VIII. **Blindaje de salida de media tensión tipo A**

SMT	Pararrayos instalados	Instalacion de cable de guarda o neutro
Parque Central	16	Completo
Coatepeque Ciudad	18	
Metaterminal	6	
Tecun Uman	9	
Estadio	6	
Antenas	6	
Total	61	

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

5.1.4. Sistemas de puesta a tierra

Se entiende por puesta a tierra la unión eléctrica de un equipo o componente de un sistema eléctrico a la tierra por medio de dispositivos conductores de electricidad adecuados. El término normalizado para designar la resistencia ofrecida al paso de una corriente eléctrica para el suelo a través de una puesta a tierra es resistencia de puesta a tierra.

Una puesta a tierra presenta resistencia, capacitancia e inductancia, cada cual influyendo en la capacidad de conducción de corriente por la tierra. Por lo tanto, no se debe pensar solamente en una resistencia de puesta a tierra, sino más bien en una impedancia. Para bajas frecuencias, bajas corrientes y valores de resistividad del suelo no muy elevados, son despreciables los efectos capacitivos y de ionización del suelo y el mismo se comporta prácticamente como una resistencia. En el caso de altas frecuencias, es necesario considerar también el efecto capacitivo, principalmente en suelos de altas resistividades. Las ondas tipo rayo sufren la oposición de la reactancia inductiva de las conexiones al penetrar el suelo.

Para analizar el sistema de puesta a tierra de las salidas de media tensión tipo A se realizó una medición de las puestas a tierra con un megger electrónico en la línea troncal y en las derivaciones. A continuación se muestra los resultados obtenidos:

Tabla IX. Medición de puesta a tierra en salidas de media tensión tipo A

SMT	Puestas a tierra cortados	menor a 10 ohmios	Mayor o igual a 10 Ohmios pero menor que 20 ohmios	Mayor o igual que 20 ohmios	Total puestas a tierra instalados	Porcentaje aportado
Parque Central	0	52	31	4	87	30%
Coatepeque Ciudad	5	18	26	3	52	18%
Metaterminal	1	27	23	0	51	17%
Tecun Uman	5	12	20	5	42	14%
Estadio	3	10	16	1	30	10%
Antenas	5	10	15	0	30	10%
Total	19	129	131	13	292	100%

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

5.1.5. Coordinación de protecciones

Para realizar un análisis de la coordinación de protecciones de la salida de media tensión tipo A se han tabulado las incidencias generadas por dichas líneas, donde se puede destacar lo siguiente:

- El aporte en orden descendente de incidencias de las salidas de media tensión es: Parque Central, Tecun Umán, Coatepeque ciudad, Estadio Metaterminal y Antenas.
- El aporte en orden descendente por potencia afectada por las incidencias registradas es: Tecun Umán, Parque Central, Coatepeque ciudad, Metaterminal, Estadio y Antenas. Lo anterior demuestra que las incidencias y la potencia afectada no es proporcional.
- El tiempo promedio en orden descendente para la resolución de las incidencias registradas es: Estadio, Parque Central, Coatepeque ciudad, Antenas, Tecún Umán y Metaterminal.

A continuación se presentan los elementos de protección que actuaron ante una falla de cada una de las salidas de media tensión en estudio:

En la siguiente tabla se puede apreciar los elementos de protección que mas actuaron ante una falla fueron: SC61-0203, actuó 20 veces; SC73-0203 y SC 11-0203 actuaron 9 veces; SC54-0203 y SC14-0203 actuaron 5 veces.

Tabla X. **Actuaciones de elementos de protección SMT Parque Central**

Elementos de proteccion que actuaron ante una falla		
SMT	Elemento de proteccion	Cantidad
PARQUE CENTRAL	SC5-0203	1
	SC6-0203	4
	SC7-0203	1
	SC9-0203	1
	SC11-0203	9
	SC14-0203	5
	SC17-0203	4
	SC18-0203	1
	SC23-0203	3
	SC29-0203	1
	SC32-0203	2
	SC33-0203	1
	SC54-0203	5
	SC57-0203	3
	SC60-0203	1
	SC61-0203	20
	SC62-0203	1
	SC63-0203	4
	SC66-0203	2
	SC73-0203	9
SC75-0203	3	
TR342-0203	2	
IT2-0203	2	

Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

Tabla XI. **Actuaciones de elementos de protección SMT Tecún Umán**

Elementos de proteccion que actuaron ante una falla		
SMT	Elemento de proteccion	Cantidad
Tecun Uman	IT1-1204	13
	SC1-1204	1
	SC17-1204	2
	SC19-1204	1
	SC20-1204	4
	SC27-1204	1
	SC31-1204	1
	SC36-1204	12
	SC38-1204	6
	SC44-1204	4
	SC45-1204	4
	SC49-1204	13
	SC57-1204	1
	TR277-1204	1

Fuente: base de datos de instalaciones Deocsa

Tabla XII. **Actuaciones de elementos de protección SMT Coatepeque ciudad**

Elementos de proteccion que actuaron ante una falla		
SMT	Elemento de proteccion	Cantidad
Coatepeque Ciudad	IT1-0204	2
	SC8-0204	2
	SC15-0204	2
	SC18-0204	4
	SC36-0204	1
	SC53-0204	2
	SC45-0204	5
	SC55-0204	1
	SC63-0204	1
	SC69-0204	11
	SC70-0204	1
	SC104-0204	1
	SC107-0204	1
	SC110-0204	1
	SC120-0204	3
	SC124-0204	1
	SC130-0204	3
	TR173-0204	1
TR175-0204	1	

Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

En la tabla anterior se puede apreciar que los elementos de protección que más actuaron ante una falla fueron: SC69-0204 y SC45-0204 actuaron 10 y 5 veces, respectivamente.

5.1.6. Arquitectura de red

Los principales problemas de arquitectura de red en las salidas de media tensión son: existencia de fusibles en serie en la línea, alimentación de zonas urbanas y rurales, y no está garantizada la coordinación entre la protección de cabecera y los fusibles de la derivación o los fusibles de los transformadores de distribución. La solución a tales problemas nos dará garantía del suministro,

mínimas pérdidas, mínima inversión y máxima calidad del servicio y del producto.

A continuación se muestra una imagen gráfica de la Base de Datos Instalaciones (BDI) exportado sobre un mapa de Google Heart del municipio de Coatepeque y las salidas de media tensión: Coatepeque ciudad, Parque Central y Metaterminal, que suministran el servicio de energía eléctrica.

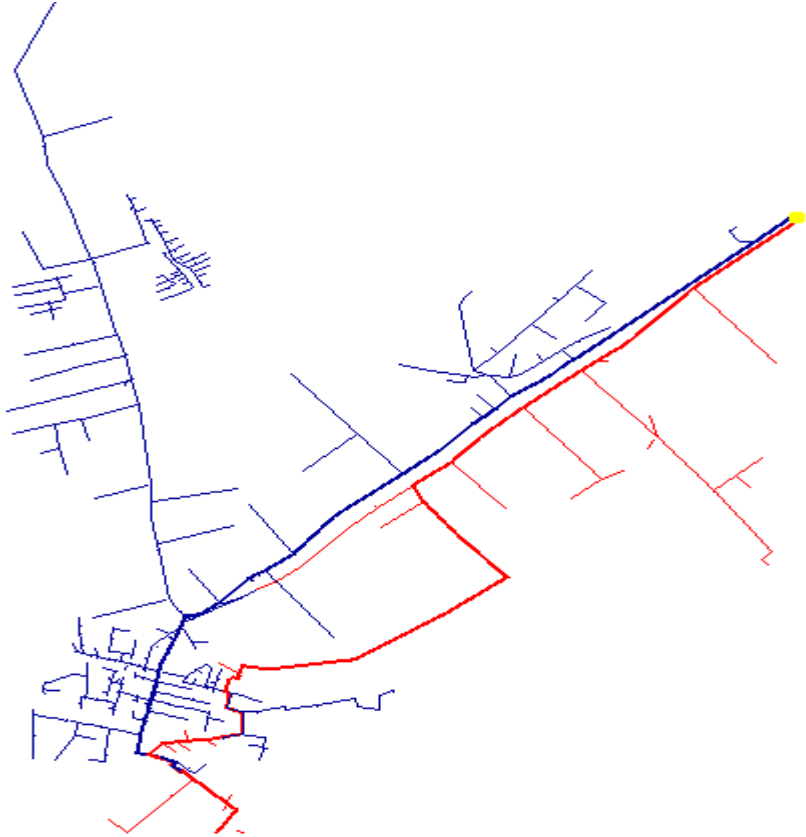
Figura 32. **Esquema de salidas de media tensión Coatepeque**



Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

A continuación se muestra una imagen gráfica de la Base de Datos Instalaciones (BDI) exportado sobre un mapa de Google Heart del municipio de Ayutla y la salida de media tensión Tecún Umán que suministra el servicio de energía eléctrica.

Figura 33. **Esquema de salida de media tensión Tecún Umán**



Fuente: Base de datos instalaciones Deocsa.

A continuación se muestra una imagen gráfica de la Base Datos Instalaciones (BDI) exportado sobre un mapa de Google Heart del municipio de Malacatán y las salidas de media tensión Estadio y Antenas que suministra el servicio de energía eléctrica.

Figura 34. **Esquema de salidas de media tensión Malacatán**



Fuente: Base de datos instalaciones Deocsa.

5.1.7. **Índices de calidad para las interrupciones**

La calidad del servicio técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK) y tiempo total de interrupciones por kVA (TTIK).

Frecuencia media de interrupción por kVA, representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum_j Qkfsj / Qki$$

Donde:

\sum_j : sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$: cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki : cantidad de kVA instalados.

Tiempo total de interrupción por kVA, representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$TTIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj / Qki$$

Donde:

\sum_j : sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$: cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki : cantidad de kVA instalados.

$Tfsj$: tiempo, en horas, que ha permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

Aplicando las fórmulas anteriores se obtienen los valores de los indicadores de calidad de las salidas de media tensión tipo A, los cuales se presentan en la siguiente tabla:

Tabla XIII. Datos salidas media tensión tipo A

Item	SMT	Incidencias registradas		Potencia afectadas kVA	Tiempo promedio horas	FMIK	TTIK
1	Parque Central	87	40%	44 005,00	18%	0,050696	0,298094
2	Tecun Uman	64	30%	152 372,00	62%	0,17554	0,872426
3	Coatepeque Ciudad	44	20%	24 205,00	10%	0,027875	0,143889
4	Estadio	8	4%	9223,00	4%	0,010625	0,122611
5	Metaterminal	7	3%	15 133,00	6%	0,017433	0,084204
6	Antenas	5	2%	970	0%	0,001117	0,005621
	TOTAL	215	100%	245 907,00	100%	0,283298	1,526864

Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

Como se puede apreciar en la tabla anterior el tiempo promedio para la resolución de incidencias en la salida de media tensión Estadio es de 11.54 horas, el cual es muy alto con respecto a la tolerancia de los índices de indicadores de calidad del servicio técnico en área urbana de las normas técnicas del servicio de distribución que es de 8 horas. En la siguiente tabla se pueden apreciar con detalle los datos de tal salida:

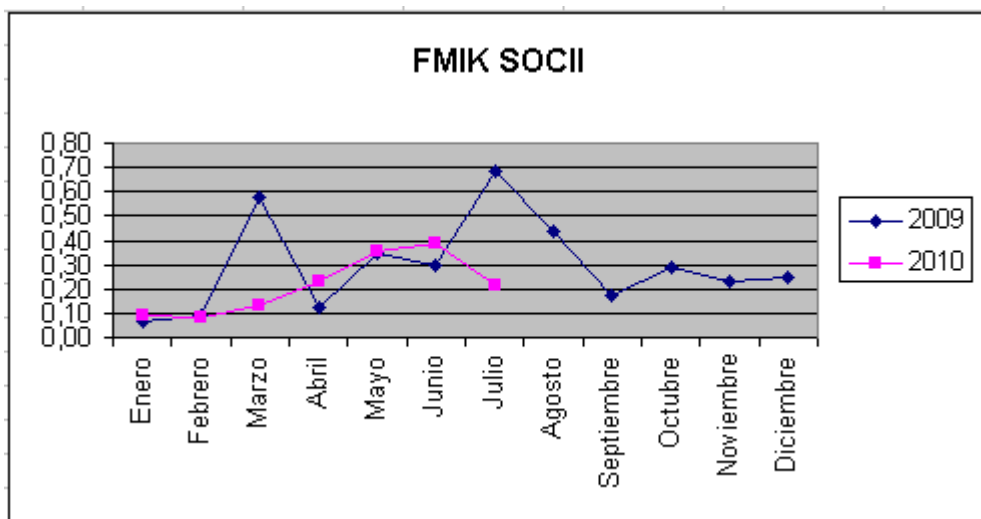
Tabla XIV. Datos salida media tensión Metaterminal

Item	Incidencia	Fecha inicio	Fecha fin	Duracion en horas	Potencia afectada kVA	TTIK	FMIK
1	394981	25/05/2009, 09:23	25/05/2009, 19:50	10,45	35,00	0,000421	0,000403
2	396003	29/05/2009, 11:40	29/05/2009, 19:43	8,05	72,50	0,000672	0,000835
3	410472	13/08/2009, 07:56	13/08/2009, 13:15	5,32	170,00	0,001041	0,000196
4	415917	12/09/2009, 19:03	13/09/2009, 10:50	15,78	110,00	0,002000	0,000127
5	389045	28/04/2009, 10:56	28/04/2009, 15:04	4,13	2930,00	0,013952	0,003376
6	382664	17/03/2009, 14:40	18/03/2009, 07:40	17,00	2930,00	0,057384	0,003376
7	422858	24/10/2009, 18:15	25/10/2009, 20:17	26,03	2940,00	0,088176	0,003387
8	396025	30/05/2009, 06:20	30/05/2009, 11:55	5,58	35,00	0,000225	0,000403
	TOTAL			92,34	9150,00	0,163871	0,012103

Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

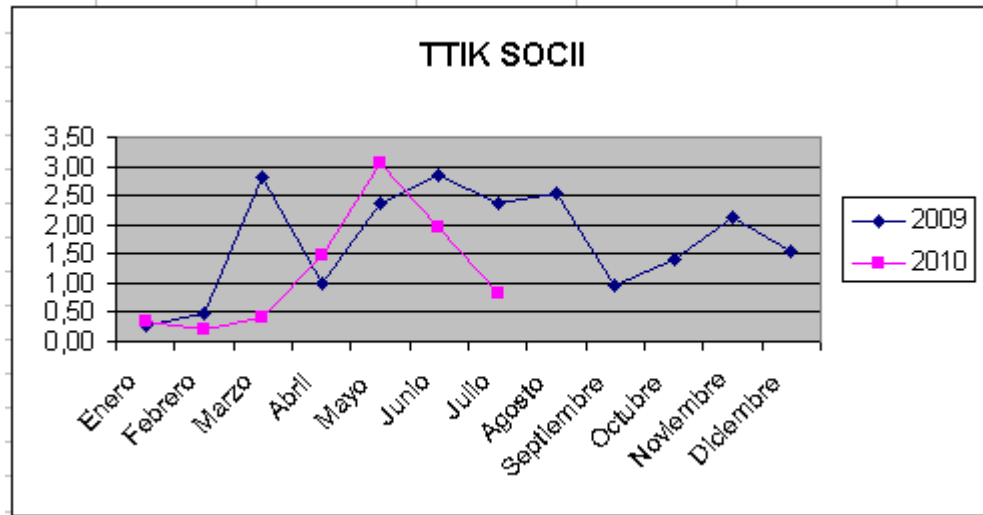
Los indicadores FMIK y TTIK para Sur Occidente II ocurridos durante el período enero 2009 a junio 2010, según los registros, son los presentados en los siguientes gráficas, para tener un año completo se tomo el 2009 de referencia y parte 2010.

Figura 35. **Indicador de calidad FMIK del sector Sur Occidente 2**



Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

Figura 36. **Indicador de calidad TTIK del sector Sur Occidente 2**



Fuente: Base de datos instalaciones Deocsa.

5.1.8. **Balace energético**

Valor estadístico de las salidas de media tensión tipo A en el período 2009, de las pérdidas por conversión, transformación y transporte, así como las formas de energía no empleadas con fines energéticos, con respecto a la relación de la cantidad de la energía consumida y la cantidad de oferta de energía de cada salida de media tensión.

Tabla XV. Pérdidas de las salidas de media tensión Tipo A

PERDIDAS						
MES	PARQUE CENTRAL	COATEPEQUE CIUDAD	METATER MINAL	SMT ESTADIO	SMT ANTENAS	TECUN UMAN
ENERO	7%	26%	34%	43%	-1%	5%
FEBRERO	2%	24%	28%	17%	28%	16%
MARZO	2%	23%	27%	16%	20%	19%
ABRIL	-6%	16%	22%	12%	21%	15%
MAYO	8%	23%	28%	13%	27%	19%
JUNIO	-2%	16%	23%	13%	28%	11%
JULIO	-3%	14%	16%	17%	33%	14%
AGOSTO	4%	10%	21%	11%	22%	18%
SEPTIEMBRE	-4%	16%	25%	33%	31%	12%
OCTUBRE	1%	18%	24%	25%	11%	-4%
NOVIEMBRE	6%	24%	28%	31%	28%	21%
DICIEMBRE	0%	17%	26%	85%	67%	29%
PROMEDIO	1%	19%	25%	26%	26%	15%

Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

5.1.9. Análisis técnico de la situación actual

El aporte de incidencias por las salidas de media tensión tipo A del sector Sur Occidente II es del 18% y la causa que más aporta es por condiciones climáticas severas.

Según el análisis de conectividad las instalaciones del sector carecen de elementos de protección contra sobrecorrientes y sobrevoltajes, lo cual repercute en un 39% de las incidencias aportadas por las salidas de media tensión.

El 60% del sistema de puestas a tierra de las salidas de media tensión tipo A necesitan mejoras para garantizar el correcto drenaje de corrientes por descargas atmosféricas.

La falta del correcto dimensionamiento y coordinación de protecciones en los elementos de protección de la línea provocan la actuación de esos elementos de protección perjudicando los indicadores de calidad del sector.

Con la aplicación de la arquitectura de red se ve la necesidad de instalar reconectores a media línea para reducir los tiempos de interrupción de una salida de media tensión.

El indicador de calidad TTIK se reducirá con la implantación de la arquitectura de red así como las pérdidas en las salidas de media tensión tipo A del sector Sur Occidente II.

6. ARQUITECTURA DE RED PROPUESTA EN SMT TIPO A

6.1. Descripción general de la arquitectura de red propuesta

La arquitectura de red propuesta de las salidas de media tensión Tipo A del sector SOCII se concentrará en conseguir una elevada calidad de servicio mediante la incorporación de sistemas de control, comunicación acoplados al sistema de potencia, tomando en cuenta los criterios de conectividad y la coordinación de protecciones entre el interruptor de cabecera, de línea y los fusibles de las derivaciones.

6.2. Propuesta de la mejora de arquitectura en media tensión

Actualmente se puede seccionar la línea o transferir carga de una salida a otra ante una falla, pero la transferencia de carga es manual prolongando los tiempos de interrupción, por lo tanto debería instalarse equipo telecontrolado para que las maniobras sean más eficientes, reduciendo así el tiempo de interrupción del servicio eléctrico. Para determinar la cantidad de elementos telecontrolados que deben instalarse sobre la línea principal en cada salida de media tensión tipo A se utilizarán criterios técnico económicos, estos criterios se basan en el costo de la energía anual rescatada por el último elemento a instalar en la línea principal sea mayor o igual al costo anual del mismo equipo.

Los pasos a seguir son los siguientes:

- Para líneas principales de una red apoyada utilizaremos la siguiente ecuación:

$$n \leq \frac{-1 + \sqrt{(1 + 4 \times P \times Fd \times Fc \times t \times IKR \times L \times Cens)}}{2 \times a \times C \times 100}$$

Donde:

n: cantidad de interruptores a instalar.

P: potencia instalada (MVA) en todo el circuito (incluyendo derivadas).

Fd: factor de demanda medio del circuito. $Fd = \text{Demanda máxima} / \text{Potencia instalada}$.

Fc: Factor de carga del circuito. $Fc = \text{Energía anual} / (8760 \times \text{Demanda máxima})$.

t: Tiempo de localizar la avería y aislarla, en la hipótesis que no se tenga telecontrol.

IKR: Tasa de falla anual cada 100 km en redes de distribución.

L: Longitud de todo el circuito línea.

Cens: Costo de energía no suministrada en \$/kWh.

a: Anualidad calculada para la vida útil del equipo y para la tasa anual de costo del dinero.

C: Costo del equipo

- Si a la ecuación anterior se le ingresa los valores siguientes en función de las variables: cantidad de interruptores a instalar (n), Potencia instalada en todo el circuito (P) y La longitud de todo el circuito (L):

Tabla XVI. **Valores utilizados en los cálculos para una línea principal de una red apoyada**

DEOCSA	
Tipo de interes (%)	12,00
Años de amortizacion	30,00
Anualidad	0,124
Voltaje rural (kV)	13,8
Factor de potencia rural	0,90
IKR rural (interrupciones/año-100 Km.)	30,00
Tiempo medio de reposicion rural (horas)	2,00
Factor de carga rural	0,20
Factor de demanda rural	0,20
Costo Interruptor Telecontrolado (U\$S)	15 000,00

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

- Si se tabula en una tabla con diferentes valores para, la cantidad de interruptores a instalar (n) y para la Potencia (P) se obtiene la Longitud de la línea (L), así:

Tabla XVII. **Tabulando los valores de Longitud de la línea en función de los interruptores a instalar y la Potencia**

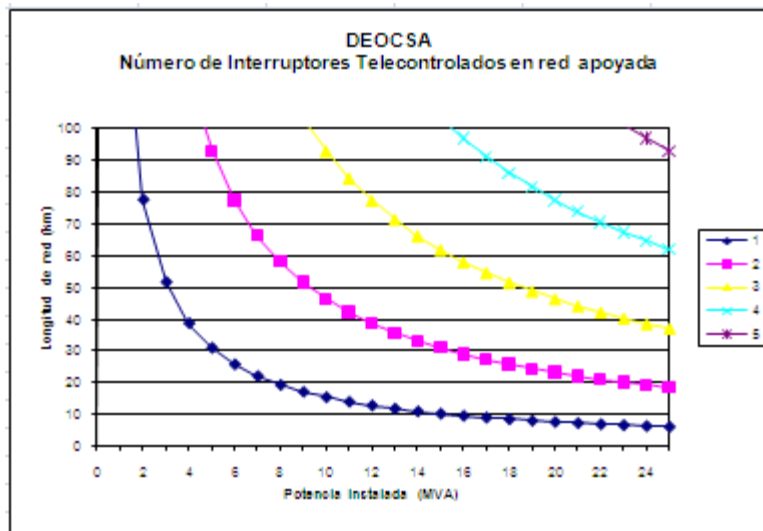
red apoyada		Potencia en MVA																								
n	0,1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	1552	155	78	52	39	31	26	22	19	17	16	14	13	12	11	10	10	9	9	8	8	7	7	7	6	6
2	4655	466	233	155	116	93	78	67	58	52	47	42	39	36	33	31	29	27	26	25	23	22	21	20	19	19
3	9311	931	466	310	233	188	155	133	116	103	93	85	78	72	67	62	58	55	52	49	47	44	42	40	39	37
4	15518	1552	776	517	388	310	259	222	194	172	155	141	129	119	111	103	97	91	86	82	78	74	71	67	65	62
5	23277	2328	1164	776	582	466	388	333	291	259	233	212	194	179	166	155	145	137	129	123	116	111	106	101	97	93
6	32588	3259	1629	1086	815	652	543	466	407	362	326	296	272	251	233	217	204	192	181	172	163	155	148	142	136	130

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

- Si se gráfica los datos de la tabla anterior en un eje de coordenadas “x-y” donde en el eje de las abscisas se representa la Potencia (P en MW) y en

el eje de las ordenadas se representa la Longitud de la línea (L en km), se obtiene las curvas de la cantidad de interruptores a instalar (n) según la potencia y la longitud de la línea:

Figura 37. **Número de interruptores telecontrolados en una red apoyada**



Fuente: Unidad técnica Deocsa.

- Utilizando la gráfica anterior se localiza en el eje de las abscisas la potencia de cada línea y en el eje de las ordenadas su longitud, determinándose el número de interruptores a instalar para las salidas de media tensión tipo A en estudio:

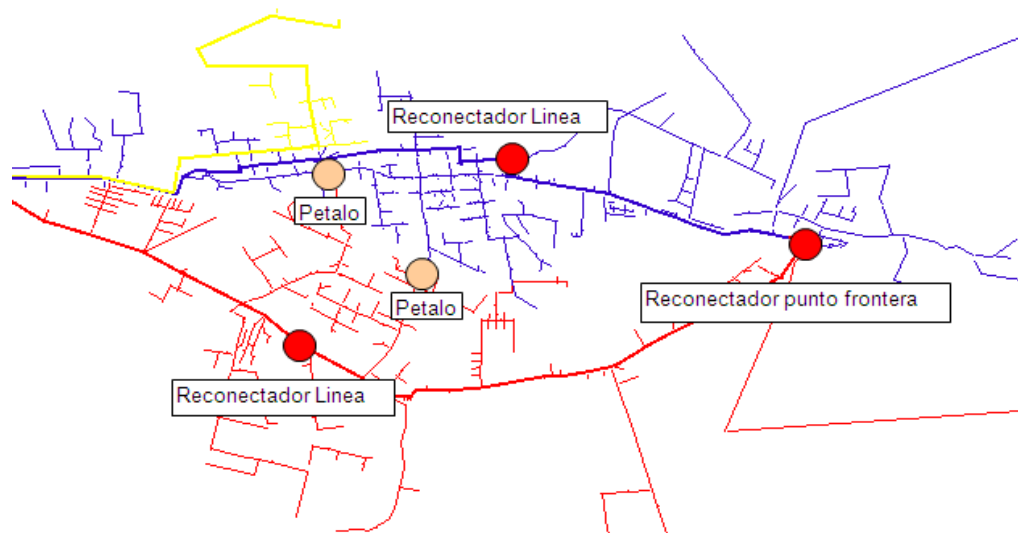
Tabla XVIII. **Potencia y longitud de las salidas de media tension tipo A**

Item	SMT	Potencia instalada kVA	Longitud (Km)
1	Parque Central	9650,00	40,40
2	Tecun Uman	9221,00	41,20
3	Coatepeque Ciudad	7915,00	36,00
4	Estadio	2965,00	30,60
5	Metaterminal	2802,50	8,80
6	Antenas	2610,00	15,40

Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

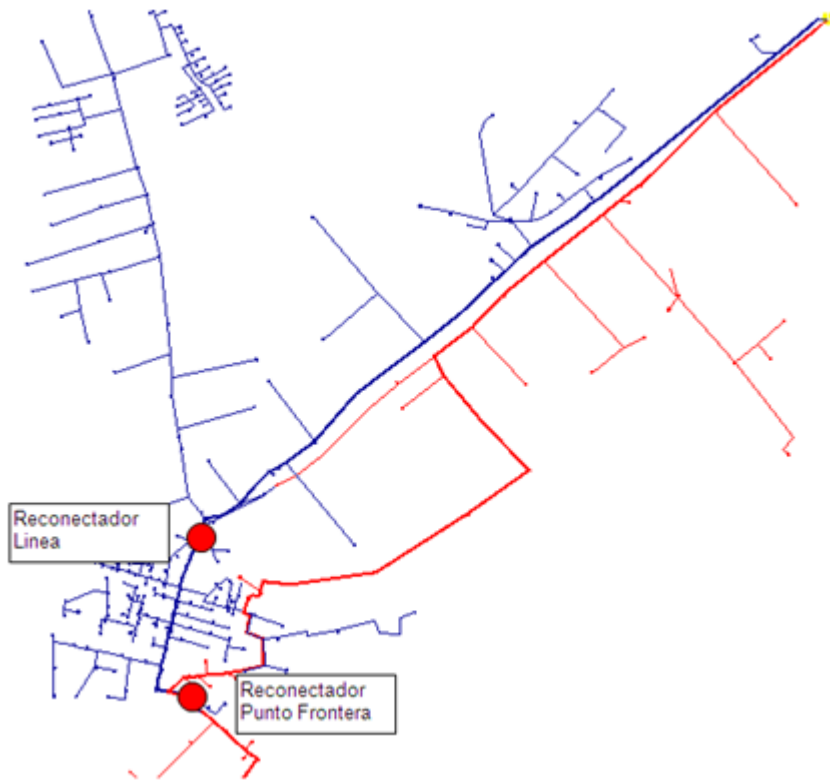
Conociendo el número de interruptores a instalar para las salidas de media tensión tipo A se propone la ubicación siguiente:

Figura 38. **Propuesta de la instalación de interruptores telecontrolados en Coatepeque**



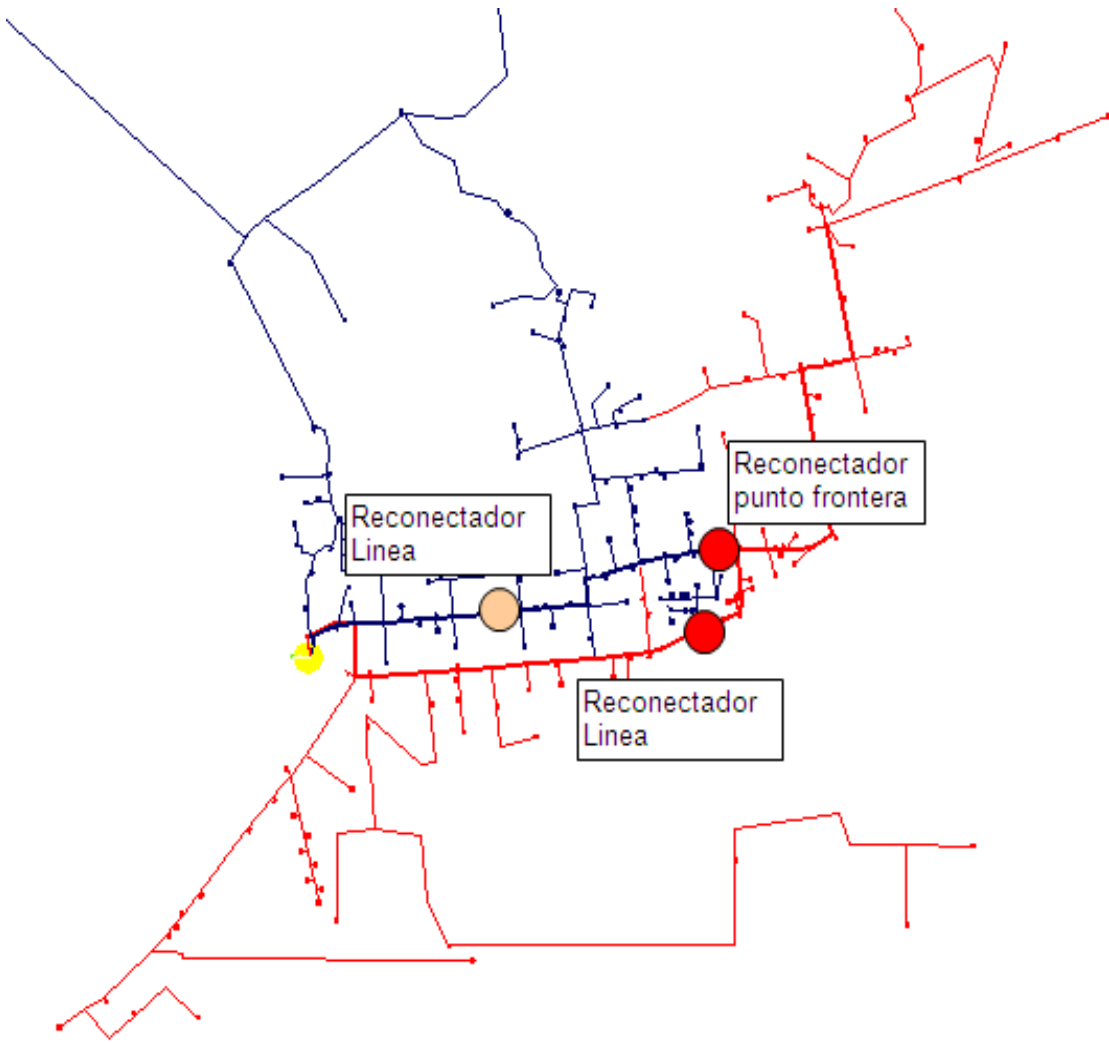
Fuente: Base de datos instalaciones Deocsa.

Figura 39. **Propuesta de la instalación de los interruptores telecontrolados en Ayutla**



Fuente: Base de datos de instalaciones Deocsa.

Figura 40. **Propuesta de la instalación de los interruptores telecontrolados en Malacatán**



Fuente: Base de datos instalaciones Deocsa.

6.3. Propuesta de los criterios de conectividad

Aplicando los criterios de conectividad a los elementos de protección, seccionamientos y pararrayos que garantizará el correcto funcionamiento de la instalación y la protección correspondiente ante fallas para lo cual se propone lo siguiente:

Figura 41. **Criterios de conectividad salidas de media tensión Tipo A**

	SMT tipo A	Criterio
Total seccionadores	228	Derivaciones de salen troncal
Adecuación conexión rígida	114	100% conexiones actuales
Adecuación conexión amovible	114	
Nuevos seccionadores	88	Derivaciones sin seccionador
Sustitución de seccionadores	23	10% de seccionadores actuales
Montaje de pararrayos	167	73% de seccionadores actuales sin pararrayos

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

6.4. Propuesta de mejora en los sistemas de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra de una instalación eléctrica son tan importantes para drenar las corrientes por sobretensiones en las líneas de media tensión, para lo cual es necesario reparar y mejorar las existentes según el cuadro siguiente:

Tabla XIX. Mejora de puesta a tierra en salidas media tensión tipo A

SMT	Puestas a tierra cortados	menor a 10 ohmios	Mayor o igual a 10 Ohmios pero menor que 20 ohmios	Mayor o igual que 20 ohmios	Total puestas a tierra instalados	Porcentaje aportado
Parque Central	0	52	31	4	87	30%
Coatepeque Ciudad	5	18	26	3	52	18%
Metaterminal	1	27	23	0	51	17%
Tecun Uman	5	12	20	5	42	14%
Estadio	3	10	16	1	30	10%
Antenas	5	10	15	0	30	10%
Total	19	129	131	13	292	100%

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

7. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

7.1. Costos asociados al proyecto

El poder determinar el costo que representa la implantación de la mejora de la arquitectura de red en media tensión propuesto, es importante por dos razones, la primera es la cuantificación del monto que una empresa distribuidora tiene que destinar presupuestariamente para la ejecución de este y la otra razón es la evaluación de la rentabilidad del proyecto, comparándola con los beneficios que se obtendrán.

Tabla XX. **Costos de la mejora para la arquitectura de red propuesta**

Item	Proyecto de mejora para la arquitectura de red	Precio total
1	Construcción de línea	Q 48 125,39
2	Elementos de protección mecánicas	Q 24 026,25
3	Conectividad	Q 12 032,12
4	Protección + telecontrol incorporación en SCADA	Q 660 014,13
5	Gastos de operación y mantenimiento	Q 6000,00
		Q 750 197,89

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

7.2. Beneficios asociados al proyecto

Las mejoras que se obtienen al implantar el proyecto propuesto en la arquitectura de red están determinadas por el ingreso económico de la venta de energía no suministrada y descuentos por indemnizaciones al obtener una reducción en los tiempos de resolución de las interrupciones.

Tabla XXI. **Beneficios asociados al proyecto**

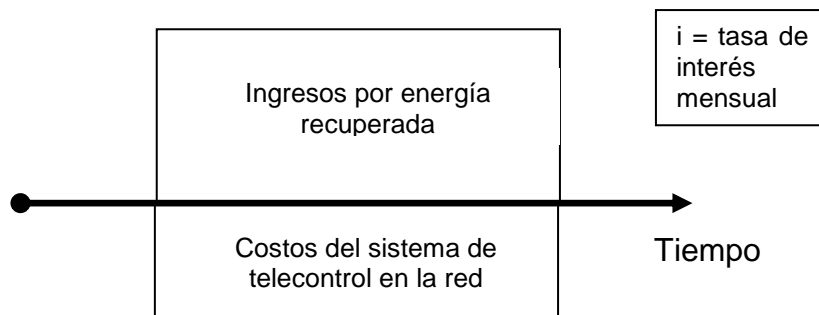
Item	Retorno del proyecto	Precio total
1	Descuentos por indemnización	Q 713 158,20
2	Energía no suministrada	Q 238 568,00
		Q 951 726,20

Fuente: Unidad técnica Deocsa.

7.3. Análisis de rentabilidad

Para elaborar el análisis costo beneficio de la implantación mejora de la arquitectura de red en media tensión propuesta, se emplearán relaciones financieros, con el fin de calcular la rentabilidad del proyecto y la viabilidad del mismo. A continuación se presenta el flujo económico de la actividad:

Figura 42. **Flujo económico del proyecto propuesto para la arquitectura de red propuesta**



Fuente: elaboración propia.

En este diagrama se observa que para un período de tiempo determinado representado por la línea horizontal más gruesa, lo que esté por encima de ella es ingreso y por debajo es egreso, todo esto evaluado por un interés bancario de tener el capital a utilizar depositado en un banco.

El primer indicador financiero que se empleará es el valor presente neto, este indicador consiste en convertir los costos y beneficios futuros en valores presentes, considerando un porcentaje de interés fijo que representa el valor del dinero en el tiempo (3), entonces este indicador evalúa el beneficio neto del plan o proyecto, bajo el principio de que el dinero hoy vale más. El resultado de este indicador a medida que sea mayor que cero, muestra lo conveniente que es realizar dicho plan o proyecto.

A continuación se presenta la fórmula para calcular el valor presente neto de la implantación mejora de la arquitectura de red en media tensión propuesta:

$$VPN = VP(\text{beneficios}) - VP(\text{costos}) - \text{inversión}$$

En donde:

VPN Es el valor presente neto del proyecto o plan a evaluarse.

VP(beneficios) Es el valor presente de los beneficios que se obtendrán del proyecto o plan.

VP(costos) Es el valor presente de los costos que se tendrán que realizar para ejecutar el proyecto o plan.

Por último, el indicador financiero que se empleará es la relación beneficio – costo que nos permite determinar la eficiencia de la utilización de los recursos del proyecto. Esta relación se obtiene efectuando una división entre los beneficios y los costos actualizados que, según se espera, genere el proyecto durante su vida útil.

A continuación se presenta la fórmula para calcular la relación beneficio – costo:

$$\frac{\text{Beneficios}}{\text{Costos}} = \text{Relación costo beneficio}$$

Iniciando con los cálculos, se tiene que los benéficos del plan o proyecto son el ingreso económico de la venta de energía suministrada al obtener una reducción en los tiempos de resolución de las interrupciones.

Por la energía suministrada al obtener una reducción en los tiempos de resolución de las interrupciones, véase apartado 7,2, esto es: Q 951 726,20. Los costos vienen dados por la implantación de mejora de la arquitectura de red propuesto, véase apartado 7,1, esto es: Q 750 197,89. Realización de un estudio de la implantación del proyecto Q 15 000,00. Ahora para la tasa de interés anual se tiene 20 %.

Entonces para el cálculo del valor presente neto se tiene:

$$\begin{aligned} \text{VPN} &= \text{VPN (Beneficios)} - \text{VPN (Costos)} - \text{Inversión} \\ \text{VPN} &= \text{Q } (951\ 726,20)(P/A,20\%,10) - \text{Q } (750\ 197,89)(P/A,20\%,10) - \text{Q } 15\ 000,00 \\ \text{VPN} &= \text{Q } 153\ 709,09 - \text{Q } 121\ 161,15 - \text{Q } 15\ 000,00 \end{aligned}$$

$$\text{VPN} = \text{Q } 17\,547,95$$

Con este resultado vemos que con valores presentes se tiene una utilidad positiva de Q 17 547,95

Para el cálculo de la TIR se tiene:

Con $i = 29,6\%$

$\text{VPN} = \text{VPN (Beneficios)} - \text{VPN (Costos)} - \text{Inversión}$

$$\text{VPN} = \text{Q } (951\,726,20)(P/A,29,6\%,10) - \text{Q } (750\,197,89)(P/A,29,6\%,10) - \text{Q } 15\,000,00$$

$$\text{VPN} = \text{Q } 71\,197,05 - \text{Q } 56\,121,05 - \text{Q } 15\,000,00$$

$$\text{VPN} = \text{Q } 76,00$$

Con $i = 29,70\%$

$\text{VPN} = \text{VPN (Beneficios)} - \text{VPN (Costos)} - \text{Inversión}$

$$\text{VPN} = \text{Q } (951\,726,20)(P/A,29,7\%,10) - \text{Q } (750\,197,89)(P/A,29,7\%,10) - \text{Q } 15\,000,00$$

$$\text{VPN} = \text{Q } 70\,650,02 - \text{Q } 55\,689,85 - \text{Q } 15\,000,00$$

$$\text{VPN} = - \text{Q } 39,84$$

$\text{Tir} = \text{tasa menor} + \text{diferencia entre ambas (VPN menor} / |\sum \text{VPN ambas}|)$

$$\text{Tir} = 0,296 + 0,001(39,84/(76,00+39,84))$$

$$\text{Tir} = 0,2963 = 29,63\%$$

La tasa de interés que paga el proyecto, por invertir en él nuestro dinero, siempre que las ganancias se reinviertan a la misma tasa, es de $i = 29,63\%$ anual.

Para el cálculo de beneficio costo:

Recordando la expresión para el cálculo del beneficio costo

$$\text{Beneficios / Costos} = B / C$$

$$B / C = Q 951 726,20 / Q 750 197,89 = 1,27$$

$$\text{Porcentualmente } 1,27 \times 100 = 127\%$$

El resultado indica que por cada unidad monetaria que se invierta en el proyecto, se estará obteniendo un beneficio neto de 1,27 de esta unidad, lo que significa una utilidad del 127,0%.

CONCLUSIONES

1. En Guatemala, la selectividad en la red es un elemento esencial que debe tenerse presente, ya que los reconectores instalados en media línea garantizan una mayor disponibilidad de la energía eléctrica.
2. La selectividad también contribuye a mantener la calidad del servicio de los usuarios finales, razón por la cual es necesario considerar la mejora de arquitectura de la red en media tensión.
3. La operatividad, ya sea desde el Centro de Operación de Red (COR), realizada por los operadores o bien de forma automática, da respuesta rápida para el restablecimiento del suministro de energía eléctrica cuando se produzca una interrupción del suministro, provocado por un fallo en un punto de la red que esté dotada de reconectores con telemando.
4. Durante las últimas décadas, el desarrollo de los sistemas de telecontrol han venido evolucionando de manera muy rápida, a tal punto que se han venido creando nuevas formas de comunicación que, cada vez, son más aceptadas por el entorno de distribución de energía eléctrica.
5. La normativa que rige la distribución de energía eléctrica en Guatemala, permite que el tiempo de indisponibilidad de las cargas sea menor a tres minutos. Cualquier violación a estos parámetros es sujeta de penalizaciones en función de sus tiempos y del volumen de carga.

6. Disponer de información de campo ayuda a los operadores de red a tomar mejores decisiones, para realizar las maniobras de los reconectores telemandados.
7. Los reconectores son un gran aporte para ver el comportamiento de cargas instaladas en cada salida de media tensión, es un factor clave para la determinación y análisis de cada incidencia.

RECOMENDACIONES

1. La arquitectura de la red en media tensión debería de implantarse a todas las salidas de media tensión ya que con este tipo de proyectos en el sector se estará mejorando los indicadores de calidad y reduciendo las indemnizaciones.
2. El sistema primario de comunicación del punto telecontrolado en media línea debe ser con tecnología sistema global de comunicaciones móviles para que el costo de comunicación sea moderado y rentable para la empresa.
3. Antes de la implantación de un sistema de telecontrol se debe tener presente la compatibilidad de protocolos entre los equipos que se van a utilizar en el proyecto de manera que se tenga el suficiente soporte y optimización de recursos.
4. Debido a que la mejora de la arquitectura de red en media tensión involucra trabajos con niveles de tensión de 13,8 kV, se recomienda evaluar todos los riesgos que pueda tener el personal de campo y, así, poder establecer los implementos de trabajo necesario para efectuar las tareas de montaje y prueba de equipo.
5. Capacitar al personal de las brigadas de operación local para que los trabajos sobre las instalaciones cumplan con los criterios de conectividad y selectividad propuestos y así garantizar la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios.

BIBLIOGRAFÍA

1. *Balance energético de las instalaciones de DEOCSA*. Guatemala: Unión Fenosa, 2004.
2. BLANK, Leland; TARQUÍN, Anthony. *Ingeniería económica*. 6ª ed. México: McGraw-Hill, 1992. p. 816.
3. *Documentación de equipo y cursos Cisco*. EEUU: CCNA, 2004. p. 944.
4. *Documentación de Telecontrol*. Guatemala: Unión Fenosa Internacional, 2002. p. 45.
5. *Información alfanumérica de incidencias del Centro de Operaciones de Red de DEOCSA*. Guatemala: Unión Fenosa, 2010.
6. *Información alfanumérica de instalaciones eléctricas de la Base de Datos de Instalaciones de DEOCSA*. Guatemala: Unión Fenosa, 2010.
7. WAYNE, Tomasi. *Sistemas de comunicaciones electrónicas*. 2ª ed. México: Prentice-Hall, 1996. p. 884.
8. WOOD, James. *Sistemas de telecomunicación vía satélite*. España: Paraninfo, 1995. p. 288.