



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

**ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN CON LÍNEAS  
COMPACTAS DE CONDUCTOR PROTEGIDO RESPECTO A UNA LÍNEA CONVENCIONAL**

**Juan Salvador Valle Oliva**

Asesorado por el Ing. Julio Eduardo González Vásquez

Guatemala, mayo de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN CON LÍNEAS  
COMPACTAS DE CONDUCTOR PROTEGIDO RESPECTO A UNA LÍNEA CONVENCIONAL**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**JUAN SALVADOR VALLE OLIVA**

ASESORADO POR EL ING. JULIO EDUARDO GONZÁLEZ VÁSQUEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MAYO DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

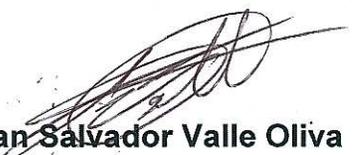
DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Castillo
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

## **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 LA CONFIABILIDAD EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN CON LÍNEAS  
COMPACTAS DE CONDUCTOR PROTEGIDO RESPECTO A UNA LÍNEA CONVENCIONAL**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 29 agosto de 2011.

  
**Juan Salvador Valle Oliva**

Guatemala, 20 de noviembre de 2012

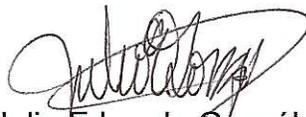
**Ing. Francisco Javier González López,  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.  
Facultad de Ingeniería.  
Universidad de San Carlos de Guatemala.  
Presente**

Estimado Ingeniero González:

Saludos cordiales. Por medio de la presente HAGO CONSTAR que he revisado y dado mi aprobación al informe final de trabajo de graduación titulado **“ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD EN LINEAS DE DISTRIBUCION CON LINEAS COMPACTAS DE CONDUCTOR PROTEGIDO RESPECTO A UNA LINEA CONVENCIONAL”**, del estudiante de Ingeniería Eléctrica Juan Salvador Valle Oliva quien se identifica con el carné número 2002-12248.

Sin otro particular me suscribo de usted.

Atentamente;



Ing. Julio Eduardo González Vázquez  
Colegiado No. 6059  
Asesor

**JULIO EDUARDO GONZALEZ VASQUEZ**  
*Ingeniero Mecánico Electricista*  
**Colegiado No. 6059**



Ref. EIME 07.2013.  
Guatemala, 18 de ENERO 2013.

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 LA CONFIABILIDAD EN LÍNEAS DE  
DISTRIBUCIÓN CON LÍNEAS COMPACTAS DE CONDUCTOR  
PROTEGIDO RESPECTO A UNA LÍNEA CONVENCIONAL”.**  
del estudiante Juan Salvador Valle Oliva, que cumple con los  
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López  
Coordinador Área Potencia



FJGL/sro



REF. EIME 08. 2013.

**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; JUAN SALVADOR VALLE OLIVA titulado: “ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN CON LÍNEAS COMPACTAS DE CONDUCTOR PROTEGIDO RESPECTO A UNA LÍNEA CONVENCIONAL”, procede a la autorización del mismo.**

**Ing. Guillermo Antonio Puente Romero**



**GUATEMALA, 28 DE FEBRERO 2,013.**

Universidad de San Carlos  
de Guatemala



Facultad de Ingeniería  
Decanato

DTG. 313.2013

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 LA CONFIABILIDAD EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN CON LÍNEAS COMPACTAS DE CONDUCTOR PROTEGIDO RESPECTO A UNA LÍNEA CONVENCIONAL**, presentado por el estudiante universitario: **Juan Salvador Valle Oliva**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, 2 de mayo de 2013

/gdech



## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>Dios</b>	Por brindarme la oportunidad de vivir y darme la sabiduría para concluir el presente trabajo.
<b>Mis padres</b>	Juan Salvador Valle Palacios y Angela Aracely Oliva de Valle, con todo mi amor y admiración por ser ejemplos de compromiso, superación y amor con cada uno de sus hijos.
<b>A mis hermanos</b>	Angelita Aracely, Margarita María, Beatriz Adriana y Fernando Rafael, por el apoyo y motivación brindada a lo largo de mi vida.
<b>Mis abuelas</b>	Margarita Estrada y Romelia Palacios, con todo mi cariño y admiración por su fortaleza.
<b>La Facultad de Ingeniería</b>	Por todos los conocimientos y experiencias adquiridos durante mi vida universitaria.
<b>Mis amigos y compañeros de la Facultad de Ingeniería</b>	Por su apoyo y colaboración incondicional.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

- Dios** Por todas las bendiciones recibidas durante mi vida y por permitirme culminar esta carrera.
- Mis padres** Por todo su esfuerzo, confianza, apoyo incondicional y por todas sus enseñanzas.
- A mi asesor** Ingeniero Julio Eduardo González Vázquez, por su valioso tiempo y por la asesoría recibida durante el desarrollo de esta investigación.
- A Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.** Por su valiosa colaboración en facilitarme la información utilizada para el desarrollo de esta investigación.
- La Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica** A cada uno de los profesores, por compartir sus conocimientos.
- La Universidad de San Carlos de Guatemala** Por ser mi casa de estudios y permitirme formarme como profesional.



	1.3.1.2.	Línea subterránea.....	12
1.3.2.		Clasificación según la zona de servicio .....	13
	1.3.2.1.	Sistema de distribución urbano.....	13
	1.3.2.2.	Sistema de distribución rural.....	14
1.3.3.		Clasificación según el esquema de conexión .....	14
	1.3.3.1.	Sistemas radiales .....	15
	1.3.3.2.	Sistemas en anillos.....	16
	1.3.3.3.	Sistemas enmallados.....	17
1.4.		Elementos constructivos de una línea de distribución .....	18
	1.4.1.	Conductores .....	19
	1.4.1.1.	Conductores de aluminio .....	20
	1.4.1.2.	Conductores homogéneos de aluminio .....	20
	1.4.1.3.	Conductores homogéneos de aleación de aluminio .....	21
	1.4.1.4.	Conductores mixtos de aluminio acero .....	21
	1.4.1.5.	Selección del conductor .....	22
	1.4.2.	Herrajes.....	22
	1.4.3.	Aisladores.....	22
	1.4.4.	Apoyos y postes .....	22
	1.4.5.	Sistemas de protecciones.....	22
	1.4.5.1.	Corta circuitos y fusibles .....	24
	1.4.5.2.	Restaurador ( <i>recloser</i> ) de subestación .....	26
	1.4.5.3.	Seccionalizador .....	27
	1.4.5.4.	Pararrayos .....	28

2.	CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	29
2.1.	Confiabilidad de los sistemas de distribución .....	29
2.1.1.	Confiabilidad considerando valores objetivos y cuantitativos .....	31
2.1.2.	Parámetros que define confiabilidad .....	32
2.1.3.	Análisis de confiabilidad .....	33
2.1.4.	Obtención de datos históricos .....	34
2.1.4.1.	Sistema de medición y control de la calidad del servicio de distribución .....	35
2.1.4.2.	Sistema de control e identificación de los usuarios .....	36
2.2.	Índices de confiabilidad .....	37
2.3.	Índices de calidad para las interrupciones .....	38
2.3.1.	Frecuencia media de Interrupción por Kilovoltio Amperio (FMIK).....	38
2.3.1.1.	Tiempo Total de Interrupción por Kilovoltio Amperio (TTIK) .....	39
2.3.1.2.	Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU).....	39
2.3.1.3.	Tiempo de Interrupciones por Usuario (TIU).....	40
2.3.2.	Tolerancias de las interrupciones .....	40
2.3.3.	Indemnización por interrupciones .....	41
2.4.	Importancia económica de la confiabilidad .....	44
2.4.1.	Pérdidas económicas para los distribuidores .....	45
2.4.2.	Pérdidas económicas para los usuarios .....	45
3.	FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	47
3.1.	Fallas en los sistemas de distribución .....	47

3.2.	Fallas de origen interno.....	48
3.2.1.	Sobretensiones de maniobra.....	49
3.2.2.	Sobretensiones de servicio.....	49
3.3.	Fallas de origen externo.....	50
3.3.1.	Fallas por descargas atmosféricas .....	51
3.3.1.1.	Inducción electrostática .....	51
3.3.1.2.	Carga progresiva de los conductores por rozamiento del aire circundante .....	52
3.3.1.3.	Cargas producidas por cortar diferentes superficies de nivel eléctrico .....	52
3.3.1.4.	Descargas directas .....	53
3.3.1.5.	Inducción producida por descargas atmosféricas cercanas .....	56
3.3.2.	Fallas por tormentas y vientos fuertes .....	56
3.3.3.	Fallas por contactos accidentales sobre las líneas.....	58
3.4.	Mantenimiento preventivo para mejorar la confiabilidad .....	60
3.4.1.	Poda de árboles .....	61
3.4.2.	Planificación para tener el árbol adecuado en el lugar adecuado.....	62
4.	LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN CON CONDUCTOR PROTEGIDO.....	65
4.1.	Línea de distribución con conductor protegido .....	65
4.1.1.	Antecedentes .....	67
4.1.2.	Criterios de aplicación .....	68
4.1.2.1.	Zonas densamente arboladas.....	69
4.1.2.2.	Zonas de gran interferencia de aves....	69
4.1.2.3.	Tendido de grandes vanos .....	69

	4.1.2.4.	Circuitos troncales o alimentadores.....	70
	4.1.2.5.	Múltiples configuraciones .....	70
	4.1.2.6.	Calles estrechas.....	71
	4.1.2.7.	Zonas con velocidad de viento elevada .....	71
	4.1.2.8.	Zonas con elevado nivel isoseraúnico .....	71
4.2.		Elementos de una línea de distribución compacta .....	72
	4.2.1.	Conductor protegido .....	72
	4.2.1.1.	Conductor de una capa .....	73
	4.2.1.2.	Conductor de dos capas .....	74
	4.2.1.3.	Conductor de dos capas <i>versus</i> una capa .....	75
	4.2.2.	Cable portante ( <i>messenger wire</i> ) .....	76
	4.2.2.1.	Características de construcción .....	76
	4.2.2.2.	Características técnicas .....	77
	4.2.2.3.	Selección del cable portante .....	78
	4.2.3.	Espaciador.....	79
	4.2.3.1.	Espaciador vertical.....	81
	4.2.3.2.	Espaciador monofásico .....	81
	4.2.4.	Aislador polimérico a perno.....	82
	4.2.5.	Aislador tipo pin para remates de líneas .....	83
	4.2.6.	Brazo de soporte.....	84
	4.2.7.	Brazo antibalanceo .....	84
	4.2.8.	Brazo tipo C .....	85
	4.2.9.	Brazo tipo C para doble terna .....	86
	4.2.10.	Ataduras para espaciadores y para aisladores .....	87
	4.2.11.	Ataduras para retención.....	87
	4.2.12.	Anillo de amarre.....	88

4.2.13.	Estructuras .....	88
4.2.13.1.	Postes de hormigón.....	89
4.2.13.2.	Postes de madera.....	90
4.3.	Recomendaciones para la instalación de conductores .....	90
4.3.1.	Cuidados en la manipulación.....	91
4.3.2.	Tensado de la línea .....	92
4.3.3.	Uniones y empalmes .....	93
4.3.4.	Poda previa al tendido .....	93
4.4.	Instalación de protecciones .....	94
4.4.1.	Pararrayos de sobretensión.....	94
4.4.2.	Protección frente a cortocircuitos.....	96
4.4.3.	Seccionamientos de las líneas .....	97
4.4.4.	Puesta a tierra .....	98
5.	CONFIABILIDAD DE UNA LÍNEA DE CONDUCTOR PROTEGIDO.....	99
5.1.	Reducción de salidas de servicio por contactos accidentales .....	100
5.1.1.	Ejemplo de un cortocircuito con madera mojada, fase – neutro .....	102
5.1.2.	Ejemplo de un caso real .....	103
5.2.	Reducción de sobretensiones por descargas atmosféricas ...	104
5.3.	Regulación de tensión.....	105
5.3.1.	Cálculo de la caída de tensión.....	106
5.3.2.	Reducción del valor de resistencia .....	108
5.3.3.	Reducción del valor de inductancia .....	110
5.4.	Reducción de espacio y posibilidad de múltiples configuraciones .....	113
5.4.1.	Doble circuito por poste .....	113

5.4.2.	Montaje debajo de una línea de transmisión existente .....	114
5.5.	Menor impacto ambiental.....	115
6.	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	117
6.1.	Análisis de la confiabilidad de la línea aldea El Cerrito, Fraijanes, Guatemala .....	117
6.2.	Interrupciones en tramos existentes de conductor protegido .	118
6.2.1.	Sector No. 1 .....	118
6.2.2.	Sector No. 2 .....	120
6.2.3.	Sector No. 3.....	123
6.3.	Sector con conductor desnudo .....	124
6.4.	Análisis estadístico del historial de fallas de la línea con conductor convencional de la aldea El Cerrito, Fraijanes .....	125
6.4.1.	Valores del segundo semestre 2011 aldea El Cerrito .....	129
6.4.2.	Valores del primer semestre 2012 aldea El Cerrito .....	132
6.5.	Cálculo de índices de frecuencia y tiempo de interrupciones .....	135
6.5.1.	Primer semestre 2011 .....	136
6.5.2.	Segundo semestre 2011 .....	138
6.5.3.	Primer semestre 2012.....	140
6.6.	Análisis de resultados .....	142
6.6.1.	Indemnizaciones a pagar .....	142
6.6.2.	Costo de la energía no vendida .....	143
	CONCLUSIONES.....	145
	RECOMENDACIONES.....	147

BIBLIOGRAFÍA ..... 149  
ANEXOS ..... 151

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Diagrama unifilar de un sistema de distribución típico .....	3
2.	Diagrama unifilar de un alimentador primario .....	5
3.	Transformador auto protegido (CSP) .....	9
4.	Transformador convencional .....	9
5.	Diagrama de un sistema radial .....	16
6.	Diagrama de una configuración en anillo .....	17
7.	Diagrama de una configuración de enmallado .....	18
8.	Corta circuito .....	25
9.	Curva tipo bañera .....	30
10.	Curvas de costo de confiabilidad .....	44
11.	Oscilograma de sobretensión de origen interno .....	50
12.	Efecto de una nube cargada positivamente sobre una línea .....	52
13.	Característica de una onda de tensión de rayo .....	54
14.	Descarga de un rayo sobre un poste .....	55
15.	Descarga de un rayo sobre un vano .....	55
16.	Poste derrumbado por tormenta .....	57
17.	Árbol sobre las líneas .....	57
18.	Rama incendiada por contacto con líneas .....	59
19.	Ave electrocutada en una línea de distribución .....	59
20.	Ave haciendo tierra con el conductor de línea .....	60
21.	Modelos de poda de árboles .....	62
22.	Árbol adecuado en el lugar adecuado .....	63
23.	Elementos de línea trifásica de conductor protegido .....	65

24.	Conductor de una capa .....	74
25.	Conductor de dos capas .....	74
26.	Rupturas en diferentes puntos del conductor.....	76
27.	Espaciador.....	80
28.	Espaciador vertical .....	81
29.	Espaciador monofásico .....	82
30.	Configuración con aisladores tipo pin .....	83
31.	Aislador tipo pin de remate .....	84
32.	Brazo de soporte y brazo antibalaceo.....	85
33.	Brazo tipo C para desvíos angulares .....	86
34.	Brazo tipo C para doble terna .....	87
35.	Anillo de amarre .....	88
36.	Prueba con madera mojada.....	102
37.	Circuito equivalente de una línea corta.....	107
38.	Diagrama fasorial.....	107
39.	Caída de tensión considerando únicamente resistencia del conductor.....	110
40.	Ubicación de los conductores .....	111
41.	Caída de tensión considerando inductancia y resistencia del conductor.....	112
42.	Espaciadores para doble terna .....	113
43.	<i>Spacer</i> cable debajo de líneas de distribución .....	114
44.	Espacio de podas .....	116
45.	Tramos con conductor protegido colonia El Encinal .....	119
46.	Conductor protegido carretera Antigua Guatemala .....	121
47.	Conductor protegido sector de zona 10 ciudad Capital.....	123
48.	Ramal de aldea El Cerrito Fraijanes .....	125
49.	Reducción de frecuencia de interrupciones primer semestre 2011 ....	127
50.	Reducción de tiempo de las interrupciones primer semestre 2011 ...	128

51.	Reducción de frecuencia de las interrupciones segundo semestre 2011 .....	130
52.	Reducción del tiempo de las interrupciones segundo semestre 2011 .....	131
53.	Reducción de frecuencia de interrupciones primer semestre 2012 ...	133
54.	Reducción de tiempo de fallas al utilizar conductor protegido primer semestre 2012 .....	134

## TABLAS

I.	Índices globales .....	40
II.	Índices individuales .....	41
III.	<i>Messenger Wire</i> .....	78
IV.	Espaciador .....	80
V.	Espaciadores verticales .....	82
VI.	Características de los postes de hormigón .....	89
VII.	Características de los postes de madera .....	90
VIII.	Comparación en las salidas de servicio .....	101
IX.	Tiempo de fallas en prueba con madera mojada .....	103
X.	Porcentajes de tolerancia en regulación de tensión .....	106
XI.	Resistencia de cables de aluminio y ACSR .....	109
XII.	Distancias entre fases con tensión de 13,8 KV .....	111
XIII.	Interrupciones segundo semestre de 2011 El Encinal .....	119
XIV.	Interrupciones primer semestre de 2012 El Encinal .....	120
XV.	Interrupciones primer semestre de 2011 carretera a Antigua .....	122
XVI.	Interrupciones primer semestre de 2012 carretera a Antigua .....	122
XVII.	Interrupciones segundo semestre de 2011 zona 10 .....	124
XVIII.	Interrupciones primer semestre de 2012 zona 10 .....	124
XIX.	Interrupciones primer semestre de 2011 aldea El Cerrito .....	126

XX.	Porcentaje de reducción de fallas al utilizar conductor protegido para primer semestre 2011 .....	127
XXI.	Tiempo de las interrupciones para primer semestre 2011.....	128
XXII.	Interrupciones segundo semestre de 2011 aldea El Cerrito.....	129
XXIII.	Porcentaje de reducción de fallas al utilizar conductor protegido segundo semestre 2011 .....	130
XXIV.	Reducción del tiempo de las interrupciones segundo semestre 2011 .....	131
XXV.	Interrupciones primer semestre de 2012 aldea El Cerrito .....	132
XXVI.	Porcentaje de reducción de fallas al utilizar conductor protegido primer semestre 2012.....	133
XXVII.	Reducción de tiempo de fallas al utilizar conductor protegido primer semestre 2012.....	134
XXVIII.	FIU primer semestre 2011 aldea El Cerrito .....	136
XXIX.	TIU primer semestre 2011 aldea El Cerrito .....	136
XXX.	FIU segundo semestre 2011 aldea El Cerrito .....	138
XXXI.	TIU segundo semestre 2011 aldea El Cerrito .....	138
XXXII.	FIU primer semestre 2012 aldea El Cerrito .....	140
XXXIII.	TIU primer semestre 2012 aldea El Cerrito .....	140
XXXIV.	Indemnizaciones para conductor convencional.....	142
XXXV.	Indemnizaciones para conductor protegido .....	143
XXXVI.	Energía no vendida para conductor convencional .....	144
XXXVII.	Energía no vendida para conductor protegido .....	144

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>AAAC</b>	Cables homogéneos de aleación de aluminio
<b>AAC</b>	Cables homogéneos de aluminio puro
<b>ACSR</b>	Cables mixtos aluminio acero
<b>FIU</b>	Frecuencia de interrupción por usuario
<b>FMIK</b>	Frecuencia media de interrupción por KVA
<b>°C</b>	Grado Centígrados
<b>Hz</b>	Hertz
<b>INIG</b>	Indemnización para ser distribuida globalmente entre los usuarios
<b>kva</b>	Kilo Volt-amperios
<b>kg</b>	Kilogramos
<b>km</b>	Kilómetro

<b>kWh</b>	Kilovatios hora
<b>kV</b>	Kilovoltio
<b>l</b>	Libras
<b>m</b>	Metros
<b>%</b>	Porcentaje
<b>Q</b>	Quetzal, moneda de la República de Guatemala
<b>R m s</b>	Root Mid Square
<b>TIU</b>	Tiempo de interrupción por usuario
<b>TTIK</b>	Tiempo medio de interrupción por KVA
<b>UV</b>	Ultra violeta

## GLOSARIO

<b>Carga</b>	Potencia eléctrica demandada en cualquier instante por una instalación eléctrica o un elemento específico de ella, la cual puede ser medida en términos de kW, kVAr, o kVA.
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<b>Conductor</b>	Es un material, usualmente en la forma de alambre, cable o barra, capaz de conducir una corriente eléctrica.
<b>Distancia mínima de seguridad</b>	Es la distancia mínima establecida entre superficies, de un objeto energizado y otro energizado o no, o persona, para garantizar que el segundo objeto o persona no se encuentre en riesgo de recibir descargas eléctricas desde el primero.
<b>Estructura</b>	La unidad principal de soporte, generalmente se aplica al poste o torre adaptada para ser usado como medio de suspensión de líneas aéreas de energía eléctrica.

<b>Flecha</b>	Es la distancia vertical medida de un conductor a la línea recta imaginaria que une los dos puntos de soporte del conductor en las estructuras. A menos que se diga lo contrario, la flecha es la que corresponde a la medida en el punto medio del vano.
<b>Kilovatio</b>	Unidad de medida de la potencia real que se usa en un circuito de corriente alterna, significa 1 000 vatios.
<b>Kilovatio hora (kWh)</b>	Unidad de energía eléctrica igual a 1000 vatios.
<b>Línea Aérea</b>	Es una adaptación de componentes, destinados al transporte de energía eléctrica. Está constituida por conductores desnudos, forrados o aislados, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores.
<b>Monofásico</b>	Sistema compuesto por una fase de voltaje y corriente alterna.
<b>Nivel isoceraúnico</b>	Se refiere al número de descargas eléctricas por unidad de superficie (km. cuadrado) y por año, que mide la probabilidad que tiene un punto del terreno de ser alcanzado por una descarga atmosférica.

<b>NTDOID</b>	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.
<b>NTSD</b>	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
<b>Ohm</b>	Unidad de medida de resistencia eléctrica.
<b>SCADA</b>	Sistema de Supervisión y Adquisición de Datos.
<b>Sistema de distribución</b>	Es el conjunto de instalaciones desde 120 voltios, hasta tensiones de 34,5 kV encargadas de entregar energía eléctrica a los usuarios.
<b>Tensión</b>	Voltaje o diferencia de potencial efectiva (rms) entre dos conductores o entre un conductor y tierra.
<b>Trifásico</b>	Sistema compuesto por tres fases de voltaje y corriente alterna.
<b>Vano</b>	Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.
<b>XLPE</b>	Es un polietileno reticulado con cadenas moleculares entrelazadas.



## RESUMEN

El propósito del presente trabajo de graduación es realizar un análisis estadístico para presentar a las líneas de distribución, construidas con cable protegido, como una alternativa adecuada para mejorar la confiabilidad de las líneas de distribución, esto gracias a que con ellas se reducen las fallas ocasionadas por contactos accidentales y por causas ambientales.

El análisis estadístico para conocer la confiabilidad se presenta en el capítulo VI. Antes de llegar a ello se inicia en el capítulo I, con una presentación de las redes de distribución eléctrica para dar a conocer características de las líneas, así como los elementos que la conforman como los soportes, conductores, protecciones y transformadores; que actúan para llevarles la energía eléctrica a los consumidores.

En el segundo capítulo se presentan algunos conceptos de confiabilidad, dando a conocer metodologías para análisis y los parámetros que se utilizan para el estudio. También se presentan los índices establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, con los cuales se establecen las indemnizaciones que debe pagar la empresa de distribución en caso sobrepase los límites establecidos de frecuencia y tiempo establecidos en la normativa.

La cantidad y el tipo de fallas son las que reducen la confiabilidad de un sistema de distribución, por lo que en el capítulo tres se presenta una descripción de los tipos de fallas, tanto de tipo interno como las de tipo externo. Nos interesan en especial las fallas de origen externo, ya que estas son las que se reducen considerablemente al utilizar el conductor protegido.

Luego tener una descripción de la confiabilidad y los tipos de fallas que causan interrupciones, se presentan las características constructivas de las líneas con conductor protegido. Se describen los elementos, haciendo énfasis en las características del conductor protegido así como las recomendaciones adecuadas para su instalación ya que el cuidado de la protección mantendrá los niveles de confiabilidad que se buscan.

En el capítulo 5 se analizan las ventajas técnicas del conductor protegido, para demostrar sus cualidades ante contactos accidentales y descargas atmosféricas. Así como las ventajas en la protección ambiental que presentan al dar la posibilidad de reducir las distancias de poda de árboles cercanos a las líneas, el tema ambiental es un tema que ha tomado mayor importancia en los últimos años por lo cual es una justificación considerable para el uso de conductor protegido.

Para presentar los resultados en el capítulo final, se aplicó la metodología del análisis estadístico de valores históricos de fallas. Se analizaron las fallas por semestre de tres sectores construidos con conductor protegido. En estos sectores se aprecia un porcentaje muy bajo de fallas por contactos accidentales a pesar de ser sectores con alta densidad de árboles. Con esta información y los datos establecidos en las pruebas realizadas por un fabricante, se pudo hacer un análisis sobre las reducciones que se obtendrían sectores con alta densidad de fallas y que están construidos con conductor convencional. El sector con conductor convencional analizado presenta un valor considerable de fallas con un alto número de fallas causadas por contactos accidentales.

Con los resultados obtenidos se realiza una comparación para conocer los índices de Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU) y de Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU), al comparar estos índices se podrá observar una mejora en la confiabilidad de una línea de distribución al utilizar conductor protegido, así como la reducción de la indemnización que la empresa de distribución debe pagarle a los usuarios.



## **OBJETIVOS**

### **General**

Analizar la mayor confiabilidad de un sistema de distribución compacto con conductor protegido, ante un sistema convencional de conductor desnudo.

### **Específicos**

1. Conocer los conceptos de confiabilidad y las fallas que causan una disminución de ésta en los sistemas de distribución.
2. Conocer los elementos de construcción de las líneas compactas de conductor protegido.
3. Conocer las características técnicas de las líneas de conductor protegido que mejoran la calidad del servicio de distribución.
4. Analizar la reducción del índice de Frecuencia de Interrupción Por Usuario (FIU) al utilizar conductor protegido.
5. Analizar la reducción del índice de Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) al utilizar conductor protegido.



## INTRODUCCIÓN

Las líneas de distribución son la parte del sistema eléctrico de potencia, por la cual se suministra la energía eléctrica a los usuarios finales. Estas líneas pueden ser aéreas o subterráneas y su ubicación puede ser en un área urbana o en un área rural.

En el país la distribución se realiza en su gran mayoría con líneas aéreas con conductor desnudo. Por lo cual se presentan una considerable cantidad de interrupciones del servicio, gran parte de estas interrupciones son causadas por contactos accidentales de objetos extraños con los conductores.

En este trabajo de graduación, se realiza un análisis sobre la mayor confiabilidad que se obtiene al utilizar líneas de distribución compactas de conductor protegido, las cuales son líneas aéreas, construidas con cables protegidos, amarrados y separados con espaciadores aislantes y sustentados por un cable de acero portante galvanizado de alta resistencia.

La gran ventaja que presenta este tipo de línea es que al existir un contacto temporal con ramas u objetos extraños, no se produce un corto circuito, únicamente se presenta una corriente de fuga que está limitada a miliamperios.

También se analizan otras ventajas técnicas para su aplicación, como lo son la reducción del espacio que utilizan, los menores valores de resistencia e inductancia que presentan, la ventaja que presenta el cable portante ante descargas atmosférica y el menor impacto ambiental que presentan.

Gracias a la colaboración de Empresa Eléctrica de Guatemala, se tuvo acceso a información de interrupciones y fallas históricas en cuatro sectores diferentes de su red de distribución, los tres primeros sectores que se analizan son líneas construidas con cable protegido. Las cuales como se podrá apreciar no presentaron interrupciones por contactos accidentales, ya que las interrupciones que presentan fueron ocasionadas por fallas en otros sectores.

El cuarto sector que se analiza es una línea que manifestó varias interrupciones, presentando un porcentaje elevado de fallas por contactos de ramas u otros objetos. Por lo que se analiza la posible reducción de estas fallas si estuviera construida con conductor protegido, con esto se mejorarían considerablemente índices de calidad de energía.

El análisis final se realiza con los cálculos de los índices de frecuencia de interrupciones y tiempo de interrupciones, para conocer los valores de indemnización que debe pagar la empresa de distribución de energía a los usuarios, por estar fuera de las tolerancias normadas. Así como también el costo que le representa al no poder vender la electricidad en ese período de interrupción.

# **1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

## **1.1. Sistema de distribución de energía eléctrica**

La red de distribución de energía eléctrica, es la parte del Sistema Eléctrico de Potencia que tiene como función el transporte de la energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales que están conectados a dicha red.

Según la definición dada en la Ley General de Distribución de Guatemala, El Sistema de Distribución es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcione a los voltajes que se especifican en el reglamento.

Una definición más sencilla de un sistema de distribución, se refiere a todos los elementos que llevan la electricidad desde las grandes fuentes de energía, a los consumidores. Los principales elementos que conforman el sistema son los conductores o cables, por los cuales circula la electricidad; los soportes conformados por postes, herrajes y aisladores, que elevan, sujetan y aíslan los cables. Los elementos de protección, como fusibles y seccionadores que le brindan seguridad al sistema. Los elementos de transformación que nos dan el nivel de voltaje adecuado según la necesidad del usuario.

Todo este proceso debe cumplir con la conveniente continuidad y la calidad del servicio exigido por las normativas nacionales y por las exigencias de los usuarios que esperan un servicio confiable. Por tal razón el presente

estudio pretende demostrar la mayor confiabilidad de las líneas de conductor protegido.

Las líneas de distribución son líneas de mediana tensión con voltajes mayores de 1 kilovoltios, y menores de 34,5 kilovoltios, los voltajes más utilizados en Guatemala por las empresas de distribución son 13,8 y 34,5 kilovoltios en corriente alterna con una frecuencia nominal de 60 Hertz.

Los sistemas de distribución pueden ser clasificados de diversas maneras:

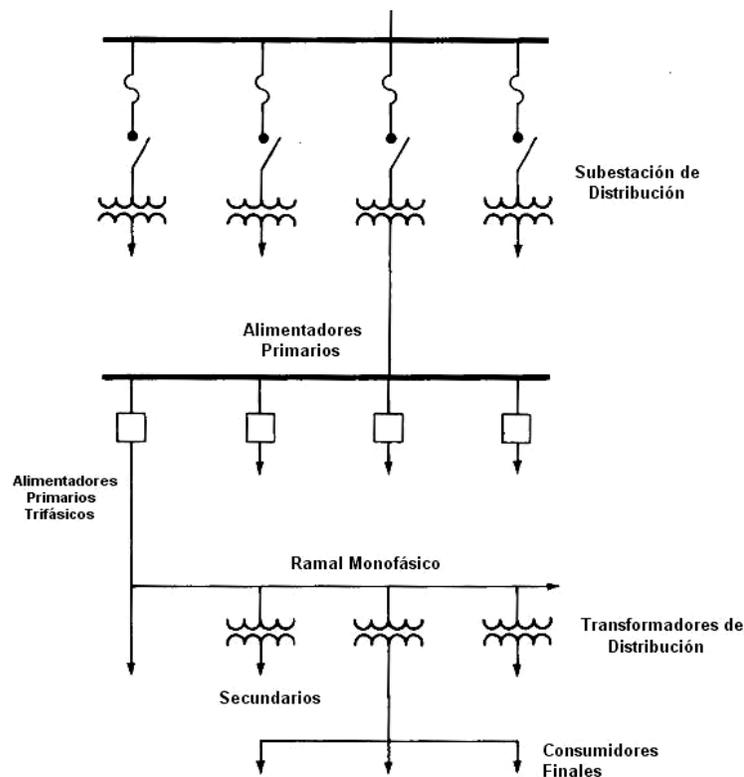
- Por la corriente: alterna o directa.
- De acuerdo a la tensión: distribución primaria, distribución secundaria
- Con el esquema de conexión: radial, malla, red, múltiple y serie.
- Con base en las cargas: residencial, pequeña de iluminación y potencia, grande de iluminación y potencia, alumbrado público.
- Por el número de conductores: bifilar, trifilar para sistemas trifásicos, y tetrafilar para sistemas trifásicos con esquema de estrella aterrizada con neutral.
- Por el tipo de construcción: aéreas o subterráneas.
- De acuerdo a la zona de servicio: sistema urbano, sistema rural, sistema comercial y sistema industrial.

## 1.2. Componentes del sistema de distribución

El Sistema de Distribución está compuesto por varios elementos, los cuales deben ser seleccionados adecuadamente y recibir el mantenimiento correcto, para garantizar la confiabilidad del servicio.

El primer elemento que se tiene en un sistema de distribución es una subestación, de donde parten los alimentadores primarios, de éstos se derivan los alimentadores secundarios los cuales llegan al transformador de distribución que reduce el voltaje para que la energía sea utilizada por el consumidor final.

Figura 1. Diagrama unifilar de un sistema de distribución típico



Fuente: GÖNEN, Toram. Electric power distribution system engineering. p. 36.

### **1.2.1. Subestación de distribución**

Son los elementos del sistema de potencia donde se transforma el voltaje de las líneas de transmisión, a valores de media tensión con los cuales se alimentan las redes de distribución. Los elementos que conforman una subestación son: el transformador, el cual reduce el voltaje al nivel en que se transportará; un sistema de protección y un sistema de medición en el lado primario; así como sus sistemas de protección y un sistema de medición en el lado secundario.

Los niveles de confiabilidad y flexibilidad de las subestaciones de distribución son de gran importancia, debido a que de las barras de la subestación parten los alimentadores primarios hacia los centros de consumo. Por lo tanto deben brindar la facilidad de realizar los servicios programados, manteniendo el sistema en operación.

Existen diversos tipos de configuraciones de las barras de subestaciones, que se pueden seleccionar dependiendo de diversos factores como, la demanda de energía, las ampliaciones previstas, facilidades para el mantenimiento y los costos asociados en la construcción de cada configuración. Entre los arreglos más comunes podemos mencionar:

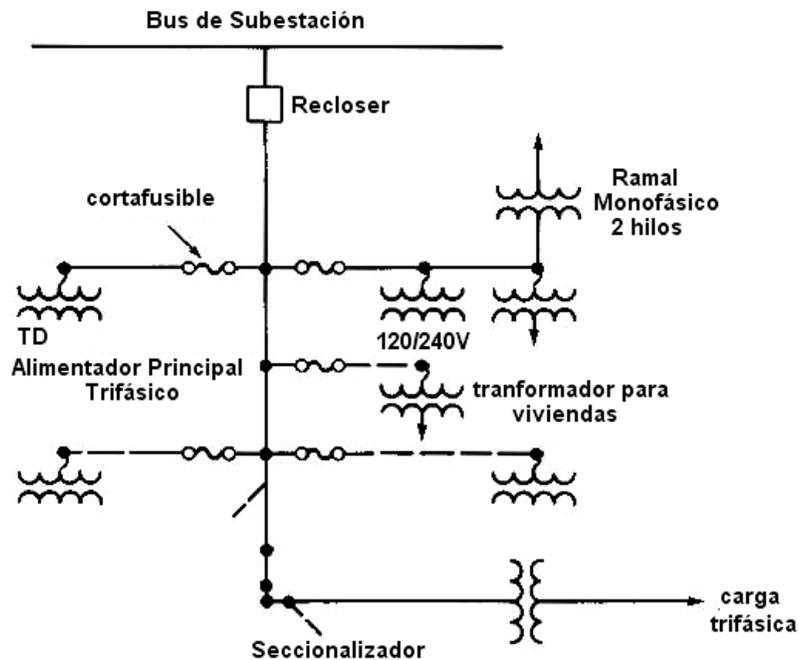
- Barra simple
- Barra seccionada
- Barra principal y barra de interconexión
- Barra principal y barra de transferencia
- Barra principal y barra auxiliar
- Barra principal, barra auxiliar y barra de transferencia
- Interruptor y medio

### 1.2.2. Alimentadores primarios de distribución

Son las líneas de distribución, encargadas de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas.

Los alimentadores primarios normalmente se estructuran en forma radial, en un sistema de este tipo la forma geométrica del alimentador semeja la de un árbol, donde por el grueso del tronco, el mayor flujo de la energía eléctrica se transmite por toda una troncal, derivándose a la carga a lo largo de los ramales.

Figura 2. Diagrama unifilar de un alimentador primario



Fuente: GÖNEN, Toram. Electric power distribution system engineering. p. 38

Dentro de los componentes de un alimentador primario se puede mencionar los siguientes:

#### **1.2.2.1. Troncal o alimentador principal**

Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales. Generalmente son sistemas trifásicos de cuatro hilos. Por lo general los conductores utilizados son calibres gruesos 336, 556 y hasta 795 MCM, ACSR (calibre de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga. Así como de la maniobrabilidad y configuración de la red.

#### **1.2.2.2. Ramal o lateral**

Es la parte del alimentador primario energizado a través de un troncal, en el que comúnmente van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en media tensión. Usualmente son líneas de una fase pero también pueden ser trifásicos derivados del alimentador principal.

#### **1.2.3. Transformadores de distribución**

El transformador es un dispositivo que cambia un nivel de voltaje de corriente alterna a otro nivel de voltaje, mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo de material ferromagnético. Estas bobinas no están conectadas de forma directa, la única conexión es el flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo.

Los transformadores de distribución son los utilizados por las empresas de distribución, para brindarles energía eléctrica a los usuarios. Conectando un devanado del transformador a la línea primaria, con voltajes de 13,8 a 34,5 kilovoltios. Y el devanado secundario o de baja tensión, alimenta a los consumidores, que pueden ser hogares o industrias con voltajes de 120 a 240 Voltios.

Los transformadores pueden presentarse en capacidades de 10 hasta 2 500 kilovoltios amperios, los cuales pueden instalarse en postes, sobre emplazamientos a nivel del suelo o bóvedas subterráneas, en la cercanía de los consumidores.

Para seleccionar el tamaño, la potencia en *watts* y la configuración de un centro de transformación, se debe conocer el valor y las características de la carga que alimentará. Así como el comportamiento de ésta, a corto y mediano plazo para conocer posibles incrementos. Los transformadores pueden instalarse individualmente para cargas monofásicas y en bancos de tres transformadores para cargas trifásicas.

### **1.2.3.1. Clasificación de los transformadores de distribución**

Existen diversas clasificaciones de los transformadores, estas según su utilización y tipo de construcción. Una clasificación básica de transformadores de distribución es:

- Transformadores tipo pedestal
- Transformador tipo subestación

- Transformador tipo sumergible
- Transformador tipo poste

En las líneas de distribución aéreas que se analizará, los transformadores más utilizados son los transformadores tipo poste. Entre los cuales se tiene los auto-protegidos, los convencionales.

### **1.2.3.2. Transformadores autoprottegidos**

Los transformadores autoprottegidos (CSP, *Completely self-protecting transformer*), poseen un sistema de protección incorporado contra sobrevoltajes, fallas secundarias y sobrecargas severas. También proporciona un aviso visual de la existencia de condiciones de trabajo que no son adecuadas y pueden dañar los equipos.

Los componentes que caracterizan a un transformador auto-protegido, son el interruptor termo-magnético de baja tensión; el cual interrumpe la alimentación ante cualquier falla que se presente.

Así como un pararrayos que generalmente está montado en el tanque del transformador y su función es proteger al transformador contra daños al aislamiento, provocados por sobretensiones inducidas por rayos.

Figura 3. **Transformador auto protegido (CSP)**



Fuente: <http://www.everpowerelectric.com/product>. Consulta: 3 de noviembre de 2012.

### 1.2.3.3. **Transformadores convencionales**

Estos transformadores no traen ningún equipo de protección incorporado, por lo que para protegerlos se les instala un fusible primario y un pararrayos. Se utilizan principalmente para construir bancos de transformadores trifásicos.

Figura 4. **Transformador convencional**



Fuente: [www.prolegc.com](http://www.prolegc.com). Consulta: 3 de noviembre de 2012.

#### **1.2.4. Alimentadores secundarios**

Los alimentadores secundarios distribuyen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas a los usuarios. Son circuitos generalmente aéreos, montados en postes y con los cuales se da la última etapa de la distribución de la corriente hasta los consumidores finales.

En la mayoría de los casos estos alimentadores secundarios son circuitos radiales, salvo en los casos de las estructuras subterráneas malladas (comúnmente conocidas como redes automáticas) en las que el flujo de energía no siempre sigue la misma dirección. Los alimentadores secundarios de distribución, por el número de hilos, se pueden clasificar en:

- Monofásico dos hilos
- Monofásico tres hilos
- Trifásico cuatro hilos

#### **1.2.5. Acometidas**

Las acometidas son las partes que conectan el sistema de distribución de la empresa suministradora con las instalaciones del usuario. Se pueden proporcionar a la tensión primaria (media tensión) o la tensión secundaria (baja tensión), esto depende de la magnitud de la carga que el usuario requiera, dependiendo de los valores establecidos en las normativas de acometidas de las empresas de distribución.

### **1.2.6. Medición**

El equipo de medición es el mecanismo por el cual la empresa que presta el servicio de distribución, contabiliza la cantidad de energía que es comprada por el cliente. El medidor puede ser un equipo muy complejo para sistemas industriales o un sistema sencillo para una residencia, en las cuales se utiliza un medidor de kilo watts – hora, que puede ser de disco giratorio o digital.

### **1.3. Clasificación de las líneas de distribución**

Existen diversas clasificaciones para las líneas de distribución, dependiendo del análisis que se pretenda realizar, como se ve que la clasificación puede depender del tipo de construcción, de la zona de servicio o de la configuración que tengan.

En Guatemala, el sistema de distribución se encuentra regulado, por lo cual el precio de la energía no depende de la tecnología que se aplique. Por este motivo la mayoría de las redes de distribución son sistemas aéreos radiales, construidos con conductores desnudos.

A continuación se presentan algunas clasificaciones de los sistemas de distribución.

#### **1.3.1. Clasificación según el tipo de construcción**

Ha de tenerse en cuenta, que la potencia a considerar debe ser aquella que prevé que la línea transporte, al menos a medio plazo, determinada por un anteproyecto general o por aumentos de demanda previsibles.

### **1.3.1.1. Líneas aéreas**

Estas líneas son las más abundantes en el país, ya que en el mercado local, el sistema de distribución se encuentra regulado. Por lo cual el precio de la energía no depende de la tecnología que se aplique. La normativa aplicada, no reconoce los costos de los sistemas subterráneos, por lo cual no son rentables en la comercialización de energía.

Los sistemas aéreos están constituidos por transformadores, cuchillas, pararrayos, cortacircuitos fusibles, cables desnudos, etcétera, los que se instalan en postes o estructuras de distintos materiales.

La configuración más sencilla para los sistemas aéreos es del tipo radial, la cual consiste en conductores desnudos de calibre grueso en el principio de la línea y de menor calibre en las derivaciones a servicios o al final de la línea. Cuando se requiere una mayor flexibilidad y continuidad del servicio es posible utilizar configuraciones más elaboradas.

Más adelante se analizará un sistema de distribución aéreo, construido con conductores protegidos ante contactos accidentales. Este no representa costos de construcción tan elevados como los sistemas subterráneos, y por sus ventajas técnicas, puede resultar una opción económica en algunos tramos de red que presenten problemas.

### **1.3.1.2. Línea subterránea**

Los sistemas subterráneos están constituidos por transformadores tipo interior o sumergible, cajas de conexión, interruptores de seccionamiento y

protección, cables aislados, etcétera, los que se instalan en locales en interior de edificios o en bóvedas, registros y pozos construidos en banquetas.

Por conveniencia para el análisis que se realizará con este trabajo, se realiza una descripción de las líneas de distribución, urbanas y rurales. Ya que para efectos de los pagos de indemnizaciones por las empresas de distribución, establecidas en las normativas nacionales, se hacen estas diferencias.

### **1.3.2. Clasificación según la zona de servicio**

En la Norma Técnica del Servicio de Distribución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se considera la diferencia en la tolerancia permitida de regulación de tensión, entre sistemas urbanos y rurales. También se realiza una diferenciación entre los índices de calidad de las interrupciones.

Considerando las definiciones establecidas en la Normativa Técnica del Servicio de Distribución de Guatemala, los tipos de sistemas según la zona de ubicación se tiene:

#### **1.3.2.1. Sistema de distribución urbano**

Es todo servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta a un usuario, ubicado en poblaciones que son cabeceras departamentales o municipales, o en su defecto en aglomeraciones poblacionales o núcleos integrados a las anteriores, en los cuales la distancia entre las acometidas de estos servicios es menor a cincuenta metros.

### **1.3.2.2. Sistema de distribución rural**

Es el servicio que se presta a los usuarios ubicados en poblaciones que no cumplan con las condiciones del servicio urbano. Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el costo del kilo *watt* hora consumido. En muchos casos es justificado, desde el punto de vista económico, la generación local, en una fase inicial, y sólo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande.

### **1.3.3. Clasificación según el esquema de conexión**

El diseño de un servicio de distribución debe ser realizado con el fin de minimizar los cortes de energía a los usuarios. Para ello, existen distintas configuraciones de redes que condicionan la forma normal de explotar los sistemas eléctricos y las posibilidades de salvar el servicio en caso de fallas y perturbaciones.

Existen varios factores que se deben considerar para la selección del diseño de un alimentador primario, dentro de las más importantes se puede mencionar:

- La naturaleza de la carga conectada
- La densidad de carga en el área a servir
- El incremento en el consumo de la carga
- La necesidad de proveer un servicio de operaciones de emergencia
- El tipo y el costo de la construcción del circuito empleado
- El diseño y la capacidad de la subestación requerida

- El tipo de equipo a utilizar
- La calidad de servicio requerida
- La continuidad del servicio requerida

Básicamente se pueden encontrar tres tipos diferentes de configuraciones: los sistemas radiales, sistemas de anillos y sistemas enmallados.

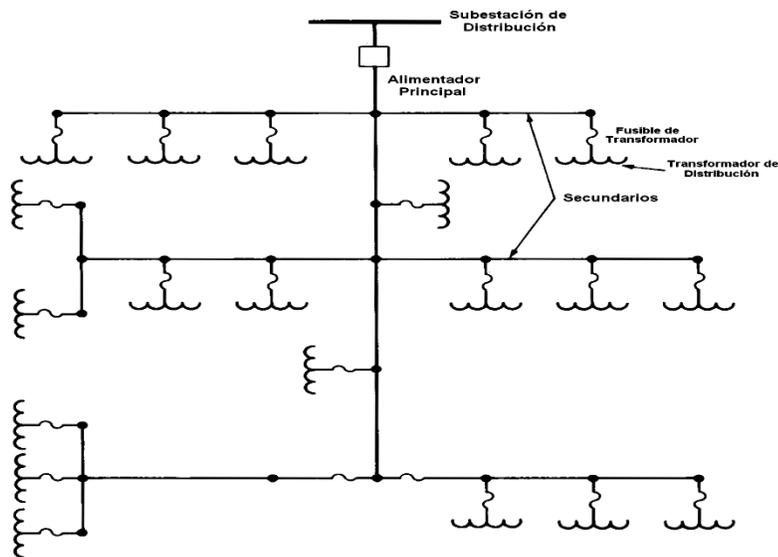
#### **1.3.3.1. Sistemas radiales**

Son aquellos que desde la subestación salen uno o más alimentadores. Cada uno de ellos puede o no ramificarse, pero jamás vuelven a encontrar un punto en común. Son los sistemas más económicos y por tal motivo, los más comunes en los sistemas primarios de distribución. Pero son los que ofrecen menor seguridad del servicio.

Entre las ventajas de este sistema, resalta su simplicidad y la facilidad que presentan para ser equipadas de protecciones selectivas.

La principal desventaja es su falta de garantía en la continuidad del servicio ante una falla. La ocurrencia de una falla en un circuito radial, puede causar que un sector quede fuera de servicio al activarse un dispositivo de protección como un fusible, un seccionalizador, un *switch* de desconexión o un recloser.

Figura 5. Diagrama de un sistema radial



Fuente: GÖNEN, Toram. Electric Power Distribution System Engineering. p.15.

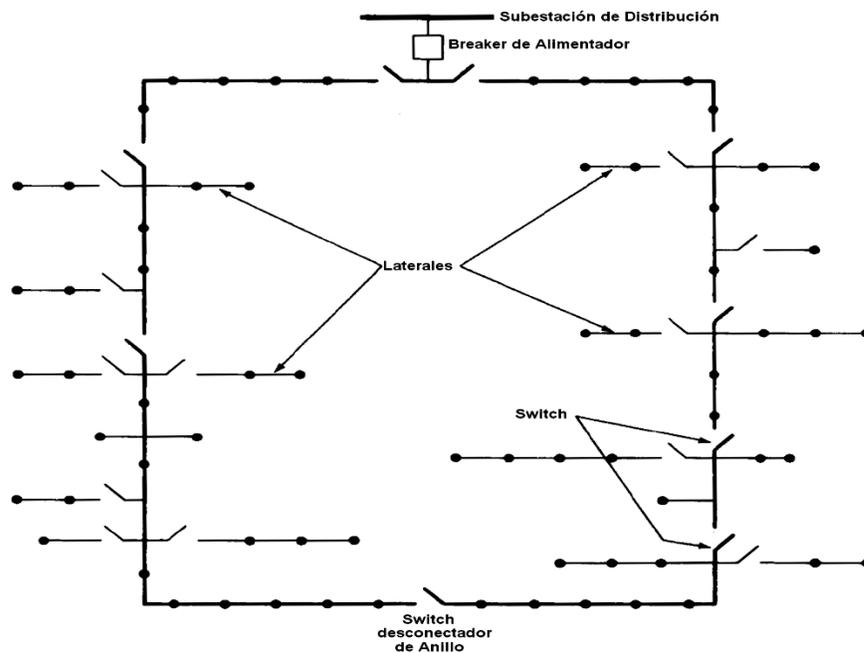
### 1.3.3.2. Sistemas en anillos

Los sistemas en anillos son los que permiten mejores condiciones de seguridad del servicio al ser alimentados en paralelo desde varias fuentes a la vez, mediante líneas continuas, sin interrupciones. El número de anillos así formado es siempre reducido y cada uno puede contener derivaciones más o menos importantes y ramificadas. En caso de problemas con una fuente (transformador), es posible mantener la alimentación desde las fuentes restantes.

Si falla uno de los anillos, se puede aislar el trozo fallado y alimentar desde ambos lados en forma radial. Mientras mayor sea el número de trozos en que pueda dividirse el anillo, mayor será la seguridad, pero también el costo.

Por último, la protección y el control de un anillo son más complicados y caros que los de un alimentador radial.

Figura 6. **Diagrama de una configuración en anillo**

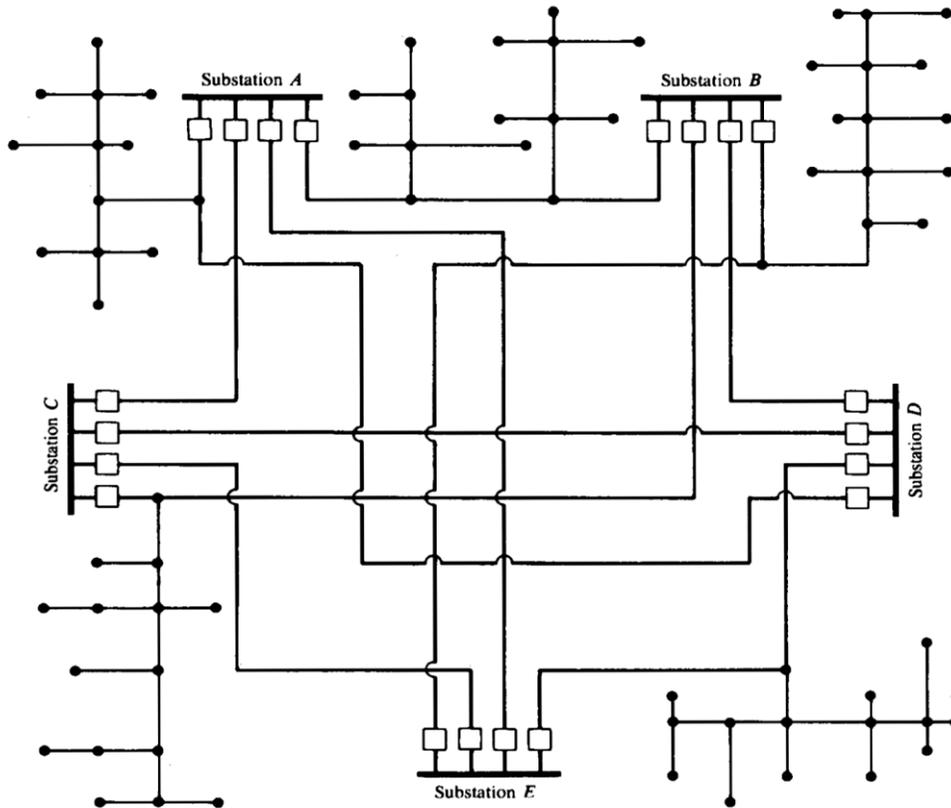


Fuente: GÖNEN, Toram. Electric Power Distribution System Engineering. p.17.

### 1.3.3.3. **Sistemas enmallados**

Los sistemas enmallados son aquellos en que todas las líneas forman anillos, obteniéndose una estructura similar a una malla. Esta disposición exige que todos los tramos de línea acepten sobrecargas permanentes, y estén protegidos de equipos de protección en ambos extremos. Se obtiene así la máxima seguridad, pero así también el mayor costo. Este tipo de redes se emplea en redes de transmisión importantes, así como en la distribución de algunas grandes ciudades en el mundo.

Figura 7. Diagrama de una configuración de enmallado



Fuente: GÖNEN, Toram. Electric Power Distribution System Engineering. p.21.

#### 1.4. Elementos constructivos de una línea de distribución

Básicamente una línea de distribución está formada por elementos de conducción y elementos de soporte, entre los cuales se tienen los conductores, aisladores, accesorios, postes, fundaciones y puestas a tierra por mencionar algunos.

Todos los elementos constructivos de una línea de distribución deben ser elegidos, conformados y construidos de manera que tengan un comportamiento seguro en condiciones de servicio, bajo las condiciones climáticas que

normalmente se esperan, bajo las tensiones de régimen, las corrientes de régimen y bajo las corrientes de corto circuito esperadas.

#### **1.4.1. Conductores**

El elemento principal en la construcción de las líneas de distribución es el conductor de la corriente, el cual es fabricado de un material de conductividad elevada, generalmente de aluminio o de cobre. Estos se obtienen mediante cableado de hilos metálicos (alambres) alrededor de un hilo central. Pero en aplicaciones donde se requiere una alta resistencia mecánica, como las líneas de distribución, se utiliza cables con alma acero o con aleaciones de acero.

Los metales utilizados para los conductores deben poseer tres características principales:

- Presentar baja resistencia eléctrica, por lo tanto pérdidas reducidas por efecto Joule.
- Presentar elevada resistencia mecánica, de manera que soporte los esfuerzos permanentes y accidentales.
- Un costo económico.

Los metales que satisfacen estas tres condiciones son relativamente escasos, entre los utilizados se tiene al aluminio, el cobre, aleaciones de aluminio y combinación de metales (aluminio acero).

Pese a su menor resistencia eléctrica y superiores aptitudes mecánicas, el cobre es poco utilizado en la construcción de líneas aéreas, siendo conductores a base de aluminio los más utilizados, gracias a un costo menor que el del cobre.

#### **1.4.1.1. Conductores de aluminio**

El aluminio es el material que se ha impuesto como conductor de líneas aéreas, esto al ser superadas las desventajas que tenía con respecto al cobre gracias a técnicas de producción que ayudaron a ello. Además favorecido por un precio menor ante el cobre.

Los conductores en base a aluminio utilizados en la construcción de líneas aéreas se presentan en las siguientes formas:

- Cables homogéneos de aluminio puro (AAC)
- Cables homogéneos de aleación de aluminio (AAAC)
- Cables mixtos aluminio acero (ACSR)
- Cables mixtos aleación de aluminio acero
- Cables aislados con neutro portante (cables preensamblados)

El conductor más utilizado es el ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced, Bare), el cual es un conductor desnudo de aluminio reforzado con acero.

#### **1.4.1.2. Conductores homogéneos de aluminio**

Es aluminio es, después del cobre, el metal industrial de mayor conductividad eléctrica. Esta se reduce muy rápidamente con la presencia de impurezas en el metal. Lo mismo ocurre para el cobre, por lo tanto para la fabricación de conductores se utilizan metales con una proporción no inferior al 99,7 por ciento, condición que también asegura resistencia y protección ante la corrosión.

Estos conductores por sus bajas características mecánicas, tienen un campo de aplicación bastante limitado, ya que en vanos relativamente grandes, se presentarían flechas considerables e implicaría elevar la altura de los postes.

#### **1.4.1.3. Conductores homogéneos de aleación de aluminio**

Se han desarrollado varias aleaciones especiales para conductores eléctricos, estas contienen pequeñas cantidades de Silicio y Magnesio (0,5 a 0,6 por ciento aproximadamente) y gracias a una combinación de tratamientos térmicos y mecánicos adquieren una carga de ruptura que duplica la del aluminio (haciéndolo comparables al aluminio con alma de acero), perdiendo solamente un 15 por ciento de conductividad (respecto al metal puro).

La mayor capacidad de soportar tensiones elevadas de estos conductores, permite realizar tendidos, colocando los postes a distancias mayores a las que permitirían los conductores de aluminio puro.

#### **1.4.1.4. Conductores mixtos de aluminio acero**

Estos cables se componen de un alma de acero galvanizado recubierto de una o varias capas de alambres de aluminio puro. El alma de acero brinda resistencia mecánica al cable, y no es tenida en cuenta en el cálculo eléctrico del conductor.

Debido a la elevada resistencia mecánica del alma de acero, estos conductores se utilizan para vanos muy grandes y para zonas donde se presenten importantes sobrecargas de hielo.

#### **1.4.1.5. Selección del conductor**

Para la selección del calibre de los conductores de una línea de distribución, se deben considerar criterios económicos, ampacidad, propiedades mecánicas y ambientales donde serán utilizados, es decir condiciones de viento y temperatura

#### **1.4.2. Herrajes**

Son elementos constructivos de aleaciones de aluminio, hierro o cobre, configurados para sostener mecánicamente los conductores. Normalmente están dotados de un baño metálico que los protege de la corrosión.

#### **1.4.3. Aisladores**

Son elementos de porcelana, vidrio o polímeros, diseñados para aislar eléctricamente los conductores a fin de evitar la fuga a tierra de la energía eléctrica.

#### **1.4.4. Apoyos y postes**

Los postes cumplen la función de separar los conductores de energía eléctrica del suelo. La distancia al suelo es normalizada por un reglamento, esto dependiendo los niveles de tensión de la línea.

#### **1.4.5. Sistemas de protecciones**

El sistema de protección está comprendido por todos los elementos que protegerán las cargas conectadas y a otros componentes de las líneas de

distribución. Existen elementos de protección contra sobrecorrientes tales como: cortacircuitos de fusible, restauradores y seccionalizadores; así como elementos de protección contra sobretensiones, tales como los pararrayos.

Un sistema de protección debe estar adecuadamente coordinado, de tal manera que cuando ocurra una falla, únicamente opere el dispositivo más cercano a la misma y no afecte a las demás, reduciendo de este modo el número de usuarios afectados por la falla.

Las funciones principales con que debe cumplir un sistema de protección son:

- Liberar fallas permanentes, aislando la parte con problemas del resto del sistema.
- Minimizar el número de fallas permanentes, con elementos que actúen ante fallas transitorias y permitan al sistema seguir funcionando al liberarse la falla.
- Minimizar el tiempo utilizado para la ubicación del lugar donde ocurrió la falla.
- Prevenir daños en los equipos y líneas, liberando las fallas antes de que ocurran daños en los mismos.

Un buen sistema de protección es el que se realiza en base a un criterio de coordinación, logrando una selectividad eficiente. Es decir, las protecciones deben instalarse en los puntos de mayor riesgo de falla y tratar la manera de colocarlos en forma de cascada desde el punto de vista de su capacidad en

corriente, para que cuando la falla sea aislada y se presente una apertura de la instalación, no se afecten instalaciones que se encuentran antes del problema y contribuir, así, a la continuidad y calidad del servicio prestado a los usuarios.

Es importante la coordinación de las protecciones desde las más grandes hasta las más pequeñas como los fusibles o puntos de seccionamiento que se tienen en todas las líneas hasta los puntos finales.

Para el diseño de un sistema de protecciones es importante determinar los siguientes aspectos:

- Corrientes de carga máximas en cada punto donde se localizará un dispositivo de protección.
- Determinar los centros de carga y las cargas que requieran especial interés por su tamaño o complejidad.
- Localización de puntos de interconexión con otros circuitos.

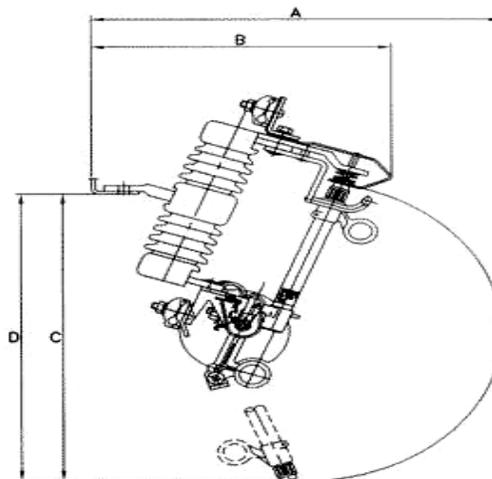
#### **1.4.5.1. Corta circuitos y fusibles**

Los fusibles, son elementos de protección que tienen un punto de fusión menor al de los conductores. Se instalan en serie con el circuito a proteger y cuando se presenta una sobrecorriente mayor al valor predeterminado, el calor generado funde el elemento fusible e interrumpe el circuito. Al ser elementos desechables, la interrupción es permanente y es necesario cambiar el elemento fundido por uno nuevo.

En los sistemas de distribución, se utilizan ampliamente para proteger ramales relativamente cortos o de poca importancia. Los parámetros que son necesarios conocer para una correcta aplicación son:

- Capacidad Nominal en Amperios: la cual es la corriente máxima que puede llevar un corta circuito sin sufrir daño ni alteración. Normalmente se utilizan corta circuitos de 100 y de 200 amperios. El valor de la corriente nominal del fusible a seleccionar, debe ser mayor que la máxima corriente de carga.
- Capacidad de Interrupción en Amperios: es la máxima falla que puede interrumpir un dispositivo sin sufrir daños ni alteración. En el caso de los cortacircuitos, el de 100 amperios puede interrumpir hasta 10 000 amperios.

Figura 8. **Corta circuito**



Fuente: elementos de protección de sistemas de potencia.

El corta circuito es un componente construido para poder instalar un fusible en serie con el circuito a proteger. Se compone principalmente del tubo porta fusible, que es donde se coloca el listón o elemento fusible; el aislamiento y los herrajes, que sirven para conectarlos a las líneas y colocarlos en el poste correspondiente.

El porta fusible en su interior tiene un revestimiento de boro. Cuando la corriente en el listón llega a valores iguales o superiores al valor con el cual este empieza a fundirse, se forma un arco que a su vez estimula la emisión de gases en el revestimiento del tubo, gases que ayudan a interrumpir el arco.

Las curvas de tiempo – corriente de los listones fusibles se ha normalizado en varios tipos que se diferencian únicamente por la pendiente de sus curvas. Estas curvas se determinan por medio de pruebas eléctricas, donde se grafican los valores de corriente y el tiempo en que se funde el fusible. Entre los tipos de fusibles existentes se puede mencionar, los fusibles tipo K, los fusibles tipo T y los tipos E, que se diferencian en el tiempo en que se funden al mismo valor de corriente. Por ejemplo un fusible de 15 amperios de tipo K, se funde en tiempos diferentes que un fusible de 15 amperios tipo T.

#### **1.4.5.2. Restaurador (*recloser*) de subestación**

El restaurador o *recloser* es un dispositivo con la capacidad de interrupción de corriente de falla y que tiene incorporada la inteligencia para poder detectar el nivel de corriente al que debe iniciar el disparo, establecer el tiempo que debe de tardar en abrir, dependiendo el valor de la falla (curva de tiempo – corriente), establecer la cantidad de reenganches que han sido programados antes de efectuar una apertura definitiva y operar en curva rápida o en curva lenta dependiendo de la programación que se haya efectuado.

Normalmente estos equipos tienen capacidad de reenganchar automáticamente hasta 3 veces antes de efectuar la apertura definitiva, lo que implica que puede efectuar hasta 4 operaciones de apertura.

En los restauradores antiguos, los valores del nivel de disparo para fase y para tierra, se seleccionan de una serie de valores fijos que trae el equipo. En cambio en los restauradores más modernos, el valor de la corriente de disparo se introduce por medio de una computadora y un software.

#### **1.4.5.3. Seccionalizador**

Son dispositivos que no tienen capacidad de interrupción de corrientes de corto circuito, que se colocan en los ramales, y su funcionamiento se basa en contar el número de veces que se interrumpe la corriente de falla y cuando se ha interrumpido el número ajustado en el seccionalizador, en el preciso momento en que el restaurador está abierto, se abren.

Su funcionamiento se puede describir de la siguiente manera, cuando el restaurador hace su primera operación de apertura en curva rápida, el seccionalizador cuenta 1, posterior a lo cual el restaurador hace su primer reenganche. Siendo la falla permanente, el restaurador hace su segunda operación de apertura en curva lenta, el seccionalizador cuenta 2 y el restaurador hace su segundo reenganche. Como la falla permanece, el restaurador hace su tercera operación de apertura en curva lenta, el seccionalizador cuenta 3 y en el momento que el restaurador está abierto, el seccionalizador se abre.

El restaurador hace su tercer y último reenganche y como la línea con falla ya ha sido aislada por el seccionalizador, el restaurador permanece cerrado,

manteniendo la continuidad del servicio. El cierre del seccionalizador se realiza al momento de corregir la falla y se realiza de forma manual, cerrando una manija de operación.

#### **1.4.5.4. Pararrayos**

Son elementos que protegen las líneas de distribución de los voltajes peligrosos que se pueden producir fenómenos atmosféricos como el rayo.

En los sistemas de distribución, la capacidad nominal del pararrayos se basa en el voltaje máximo línea a tierra de estado estable que debe aceptar. De acuerdo con la Norma ANSI C62.22, "*Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems*" (Guía para la aplicación de pararrayos en los sistemas de distribución de corriente alterna), para la aplicación adecuada de los pararrayos se debe conocer:

- El voltaje normal máximo de operación del sistema.
- La magnitud y duración de los sobrevoltajes temporales durante las condiciones anormales de operación.

Esta información se debe comparar con el Voltaje Máximo Continuo de Operación (MCOV *maximum continuous operating voltage*) y con el Tiempo de Sobrevoltaje (TOV *Temporary overvoltages*) del apartarrayos a instalar.

## **2. CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

### **2.1. Confiabilidad de los sistemas de distribución**

La confiabilidad de un sistema de distribución es la capacidad suministrar el servicio de energía eléctrica de manera continua y de calidad. Lo que implica que debe cumplir con los parámetros de calidad establecidos en la normativa de cada país.

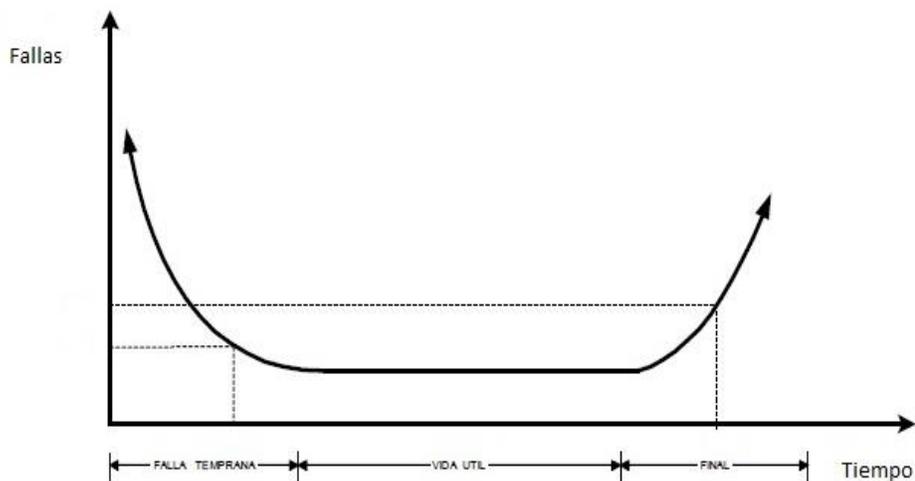
La continuidad del suministro eléctrico es el aspecto de calidad que más afecta a los clientes y que genera una serie de inconvenientes en las diferentes actividades, tanto en la industria como en actividades comerciales y en hogares. Para determinar la calidad del servicio técnico, referente a la continuidad del servicio, las empresas de distribución deben realizar la medición de la cantidad de interrupciones y la duración total de éstas. Estos valores deben estar dentro de los límites permitidos por las normas técnicas de calidad del servicio para evitar sanciones económicas.

Para tomar decisiones con respecto a mejorar la confiabilidad de una línea de distribución, las empresas de distribución deben de llevar un registro estadístico de los eventos pasados, con estas estadísticas se evalúa el desempeño de la línea y se puede predecir la confiabilidad que presentará. Conociendo el desempeño probable de la línea se puede considerar su mejoramiento, modificando la topología, mejorando el mantenimiento preventivo o mejorando algunos componentes en su construcción.

Cuando se analiza la confiabilidad de una línea de distribución eléctrica, se deben considerar los parámetros adecuados desde el diseño, el montaje y la supervisión de la calidad de los componentes de la línea. La confiabilidad de la línea dependerá principalmente del rendimiento de los componentes que se utilicen, como conductores, aisladores, soportes, sistemas de protección y otros.

Una representación gráfica de lo que ocurre con un sistemas eléctrico, con relación a las fallas que presentará en su vida útil, es la curva bañera, la cual se presenta a continuación.

Figura 9. **Curva tipo bañera**



Fuente: Estudio de Índices de Confiabilidad para Redes Eléctricas de Distribución Radial 13,8 kilovatios amperios.

Considerando lo complejo resulta determinar la confiabilidad de una línea de distribución, se debe tomar en cuenta valores objetivos y cuantificados para

poder determinar de forma estadística la probabilidad de que ocurra una falla, así como el tiempo promedio de duración de las fallas.

### **2.1.1. Confiabilidad considerando valores objetivos y cuantitativos**

Confiabilidad es la probabilidad de que un sistema lleve a cabo su función pretendida durante un período definido de tiempo, bajo condiciones de operación especificadas. Esta definición tiene cuatro elementos importantes; Probabilidad, tiempo, desempeño y condiciones de operación.

- Probabilidad: esta es una medición numérica medida entre 0 y 1, para determinar la posibilidad de ocurrencia de un estado de operación del sistema.
- Tiempo: el plazo de tiempo en que se considera la evaluación a realizar con respecto a la probabilidad, por ejemplo un equipo con una confiabilidad de 0,90 en 30 días de operación, es menos confiable a uno que presenta una confiabilidad de 0,90 en 90 días de operación.
- Desempeño: el desempeño representa el adecuado funcionamiento para el que se fabricó un equipo o sistema, por lo cual una falla de éste indica un inadecuado desempeño del mismo.
- Condiciones de operación: esta característica se refiere al entorno en el cual será utilizado el equipo o elemento. Evalúa las condiciones ambientales y riesgos a los que será expuesto.

### 2.1.2. Parámetros que define confiabilidad

En un sistema de distribución de energía eléctrica, la confiabilidad depende de los siguientes parámetros:

- Suficiencia: es la capacidad del sistema eléctrico para entregar energía continuamente, sin importar el aumento en la carga en algunos períodos de tiempo. Esto con el mínimo de interrupciones programadas y no programadas.
- Seguridad: generalmente es definida como la habilidad o respuestas del sistema ante una determinada contingencia, como un cortocircuito o la pérdida de algún elemento del sistema. Se puede considerar la seguridad como un parámetro dinámico, ya que deberá tener una respuesta inmediata ante cualquier percance.
- Disponibilidad: es el tiempo que la línea está fuera de servicio por su propia causa o por causa de otro elemento del sistema del que dependa.
- Interrupción: pérdida del suministro de uno o más consumidores, producto de la desconexión de uno de los elementos del sistema. Entre los tipos de interrupciones se pueden mencionar:
  - Caída de voltaje rms (*Root Mid Square*) de corta duración 0,5 a 30 ciclos: son problemas causados por fallas del sistema eléctrico, arranque de motores o conexión de grandes cargas.
  - Interrupciones momentáneas: (entre 2 a 5 segundos) producen la pérdida total del voltaje, producto de despejar fallas transitorias.

- Interrupciones sostenidas: (más de un minuto) son interrupciones permanentes del sistema, donde se requiere de intervención de personal de mantenimiento para despejar alguna falla y rehabilitar el sistema.
- Duración de la Interrupción: es el tiempo desde el inicio de la interrupción, hasta que el restablecimiento del servicio.
- Frecuencia de las interrupciones: es el número de veces, en un período determinado, que se interrumpe el suministro a uno o más usuarios.

### **2.1.3. Análisis de confiabilidad**

La confiabilidad se puede determinar por medio de un análisis histórico y por un análisis predictivo, ya que conociendo el comportamiento de una línea de distribución en el pasado, se puede determinar cuál será su posible comportamiento en el futuro.

Los análisis históricos son realizados por casi todas las compañías eléctricas por las siguientes razones: son importantes para monitorear el nivel de confiabilidad de las líneas eléctricas, permitiendo determinar zonas con alto nivel de incidencias; establecen tendencias, conociendo el posible comportamiento futuro del sistema se pueden tomar decisiones para inversiones en mejoras. En resumen, se puede mencionar el análisis de los datos históricos, que sirven para realizar análisis predictivos del funcionamiento de las líneas eléctricas.

El análisis predictivo trata de cuantificar el nivel de confiabilidad que tendría una línea en el futuro, basándose en los datos históricos obtenidos hasta el momento y el comportamiento de la línea analizada.

#### **2.1.4. Obtención de datos históricos**

La creación de una base de datos de interrupciones, es posible únicamente si se cuenta con un sistema de control, que registre las mediciones de la calidad de la energía y pueda ser auditable por el ente regulador.

La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica se identificará de la siguiente manera:

- Fecha y hora de inicio de la interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: interna o externa.
- Identificación y ubicación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (MV/BV), circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- Identificación de la causa de cada interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Energía No Suministrada.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

En Guatemala, la Norma Técnica del Servicio de Distribución –NTSD- de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establece las características básicas del sistema de medición y control. Este se describe a continuación:

#### **2.1.4.1. Sistema de medición y control de la calidad del servicio de distribución**

Este sistema de medición tiene como objetivo que todo distribuidor disponga de un sistema auditable que permita el análisis y tratamiento de las mediciones realizadas para la verificación de la calidad del producto y del servicio técnico, cuyo desarrollo deberá contemplar como mínimo lo siguiente:

- La relación entre los registros de mediciones y las tolerancias previstas respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los índices o indicadores de calidad del Producto y del Servicio Técnico establecidos en estas normas.
- El cálculo de las indemnizaciones.
- El establecimiento del número y localización de los beneficiados por las indemnizaciones.
- La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas normas especifican.
- La realización de los procedimientos y/o mecanismos utilizados para la recopilación de la información.

- La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la comisión.
- Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías al sistema.

#### **2.1.4.2. Sistema de control e identificación de los usuarios**

El objetivo de este sistema es que todo distribuidor tenga un sistema de control auditable que permita como mínimo:

- La plena identificación del usuario.
- El conocimiento del tipo de servicio contratado y su correspondiente estructura tarifaria.
- La identificación de los componentes de red, entre otros: conductor de baja tensión, transformador de media a baja tensión, conductor de media tensión, transformador de alta a media tensión, hasta el límite de sus propias instalaciones asociadas con cada usuario.
- La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas normas especifican.
- La realización de procedimientos y/o mecanismos para la recopilación de información.
- La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la comisión.

- Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

## **2.2. Índices de confiabilidad**

En Guatemala la calidad de la energía eléctrica de los sistemas de distribución, está normada en la resolución No. 09–99 Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD. Emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE en 1999. En esta norma se establecen los parámetros para que los usuarios del servicio de energía eléctrica, reciban la energía eléctrica con calidad y continuidad adecuadas para el correcto desempeño de sus actividades que dependen de la energía eléctrica.

Los parámetros de calidad de energía que se evalúan en la normativa mencionada son los siguientes:

- Calidad del producto suministrado por el distribuidor: regulación de tensión, desbalance de tensión en servicios trifásicos, distorsión armónica y *flickers*.
- Incidencia del usuario en la calidad del producto: distorsión armónica, *flickers* y factor de potencia.
- Calidad del servicio técnico: cantidad y duración de las interrupciones.
- Calidad del servicio comercial: calidad del servicio comercial del distribuidor y calidad de atención al usuario.

El presente trabajo tiene como propuesta el uso de conductor protegido para mejora la confiabilidad del servicio, por lo que se analizará únicamente los parámetros de calidad del servicio técnico.

## **2.3. Índices de calidad para las interrupciones**

La calidad del servicio técnico será evaluada por medio de índices que se determinan en base a la cantidad de interrupciones y el tiempo que duren estas interrupciones.

Los índices son los que se describen a continuación.

### **2.3.1. Frecuencia Media de Interrupción por Kilovoltio Amperio (FMIK)**

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio y se calcula con la siguiente formula:

$$\text{Fórmula 4.2} \quad \text{FMIK} = \sum_j \frac{Q_{kfsj}}{Q_{ki}}$$

Donde:

$\Sigma j$ : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Q_{kfsj}$ : Cantidad de kilovoltio amperio fuera de servicio en la interrupción  $j$ .

$Q_{ki}$ : Cantidad de kilovoltio amperio instalado.

### 2.3.1.1. Tiempo Total de Interrupción por Kilovoltio Amperio (TTIK)

Representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio. El costo de interrupción debe considerar el costo de la afectación al usuario y el costo directo de la interrupción a la empresa distribuidora.

$$\text{Fórmula 4.3} \quad \text{TTIK} = \sum_j Qkfsj * \frac{Tfsj}{Qki}$$

Donde:

- $\Sigma_j$ : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.
- $Qkfsj$ : Cantidad de kilovoltio amperio fuera de servicio en la interrupción j.
- $Qki$ : Cantidad de kilovoltio amperio instalados
- $Tfsj$ : Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kilovoltios amperio en la interrupción j.

### 2.3.1.2. Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU)

Se considerará como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega, sin considerar las interrupciones menores de tres minutos ni las que sean calificadas como casos de fuerza mayor.

$$\text{Fórmula 4.4} \quad \text{FIU} = \sum_j Ij$$

Donde:

- $Ij$ : Número de Interrupción j, para cada usuario

### 2.3.1.3. Tiempo de Interrupciones por Usuario (TIU)

Se considerará como interrupción todo el tiempo que falta el servicio de energía eléctrica en el punto de entrega, sin considerar las interrupciones menores de tres minutos ni las que sean calificadas como casos de fuerza mayor.

$$\text{Fórmula 4.5} \quad \text{TIU} = \sum_j \text{Tfsuj}$$

Donde:

Tfsuj: Tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada usuario.

### 2.3.2. Tolerancias de las interrupciones

Los índices indicadores anteriormente mencionados, tienen niveles de tolerancia permitidos en sus diferentes etapas de aplicación. Los cuales se detallan en el siguiente cuadro:

Tabla I. Índices globales

ETAPAS DE TRANSICIÓN	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCIÓN	3	4	10	15
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A DISTRIBUCIÓN	5		20	
A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para usuarios conectados en baja tensión)	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCIÓN	2,5	3,5	8	10
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A DISTRIBUCIÓN	4		12	

Fuente: Norma Técnica de Servicios de Distribución NTSD; CNEE.

Tabla II. **Índices individuales**

A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para usuarios conectados en media y alta tensión)	FUI		TIU	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSIÓN	-	-	-	-
USUARIOS EN MEDIA Y ALTA TENSIÓN	6	8	12	14
A PARTIR DEL MES TRECE DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para todos los usuarios)	FIU		TIU	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSIÓN	6	8	12	14
USUARIOS EN MEDIA TENSIÓN	4	6	8	10
USUARIOS EN ALTA TENSIÓN	3		6	

Fuente: Norma Técnica de Servicios de Distribución NTSD; CNEE.

### 2.3.3. **Indemnización por interrupciones**

Para determinar los costos de indemnización a los usuarios por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador, se establecen las fórmulas para su cálculo, de acuerdo al período que se esté evaluando y al grupo de usuarios considerados.

Se aplicarán indemnizaciones a los usuarios en caso de superarse cualquiera de las tolerancias establecidas por causas atribuibles o no al distribuidor, a partir de la Etapa de Régimen.

Índices globales:

$$\text{INIG} = \text{ENS sistema} * \text{CENS}$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [ (\text{TTIK} - \text{TTIK límite}) / 8760]$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [ (\text{FMIK} - \text{FMIK límite})(\text{TTIK} / \text{FMIK})/8760]$$

Índices individuales:

$$\text{INII} = \text{ENS Usuario} * \text{CENS}$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [ (\text{TIU} - \text{TIU límite}) / 8760]$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [ (\text{FIU} - \text{FIU límite})(\text{TIU}/\text{FIU})/8760]$$

En donde:

INIG: indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada usuario recibe una indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.

ENS sistema: energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, (kWh).

INII: indemnización para ser distribuida individualmente, (Q). a los usuarios que se les aplica una indemnización individual, no les corresponderá una indemnización global.

ENS usuario: energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, (kWh).

D sistema: demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del distribuidor, (kWh).

D usuario: demanda de energía facturada durante el período de control para cada usuario, (kWh).

CENS: costo de la energía no suministrada, [Q / kWh]. El costo de energía no suministrada es diez veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

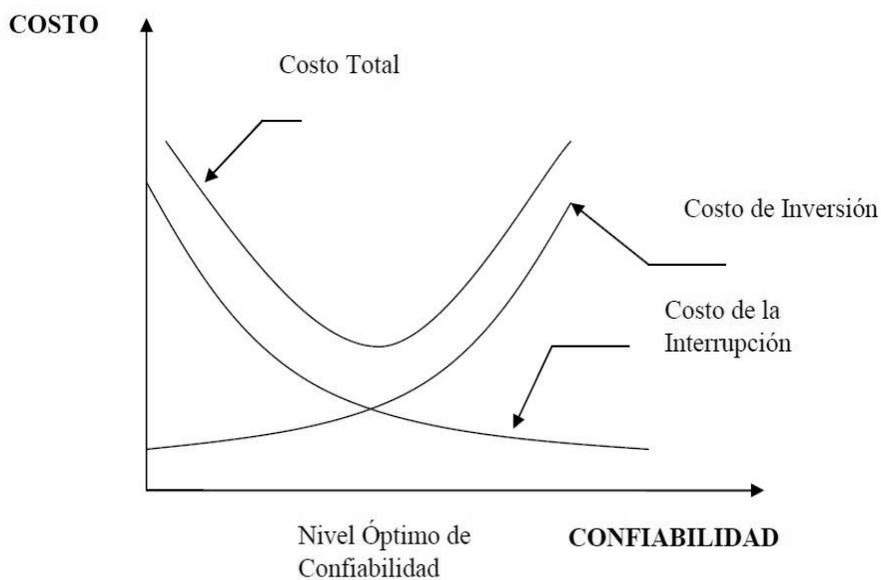
Los valores para TTIK, FMIK, TIU y FIU, se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado. Los valores para TTIK límite, FMIK límite, TIU límite y FIU límite, se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices o indicadores.

Tanto para indemnización global como para individual, el distribuidor deberá determinar el valor de la energía no suministrada mediante las dos fórmulas (indicador de tiempo y frecuencia) y se aplicará la mayor a fin de calcular el valor de la indemnización.

## 2.4. Importancia económica de la confiabilidad

La confiabilidad es importante para las empresas de distribución, ya que mientras más confiable es una red, menores son las pérdidas económicas causadas por interrupciones del servicio. Estas pérdidas económicas las sufren tanto las empresas de distribución como los usuarios.

Figura 10. **Curvas de costo de confiabilidad**



Fuente: Estudio de Índices de Confiabilidad para Redes Eléctricas de Distribución Radial 13.8KVA.

Como se puede apreciar en la figura, un alto nivel de confiabilidad se puede lograr con una alta inversión en la construcción de la línea. Pero existe un punto entre la relación entre los costos por interrupción y los costos de inversión donde la rentabilidad para la empresa es la óptima.

#### **2.4.1. Pérdidas económicas para los distribuidores**

Cuando una línea de distribución no es confiable y presenta muchas interrupciones del servicio, puede exceder los límites permitidos en frecuencia y duración de las interrupciones. Cuando se excede de los valores establecidos en la normativa de calidad del servicio técnico, se establece que la empresa deberá de pagar una indemnización a los usuarios afectados.

Desde el punto de vista comercial, las interrupciones del servicio significan la interrupción de la venta de energía eléctrica, de parte de la empresa de distribución a los usuarios. Por lo tanto las redes eléctricas deben de presentar la mayor confiabilidad posible para que el consumo de energía sea continuo.

Otros costos que se le presentan a las empresas de distribución, son los costos por mantenimiento correctivo ante una falla permanente en la línea. Estas fallas permanentes, generalmente implican el cambio de algún elemento de la línea dañado además de la movilización del grupo de trabajo que realizará la reparación.

#### **2.4.2. Pérdidas económicas para los usuarios**

La considerable dependencia que tienen las actividades comerciales y productivas hacia la electricidad, es uno de los motivos más importantes para que la confiabilidad de los sistemas de distribución sea la mejor posible. Una interrupción del servicio eléctrico por un prolongado tiempo puede implicar la pérdida de productos refrigerados en comercios que no cuenten con un sistema eléctrico de respaldo, así como los productos refrigerados en los hogares.

En el caso de algunos procesos industriales, las interrupciones de corta duración, pueden causar que los equipos se reinicien, deteniendo el proceso por un período bastante prolongado de tiempo.

## **3. FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

### **3.1. Fallas en los sistemas de distribución**

Las fallas en los sistemas de distribución representan la pérdida de continuidad del servicio, por lo cual la cantidad de fallas debe ser menor a los límites establecidos en la normativa técnica de calidad del servicio, tanto en cantidad como en duración de las mismas.

Para tener una mejor definición de una falla, se puede decir que ésta es: una condición anormal que ocasiona una reducción en la resistencia del aislamiento básico, ya sea entre los conductores de fase, o entre un conductor de fase a tierra. Esta reducción se puede presentar como una interrupción del servicio o como una perturbación en la calidad de energía. Entre algunas consecuencias de las fallas se pueden mencionar.

- Interrupción del suministro eléctrico a los consumidores.
- Daños a los elementos eléctricos del sistema que alimentan la falla en caso de la no liberación de la misma.
- Perturbaciones en la estabilidad del sistema eléctrico.
- Reducción de la tensión de los alimentadores conectados al sistema que esté fallando.

Las fallas pueden ser permanentes o temporales, dependiendo del fenómeno que las ocasione y el daño que éste le genere a los elementos de la línea, por ejemplo:

- Las fallas permanentes: son fallas que una vez que ocurren necesitan la intervención de personal de mantenimiento para rehabilitar el sistema. Como es en el caso de postes chocados por vehículos, árboles sobre la línea, líneas en el suelo, etc.
- Las fallas temporales: son fallas de corta duración, menores de 3 minutos, que ocurren y se eliminan sin la intervención de personal de mantenimiento. Estas son ocasionadas por tempestades, o ramas que caen momentáneamente sobre la línea y se vuelven a retirar.

Por su origen, las fallas se pueden clasificar en fallas de origen interno y fallas de origen externo.

### **3.2. Fallas de origen interno**

Son fallas que se originan por las propias condiciones del servicio de la línea de distribución, se producen por arqueo en los aisladores, y activación de interruptores por altos niveles de corriente.

En este grupo de fallas generalmente se presentan como sobretensiones por variaciones en las cargas conectadas al sistema, así como descargas a tierra. En todos estos procesos, la energía acumulada en elementos inductivos y capacitivos de los circuitos que comprenden una instalación, pueden llegar a descargar de tal modo que generen sobretensiones perjudiciales a la red. Cuando esto sucede, se pueden activar las protecciones del sistema y debido a

esto, causar interrupciones momentáneas o interrupciones permanentes cuando la magnitud es tan elevada que pueda causar daños en algunos elementos. Estas sobretensiones se pueden clasificar en dos categorías:

- Sobretensiones de maniobra
- Sobretensiones de servicio

### **3.2.1. Sobretensiones de maniobra**

Son sobretensiones transitorias que se presentan cuando se dan cambios bruscos en la red eléctrica, a causa de maniobras normales de acoplamiento de redes, conexión y desconexión de disyuntores, esto cuando la red está en funcionamiento. Estas sobretensiones se explican considerando que el sistema tiene resistencias óhmicas, inductivas y capacitivas pasa bruscamente de un régimen permanente a otro régimen permanente distinto.

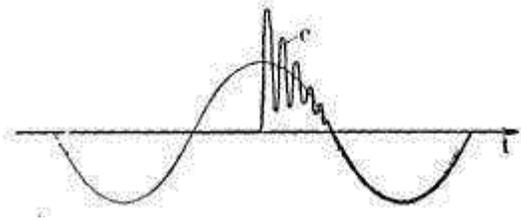
Estas sobretensiones son de una duración muy corta y la cantidad de corriente que produce, en general no es dañina para espiras de transformadores o conductores. Pero en puntos débiles del aislamiento del sistema, puede producir perforaciones que quedan ignoradas por mucho tiempo, pero si estas sobretensiones se presentan con mucha frecuencia se presentará la ruptura definitiva del aislamiento.

### **3.2.2. Sobretensiones de servicio**

Son sobretensiones que se presentan durante la puesta en servicio o salida de servicio de una carga, sobre todo, cuando una red comprende líneas de gran longitud. Generalmente las sobretensiones internas se caracterizan por

ser ondas de otra frecuencia sobrepuestas sobre las ondas de frecuencia básica.

Figura 11. **Oscilograma de sobretensión de origen interno**



Fuente: <http://www.sapiensman.com/sobretensiones/index.htm>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

### **3.3. Fallas de origen externo**

Estas fallas son producidas por fenómenos externos al sistema eléctrico y que pueden incidir directamente en la calidad del servicio al generar sobretensiones o interrupciones del servicio. Dentro de las causas externas se tienen las descargas atmosféricas, directas o por inducción; las fuertes tempestades que tumban árboles o ramas sobre las líneas; objetos extraños sobre las líneas, como cometas y otros objetos; aves y otros animales que pueden generar un corto circuito en las líneas; y el vandalismo que generalmente atenta contra elementos de aislamiento de las líneas.

El sistema aislado con conductor protegido presenta ventajas técnicas para reducir estas fallas de origen externo, mejorando la confiabilidad de las líneas. Por lo que inicialmente se conoce las características de estas fallas de origen externo.

### **3.3.1. Fallas por descargas atmosféricas**

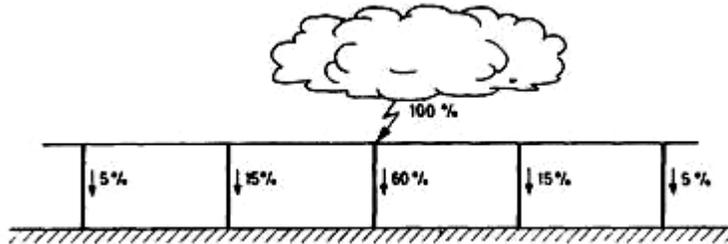
La extensa longitud de las líneas de distribución las hace susceptibles a recibir descargas de origen atmosférico, los fenómenos más importantes que se pueden considerar para analizar estas sobretensiones se tiene:

- Inducción electrostática
- Carga progresiva de los conductores por rozamiento del aire circundante
- Cargas producidas por cortar diferentes superficies de nivel eléctrico
- Descargas directas de rayos
- Inducción producida por descargas atmosféricas cercanas

#### **3.3.1.1. Inducción electrostática**

Cuando una nube cargada eléctricamente se aproxima a una línea eléctrica induce en esta, cargas de signo contrario. Esta carga eléctrica sobre la línea no genera sobretensiones hasta el momento en que la nube se descarga con otra nube o con tierra, en ese momento las cargas de la línea quedan libres puesto que ya no son atraídas por la carga de la nube. Esta circunstancia provoca sobre la línea la aparición de sobretensiones proporcionales a la carga, que se propaga a ambos lados de la línea en forma de ondas errantes, que incluso pueden provocar descargas eléctricas de forma ondulatoria en lugares donde el aislamiento es débil.

Figura 12. **Efecto de una nube cargada positivamente sobre una línea**



Fuente: <http://www.sapiensman.com/sobretensiones/index.htm>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

### **3.3.1.2. Carga progresiva de los conductores por rozamiento del aire circundante**

Cuando el aire está cargado de electricidad, las partículas electrizadas contenidas en el aire (polvo, moléculas de agua, etc.), por rozamiento comunican su carga a los conductores. La cantidad de electricidad así aportada es proporcional a la longitud del conductor; esta tensión resulta también tanto mayor cuanto mejor aislados estén los conductores.

Las sobretensiones producidas por estas causas son de carácter muy parecido a las provocadas por la inducción electrostática.

### **3.3.1.3. Cargas producidas por cortar diferentes superficies de nivel eléctrico**

La Tierra puede considerarse un cuerpo cargado, que emite líneas de fuerza que terminan en nubes cargadas con potencial opuesto, o se extienden indefinidamente. Las superficies perpendiculares a estas líneas, que tienen

todos sus puntos al mismo potencial, son las superficies equipotenciales, llamadas también superficies de nivel. Si un conductor corta una de estas superficies, en dicho conductor se induce una carga eléctrica.

Cuando los conductores recorren terrenos planos o casi planos, estas causas de sobretensión son imperceptibles con tiempo tranquilo. Por el contrario, si cerca se desplazan nubes tempestuosas o si el aire está fuertemente cargado de electricidad, las superficies de nivel se deforman y las cargas inducidas en los conductores pueden alcanzar valores importantes. Se han observado diferencias de tensión de 50 a 250 voltios por cada metro de altura.

Esta causa de sobretensiones es particularmente importante cuando los conductores pasan por las cumbres de montañas, porque en estos sitios las superficies equipotenciales están muy próximas, se pueden presentar tensiones a tierra hasta de 10 kilovoltios.

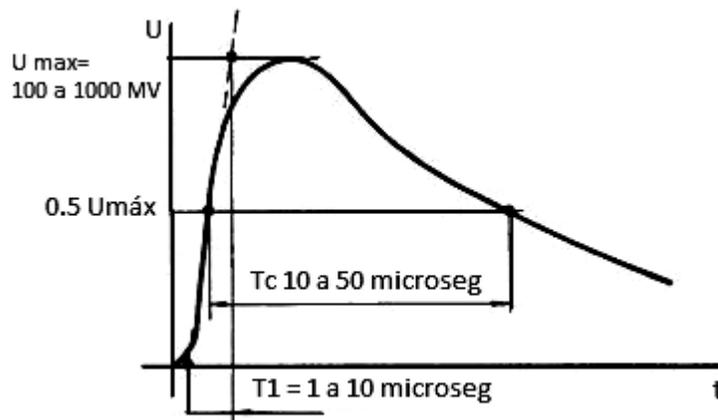
Estas sobretensiones son de carácter muy parecido a las causadas por inducción electrostática y por inducción por rozamiento de aire.

#### **3.3.1.4. Descargas directas**

Las descargas directas de rayos sobre líneas de distribución, son las más dañinas por los elevados niveles de tensión que producen en la línea. Cuando los valores son muy elevados, los aisladores de las líneas no pueden soportar estas sobretensiones y en consecuencia se producen descargas y se forman arcos eléctricos sobre ellos, que perduran aún cuando la sobretensión desaparece, ya que el valor de tensión de la línea logra mantener el canal de aire ionizado.

Cuando se presenta un arco eléctrico, se genera una alta temperatura que puede destruir los aisladores si no se interrumpe pronto, por tal motivo deben existir interruptores para estas fallas monofásicas.

Figura 13. **Característica de una onda de tensión de rayo**



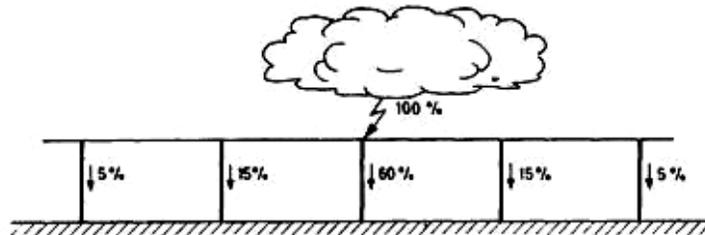
Fuente: <http://www.sapiensman.com/sobretensiones/index.htm>. Consulta: 5 de diciembre de 2012.

La corriente que se desarrolla, tiene forma de una onda de choque con la forma de la figura 13 y tiene las siguientes características:

- Duración del frente: de 1 a 10 microsegundos.
- Pendiente de crecimiento: de 5 a 12 kA/microsegundo.
- Duración de cresta media: de 10 a 50 microsegundos.

Cuando la descarga se produce directamente sobre uno de los postes de la línea, sobre éste se descarga el 60 por ciento de la corriente y el resto se distribuye de la forma mostrada en la siguiente figura:

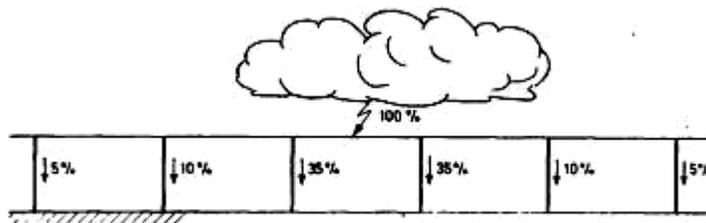
Figura 14. **Descarga de un rayo sobre un poste**



Fuente: <http://www.sapiensman.com/sobretensiones/index.htm>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

Si la descarga se produce en un vano entre dos postes, la distribución de la corriente se presenta de la siguiente forma:

Figura 15. **Descarga de un rayo sobre un vano**



Fuente: <http://www.sapiensman.com/sobretensiones/index.htm>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

Las elevadas corrientes que presentan un rayo, pueden generar fallas de gran magnitud en los puntos donde hace contacto. Estas fallas, como la ruptura de aisladores, la ruptura de soportes, etc. Son las que reducen la confiabilidad

del sistema cuando estos no se cuentan con los sistemas de protección adecuados.

#### **3.3.1.5. Inducción producida por descargas atmosféricas cercanas**

En el proceso de formación del rayo, se producen numerosas descargas entre nubes con cargas de signos contrarios, o entre nubes y tierra.

Además de resistencia óhmica, todo circuito eléctrico tiene autoinducción y capacitancia, por lo que al descargar un rayo en la proximidad de un conductor o producirse una descarga entre las nubes que se hallen sobre él, se modifica el estado eléctrico del conductor, induciéndose en él, tensiones de carácter oscilante, las cuales provocan sobretensiones de considerable valor.

Por otra parte, los rayos presentan muchas veces, numerosas ramificaciones, y estas descargas laterales actúan induciendo también sobretensiones. Finalmente, hay que tener en cuenta que la corriente de descarga produce líneas de fuerza que, según la dirección de la descarga con relación al conductor, inducen en éste tensiones de magnitud variable.

#### **3.3.2. Fallas por tormentas y vientos fuertes**

Una tormenta con vientos muy fuertes, puede causar la salida de servicio de una línea de distribución al derrumbar árboles sobre las líneas, botar los postes de soporte o arrastrar objetos sobre ellas. Muchos de estos fenómenos sobrepasan la capacidad de prevención de las empresas de distribución, por lo que les generan circunstancias imprevistas de reparaciones.

Figura 16. **Poste derrumbado por tormenta**



Fuente: <http://medioambientales.com>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

Figura 17. **Árbol sobre las líneas**



Fuente: <http://medioambientales.com>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

Como se puede apreciar en las figuras anteriores, las fallas de esta magnitud causan interrupciones de larga duración, ya que los daños causados, requerirán de grandes trabajos de mantenimiento de parte de las empresas de distribución

### **3.3.3. Fallas por contactos accidentales sobre las líneas**

La mayoría de las líneas de distribución son aéreas, con conductores desnudos, sostenidos en los puntos de soporte por aisladores que los separan de tierra y de los otros conductores. Pero siempre están expuestas a que, algún objeto externo provoque un corto circuito entre sus fases o entre una fase y tierra.

Dependiendo de la magnitud del objeto que haga contacto con los conductores, se pueden producir interrupciones temporales o permanentes, ya que los elementos de protección se activarían para despejar la falla, pero, si el cortocircuito se mantiene, será indispensable el retiro manual del objeto.

Dentro de las fallas por objetos externos se puede mencionar: ramas de árboles sobre las líneas, contactos de animales, objetos metálicos sobre las líneas y otros.

En regiones donde la densidad de los árboles es elevada, siempre existen contactos accidentales de ramas con líneas, esto generalmente ocurre cuando hay tormentas por lo que la humedad de la rama produce un corto circuito entre las líneas generando niveles de corriente muy elevados que pueden causar el incendio de la rama.

Figura 18. **Rama incendiada por contacto con líneas**



Fuente: <http://medioambientales.com>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

Otro de los problemas por contactos accidentales sobre las líneas eléctricas, son los contactos que tienen algunas aves u otras especies de animales, con las líneas eléctricas, provocando electrocución de estos, generando corrientes de cortocircuito que pueden activar las protecciones, causando de este modo interrupciones del servicio.

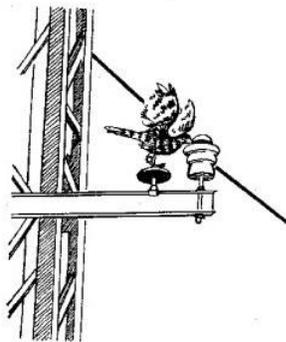
Figura 19. **Ave electrocutada en una línea de distribución**



Fuente: <http://medioambientales.com>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

Con respecto a la flora y la fauna, existe la tendencia a la protección del medio ambiente, en especial con especies en peligro de extinción como algunas águilas y otros animales. Por esta razón, las empresas de distribución deben considerar la utilización de elementos que minimicen estos daños en el momento de la construcción de sus líneas.

Figura 20. **Ave haciendo tierra con el conductor de línea**



Fuente: <http://medioambientales.com>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

### **3.4. Mantenimiento preventivo para mejorar la confiabilidad**

El mantenimiento preventivo, tiene el propósito de prever las fallas manteniendo los sistemas de infraestructura, equipos e instalaciones productivas en completa operación a los niveles y eficiencia óptimos.

Se basa en un programa de trabajo planificado, con el objetivo de encontrar y corregir los problemas menores antes que éstos problemas provoquen fallas en el sistema. Esto aumenta la confiabilidad de los equipos o sistemas, ya que las salidas de operación son programadas, por lo que se puede informar a los usuarios el momento exacto en que se interrumpirá el servicio.

Entre los beneficios que nos representa un mantenimiento preventivo planificado se tiene:

- Reduce las fallas y los tiempos de interrupción
- Se incrementa la vida útil de los equipos
- Mejora la calidad del servicio
- Se puede reducir la cantidad de repuestos en inventario
- Mayor rendimiento económico

Las empresas de distribución tienen su programa de mantenimiento preventivo para garantizar el buen funcionamiento de las líneas, por lo que realizan rutinas de mantenimiento en períodos semestrales. En la rutina de trabajo, realizan actividades de inspección de los elementos, limpieza de aisladores y poda de árboles cercanos a las líneas.

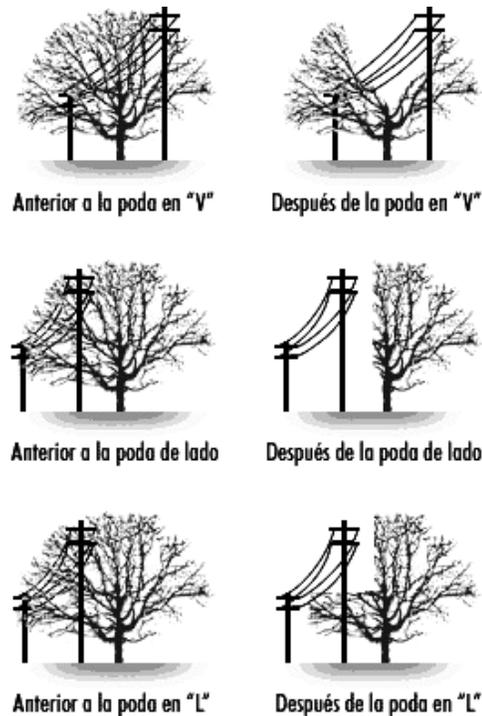
#### **3.4.1. Poda de árboles**

En regiones donde el crecimiento de los árboles es de gran rapidez, es indispensable la realización de rutinas de poda de manera periódica. Esto para evitar el contacto de las ramas con los conductores.

Una solución adecuada sería el corte completo de los árboles que se encuentran en el camino de la línea, pero existen situaciones en las que la protección de los árboles de parte de los habitantes es prioridad.

En la siguiente imagen se presentan algunos modelos de poda de árboles para despejar el área y mantener la distancia de seguridad de a las líneas.

Figura 21. Modelos de poda de árboles

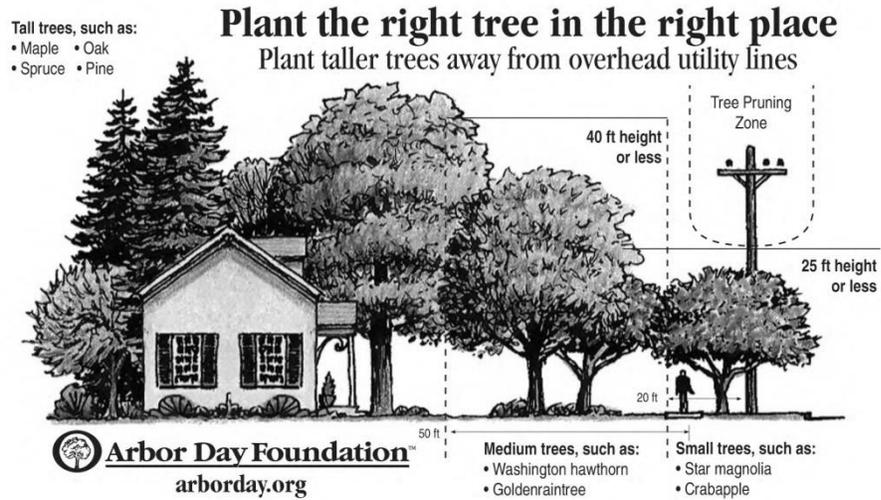


Fuente: <http://www.srpnet.com/espanol/safety/prunestree.aspx>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

### 3.4.2. Planificación para tener el árbol adecuado en el lugar adecuado

La protección del medio ambiente es de gran importancia para las sociedades actuales, por lo cual las personas ponen mucho énfasis en la reforestación tanto en zonas urbanas como rurales. Ante este motivo, existen propuestas de parte de asociaciones que coordinan con las empresas de distribución, para promover la siembra de los árboles adecuados según la distancia a que se encuentre la línea.

Figura 22. **Árbol adecuado en el lugar adecuado**



Fuente: <http://www.arborday.org>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

En la figura 22, se muestran algunas especies pequeñas, medias y altas para plantarlas en lugares adecuados, estas son especies estadounidenses, por lo que en lugares como Guatemala, las empresas de distribución deberán de coordinar con las poblaciones las especies adecuadas para estar cerca de las líneas de distribución.

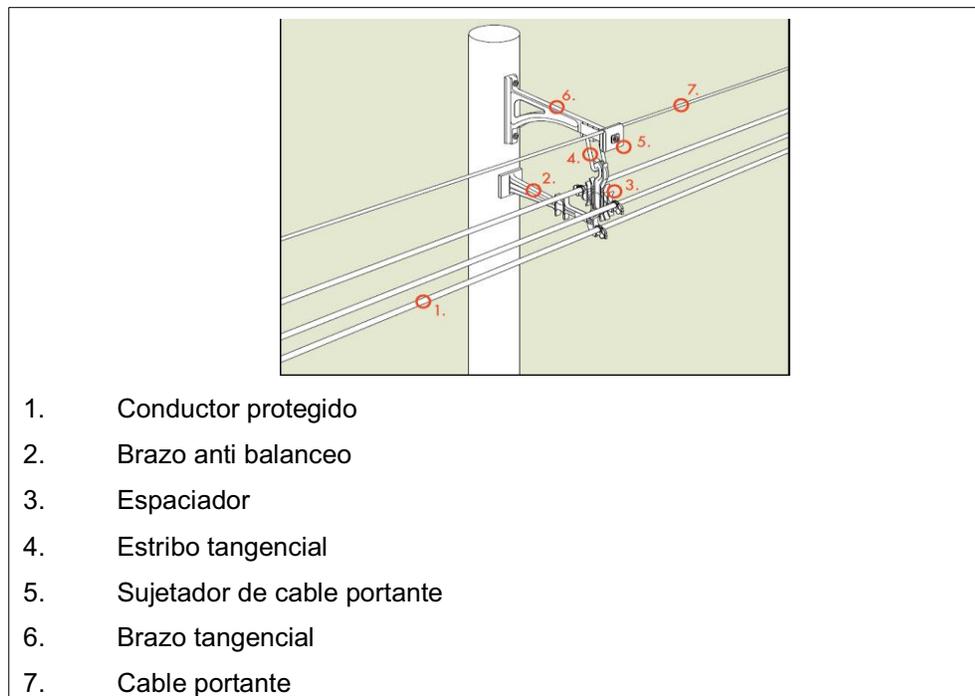


## 4. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN CON CONDUCTOR PROTEGIDO

### 4.1. Línea de distribución con conductor protegido

Tienen la característica que utilizan conductores protegidos por una capa de material aislante extruido. El cable utilizado es protegido, pero no se considera aislado, por no disponer de una capa metálica que confine el campo eléctrico en su interior.

Figura 23. Elementos de línea trifásica de conductor protegido



[http://www.southwire.com/documents/CAMV\\_Linecard.pdf](http://www.southwire.com/documents/CAMV_Linecard.pdf). Consulta 5 de diciembre de 2012.

En experiencias de empresas que han utilizado el sistema con conductor protegido, este sistema ha demostrado un nivel de confiabilidad mayor que las líneas con conductores desnudos. Incrementando significativamente la calidad de servicio, al eliminar virtualmente disparos instantáneos (operación del interruptor de cabecera) debido a contactos accidentales con árboles, ramas y otros desechos.

Las exigencias de los consumidores actuales, implican que las empresas distribuidoras de energía eléctrica, deben estar preparadas para garantizar la confiabilidad de sus líneas de distribución, es por este motivo que las líneas con conductor protegido se presentan como una opción viable para las empresas. Si bien los costos iniciales de construcción de las líneas son mayores, la inversión inicial es recuperada con menores costos de mantenimiento, prestación de mejor calidad de servicio y otras ventajas que se analizarán en este y en capítulos posteriores.

Su reducción de espacio y la utilización de un cable portante de alta resistencia mecánica, hacen que los sistemas con conductor protegido se presenten como una opción para solucionar diversos problemas técnicos de instalación.

Un aspecto muy importante de evaluar en la planificación de líneas de distribución, es el factor ambiental. Esto ha adquirido una gran importancia en los últimos años por la necesidad de reducir los efectos del calentamiento global. Con las líneas con conductor protegido se puede reducir la distancia entre conductores y las ramas de los árboles. Gracias a esto se puede reducir la frecuencia de las podas, con lo cual se tendrá un menor impacto ambiental. Facilitando también el derecho de paso en sectores donde la protección de los árboles, es muy significativo para la población.

#### **4.1.1. Antecedentes**

El sistema de distribución compacto con conductor protegido, fue desarrollado en 1951 por la empresa Hendrix Wire and Cable, Inc. Este desarrollo se debió al impulso del fundador de la empresa, Bill Hendrix quien se interesó por la invención de un sistema con la capacidad de soportar contactos accidentales. Este sistema se convirtió en una solución para mejorar la confiabilidad de las líneas de distribución, por lo que ha sido adoptada a lo largo del tiempo por muchas empresas.

En Latinoamérica el sistema ha sido muy utilizado, un ejemplo es la empresa CEMIG de Mina Gerais, quien adoptó el sistema con conductor protegido desde los años 80, esto por varias razones, la principal fue el motivo ambiental por la alta tasa de crecimiento de los árboles, lo cual implica un gran costo en mantenimiento consistente en poda, siendo necesarias hasta dos podas por año. El primer proyecto piloto de esta compañía con conductor protegido, fue una línea de 500 metros en un condominio residencial en Bello Horizonte, donde la vegetación era un aspecto muy importante para los habitantes.

Comprobando las ventajas en la relación beneficios y costos de las líneas aéreas con conductor protegido, la empresa de Mina Gerais, adoptó desde 1998 este sistema como estándar mínimo en la distribución urbana, reemplazando hasta la fecha 1 200 kilómetros de estas líneas.

En Guatemala, el sistema de líneas con conductor protegido está siendo implementado por Empresa Eléctrica de Guatemala, quien ya realizó diversos proyectos con este tipo de conductor, siendo uno de ellos una línea monopolar, la cual pasa por un área de vegetación importante del cerro Alux. Con el motivo

de este proyecto, la empresa desarrollo una norma interna sobre Línea Aérea Compacta de Media Tensión con Conductor Protegido a los Contactos Accidentales, desarrollada en el 2007.

#### **4.1.2. Criterios de aplicación**

El aumento de la carga eléctrica en ciertos sectores y la exigencia de calidad de la energía que estas demandan, representa una gran exigencia para las empresas de distribución. En la planificación de los proyectos, se encuentran circunstancias donde se requieren soluciones técnicamente adecuadas.

Las líneas compactas con conductor protegido, presentan diversas ventajas de aplicación frente a las líneas convencionales con conductor desnudo. La principal ventaja de estos sistemas, es su capacidad de seguir operando frente a contactos accidentales de cualquier objeto, los cuales en una línea con conductor desnudo causarían una falla interrumpiendo el servicio. Otra de las ventajas que presentan estos sistemas, es la reducción de pérdidas por efecto Joule, esto debido a la posibilidad de utilizar conductores de aluminio puro los cuales presentan una menor resistencia eléctrica. Esta opción de utilizar conductores de aluminio es gracias a que la tensión mecánica de los conductores la realiza el cable portante.

Las ventajas técnicas que presentan las líneas con conductor protegido, se presentan como una opción adecuada diversas zonas y para aplicaciones con dificultad, tales como:

- Zonas densamente arboladas
- Zonas de gran interferencia de aves

- Tendidos de grandes vanos
- Circuitos troncales o alimentadores
- múltiples configuraciones
- Calles estrechas
- Zonas con velocidad de viento elevada
- Zonas con elevado nivel isoseraúnico

#### **4.1.2.1. Zonas densamente arboladas**

La protección del conductor y el diseño más compacto de estas líneas, permite reducir la frecuencia y el área de la poda, así también el cable portante sirve como protección en caso de caídas de ramas.

#### **4.1.2.2. Zonas de gran interferencia de aves**

En regiones donde habitan aves de gran envergadura de alas que suelen producir fallas en las líneas, así también de aves que construyan sus nidos sobre los conductores anulando el aislamiento de estos.

#### **4.1.2.3. Tendido de grandes vanos**

Con la utilización de un cable portante o *Messenger* de alta resistencia, se pueden realizar tendidos de hasta 1 000 pies de longitud. Esta ventaja es de gran utilidad para aplicaciones en cruces de lagos, ríos, autopistas, valles y cañones.

#### **4.1.2.4. Circuitos troncales o alimentadores**

Se presentan como alternativa frente a redes subterráneas, cuando el espacio es muy reducido por la existencia de otras redes. Debido a la importancia de un circuito troncal o alimentador primario, se pueden considerar los costos de construcción de una línea con conductor protegido, ya que esta aumentará la confiabilidad de la línea, reduciendo sus salidas de operación y mejorando la calidad de la energía.

#### **4.1.2.5. Múltiples configuraciones**

La estructura compacta de este tipo de líneas permite la instalación de varios circuitos en una misma estructura, resultando en alturas de postes inferiores al montaje de una misma cantidad de líneas con conductor desnudo.

Por tal motivo son una buena opción para realizar tramos con configuración de doble terna sobre un mismo sostén, o tramos donde el crecimiento de la densidad de carga a futuro sea considerable y se tenga que dejar previsto un aumento en el transporte de la energía. Esto puede suceder en la salida de una subestación, o en alimentación de zonas industriales con crecimiento.

También son una opción a considerar en montajes de líneas de media tensión, sobre estructuras de alta tensión existentes.

#### **4.1.2.6. Calles estrechas**

Este sistema de líneas compactas puede ser una solución en circuitos de calles estrechas, donde los edificios se encuentran muy cerca de la carretera y la existencia de árboles reduce el espacio a utilizar.

La reducción de las distancias entre los conductores de los sistemas de conductor protegido, así como la utilización de espaciadores triangulares de material aislante. Permite realizar los tendidos de las líneas eléctricas utilizando un menor espacio como en este caso en particular de calles estrechas.

#### **4.1.2.7. Zonas con velocidad de viento elevada**

En zonas o regiones donde se presentan tormentas y elevados vientos, son una gran opción para reducir las salidas de servicio por objetos que caen en las líneas a causa de los vientos. La posibilidad de contactos momentáneos entre fases sin que se disparen las protecciones incrementa la confiabilidad de estas líneas. Así también la existencia del cable portante, reduce los contactos directos con las líneas de objetos levantados por el viento o por tormentas.

#### **4.1.2.8. Zonas con elevado nivel isoseraúnico**

El cable portante o Messenger, además de soportar la tensión mecánica del tendido, también trabaja como cable de guarda, siendo un elemento muy importante para la atenuación de descargas atmosféricas. Para lograr esto, es necesario que el cable portante se encuentre debidamente aterrizado.

## **4.2. Elementos de una línea de distribución compacta**

Son líneas aéreas que aportan seguridad en las prestaciones, con reducciones substanciales de salidas de servicio, posibilidad de integrar ternas múltiples en los mismos postes, reducción de podas de árboles con economía y beneficios ecológicos, y menor impacto visual. Además brindan mayores capacidades de transmisión y menores caídas de tensión.

### **4.2.1. Conductor protegido**

El principal elemento de la línea protegida es el conductor, el cual al contar con una capa de protección tiene la aptitud de seguir operando frente a contactos accidentales, ocasionados por ramas de árboles, aves o cualquier elemento que pueda caer sobre las líneas.

Se entiende por conductor protegido a un conductor, para ser utilizado en líneas de media tensión, que dispone de cobertura aislante, pero como no dispone de pantalla metálica, no confina el campo eléctrico en su interior y por lo tanto, no puede ser tocado a mano desnuda en forma segura y permanente.

Su aislamiento es tal, que evita la formación de un arco eléctrico al entrar en contacto temporal con ramas u objetos extraños, incluso al entrar en contacto dos conductores de distintas fases o un conductor con el neutro. La cubierta de los cables reduce el flujo de corriente a microamperes o miliamperes. Lo que sí es importante a considerar es que estos contactos no pueden tener períodos muy largos de duración, ya que esto puede ocasionar el daño definitivo del aislamiento.

Los conductores que se utilizan pueden ser de aluminio, de aleación de aluminio o de aluminio con alma de acero.

La cubierta protectora es de polietileno reticulado (XLPE), apta para uso a la intemperie bajo radiación solar directa, resistente a la abrasión y al encaminamiento eléctrico (*tracking*).

Según el tipo de construcción del aislamiento de los conductores se tiene los de una capa y los de dos capas.

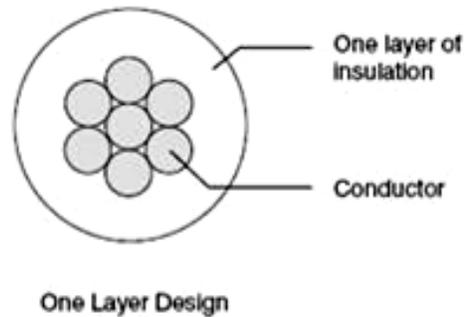
#### **4.2.1.1. Conductor de una capa**

Es el que está dotado de una única cobertura de polietileno reticulado (XLPE) natural.

El XLPE es un polietileno reticulado con cadenas moleculares entrelazadas. Este material presenta excelentes propiedades eléctricas como: alta resistencia dieléctrica y de aislamiento, baja constante dieléctrica, bajo factor de pérdida y resistencia aumentada a la humedad.

Es un material termoestable, esto significa que una vez reticulado, no cambiará sus características sometidos a un aumento de temperatura y presión. Por lo tanto presentan una gran ventaja en los conductores frente en el aumento de temperatura máxima de servicio, (de 70°C a 90°C) esto permite transportar mayor cantidad de corriente por la misma sección.

Figura 24. **Conductor de una capa**

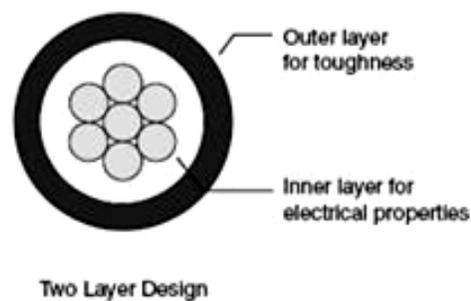


Fuente: [http://www.hendrix-wc.com/pdf/e\\_tip4.pdf](http://www.hendrix-wc.com/pdf/e_tip4.pdf). Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### 4.2.1.2. **Conductor de dos capas**

Para reducir los números de fallas que se presentaban en un conductor de una capa, se presenta un conductor con dos capas de aislamiento. La capa interna tiene la propiedad de maximizar las propiedades de aislamiento eléctrico requerido y la capa exterior debe tener la capacidad de contrarrestar los efectos que pueden producir las fuerzas externas como luz solar, abrasión, golpes y cortes.

Figura 25. **Conductor de dos capas**



Fuente: Fuente: [http://www.hendrix-wc.com/pdf/e\\_tip4.pdf](http://www.hendrix-wc.com/pdf/e_tip4.pdf). Consulta 5 de diciembre de 2012.

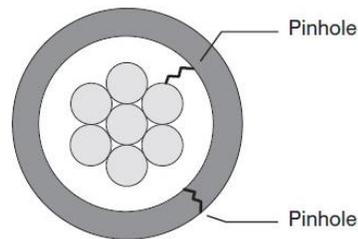
#### **4.2.1.3. Conductor de dos capas *versus* una capa**

Por muchos años, la mayoría de empresas han utilizado cables con una capa de protección de polietileno sobre el conductor. Pero se ha determinado que este diseño presenta un alto grado de fallas.

En base a la experiencia en la fabricación de conductores, los fabricantes desarrollaron cables con dos capas de protección, la capa interna tiene la función de maximizar las propiedades eléctricas del aislamiento, y la capa externa es para maximizar la resistencia a los fenómenos medio ambientales, como humedad, radiación y otros.

A pesar de la gran confiabilidad que presenta una sola capa de protección, existen tres ventajas considerables para el uso de conductores de dos capas: Primero, la capa interna es seleccionada para aumentar las propiedades eléctricas del aislamiento. Segundo, la capa interna es seleccionada para dar mas suavidad al cable (excepto para diseños con capacidad de 90 grados) y ofrecer mayor facilidad de manejo por su flexibilidad. Por último, la protección de los materiales puede sufrir rupturas comprometiendo la capacidad dieléctrica de este, pero es muy baja la probabilidad que se presente una ruptura en el mismo punto para ambas capas de protección.

Figura 26. **Rupturas en diferentes puntos del conductor**



Fuente: Fuente: [http://www.hendrix-wc.com/pdf/e\\_tip4.pdf](http://www.hendrix-wc.com/pdf/e_tip4.pdf). Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### **4.2.2. Cable portante (*messenger wire*)**

Es un cable de acero galvanizado de alta resistencia, dimensionado de acuerdo a la carga mecánica de la línea, ya que este elemento es el que soporta la tensión mecánica de la línea. Además de realizar el esfuerzo mecánico, funciona como hilo de guarda para protección contra descargas atmosféricas y también puede funcionar como neutro del sistema.

##### **4.2.2.1. Características de construcción**

Existen dos estándares de construcción de los cables portantes, el AW Messenger (*Alumoweld Messenger*); y el AWA Messenger (*Alumoweld-Aluminum Messenger*). Los cuales se detallan a continuación:

- *Alumoweld Messenger*: es un cable construido en base a una aleación de acero con aluminio, que ofrece las ventajas de cada uno de los metales. Posee una resistencia a la corrosión comparable con el aluminio sólido y una mayor resistencia mecánica. Comparado con el acero, tiene el

mismo alto grado de esfuerzo a la tensión pero con una conductividad mucho más elevada y una mayor durabilidad.

- *Alumoweld-Aluminum Messenger*: este cable contiene hilos de aleación de aluminio y acero (*alumoweld*) y una menor cantidad de hilos de aluminio puro. Esto para aumentar la capacidad de conducción del cable para aplicaciones donde se amerite mayor conductividad.

#### **4.2.2.2. Características técnicas**

Las características técnicas que tienen los cables portantes son las siguientes:

- **Alta capacidad de tensión:** esta es la característica más importante, ya que es el elemento que soportará el peso de los conductores de la línea, así como los esfuerzos a los que pueda estar sometido el sistema como cargas de viento elevadas o hielo.
- **Buena conductividad:** la aleación de aluminio con acero presenta una buena conductividad, lo cual es importante para este elemento, ya que por él se drenarán las corrientes que se presenten por descargas atmosféricas, así como la corriente de circuitos que lo utilicen como neutral.
- **Resistencia a la corrosión:** el cable portante deberá mantener sus capacidades físicas durante toda la vida del proyecto, por lo cual deberá ser resistente a la corrosión para mantener su capacidad de resistir esfuerzos elevados.

### 4.2.2.3. Selección del cable portante

La función principal de cable portante, es ser el elemento que realiza la carga y la tensión de los conductores, por tal motivo su capacidad de tensión será la primera característica a considerar. La otra característica a considerar es su capacidad de corriente, esto para situaciones donde se utilice el cable portante como conductor de neutro, o sea para circuitos con configuración estrella aterrizada con neutral.

Como consideraciones generales, el cable portante no deberá ser forzado más allá del 60 por ciento de su capacidad máxima. Se deben considerar las fuerzas que actuarán sobre el cómo, la carga mecánica de los cables, el peso de los espaciadores y así como la carga eventual de hielo o viento. Un cable portante con capacidad de por lo menos 10 000 libras es recomendado para sistemas de 15 kilovatios o menos y de 17 000 libras de capacidad para sistemas de 25 a 46 kilovatios. La siguiente tabla muestra las características de algunos cables portantes:

Tabla III. *Messenger Wire*

Southwire Stock No.	Description	Hendrix Cat. No.	Equivalent Conductivity	Amp	Overall Diameter (in)	Weigth (No./MFT.)	Breaking Strength (lbs)
61347399	2/0 0052 Alumoweld/ Aluminio	0052 AWA	2/0 AL	280	0,546	436,3	20 420
61347099	1/0 052 Alumoweld/ Aluminio	052 AWA	1/0 AL	240	0,486	346,1	17 120
61346999	No. 2 252 Alumoweld/ Aluminio	252 AWA	No. 2 AL	180	0,385	217,7	11 960

Continuación de la tabla III.

61347299	7X 6 AWG Alumoweld	7 No. 6 AW	No. 2 AL	190	0,486	415,8	22 730
18513299	7X 8 AWG Alumoweld	7 No. 8 AW	No. 4 AL	145	0,385	262,2	15 930

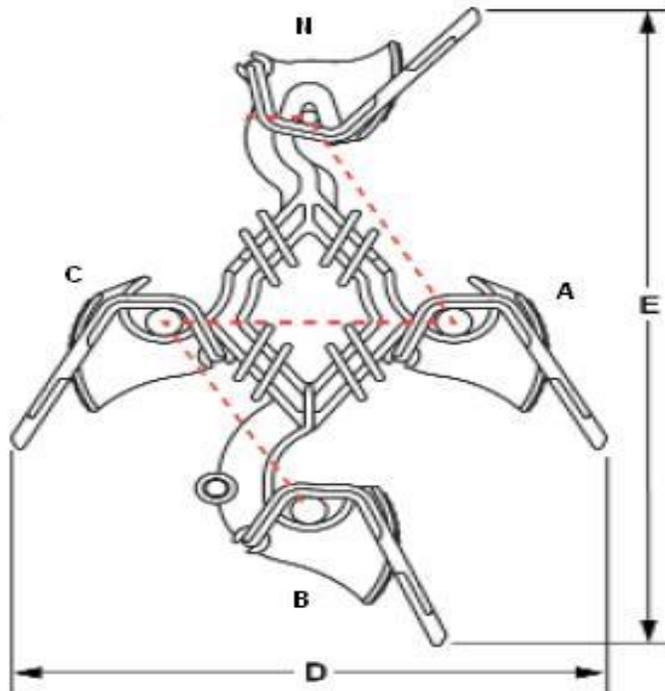
Fuente: Southwire.

#### **4.2.3. Espaciador**

Accesorio de amarre de los conductores de fase, de material polimérico dieléctrico, compatible con el aislamiento del conductor, es un elemento de forma triangular, cuya función es la sustentación y separación de los cables protegidos a lo largo del vano, manteniendo el aislamiento eléctrico de la red. La sustentación del fiador al poste se obtiene por medio de ataduras preformadas rígidas metálicas. La sujeción de los conductores al espaciador, se obtiene por medio de ataduras preformadas elásticas.

El espaciador tiene contacto directo con los tres conductores de fase y con el cable portante el cual está aterrizado, debido a esto debe cumplir con características de aislamiento elevadas. Está fabricado con polietileno de alta densidad resistente al tracking, a la radiación ultravioleta y a la luz solar.

Figura 27. **Espaciador**



Fuente: <http://www.hendrix-wc.com/frmCatalogDocuments.aspx>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

Tabla IV. **Espaciador**

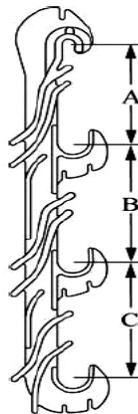
Voltaje Máximo KV	Dimensiones Pulgadas		Distancia entre conductores (pulgadas)			Rango de Messenger	Rango De Cable	Peso (libras)
	D	E	AN	AC	BC			
15	16,5	23,5	8,5	8	8	,375 - ,750	,438 - 2	2,5
46	20,5	29,0	12	11,5	11,5	,375 - ,750	,438 - 2	3,6
46	27,25	39,25	18	18	18	,375 - ,750	,438 - 2	5,5

Fuente: Catalogo Hendrix Wire and Cable Inc. Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### 4.2.3.1. Espaciador vertical

El espaciador es el elemento que da la configuración de la línea, pudiendo ser esta configuración de forma triangular, o de forma lineal. El espaciador tipo vertical está construido de material polimérico de alta densidad y cumple con las mismas características técnicas que el espaciador tipo triangular, tales como la resistencia a la radiación, luz solar, capacidad dieléctrica.

Figura 28. Espaciador vertical

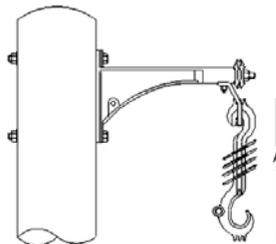


Fuente: <http://www.hendrix-wc.com/frmCatalogDocuments.aspx>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### 4.2.3.2. Espaciador monofásico

Gran parte de las líneas de distribución eléctrica, especialmente las que cubren áreas residenciales, son monofásicas. Para lograr esta configuración se cuenta con espaciadores para un conductor y el cable portante.

Figura 29. **Espaciador monofásico**



Fuente: <http://www.hendrix-wc.com/frmCatalogDocuments.aspx>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

Tabla V. **Espaciadores verticales**

Tipo	Dimensiones		Distancias			Messenger Diámetro	Diámetro Cable	Peso
	Largo	Ancho	A	B	C			
3 fases	26	4,5	6,5	7,5	7,5	0,750	1,5	1,5
1 fase	14,5	4	10,5	-	-	0,750	1,5	0,75

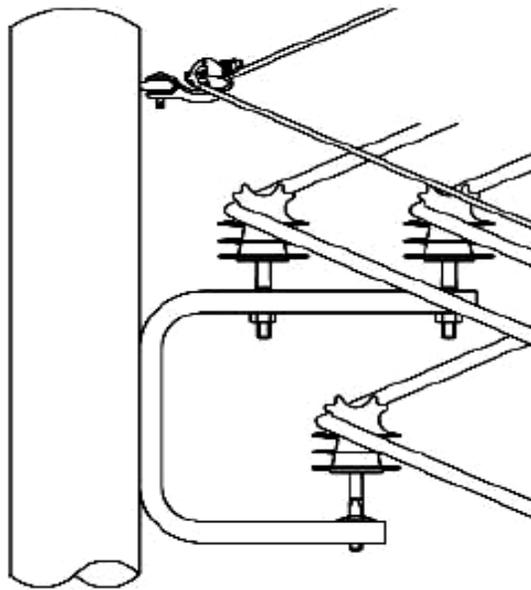
Fuente: <http://www.hendrix-wc.com/frmCatalogDocuments.aspx>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### 4.2.4. **Aislador polimérico a perno**

Aislador de perno fijo, hecho de polietileno de alta densidad, en el cual se fijan los conductores con anillos de amarre de silicona o ataduras sintéticas y se utilizan para ángulos mayores de 6 grados. Estos aisladores son similares a los utilizados para las líneas de distribución con conductor desnudo, e incluso en líneas con conductor protegido se pueden utilizar aisladores de porcelana ante la falta de repuestos.

Estos aisladores construidos con polietileno de alta densidad, son ideales para utilizar en sectores con altos índices de vandalismo, ya que tienen la capacidad de soportar impactos de balas y continuar operando.

Figura 30. **Configuración con aisladores tipo pin**

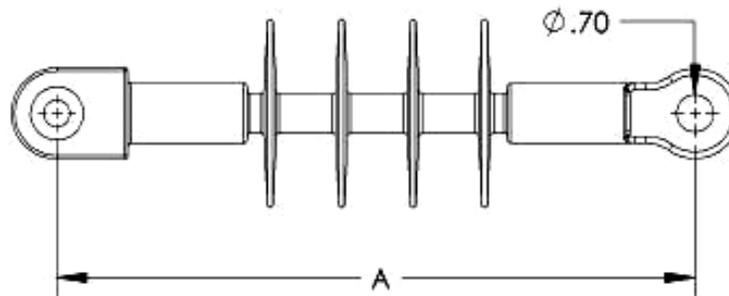


Fuente: <http://www.hendrix-wc.com/frmCatalogDocuments.aspx>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### **4.2.5. Aislador tipo pin para remates de líneas**

Este aislador es utilizado para los remates de las líneas, éstos van anclados en una estructura de acero galvanizado y sujetos al poste. Cuentan con las características técnicas de los aisladores tipo pin, pero al ser un elemento para el remate, tienen la capacidad de soportar la tensión mecánica de la línea.

Figura 31. **Aislador tipo pin de remate**



Fuente: <http://www.hendrix-wc.com/frmCatalogDocuments.aspx>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### **4.2.6. Brazo de soporte**

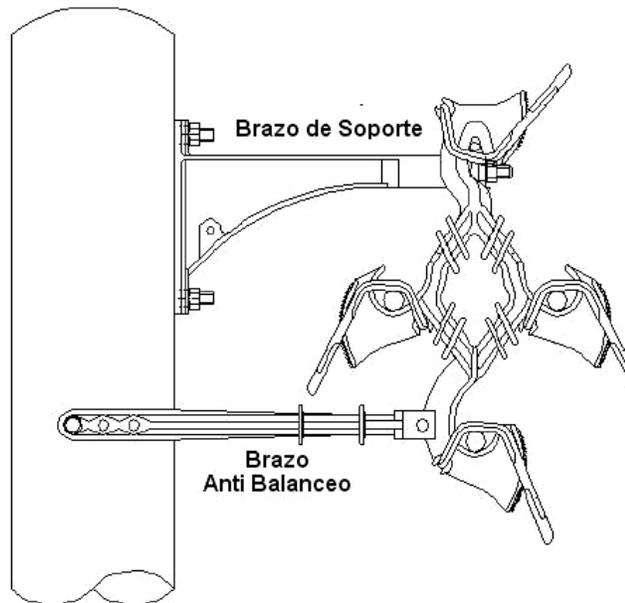
Es el elemento que sujeta mecánicamente los espaciadores con los postes, soportando el peso de los conductores en cada vano. Tienen capacidad de soportar una tensión vertical de 3 200 a 6 000 libras. Y sus dimensiones dependen del voltaje de la línea, ya sea para 15 ó 35 kilovoltios.

#### **4.2.7. Brazo anti balanceo**

Accesorio de material polimérico cuya función es la de reducir la vibración mecánica de las redes compactas, reducir el ángulo de desvío del tendido y asegurar los espaciadores en las estructuras angulares menores a 6 grados.

Con el brazo anti-balanceo, se obtiene beneficios como la reducción de movimientos que se puedan presentar en puntos de conexión a transformadores. Otro beneficio es que brindan mayor soporte al sistema en áreas con velocidad de vientos muy elevados.

Figura 32. **Brazo de soporte y brazo antibalaceo**



Fuente: <http://www.hendrix-wc.com/frmCatalogDocuments.aspx>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### 4.2.8. **Brazo tipo C**

Herraje en forma de C para montar y fijar a los soportes, cuya función es la de sustentar los conductores en caso de desvíos angulares mayores a 6 grados, retenciones, terminales o conexiones a distintos equipamientos. Está construido en perfiles de hierro tipo U, destinados a retener los conductores de fase en los soportes terminales y angulares. En los soportes terminales se utiliza un soporte auxiliar para retención de las fases superiores horizontales.

Figura 33. **Brazo tipo C para desvíos angulares**

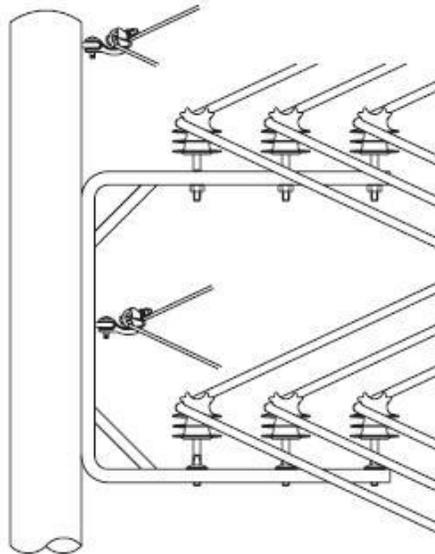


Fuente: <http://www.hendrix-wc.com/frmCatalogDocuments.aspx>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### **4.2.9. Brazo tipo C para doble terna**

Es un Herraje en forma de C, pero con la característica que en el se pueden montar circuitos de doble terna, manteniendo siempre el espaciamiento adecuado entre las fases. Con este elemento y con aisladores tipo Pin, se pueden realizar desvíos angulares de 7 hasta 60 grados centígrados. El cable portante o *messenger* deberá ir anclado con un elemento extra.

Figura 34. **Brazo tipo C para doble terna**



Fuente: <http://www.hendrix-wc.com/frmCatalogDocuments.aspx>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### **4.2.10. Ataduras para espaciadores y para aisladores**

Para la sujeción del conductor a los aisladores tipo pin de líneas aéreas, se utilizarán ataduras de forma helicoidal predefinida, que sujetan lateralmente el conductor a los aisladores tipo pin.

#### **4.2.11. Ataduras para retención**

En los remates se utilizarán ataduras preformadas para retención, ya que no dañan la cubierta del conductor e impiden el deslizamiento de la misma asegurando el tensado del conductor. Se trata de ataduras metálicas que se montan directamente sobre el cable sin retirar el recubrimiento exterior, y se vinculan con el aislador, mediante un guardacabo.

Este tipo de atadura tiene, al igual que en el caso de las ataduras plásticas, longitud, diámetro y paso de hélice determinado para cada sección de conductor.

#### **4.2.12. Anillo de amarre**

Elemento de material elastomérico (goma silicona) cuya función es la de fijación de los cables protegidos a los espaciadores o separadores. También es utilizado para fijar el cable de acero a los mismos accesorios.

Figura 35. **Anillo de amarre**



Fuente: <http://www.hendrix-wc.com/frmCatalogDocuments.aspx>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### **4.2.13. Estructuras**

Son los elementos utilizados para la suspensión de las líneas eléctricas aéreas, estos son postes generalmente de hormigón centrifugado o pretensado, así como postes de madera que cumplan con lo requerido en las normas de construcción.

Para la selección de las estructuras se deben considerar sus dimensiones para cumplir con las distancias de seguridad, así como su capacidad mecánica para resistir las fuerzas a las que serán sometidos. Entre los esfuerzos que se presentan se pueden mencionar las cargas verticales, las cuales son ejercidas por el peso de los conductores y los accesorios montados en el poste. Las otras cargas a considerar son las transversales, como la carga del viento.

#### 4.2.13.1. Postes de hormigón

El poste de hormigón es el más utilizado en las líneas eléctricas de baja y media tensión, son fabricados con concreto reforzado por medio de procesos de centrifugado y vibrado. Tienen la ventaja de no necesitar conservación y por lo tanto una larga duración.

Tabla VI. **Características de los postes de hormigón**

Altura total (m)	Altura libre (m)	Tiro (kg)
10	9,00	150
10	9,00	300
10	9,00	600
10	9,00	1000
12	10,80	300
12	10,80	600
12	10,80	1000

Fuente: <http://www.ing.unlp.edu.ar>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

Los postes de 10 metros de altura total se utilizarán preferentemente en redes de distribución, primarias y secundarias simple terna. Los postes de 12 metros en trazas con doble terna y en situaciones especiales en que el poste de 10 metros se muestre insuficiente

#### **4.2.13.2. Postes de madera**

Estos postes, son hechos con madera seleccionada, libre de defectos que pueda disminuir su resistencia mecánica y son tratados con una solución preservadora para aumentar su durabilidad.

Tabla VII. **Características de los postes de madera**

Altura total (m)	Altura libre (m)	Tiro (kg)
10	8,40	500
10	8,40	650
10	8,40	800
12	10,20	500
12	10,20	650
12	10,20	800

Fuente: <http://www.ing.unlp.edu.ar>. Consulta 5 de diciembre de 2012.

#### **4.3. Recomendaciones para la instalación de conductores**

El elemento principal de las líneas de distribución lo representan los conductores, por lo que en cualquier trabajo que se realice con ellos, se deben considerar todas las medidas pertinentes para su protección. Para el caso de los conductores protegidos su manipulación debe considerar la importancia de la protección del aislamiento.

#### **4.3.1. Cuidados en la manipulación**

Durante todo el proceso de instalación de los conductores, se debe tener especial cuidado de proteger el aislamiento de cualquier daño. Este cuidado debe iniciarse desde el momento de cargarlo al transporte, así como en el período de su recorrido y en la descarga en el lugar de la obra.

Al momento de proceder al desenrollado de los conductores, se deberán verificar los defectos visibles en la cubierta del conductor, así como evitar los daños que se pudieran ocasionar a los cables. Hay que tener especial cuidado en revisar la superficie exterior de la bobina para evitar presencia de clavos.

Para facilitar este examen, el desenrollado deberá hacerse con la convexidad del conductor hacia arriba, de manera que el giro de la parte superior de la bobina sea en el sentido de avance de aquel, lo que presenta entre otras cosas, la ventaja de evitar el frotamiento del conductor sobre el suelo.

Para la operación del desenrollado, se da la posibilidad de utilizar una bobina fija, pero se recomienda que de preferencia sea una bobina móvil (en porta carrete). En caso de que la única opción sea utilizar bobina fija, se deberá evitar en todos los casos, que el conductor sea arrastrado por el suelo, utilizando elementos adecuados para el apoyo.

Durante todo el proceso, se debe contar con un dispositivo de retención encargado de frenar la bobina, de tal forma que en ningún caso el cable forme una flecha muy grande y frote contra el suelo.

El tendido se ejecutará sobre poleas ubicadas en todos los postes, de las características necesarias para evitar daños al contacto o rozamiento con las ménsulas o contra el poste. No se permite retirar las poleas mientras no se ubique el conductor en la ranura del aislador y quede correctamente sujeto. De ninguna manera se permitirá dejar el conductor apoyado sobre el crucero, ni aún con la interposición de elementos blandos entre ellos.

#### **4.3.2. Tensado de la línea**

Al momento de realizar el montaje de una línea, se deben determinar de manera precisa, la temperatura de montaje y la longitud de los vanos reales en cada caso. Es conveniente la determinación del tiro por métodos dinamométricos antes que midiendo las flechas, dado que las mismas, son difíciles de precisar con la exactitud necesaria en una operación de tensado, sobre todo si los anclajes están a diferentes cotas sobre el terreno.

Es aconsejable evitar tensar la línea en horas del día, en las cuales la variación de temperatura es muy rápida, como sucede en verano, en las primeras horas de la mañana.

El tensado se debe ejecutar a una tensión ligeramente mayor que la indicada por la tabla utilizada en el diseño, aflojando progresivamente hasta la tensión de trabajo correspondiente, que deberá ser determinado con las precauciones indicadas anteriormente. Luego se anclará el conductor en las retenciones y se fijará en los aisladores con las ataduras indicadas.

### **4.3.3. Uniones y empalmes**

En todos los lugares donde se quite la cubierta del cable o quede expuesto el conductor desnudo a la intemperie (uniones y empalmes con otros conductores), se deberá encintar dicha zona con cinta aisladora autosoldable resistente al arco eléctrico, para protegerlo contra la humedad y los agentes atmosféricos, que puedan ingresar por debajo de la cubierta protectora del cable, y así evitar que se degrade el cable.

Para las conexiones a transformadores, seccionadores y equipos en general, es conveniente utilizar conductor protegido. En estos casos la veta del conductor no está sometida a tracción mecánica, y se pueden emplear de ser necesario, los aisladores de montaje rígido (tipo PIN) habitualmente utilizados con conductor desnudo de sección equivalente, pero en todos los casos se deben bloquear las conexiones al ingreso de humedad utilizando cintas. Toda la Línea debe funcionar, frente a los contactos directos, como un frente muerto.

### **4.3.4. Poda previa al tendido**

Para garantizar las condiciones de confiabilidad de la línea, es necesario realizar una poda adecuada, de tal forma que las ramas de los árboles no entren en contacto con los conductores de la línea. Para la planificación de la poda se debe considerar una distancia mínima de las ramas dependiendo de las especies de árboles y la velocidad de su crecimiento. También se debe considerar el crecimiento futuro de ramas que puedan dañar mecánicamente a la línea.

#### **4.4. Instalación de protecciones**

Una línea de distribución de energía eléctrica, debe ser protegida de las diversas fallas que pueda sufrir a lo largo de su recorrido, desde la subestación de distribución hasta los centros donde se consume la energía. Dentro de las fallas que se pueden mencionar están las sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas, los cortocircuitos por contactos entre los conductores o las sobrecargas ocasionadas por alguno de los consumidores.

Para lograr la mejor protección de las líneas de una forma económica, la selección de las protecciones que se utilizarán, dependerá de la importancia de la línea que se pretende proteger en el sistema. Esto dependerá si la línea es un ramal principal, un ramal secundario o un ramal.

- Ramal principal: son las líneas que salen desde la subestación y están protegidas exclusivamente por el disyuntor o restaurador automático de la misma.
- Ramal secundario: son las líneas que se desprenden del ramal principal y están protegidas por un elemento adicional que puede ser: un corta circuito con su fusible, un restaurador de línea o un seccionalizador.
- Ramal: son líneas que a su vez se desprenden de un ramal secundario y están protegidas por un corta circuitos y su fusible.

##### **4.4.1. Pararrayos de sobretensión**

Son protecciones de las líneas, que tienen la función de descargar a tierra las sobretensiones producidas por las descargas atmosféricas de una forma

eficiente. En la actualidad existen de dos tipos, los de resistencia variable y los de óxido de Zinc.

En la Normativa sobre líneas aéreas con conductor protegido de Empresa Eléctrica de Guatemala, se presentan las siguientes recomendaciones para la instalación de los pararrayos de sobretensión en los siguientes puntos de la línea:

- Para la protección de los conductores de la línea, se instalarán descargadores a cada 400 metros (o a la distancia menor que resulte de la ubicación de los soportes o apoyos de la línea), en zonas con niveles ceráunicos de hasta 100. El nivel ceráunico se refiere la cantidad de días con tormentas eléctricas en el año, y se obtiene de mapas isoceráunicos de cada región.
- Para niveles ceráunicos superiores a 100 días de tormenta al año, se instalarán pararrayos de sobretensión cada 200 metros (o a la distancia menor que resulte de la ubicación de los soportes o apoyos de la línea).
- Se deben instalar descargadores, en toda transición de línea con conductor protegido a línea subterránea o a línea aérea con conductor desnudo.
- En los puntos de de conexión de los aparatos de maniobra y protección, como pueden ser los reconectores (*reclosers*), seccionalizadores, capacitores, fusibles auto desconectores, seccionadores, etc.
- Se instalarán descargadores en los transformadores de media a baja tensión.

- En arranques de líneas derivadas y cualquier otro cambio en la impedancia de la línea.
- En los finales de la línea.

#### **4.4.2. Protección frente a cortocircuitos**

La protección de una línea ante la ocurrencia de una falla en su aislamiento, se realizará por medio de:

- En la salida de la subestación, se instalará un interruptor que tenga incorporado relevador para recierres, o con reconectador (recloser). En ambos casos, el recierre se bloqueará para las corrientes de fallas entre fases, superiores a 3 kiloamperios y para las corrientes de falla a tierra (neutral) superiores a 1 kiloamperio. Estos niveles de corrientes de falla difícilmente se corresponden a un cortocircuito transitorio y por lo tanto resulta innecesario someter al transformador de A.T/M.T y a la cubierta protectora de la línea con conductor protegido a los esfuerzos térmicos y dinámicos que significan los recierres.
- En ramales derivados con cargas superiores a 1 MVA, los arranques de líneas subterráneas derivadas las líneas troncales en zonas sub-urbanas o rurales, se protegerán con seccionalizadores.
- Los ramales derivados con cargas hasta 1 MVA, se protegen con fusibles tipo T. Así como también las conexiones a equipos y aparatos en general, como capacitares, se protegen con fusible tipo T.

#### **4.4.3. Seccionamientos de las líneas**

Con la finalidad de contar con una operación ágil de las líneas de distribución con conductor protegido, se instalarán los siguientes seccionamientos:

- Seccionamiento bajo carga trifásicas: se instalarán seccionadores trifásicos con capacidad de operar bajo carga, en puntos estratégicos de algunos alimentadores principales, para que en un determinado momento puedan recibir energía desde otros alimentadores. Esto con la finalidad de reducir el número de clientes que puedan ser afectados a causa de una interrupción de larga duración, causada por una falla que requiera reparaciones mayores o por obras de mantenimiento en algunos tramos de la línea.

Los seccionadores bajo carga incluirán el equipamiento necesario para ser tele comandadas, dado que formarán parte del sistema SCADA.

- Seccionadores unipolares: todas las subidas o bajadas para conexión entre un sistema de cable subterráneo y una línea con conductor protegido, que no sea el proveniente de una Subestación AT/MT, llevarán seccionamiento unipolar, a fin de poder aislar de la red estos tramos de cable para efectuar trabajos o reparaciones. Siempre que un aparato o equipo pueda recibir tensión de retorno, tendrá como seccionamiento para separarlo eléctricamente, seccionadores unipolares.

#### 4.4.4. Puesta a tierra

La toma de tierra, también denominado hilo de tierra, toma de conexión a tierra, puesta a tierra, pozo a tierra, polo a tierra, conexión a tierra, conexión de puesta a tierra, o simplemente tierra, se emplea en las instalaciones eléctricas para evitar el paso de corriente al usuario por un fallo del aislamiento de los conductores activos.

- Puesta a tierra del Cable Soporte (*messenger*): el cable soporte irá puesto a tierra en todos los postes. El valor de la resistencia de puesta a tierra deberá tener un valor inferior a 25 ohm.
- Puesta a Tierra de los Descargadores de la Línea: el valor máximo de la resistencia de puesta a tierra de los descargadores instalados para protección de los conductores de la línea, será de 10 Ohm, a fin de limitar los valores de sobretensión en el sistema. En caso de ser dificultoso alcanzar este valor de resistencia, se recomienda analizar el caso individualmente.
- Puesta a Tierra de los descargadores de Equipos de Maniobra y Protección: la puesta a tierra de los descargadores de reconectores, seccionalizadores y seccionadores tripolares bajo carga, tendrá un valor de resistencia máximo de 10 Ohm, para limitar las sobretensiones amplificadas cuándo están con sus contactos abiertos.
- El resto de las resistencias de puesta a tierra, deberán ser menores a 25 Ohms, igual a las adoptadas para las líneas con conductor desnudo.

## **5. CONFIABILIDAD DE UNA LÍNEA DE CONDUCTOR PROTEGIDO**

La calidad del servicio de distribución de energía eléctrica, está ligada directamente a la confiabilidad de las líneas de distribución que llevan el fluido eléctrico a los usuarios finales. En una línea con alto grado de confiabilidad el servicio será constante y la calidad de energía será la adecuada para el funcionamiento de las cargas instaladas.

Las líneas con conductor protegido presentan varias ventajas técnicas con respecto a las líneas convencionales de conductor desnudo, en el presente trabajo, se ve que la confiabilidad se basa en dos ventajas técnicas que se deben al conductor que se utiliza y a la configuración de la instalación.

- Reducción de salidas de servicio por contactos accidentales, esto gracias a la protección del conductor.
- Reducción de sobretensiones por descargas atmosféricas, esto gracias al cable portante que sirve como cable de guarda.

Otro asunto importante para considerar con respecto a la confiabilidad de la distribución eléctrica, es que actualmente la exigencia de los clientes hacia la empresa distribuidora de energía es cada vez mayor. Esto por la utilización de equipos que pueden ser muy sensibles a interrupciones sin importar la duración. Estas interrupciones a pesar de estar debajo de los tiempos que consideran las normativas, generan molestias en los usuarios que se podrían evitar con la utilización de tecnologías más eficientes.

## 5.1. Reducción de salidas de servicio por contactos accidentales

La propiedad de los conductores protegidos de seguir operando frente a contactos accidentales, se debe a su cubierta protectora por la cual, las corrientes de falla se reducen a niveles muy bajos, en el rango de micro amperios o miliamperios, esto en caso de que existan puentes de contacto entre fase a fase o entre fase a tierra, ya sean producidos por hielo, ramas de árboles, basura, etc. Mientras no existan daños en la cubierta del conductor, los niveles de corriente serán muy bajos, con lo cual los fusibles, reconectores e interruptores, no resultan afectados. Por lo que no se deteriora ni la calidad ni la confiabilidad del servicio.

Lo que si debe tomarse en cuenta, es que el flujo de la corriente de micro amperes o mili amperes en la superficie de la cubierta protectora puede causar erosión (*tracking*) por lo que no debe permitirse la presencia indefinida, ya que la lenta degradación conducirá finalmente a una falla. La situación de falla más probable podría ser causada por una sobretensión generada por una descarga atmosférica, la cual encontrará el punto débil del conductor, causando la perforación de la cubierta y la consiguiente falla de la línea.

El mantenimiento consistente en la poda de árboles, se puede realizar con menos frecuencia que para líneas de conductor desnudo, pero con un mantenimiento razonable y con la instalación adecuada de descargadores las posibilidades de fallas se reducen a unos cuantos eventos aislados.

Debido a las grandes longitudes que se alcanzan en varias líneas de distribución, existen secciones de líneas que no serán recorridos por largos períodos de tiempo después de una tormenta o de vientos fuertes. Para las

líneas con conductor protegido, las ramas caídas no constituyen causa de interrupciones en el servicio, ni momentáneas ni permanentes.

La presencia de fallas en los sistemas de distribución es lo que le resta calidad y confiabilidad al servicio de una compañía de distribución, con las exigencias de los consumidores actuales, es indispensable analizar las opciones de nuevas tecnologías que se presentan.

Analizando la tabla 5.1, se observa una comparación de las salidas de servicio para diferentes causas, se puede ver como conclusión que las líneas de conductor protegido presentan 75 por ciento menos salidas de servicio que las líneas con conductor desnudo.

Las empresas de distribución llevan un historial de las fallas que se presentan en las líneas de distribución. Siendo las causas muy diferentes según las condiciones que presente el trayecto de la línea, para fines de estudio, a continuación se muestra una tabla con las causas de salida fuera de servicio.

**Tabla VIII. Comparación en las salidas de servicio**

Causa de Salida	Conductor Desnudo	Conductor Protegido	Reducción (%)
Relacionadas con árboles	17,6	1,8	90
Animales	12,1	2,9	76
Rayos	3,4	1,0	71
Desconocidas	5,9	1,0	83
Las demás	11,3	5,9	48
Total	50,3	12,5	75

Fuente: Carl C. Landinger; Hendrix and Wire.

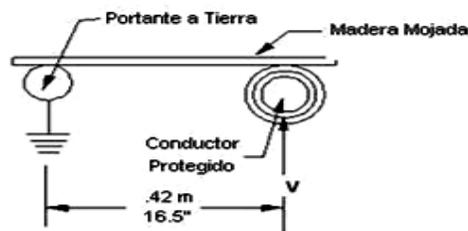
El conductor protegido con espaciadores está específicamente diseñado para resultar efectivo contra salidas de servicio relacionadas con tormentas. Y cuando se le coloca una protección a la conexión del transformador, se pueden reducir los accidentes con la fauna salvaje. Estos capuchones protectores de vida salvaje y derivación con cable protegido, reducen las salidas por contacto con fauna salvaje a casi cero.

### 5.1.1. Ejemplo de un cortocircuito con madera mojada, fase – neutro

Para estimar el tiempo en que una rama de un árbol puede quedar cortocircuitando las fases de una línea, se utiliza como referencia, una prueba publicada por la compañía *Hendrix Wire and Cable*.

Para estimar el tiempo que puede durar un contacto accidental con una rama, sin que aparezca erosión en la protección del conductor, se realizó una prueba con un trozo de cable portante desnudo y otro conductor de fase, y se pusieron en cortocircuito por medio de una tabla de madera mojada durante toda la noche, y luego se colocó la tabla de madera mojada sobre los cables durante toda una jornada laboral, como se demuestra en la siguiente figura.

Figura 36. Prueba con madera mojada



Fuente: Carl C. Landinger; Hendrix and Wire.

Se colocó a tierra al neutro y se energizó el conductor protegido. El espaciamiento del conductor fue de 42 centímetros o 16,5 pulgadas.

**Tabla IX. Tiempo de fallas en prueba con madera mojada**

Tensión Aplicada (KV)	Tipo de Cable		
	15 KV	15 KV	35 KV
	Sin Blindaje	Blindado	Blindado
	Tiempo transcurrido hasta fallar (horas)		
30	510.5	856.5	Test detenido a las 3.405 horas
40	50.0	220.4	No se ensayó
50	0.3	3.9	No se ensayó

Fuente: Carl C. Landinger; Hendrix and Wire

En la tabla anterior se puede apreciar, que realizando un ensayo con tensiones superiores a las nominales el tiempo que tarda en presentarse una falla entre línea y neutro, es un tiempo considerablemente elevado. El tiempo de falla para el cable de 35 kilovoltios, ensayando con 1,5 veces su tensión normal de operación, resulta tan largo que hace impracticable un ensayo de duración razonable.

Se debe observar también que el blindaje en los cables, genera una mayor resistencia a las fallas.

### **5.1.2. Ejemplo de un caso real**

En 1985 la compañía Bangor Hydro, instaló un sistema de conductor protegido en conexión estrella con neutro aislado. Los cables protegidos consistieron en conductores de aluminio, con blindaje semiconductor extraído, capa aislante de 5,7 milímetros de espesor de polietileno natural de alto peso

molecular, y una capa resistente a la erosión eléctrica de 4,45 milímetros de espesor en polietileno de alta densidad, estabilizado para radiación UV. En 1996 se notó que una rama de pino de 51 milímetros de diámetro estaba en contacto con una de las fases. Una cuadrilla cortó la rama. Dicha rama fue desgastada por el frotamiento y se carbonizó en 1/3 de su espesor.

Las estimaciones acerca del tiempo que la rama permaneció en contacto con el conductor oscilaron desde un mínimo de 4, a un máximo de 8 años. Se encontró solo una moderada erosión eléctrica sobre la superficie del cable. No se recomienda la permanencia de contactos entre ramas y cables, pero este incidente plantea un marco temporal sobre cuán largo puede ser admitido un contacto sin que resulte una falla del cable.

## **5.2. Reducción de sobretensiones por descargas atmosféricas**

Las líneas de distribución por lo general son de tipo aéreas con conductor desnudo, las cuales abarcan grandes distancias en su función de abastecer de energía a los usuarios finales. Por tales motivos están propensas a una gran cantidad de sobretensiones de origen atmosférico.

En las líneas con conductor desnudo, gran cantidad de las fallas provocadas por descargas atmosféricas son fugitivas, es decir que cuando el interruptor abre el circuito, se restituye el aislamiento, por lo que el empleo del recierre mejora notablemente la calidad del servicio. No obstante, la operación de recierre implica la aparición de cortes de breve duración, perturbación que puede afectar los consumos industriales, provistos generalmente de equipos electrónicos muy sensibles.

El aislamiento de protección de los conductores no es reconstitutivo, y puede resultar dañado por sobretensiones de origen atmosférico. Y en el caso de una descarga atmosférica directa sobre los conductores, existe el riesgo que se corte el conductor.

Un sistema de conductor protegido, tiene la ventaja de contar con un cable portante que sostiene los conductores de fase y se encuentra multiaterrizado, por lo que se comporta como un hilo de guarda que protege la línea frente a descargas atmosféricas.

### **5.3. Regulación de tensión**

En la normativa técnica del servicio de distribución se dan los valores de tolerancia admisible en la regulación de tensión que deben cumplir las empresas de distribución. Para determinar los valores aceptables de caída de tensión se establece el índice de calidad de regulación de tensión, y se deben realizar mediciones para determinar los valores.

El índice para evaluar la tensión en el punto de entrega del distribuidor al usuario, en un intervalo de medición (k), será el valor absoluto de la diferencia ( $\Delta VK$ ) entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión ( $V_k$ ) y el valor de la tensión nominal ( $V_n$ ), medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal.

Índice de regulación de tensión (%):

Formula 5.1 
$$\Delta VK (\%) = \frac{|V_k - V_n|}{V_n} * 100$$

Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual, respecto de las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía eléctrica, serán las indicadas en cada una de las etapas de Transición y Régimen.

Tabla X. **Porcentajes de tolerancia en regulación de tensión**

Tensión	Tolerancia admisible respecto del valor nominal en %					
	Etapa					
	Transición		Régimen a partir del mes 1 hasta el 12		Régimen a partir del mes 13	
	servicio urbano	servicio rural	servicio urbano	servicio rural	servicio urbano	servicio rural
Baja	12	15	10	12	8	10
Media	10	13	8	10	6	7
Alta	7		6		5	

Fuente: Norma Técnica del Servicio de Distribución NTSD; CNEE.

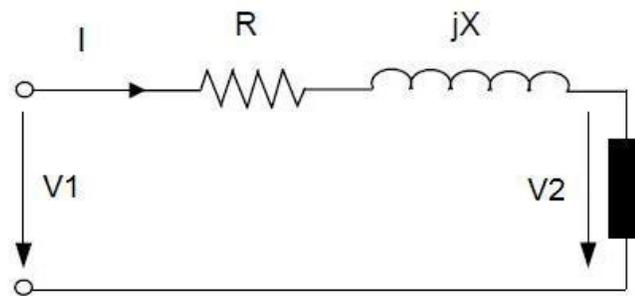
Se considera que la calidad de la energía eléctrica es mala cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total de período de medición, las mediciones muestran que la regulación de tensión ha excedido el rango establecido.

### 5.3.1. Cálculo de la caída de tensión

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el conductor, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y el punto de alimentación. Los valores de caída de tensión permitidos, son los que aparecen en la tabla 3.3 sobre los porcentajes de tolerancia permitidos, esto con el objetivo de garantizar el buen funcionamiento de las cargas que serán alimentadas.

Considerando que el presente trabajo solo pretende realizar un análisis comparativo, tomaremos un ejemplo con un circuito eléctrico sencillo equivalente a una línea corta.

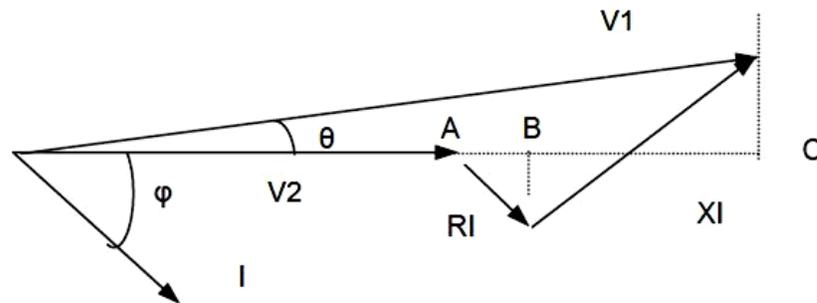
Figura 37. **Circuito equivalente de una línea corta**



Fuente: Electric Power Distribution System Engineering; Turan Gönen

La caída de tensión se debe a la resistencia y a la inductancia en serie de la línea. Viendo el diagrama fasorial que representa este circuito se puede determinar la fórmula de la caída de tensión.

Figura 38. **Diagrama fasorial**



Fuente: Electric Power Distribution System Engineering; Turan Gönen.

Debido al pequeño valor del ángulo  $\theta$ , entre las tensiones en el origen y el extremo de la línea, se puede asumir con un error despreciable, que el valor del vector  $V_1$  es igual a su proyección horizontal, siendo por tanto el valor de la caída de tensión igual a:

$$\text{Fórmula 5.2} \quad \Delta V = V_1 - V_2 = AB + BC = RI \cos \phi + XI \sin \phi$$

Al depender directamente del valor de la resistencia y del valor de la inductancia, las líneas con conductor protegido presentan una menor caída de tensión al reducirse estos valores como se muestra a continuación.

### **5.3.2. Reducción del valor de resistencia**

La reducción de la resistencia óhmica se debe a la mayor conductividad del aluminio puro frente a los conductores de aleación de aluminio. La posibilidad de la utilización de conductores de aluminio puro se debe a que la tensión o esfuerzo mecánico de la línea la realiza el cable portante o Messenger.

Analizando una tabla de características de resistencia de los conductores hechos de aluminio puro y de conductores de aluminio con alma de acero, se puede ver una diferencia entre los valores por cada mil pies de longitud. Esto nos da menores valores de caída de tensión debido a la resistencia y menores pérdidas por efecto Joule.

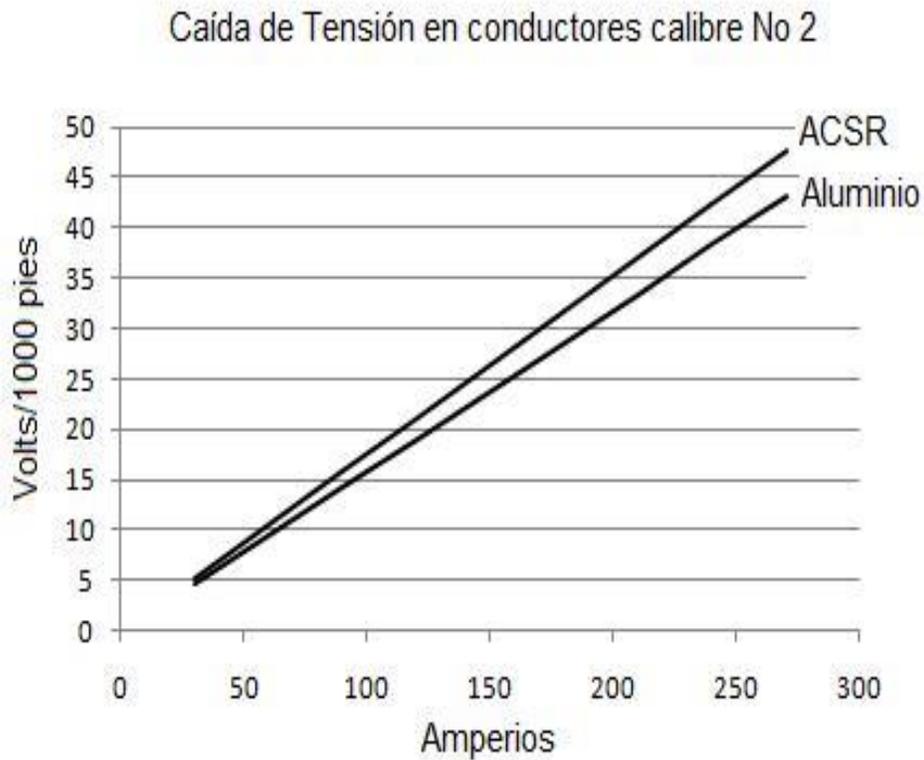
Tabla XI. **Resistencia de cables de aluminio y ACSR**

Tamaño Del Conductor	Resistencia Ohms/1000pies	Resistencia Ohms/1000pies
	AC 75 °C	AC 75°
#4 AWG	0,5078	0,515
#2 AWG	0,3195	0,332
1/0 AWG	0,2008	0,217
2/0 AWG	0,1593	0,176
3/0 AWG	0,1265	0,144
4/0 AWG	0,1002	0,119
266.8 kcmil	0,0795	0,797
336.4 kcmil	0,0633	0,0655
397.5 kcmil	0,0536	0,0549
477.0 kcmil	0,0447	0,0462
556.5 kcmil	0,0384	0,0399
636.0 kcmil	0,0337	0,0352
795.0 kcmil	0,0271	0,0288

Fuente: Hendrix Wire & Cable, Inc.

Graficando los valores de caída de tensión para un calibre número dos, tanto de un conductor de aluminio puro como de un conductor con alma de acero, se observa la ventaja de utilizar aluminio puro que brindan los sistemas con conductor protegido, ya que la tensión mecánica será realizada por el cable portante.

Figura 39. **Caída de tensión considerando únicamente resistencia del conductor**



Fuente: elaboración propia.

### 5.3.3. Reducción del valor de inductancia

La reducción de la reactancia inductiva de la línea se produce por la menor distancia entre los conductores de cada fase, dado que se encuentran a menor distancia entre sí.

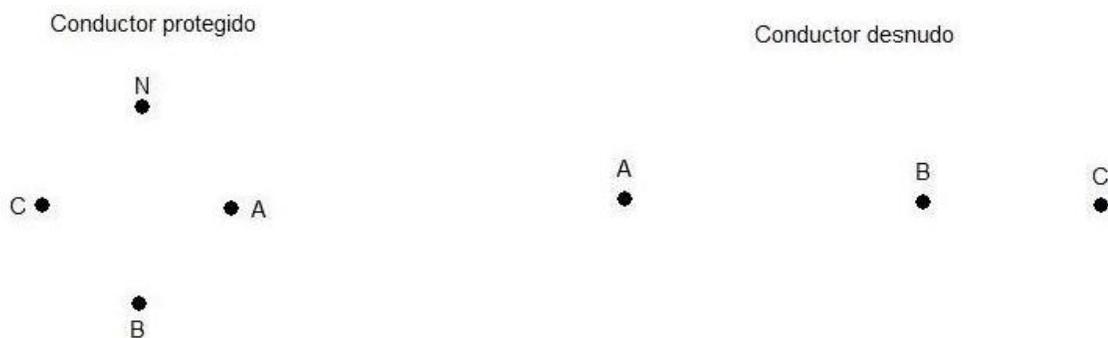
La inductancia de una línea de distribución está presentada por la siguiente fórmula:

Fórmula 5.3      
$$L_a = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D}{r} \quad \frac{H}{m}$$

Donde D es la distancia equivalente entre los conductores de fase, expresada como la raíz cúbica del producto de las distancias.

Fórmula 5.4 
$$D = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{ac} \cdot D_{bc}}$$

Figura 40. **Ubicación de los conductores**



Fuente: elaboración propia

Tabla XII. **Distancias entre fases con tensión de 13,8 KV**

Configuración	A-B	A-C	B-C
Conductor Protegido	8	8	8
Conductor Desnudo	20	34.2	14.2

Fuente: elaboración propia

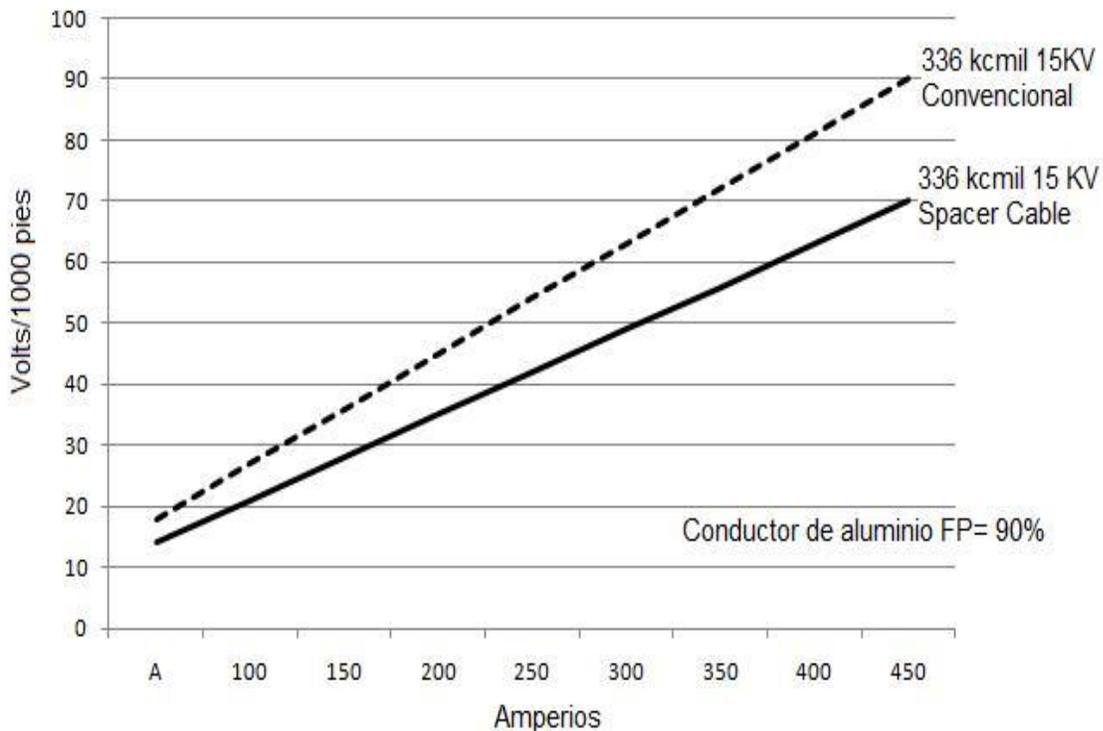
Conociendo la reducción de la distancia que brinda la configuración triangular del sistema con conductor protegido, se puede determinar que se reduce la inductancia de la línea y por tal motivo se reduce la caída de tensión.

La componente de caída de tensión se representa con la fórmula 3.2 de la caída de tensión y depende directamente del valor de la resistencia y de la reactancia inductiva de la línea.

$$\text{Fórmula 5.5} \quad \Delta V = RI \cos \phi + XI \sin \phi$$

Como ya se determinó anteriormente la reducción de los valores de resistencia y reactancia inductiva, podemos ver en una representación gráfica la reducción de caída de tensión para una línea con conductor protegido.

Figura 41. **Caída de tensión considerando inductancia y resistencia del conductor**



Fuente: elaboración propia.

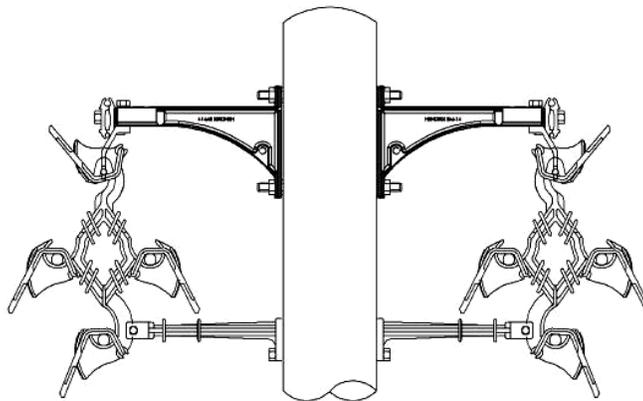
## 5.4. Reducción de espacio y posibilidad de múltiples configuraciones

Debido a la reducción de las distancias entre fases y la utilización de espaciadores en el sistema de conductor protegido, se pueden instalar varios circuitos en un mismo poste, utilizando menos espacio que los sistemas de conductor desnudo.

### 5.4.1. Doble circuito por poste

Los sistemas con conductor protegido presentan una ventaja técnica para configuración de doble circuito por poste, ya que facilita el montaje de una línea en soportes existentes. Estas ampliaciones son necesarias cuando se quiere ampliar la capacidad de transporte de un alimentador. Esto puede suceder en la salida de una subestación de distribución, en zonas con una tasa de crecimiento muy elevada y en parques industriales que constantemente aumentan su demanda.

Figura 42. **Espaciadores para doble terna**



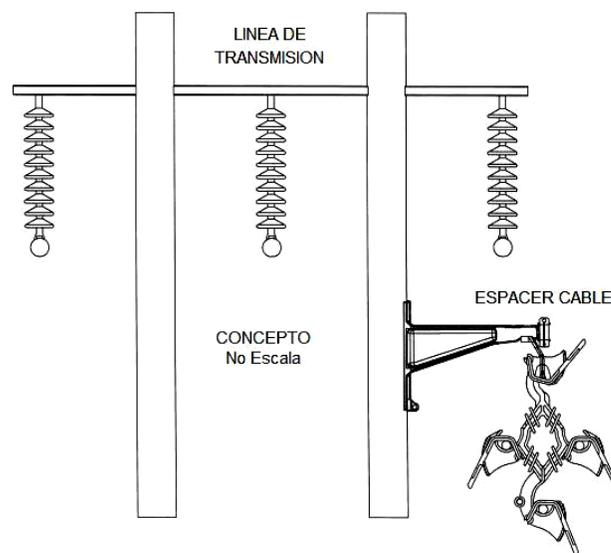
Fuente: Hendrix Wire & Cable, Inc.

#### 5.4.2. Montaje debajo de una línea de transmisión existente

La instalación de líneas de distribución en los mismos soportes de una línea de distribución, presenta varios inconvenientes tales como: la mayor distancia entre cada poste, o el posible contacto entre los dos circuitos paralelos por causa de vientos elevados. Un caso poco deseado puede ser una caída de una línea de transmisión sobre las líneas de distribución, energizando estas y causando daños en los equipos de distribución y en la carga.

Las líneas de distribución con conductor protegido, se presentan como una opción adecuada para ser instaladas debajo de una línea de transmisión, ya que con este sistema se pueden realizar tendidos de grandes vanos gracias a la fuerza de tensión del cable portante. Otra ventaja que poseen es la protección física que brinda el cable portante ante contactos accidentales.

Figura 43. **Spacer cable debajo de líneas de distribución**



Fuente: Hendrix Wire & Cable, Inc.

Como conclusión se puede decir que este sistema con conductor protegido es una buena opción ya que se pueden reducir los costos de instalación, el uso de derechos de paso existentes y una buena confiabilidad.

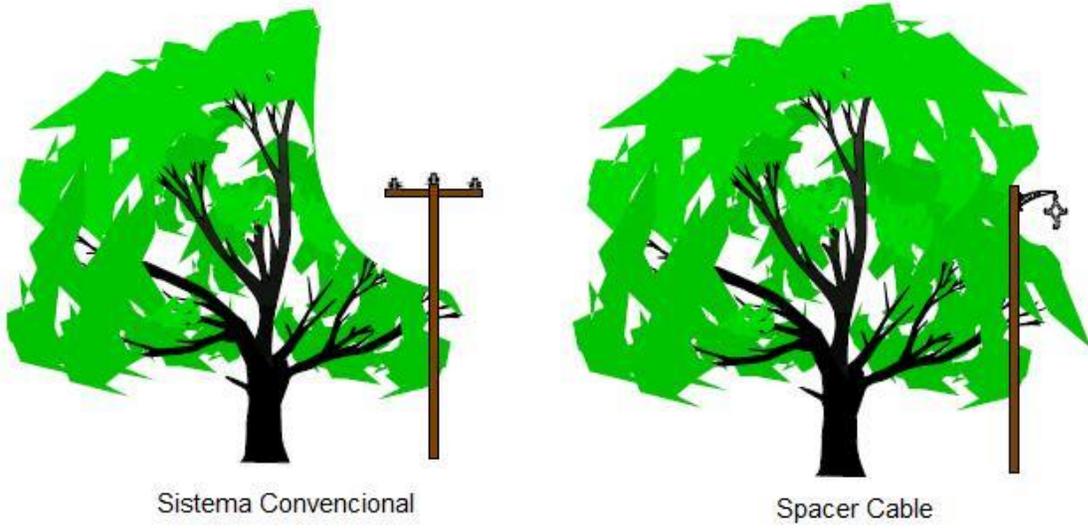
### **5.5. Menor impacto ambiental**

La reducción de las distancias de poda que se puede lograr en los sistemas de distribución con conductor protegido, han convertido a este sistema en una opción muy utilizada en regiones boscosas y en regiones donde habitan especies de aves protegidas.

Los sistemas con conductor protegido pueden ser instalados a una distancia de un pie de las ramas de los árboles, mientras que para las líneas de conductor protegido, la distancia debe ser de por lo menos ocho pies. Esta reducción de espacio resulta en un impacto visual donde prevalecerá la vegetación, algo muy importante para las poblaciones.

Las ventajas técnicas de este sistema resulta en una buena relación entre la línea de distribución, la vegetación y la buena aceptación del público quien cada vez exige más la protección de las zonas boscosas. Todo esto se logra sin reducir la confiabilidad del sistema.

Figura 44. **Espacio de podas**



Fuente: Hendrix Wire & Cable, Inc.

## **6. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

### **6.1. Análisis de la confiabilidad de la línea aldea El Cerrito, Fraijanes, Guatemala**

Para determinar la confiabilidad en las líneas de distribución existentes, se utilizará la metodología de análisis estadístico de datos históricos de algunos sectores. Con estos datos se evaluarán con respecto a la reducción de fallas obtenidas al utilizar el conductor protegido.

Dependiendo la región donde se encuentre una línea de distribución, pueden ser muy extensas y pasar por sectores con una densidad elevada de árboles o por zonas con vientos muy fuertes. Estas condiciones hacen que un alto porcentaje de las fallas, sean producidas por contactos accidentales de ramas, animales u otros objetos con las líneas.

Los primeros tres sectores analizados son alimentados por una línea con conductor protegido. El cuarto sector es un sector que presentó un elevado número de fallas y está construido con conductor convencional. Con estos valores se realiza una comparación para demostrar la mejora de confiabilidad al utilizar conductor protegido.

## **6.2. Interrupciones en tramos existentes de conductor protegido**

Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) ha construido algunos sectores de líneas de distribución utilizando conductor protegido, esto especialmente en sectores donde existe una alta densidad de vegetación. Con la utilización del conductor protegido, se ha logrado reducir las fallas por contactos accidentales. En base a los datos estadísticos que se manejan semestralmente, se plantea el siguiente análisis comparativo para conocer la frecuencia y el tiempo de las interrupciones en diferentes sectores.

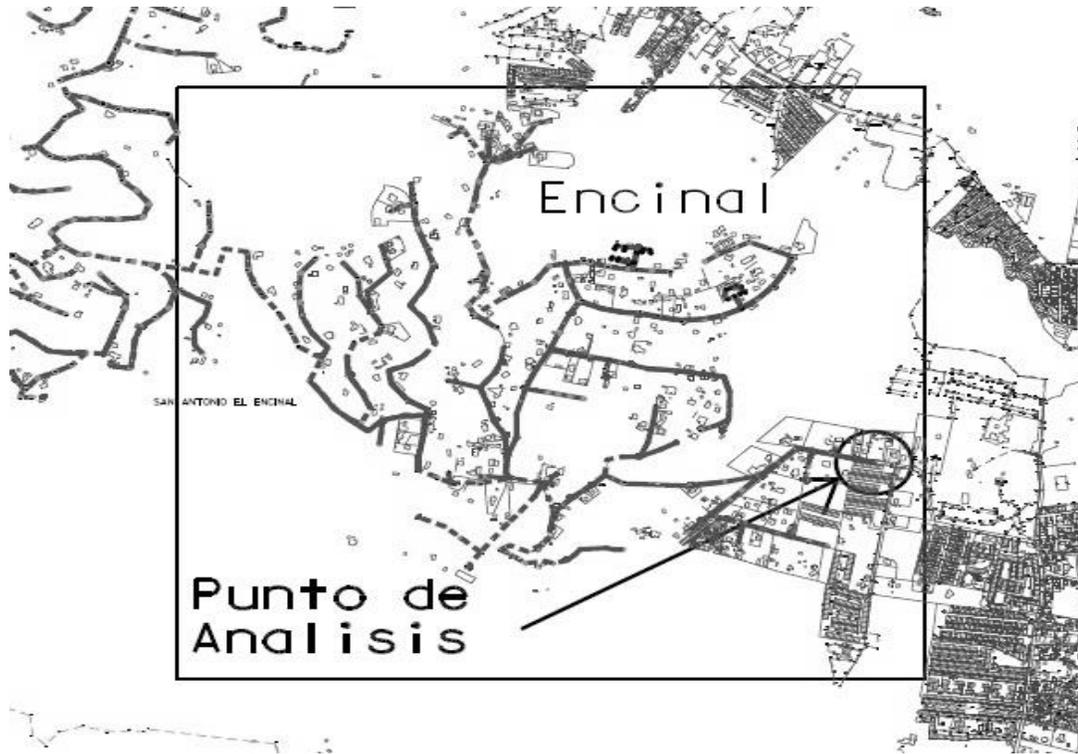
Los tres sectores con conductor protegido analizados son, la colonia El Encinal, un sector de carretera a Antigua y un sector de la zona 10.

### **6.2.1. Sector No. 1**

Este sector es un área boscosa, donde la protección de la vegetación es muy importante. Por lo cual el conductor protegido era la opción más adecuada a un costo accesible para el proyecto. Y sus ventajas en un bajo número de interrupciones se pueden ver en las tablas siguientes.

Ubicación:	Colonia El Encinal
Longitud de la línea:	5240
Usuarios Afectados:	874

Figura 45. **Tramos con conductor protegido colonia El Encinal**



Fuente: EEGSA.

Tabla XIII. **Interrupciones segundo semestre de 2011 El Encinal**

No.	Fecha	Duración	Causa
1	15/10/2011	03:09:12	Árbol derribado sobre la línea
2	26/10/2011	00:19:57	Jumper suelto

Total de interrupciones	2
Tiempo total de interrupciones	03:29:09

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla XIV. **Interrupciones primer semestre de 2012 El Encinal**

No.	Fecha	Duración	Causa
1	03/01/2012	1:06:29	Interrupción de línea de transmisión
2	11/03/2012	1:46:45	Falla en línea principal de distribución
3	27/03/2012	2:10:39	Interrupción de línea de transmisión
4	02/05/2012	00:03:22	Operación de protección de subestación
5	09/05/2012	3:45:42	Jumper de línea suelto

Total de interrupciones	5
Tiempo total de interrupciones	08:52:57

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

Como se puede apreciar en este sector, las interrupciones son menores a las permitidas por la normativa de calidad de servicio, tanto en tiempo como en frecuencia. Además la mayoría son fallas ajenas al sector del conductor protegido.

### **6.2.2. Sector No. 2**

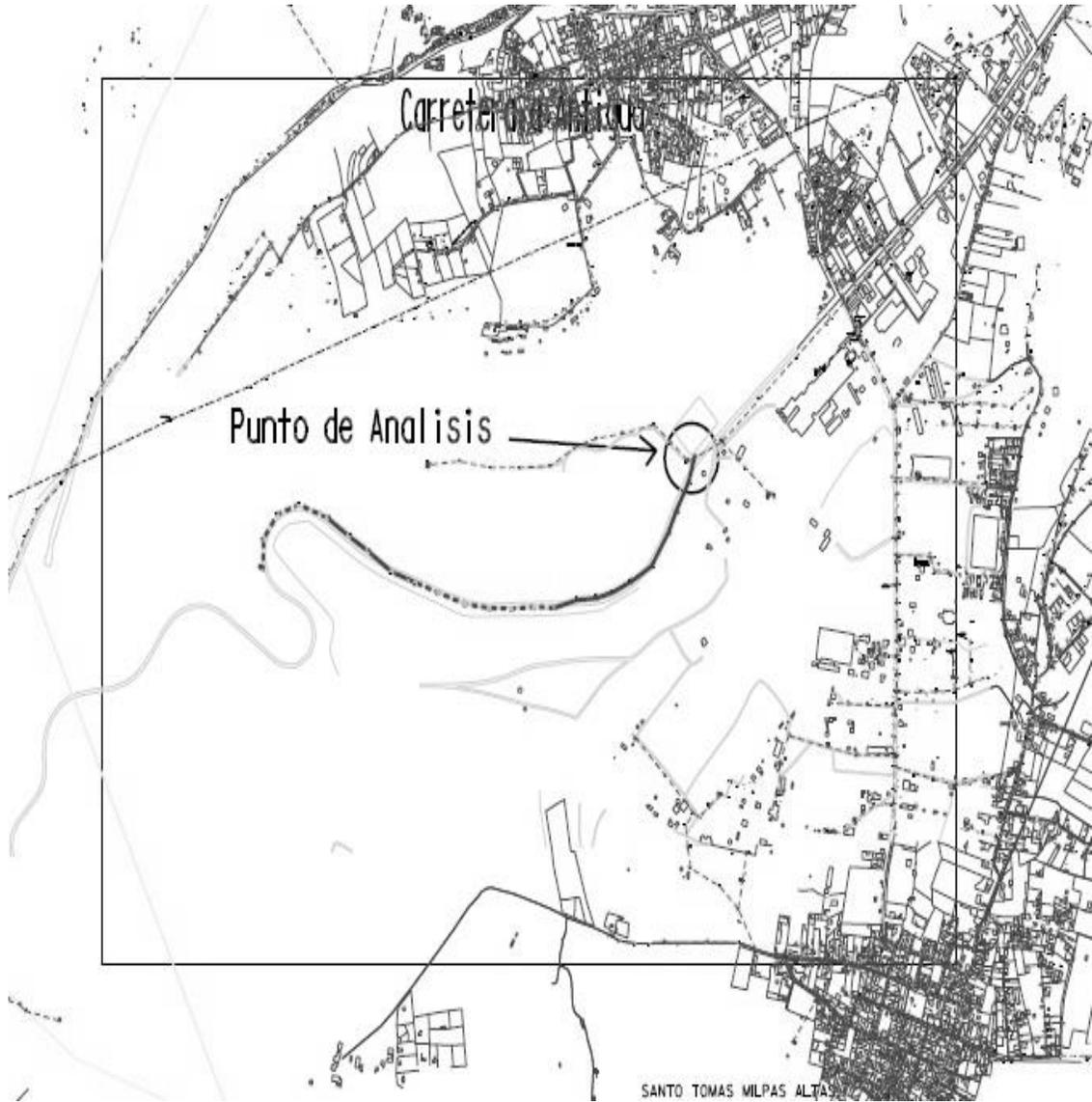
Este sector es pequeño, pero a pesar de ser un sector con alta densidad de árboles, las fallas fueron por problemas de transmisión y en la subestación.

Ubicación: Carretera a Antigua Guatemala

Longitud de la línea: 1,400 m

Usuarios Afectados: 1

Figura 46. Conductor protegido carretera a Antigua Guatemala



Fuente: EEGSA.

**Tabla XV. Interrupciones primer semestre de 2011 carretera a Antigua**

No.	Fecha	Duración	Causa
1	03/08/2011	00:50:14	Operación de protección de subestación
2	15/12/2011	02:06:45	Interrupción de línea de transmisión

Total de interrupciones	2
Tiempo total de interrupciones	02:56:57

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

**Tabla XVI. Interrupciones primer semestre de 2012 carretera a Antigua**

No.	Fecha	Duración	Causa
1	22/02/2012	01:22:52	Operación de protección de subestación
2	06/03/2012	00:03:07	Operación de protección de subestación
3	10/03/2012	01:13:16	Interrupción de línea de transmisión
4	20/05/2012	03:43:33	Árbol cayó sobre las líneas principales

Total de interrupciones	4
Tiempo total de interrupciones	06:22:48

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

Este sector es pequeño, pero a pesar de ser un sector con alta densidad de árboles, las fallas fueron por problemas de transmisión y en la subestación.

### 6.2.3. Sector No. 3

Este sector se encuentra en un área urbana de la ciudad que tiene varios árboles y por imagen la poda es reducida. Y se puede apreciar que las fallas fueron ocasionadas por problemas de transmisión y en la subestación.

Ubicación:	zona 10 ciudad Capital
Longitud de la línea:	1950 m
Usuarios afectados:	114

Figura 47. **Conductor protegido sector de zona 10 ciudad capital**



Fuente: EEGSA.

Tabla XVII. **Interrupciones segundo semestre de 2011 zona 10**

No.	Fecha	Duración	Causa
1	13/07/2011	0:16:56	Desconexión de circuito de 69KV por AMM
2	29/08/2011	1:00:00	Operación de protección de subestación
3	30/08/2011	0:29:06	Operación de protección de subestación
4	16/12/2011	0:03:15	Causa No determinada

Total de interrupciones	4
Tiempo total de interrupciones	01:49:17

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla XVIII. **Interrupciones primer semestre de 2012 zona 10**

No.	Fecha	Duración	Causa
1	27/03/2012	00:46:41	Interrupción de línea de transmisión

Total de interrupciones	1
Tiempo total de interrupciones	00:46:41

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

### 6.3. Sector con conductor desnudo

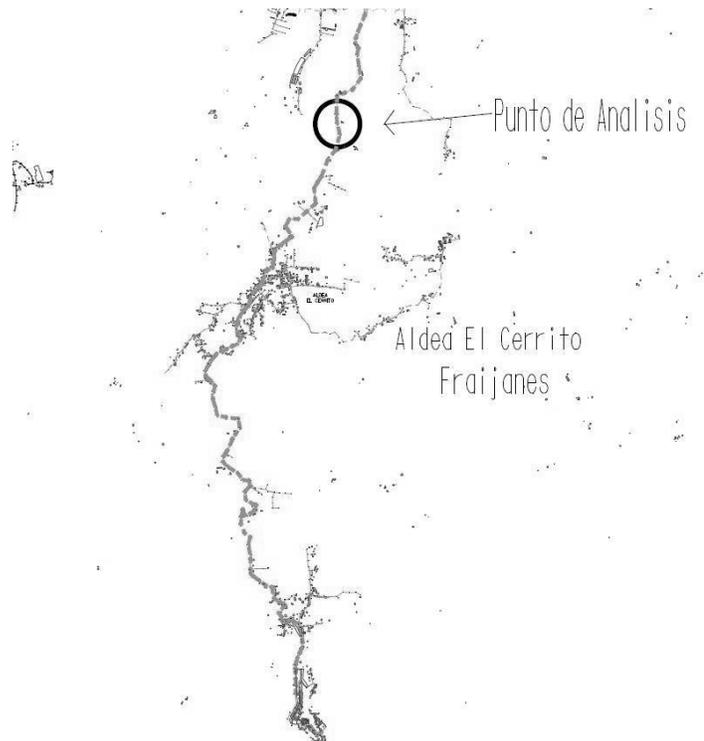
Utilizado normalmente como cable aéreo desnudo para distribución eléctrica primaria y secundaria. Ofrece una fortaleza óptima para el diseño de líneas de transmisión. El cableado con núcleo variable de acero permite alcanzar la dureza deseada sin sacrificar la corriente máxima que puede soportar el cable.

Ubicación de la línea: aldea El Cerrito, Fraijanes.

Longitud: 6 074

Usuarios afectados: 1 315

Figura 48. **Ramal de aldea El Cerrito, Fraijanes**



Fuente: EEGSA.

#### **6.4. Análisis estadístico del historial de fallas de la línea con conductor convencional de la aldea El Cerrito, Fraijanes**

Se presenta una descripción de las fallas que ocurrieron en el sector presentado en la figura 43, para el primer y segundo semestre del 2011. Luego se agrupan los datos en base al tipo de falla que ocurrió, para poder realizar

una comparación de las fallas en función de la duración y las reincidencias. Las tablas presentadas por motivo de estudio cuentan con fallas que fueron consideradas como fuerza mayor por la CNEE. Pero se incluyen para el análisis presente.

- Valores del primer semestre del 2011 aldea El Cerrito

Tabla XIX. **Interrupciones primer semestre de 2011 aldea El Cerrito**

No.	Fecha	Duración	Causa
1	13/01/2010	00:01:24	No determinada
2	19/01/2010	01:35:39	Tempestad
3	22/02/2010	02:02:16	Contacto accidental
4	29/03/2010	01:52:46	Tempestad
5	13/04/2010	03:42:22	Aislador quebrado
6	07/05/2010	00:01:58	Tempestad
7	29/05/2010	01:39:54	Interrupción de línea de transmisión
8	29/05/2010	03:24:04	Interrupción de línea de transmisión
9	30/05/2010	07:14:04	Árbol sobre la línea
10	03/06/2010	02:05:08	Ramas sobre la línea primaria
11	10/06/2010	02:11:45	Ramas sobre la línea primaria
12	15/06/2010	02:09:55	Tempestad
13	16/06/2010	00:06:27	Tempestad
14	20/06/2010	02:03:02	Ramas sobre la línea primaria
Total		30:10:44	

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

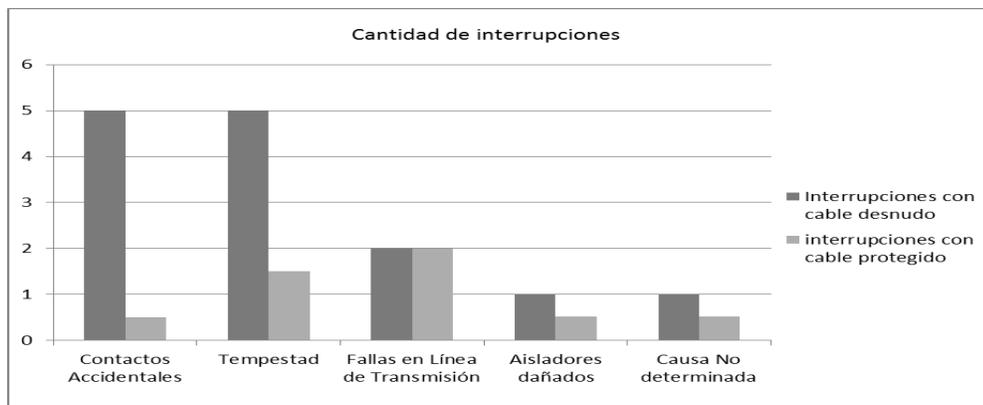
Utilizando los porcentajes de reducción de fallas que se dan en la Tabla VIII. De comparación en las salidas de servicio, se tienen los siguientes valores en frecuencia y tiempo de reducción de fallas las siguientes tablas:

**Tabla XX. Porcentaje de reducción de fallas al utilizar conductor protegido para primer semestre 2011**

Tipo de falla	Cantidad de interrupciones	% de reducción con Cable Protegido	Fallas con cable protegido
Contactos Accidentales	5	90 %	0,5
Tempestad	5	70 %	1,5
Fallas en Línea de Transmisión	2	0 %	2
Aisladores dañados	1	48%	0,52
Causa No determinada	1	48%	0,52
Total de Fallas utilizando conductor protegido			5,04

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

**Figura 49. Reducción de frecuencia de interrupciones primer semestre 2011**



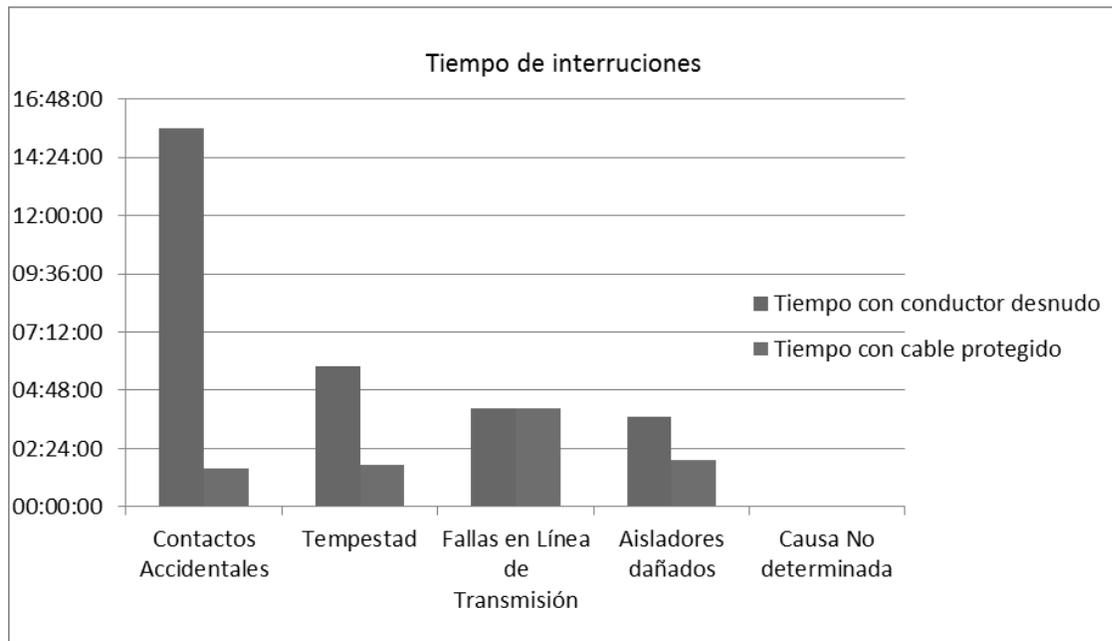
Fuente: elaboración propia. Excel 2010.

**Tabla XXI. Tiempo de las interrupciones para primer semestre 2011**

Tipo de falla	Tiempo de interrupción	% de reducción con Cable Protegido	Tiempo con cable protegido
Contactos Accidentales	15:36:15	90 %	01:33:27
Tempestad	05:46:39	70 %	01:43:59
Fallas en Línea de Transmisión	04:03:58	0 %	04:03:58
Aisladores dañados	03:42:22	48%	01:55:37
Causa No determinada	00:01:24	48%	0:00:43
			09:21:44

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

**Figura 50. Reducción de tiempo de las interrupciones primer semestre 2011**



Fuente: elaboración propia. Excel 2010.

#### 6.4.1. Valores del segundo semestre 2011 aldea El Cerrito

A continuación se analizan los datos de interrupción de la energía eléctrica de la aldea El Cerrito y se observan las diferentes fallas tales como: árboles derribados, tempestades y otros.

Tabla XXII. Interrupciones segundo semestre de 2011 aldea El Cerrito

No.	Fecha	Duración	Causa
1	11/07/2010	1:02:56	Tempestad
2	14/07/2010	02:01:30	Ramas sobre línea primaria
3	14/07/2010	01:00:57	Causa no determinada
4	03/08/2010	02:39:35	Árbol derribado sobre el primario
5	05/08/2010	04:46:51	Árbol derribado sobre el primario
6	19/08/2010	00:01:34	Operación de protección de subestación
7	21/08/2010	02:41:34	Corta Circuitos averiados
8	21/08/2010	01:34:52	Ramas sobre el primario
9	02/09/2010	02:13:15	Tempestad
10	03/09/2010	00:09:08	Operación de protección de subestación
11	03/09/2010	02:00:49	Tempestad
Total:		20:13:01	

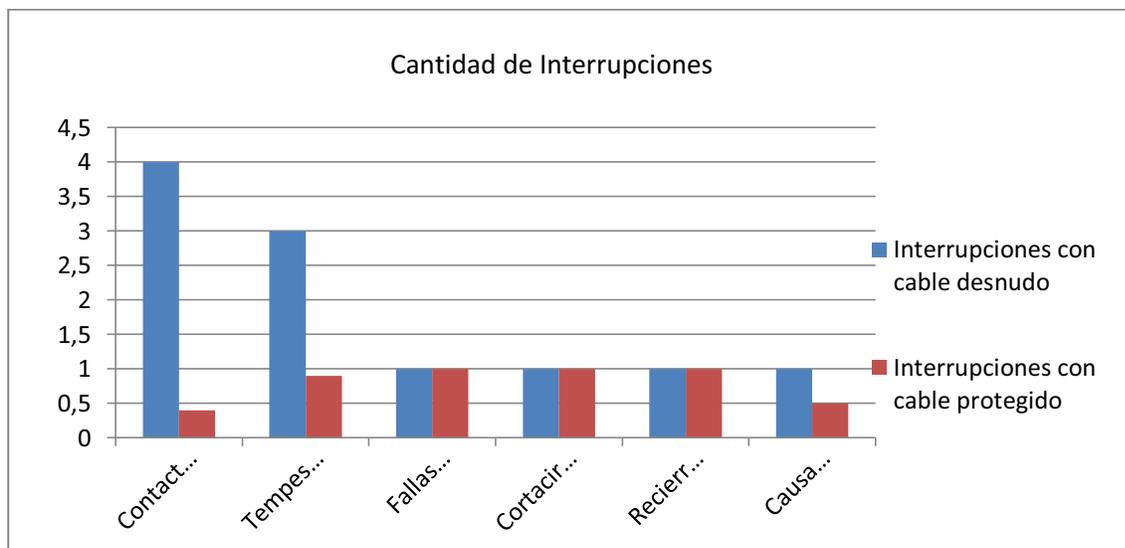
Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla XXIII. **Porcentaje de reducción de fallas al utilizar conductor protegido segundo semestre 2011**

Tipo de falla	Cantidad de interrupciones	% de reducción con Cable Protegido	Fallas con cable protegido
Contactos Accidentales	4	90 %	0,4
Tempestad	3	70 %	0,9
Fallas en Línea de Transmisión	1	0 %	1
Cortacircuitos Averiado	1	0%	1
Recierre Desconectado	1	0%	1
Causa No determinada	1	48%	0,5
Total de Fallas utilizando conductor protegido			4,8

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

Figura 51. **Reducción de frecuencia de las interrupciones segundo semestre 2011**



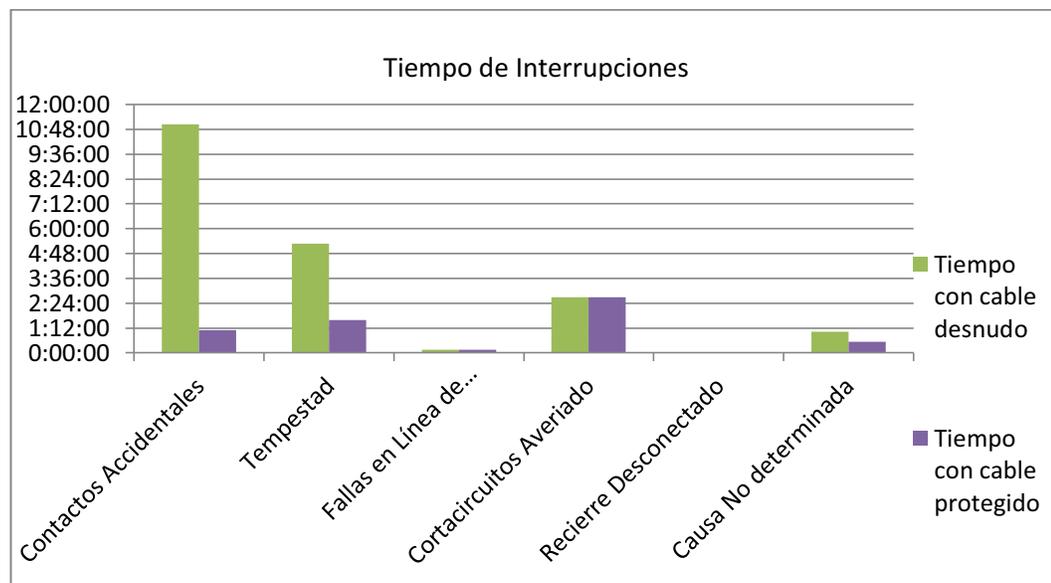
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIV. **Reducción del tiempo de las interrupciones segundo semestre 2011**

Tipo de falla	Tiempo de interrupción	% de reducción con Cable Protegido	Tiempo con cable protegido
Contactos Accidentales	11:02:48	90 %	1:06:16
Tempestad	5:17:00	70 %	1:35:06
Fallas en Línea de Transmisión	00:09:08	0 %	0:09:08
Cortacircuitos averiado	02:41:34	0%	2:41:34
Recierre Desconectado	00:01:34	0%	0:01:34
Causa No determinada	01:00:57	48%	0:31:41
			6:05:19

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

Figura 52. **Reducción del tiempo de las interrupciones segundo semestre 2011**



Fuente: elaboración propia.

#### 6.4.2. Valores del primer semestre 2012 aldea El Cerrito

A continuación se analizan los datos de interrupción de la energía eléctrica de la aldea El Cerrito y se observan las diferentes interrupciones tales como: ramas de árboles derribados, vientos fuertes y otros.

Tabla XXV. Interrupciones primer semestre de 2012 aldea El Cerrito

No.	Fecha	Duración	Causa
1	03/01/2012	02:56:26	Lámina cayó sobre línea
2	04/03/2012	00:03:11	Viento fuerte
3	04/03/2012	00:03:25	Viento fuerte
4	04/03/2012	00:03:20	Viento fuerte
5	04/03/2012	01:53:13	Salida de Línea de Transmisión
6	05/03/2012	00:22:53	Operación Manual de recloser de subestación
7	05/03/2012	00:27:36	Fusible quemado No Causa
8	20/03/2012	02:02:00	Fusible quemado no causa
9	20/03/2012	01:44:55	Cortacircuitos dañado
10	27/03/2012	02:06:29	Salida de Línea de Transmisión
11	04/04/2012	00:03:37	Causa desconocida
12	04/04/2012	01:00:59	Ramas sobre la línea
13	04/05/2012	00:03:25	Causa desconocida
14	25/06/2012	00:04:01	Disparo IG de subestación
Total		12:55.30	

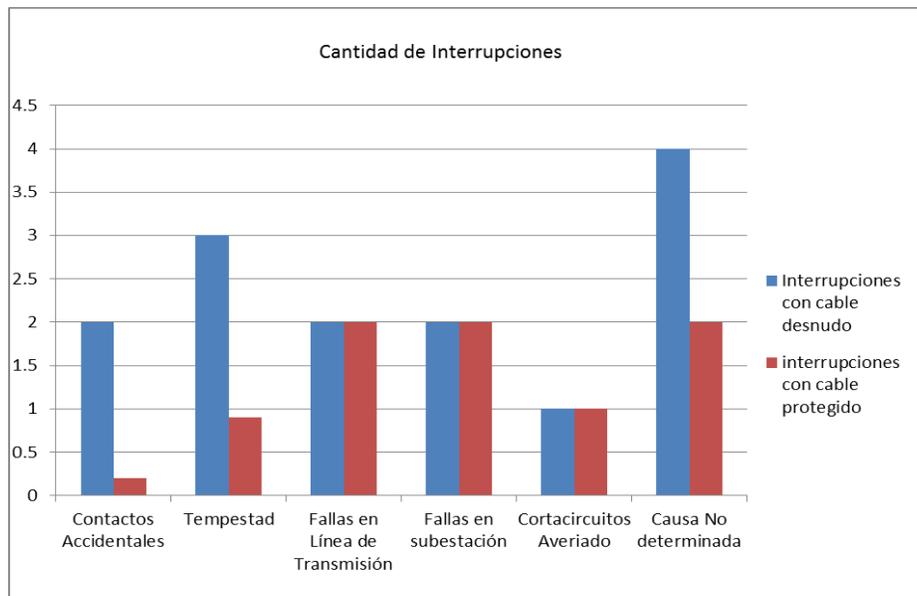
Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla XXVI. **Porcentaje de reducción de fallas al utilizar conductor protegido primer semestre 2012**

Tipo de falla	Cantidad de interrupciones	% de reducción con Cable Protegido	Fallas con cable protegido
Contactos Accidentales	2	90 %	0,2
Tempestad	3	70 %	0,9
Fallas en Línea de Transmisión	2	0 %	2
Fallas en subestación	2	0%	2
Cortacircuitos Averiado	1	0%	1
Causa No determinada	4	48%	2
Total de Fallas utilizando conductor protegido			9,1

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

Figura 53. **Reducción de frecuencia de interrupciones primer semestre 2012**



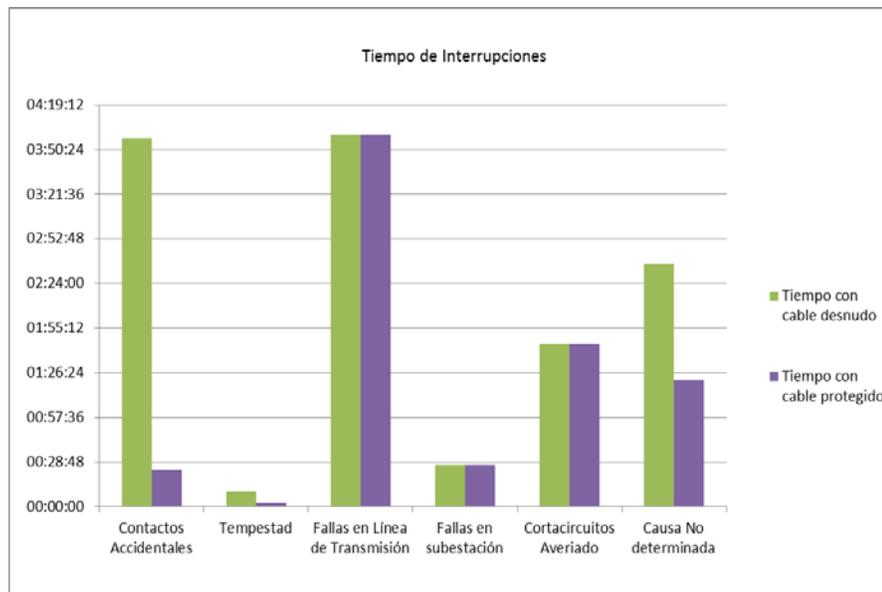
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVII. **Reducción de tiempo de fallas al utilizar conductor protegido primer semestre 2012**

Tipo de falla	Tiempo de interrupción	% de reducción con Cable Protegido	Tiempo con cable protegido
Contactos Accidentales	03:57:25	90 %	00:23:44
Tempestad	00:09:56	70 %	00:02:42
Fallas en Línea de Transmisión	03:59:42	0 %	03:59:42
Fallas en subestación	00:26:54	0%	00:26:54
Cortacircuitos Averiado	01:44:55	0%	01:44:55
Causa No determinada	02:36:38	48%	01:21:27
Total de Fallas utilizando conductor protegido			07:59:24

Fuente: elaboración propia con datos proporcionados por EEGSA.

Figura 54. **Reducción de tiempo de fallas al utilizar conductor protegido primer semestre 2012**



Fuente: elaboración propia.

## 6.5. Cálculo de índices de frecuencia y tiempo de interrupciones

A continuación se realiza un análisis de los resultados obtenidos en los tres semestres, una reducción en el índice de frecuencia de interrupciones por usuario, y en el índice de tiempo de las interrupciones por usuario. Con estos resultados se podrá evaluar el ahorro económico al reducir o evitar el pago de indemnizaciones al usuario.

El cálculo del valor de las indemnizaciones se realizará con las fórmulas establecidas por la NTSD vistas en el capítulo 2 de este trabajo. Para ello se utilizarán los valores de demanda de energía de la aldea El Cerrito, Fraijanes.

Costo total dado por la fórmula:

$$\text{INII} = \text{ENS Usuario} * \text{CENS}$$

Para lo cual se necesita el valor de la energía no suministrada dado por:

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [(\text{FIU} - \text{FIU límite})(\text{TIU}/\text{FIU})/8760]$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [(\text{TIU} - \text{TIU límite}) / 8760]$$

Donde:

D Usuario: demanda de energía facturada durante el período de control para este sector.

FIU y TIU: índices dados por la cantidad y tiempo de las interrupciones durante el semestre.

FIU límite y TIU Límite: límites de tolerancia establecidos en la NTSD.

El costo de la energía no suministradas CENS depende del precio establecido y para este caso lo vamos a considerar en Q2.10 por KW-hora.

### 6.5.1. Primer semestre 2011

A continuación se analizan los datos de interrupción de la energía eléctrica de la aldea El Cerrito y se observan las diferentes por tipo de conductor sea desnudo o protegido.

Tabla XXVIII. **FIU primer semestre 2011 aldea El Cerrito**

Tipo de Conductor	Interrupciones FIU	Valor máximo según NTSD	Diferencia FIU
Valores obtenidos con Conductor Desnudo	14	6	8
Valores que se obtendrían con Conductor Protegido	5	6	Menor

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIX. **TIU primer semestre 2011 aldea El Cerrito**

Tipo de Conductor	Tiempo de Interrupciones TIU	Valor máximo según NTSD	Diferencia TIU
Valores obtenidos con Conductor Desnudo	30:10:44	12	18:10:44
Valores que se obtendrían con Conductor Protegido	09:21:44	12	Menor

Fuente: elaboración propia.

El costo a pagar en el primer semestre 2011 por estar fuera de tolerancia de las interrupciones permitidas es:

- Por Frecuencia de Interrupciones por Usuario FIU

$$\text{INII} = \text{ENS} * 2.10$$

$$\text{ENS} = 647\,977 \text{ KW-hora } [(14 - 6)(30/14)/8760]$$

$$\text{ENS} = 1\,266,36$$

$$\text{INII} = 1\,266,36 * 2,10 = 2\,659,35$$

Al utilizar conductor protegido el valor sería menor a la tolerancia permitida por lo que no habría indemnización a pagar.

- Por Tiempo de Interrupciones por Usuario TIU

$$\text{INII} = \text{ENS} * 2.10$$

$$\text{ENS Usuario} = 647\,977 \text{ KW-hora } [(30 - 12) / 8760]$$

$$\text{ENS Usuario} = 1\,331,46$$

$$\text{INII} = 1\,331,46 * 2,10 = 2\,796,06$$

Al utilizar conductor protegido el valor sería menor a la tolerancia permitida por lo que no habría indemnización a pagar.

La NTSD establece que el valor que se toma para indemnizar a los usuarios es el mayor de los dos, por lo tanto la indemnización para estos usuarios es de Q 2 796,06

### 6.5.2. Segundo semestre 2011

A continuación se mencionan los tipos de conductor y las fallas por interrupciones FIU, valor máximo y diferencia. Estos datos se obtienen en la segunda parte del 2011.

Tabla XXX. **FIU segundo semestre 2011 aldea El Cerrito**

Tipo de Conductor	Interrupciones FIU	Valor máximo según NTSD	Diferencia FIU
Valores obtenidos con Conductor Desnudo	11	6	5
Valores que se obtendrían con Conductor Protegido	5	6	Menor

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXI. **TIU segundo semestre 2011 aldea El Cerrito**

Tipo de Conductor	Tiempo de Interrupciones TIU	Valor máximo según NTSD	Diferencia TIU
Valores obtenidos con Conductor Desnudo	20:13:01	12	8:13:01
Valores que se obtendrían con Conductor Protegido	6:05:19	12	Menor

Fuente: elaboración propia.

El costo a pagar en el primer semestre 2011 por estar fuera de tolerancia de las interrupciones permitidas es:

- Por Frecuencia de Interrupciones por Usuario FIU

$$\text{INII} = \text{ENS} * 2.10$$

$$\text{ENS} = 647\,977 \text{ KW-hora } [(11 - 6)(20/11)/8\,760]$$

$$\text{ENS} = 672,45$$

$$\text{INII} = 672,45 * 2,10 = 1\,412,14$$

Al utilizar conductor protegido el valor sería menor a la tolerancia permitida por lo que no habría indemnización a pagar.

- Por Tiempo de Interrupciones por Usuario TIU

$$\text{INII} = \text{ENS} * 2,10$$

$$\text{ENS Usuario} = 647\,977 \text{ KW-hora } [(20 - 12) / 8\,760]$$

$$\text{ENS Usuario} = 591,76$$

$$\text{INII} = 591,76 * 2,10 = 1\,242,69$$

Al utilizar conductor protegido el valor sería menor a la tolerancia permitida por lo que no habría indemnización a pagar.

La NTSD establece que el valor que se toma para indemnizar a los usuarios es el mayor de los dos, por lo tanto la indemnización para estos usuarios es de Q. 1 412,14

### 6.5.3. Primer semestre 2012

A continuación se mencionan los tipos de conductor y las fallas por interrupciones FIU, valor máximo y diferencia. Estos datos se obtienen en la primera parte del año 2012.

Tabla XXXII. **FIU primer semestre 2012 aldea El Cerrito**

Tipo de Conductor	Interrupciones FIU	Valor máximo según NTSD	Diferencia FIU
Valores obtenidos con Conductor Desnudo	14	6	8
Valores que se obtendrían con Conductor Protegido	9	6	3.1

Fuente: elaboración propia

Tabla XXXIII. **TIU primer semestre 2012 aldea El Cerrito**

Tipo de Conductor	Tiempo de Interrupciones TIU	Valor máximo según NTSD	Diferencia TIU
Valores obtenidos con Conductor Desnudo	12:55:30	12	0:55:30
Valores que se obtendrían con Conductor Protegido	07:59:24	12	Menor

Fuente: elaboración propia

El costo a pagar en el primer semestre 2012 por estar fuera de tolerancia de las interrupciones permitidas es:

- Por Frecuencia de Interrupciones por Usuario FIU

$$\text{INII} = \text{ENS} * 2,10$$

$$\text{ENS} = 647\,977 \text{ KW-hora } [(14 - 6)(30/14)/8\,760]$$

$$\text{ENS} = 1\,266,36$$

$$\text{INII} = 1\,266,36 * 2,10 = 2\,659,35$$

Al utilizar conductor protegido el valor sería:

$$\text{INII} = \text{ENS} * 2,10$$

$$\text{ENS} = 647\,977 \text{ KW-hora } [(9 - 6)(30/14)/8\,760]$$

$$\text{ENS} = 475,72$$

$$\text{INII} = 475,52 * 2,10 = 998,59$$

- Por Tiempo de Interrupciones por Usuario TIU

$$\text{INII} = \text{ENS} * 2,10$$

$$\text{ENS Usuario} = 647\,977 \text{ KW-hora } [ (13 - 12) / 8\,760]$$

$$\text{ENS Usuario} = 73,97$$

$$\text{INII} = 73,97 * 2,10 = 155,34$$

Al utilizar conductor protegido el valor sería menor a la tolerancia permitida por lo que no habría indemnización a pagar.

La NTSD establece que el valor que se toma para indemnizar a los usuarios es el mayor de los dos, por lo tanto la indemnización para estos usuarios es de Q 998,59.

## 6.6. Análisis de resultados

Con los índices FIU y TIU se puede determinar el costo de las indemnizaciones que debe pagar la empresa de distribución al exceder los límites tolerados por la normativa NTSD. Pero otro valor importante a considerar, son las pérdidas por energía por la empresa y las pérdidas económicas que perciben los usuarios al no tener energía eléctrica para sus actividades económicas.

### 6.6.1. Indemnizaciones a pagar

Por prestar el servicio de energía eléctrica con interrupciones, a los usuarios les representa pérdidas esto conlleva a una penalización por parte de la normativa NTSD, que se traduce en indemnizaciones a pagar.

Tabla XXXIV. **Indemnizaciones para conductor convencional**

Periodo de evaluación	FIU	TIU	Costo por FIU (Quetzales)	Costo Por TIU (Quetzales)	Costo Mayor (Quetzales)
Primer semestre 2011	14	30:10:44	2 659,35	2 796,06	2 796,06
Segundo Semestre 2011	11	20:13:01	1 412,14	1 242,69	1 414,14
Primer Semestre 2012	14	12:55:30	2 659,35	155,34	2 659,35
Total:					6 869,55

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXV. **Indemnizaciones para conductor protegido**

Periodo de evaluación	FIU	TIU	Costo por FIU (Quetzales)	Costo Por TIU (Quetzales)	Costo Mayor (Quetzales)
Primer semestre 2011	5	09:21:44	0,00	0,00	0,00
Segundo Semestre 2011	5	06:05:19	0,00	0,00	0,00
Primer Semestre 2012	9	07:59:24	998,59	0,00	998,59
Total:					998,59

Fuente: elaboración propia.

Analizando la tabla XXXIV, se puede apreciar que todos los semestres se exceden los valores tolerables de los índices de frecuencia de interrupciones (FIU) y de tiempo de interrupciones (TIU). A diferencia de lo que sucede con la tabla XXXV donde únicamente en el primer semestre del 2012 se excedería del valor tolerable del índice de frecuencia de interrupciones (FIU).

Se puede ver que habría una reducción considerable en la cantidad y en la frecuencia de las interrupciones al utilizar conductor protegido, por lo que la indemnización se reduce de Q 6 869,55 que se pagan al tener conductor convencional, a Q 998,59 que se pagarían al tener conductor protegido.

### **6.6.2. Costo de la energía no vendida**

Para calcular el costo de la energía no vendida se calcula la demanda de energía promedio por hora, conociendo la energía durante el semestre de 647 977 kilowatts hora, se conoce la energía promedio por hora igual a 246 kilowatts hora.

**Tabla XXXVI. Energía no vendida para conductor convencional**

Periodo de evaluación	TIU	KW-hora	Precio KW-hora (Quetzales)	Total (Quetzales)
Primer semestre 2011	30:10:44	7,424.28	2.10	15,590.99
Segundo Semestre 2011	20:13:01	4,971.66	2.10	10,440.48
Primer Semestre 2012	12:55:30	3,179.55	2.10	6,677.05
<b>Total</b>				<b>32,708.52</b>

Fuente: elaboración propia.

**Tabla XXXVII. Energía no vendida para conductor protegido**

Periodo de evaluación	TIU	KW-hora	Precio KW-hora (Quetzales)	Total (Quetzales)
Primer semestre 2011	09:21:44	2,301.82	2.10	4,833.82
Segundo Semestre 2011	06:05:19	1,497.65	2.10	3,145.06
Primer Semestre 2012	07:59:24	1,963.90	2.10	4,124.19
<b>Total</b>				<b>12,103.07</b>

Fuente: elaboración propia.

La energía no vendida para este período analizado de tres semestres se reduciría de Q 32 708,52 utilizando conductor convencional a Q 12 103,07 si se utilizara conductor protegido.

## CONCLUSIONES

1. La confiabilidad es una característica de gran importancia en los sistemas de distribución y se debe garantizar a los usuarios la continuidad y la calidad del suministro.
2. En Guatemala los parámetros de calidad para garantizar la confiabilidad del sistema, se establecen en la Norma Técnica del Servicio de Distribución de la CNEE.
3. Las líneas de distribución aéreas en su recorrido se encuentran propensas a sufrir fallas por factores ambientales, tales como, descargas atmosféricas, contactos con ramas de árboles, contactos accidentales por fuertes vientos y fauna.
4. Las líneas con conductor protegido tienen un diseño diferente a las convencionales para lograr sus ventajas técnicas, por lo que se utilizan otros elementos como espaciadores, brazo tangencial, el cable portante y el cable protegido.
5. El forro del conductor protegido es la mayor ventaja técnica que tienen las líneas compactas, ya que ayuda a evitar las fallas causadas por contactos accidentales de elementos externos con los conductores, mejorando de esta manera la confiabilidad de las líneas.

6. El diseño y los elementos constructivos de las líneas compactas con conductor protegido generan otras ventajas, como la reducción de fallas por descargas gracias al cable portante, la reducción de la inductancia entre líneas y la reducción del daño ambiental al dar la posibilidad de reducir los espacios de poda.
  
7. Con base en el análisis realizado, al utilizar el conductor protegido se lograría reducir el índice de frecuencia de interrupciones por usuario FIU, ya que en los tres semestres presentados se reduce el número de interrupciones en el sector analizado.
  
8. Con base en el análisis realizado, al utilizar el conductor protegido se lograría reducir el índice de tiempo de las interrupciones por usuario TIU, ya que en los tres semestres presentados se reduce la duración de las interrupciones en el sector analizado.

## RECOMENDACIONES

1. Las empresas de distribución deben localizar sectores donde sus índices de confiabilidad no sean los adecuados, y si las causas de las fallas son por contactos accidentales con objetos o ramas, evaluar técnica y económicamente la utilización de conductor protegido.
2. Se debe incentivar la construcción de este tipo de líneas de conductor protegido en áreas donde la densidad de árboles sea elevada, para lograr un equilibrio adecuado con el medio ambiente y además lograr un nivel de confiabilidad elevado con las líneas.
3. Las empresas que realizarán la instalación de los sistemas de conductor protegido deben capacitar a su personal para que sigan las recomendaciones del manejo adecuado del cable para su protección.
4. El personal que trabaje en líneas de conductor protegido cuando éstas se encuentren energizadas, deberá tener todas las precauciones de seguridad. Esto debido a que el cable no cuenta con una pantalla metálica que confine el campo eléctrico en el interior, por lo que se debe considerar como una línea convencional desnuda.
5. Evaluar y estudiar otras aplicaciones disponibles del conductor protegido para voltajes superiores a los que se utilizan en distribución.



## BIBLIOGRAFÍA

1. BOYLESTAD, Robert L. *Análisis introductorio de circuitos*. 8a ed. México: Pearson Educación, 1998. 1248 p.
2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD*, Resolución No. 09-99. Guatemala: CNEE, 1999. 23 p.
3. \_\_\_\_\_. *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución NTDOID*, Resolución No. 47-99. Guatemala: CNEE, 1999. 52 p.
4. Empresa Eléctrica de Guatemala. *Norma de línea aérea compacta de media tensión con conductor protegido a los contactos accidentales*. Edición 0.1 Guatemala: EEGSA, 2007. 20 p.
5. FINK, Donald; WAYME, Beaty. *Manual de Ingeniería Eléctrica*. 13a ed. México: McGraw-Hill, 1996. 2400 p.
6. GÖNEN, Turan. *Electric power distribution system engineering*. Estados Unidos: McGraw-Hill, 1986. 733 p.
7. GRAINGER, John; STEVENSON William K. *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill, 1996. 751 p.

8. LANDINGER, Carl C. *Sistemas de espaciadores de cables para cooperativas eléctricas rurales*. Estados Unidos: Hendrix Wire and Cable, 1999. 6 p.
9. ROCHA, Ricardo. New Technologies, Standards, and Maintenance Methods in Spacer Cable System, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*. Brasil: IEEE, vol. 17, num. 2, 2002. 562 - 568 p.
10. SOARES, M.R. *Spacer cable and ABC distribution lines a long-term analysis*. Brasil: IEEE, 1996, 6 p.
11. WALPOLE, Ronald. *Probabilidad y Estadística para Ingenieros*. 6a ed. México: Prentice-Hall, 1999. 520 p.

## ANEXOS

### Anexo 1: Características de cable protegido



2-Layer 15kV Spacer Cable						
Size (AWG or kcmil)	Stranding	Conductor Diameter (mils)	Covering Thickness (mils)		Cable O.D. (mils)	Weight per 1000 ft. (lbs)
			Inner Layer	Outer Layer		
4	7	225	75	75	525	114
2	7	283	75	75	583	150
1/0	7	336	75	75	636	196
2/0	7	376	75	75	676	230
3/0	7	423	75	75	723	272
4/0	7	475	75	75	775	325
266.8	19	537	75	75	837	387
336.4	19	603	75	75	903	466
397.5	19	659	75	75	959	535
477	19	722	75	75	1022	623
556.5	37	780	75	75	1080	708
636	37	835	75	75	1135	794
795	37	944	80	80	1264	982

Fuente: Catálogo S2 Covered Conductors Southwire.



3-Layer 25kV Spacer Cable							
Size (AWG or kcmil)	Stranding	Conductor Diameter (mils)	Covering Thickness (mils)			Cable O.D. (mils)	Weight per 1000 ft. (lbs)
			Conductor Shield	Inner Layer	Outer Layer		
2	7	283	15	125	125	813	253
1/0	7	336	15	125	125	866	309
2/0	7	376	15	125	125	906	350
3/0	7	423	15	125	125	953	400
4/0	7	475	15	125	125	1005	460
266.8	19	537	15	125	125	1067	531
336.4	19	603	15	125	125	1133	621
397.5	19	659	15	125	125	1189	698
477	19	722	15	125	125	1252	796
556.5	37	780	20	125	125	1320	899
636	37	835	20	125	125	1375	995
795	37	944	20	125	125	1484	1185

Fuente: Catálogo S2 Covered Conductors Southwire.



3-Layer 35kV Spacer Cable							
Size (AWG or kcmil)	Stranding	Conductor Diameter (mils)	Covering Thickness (mils)			Cable O.D. (mils)	Weight per 1000 ft. (lbs)
			Conductor Shield	Inner Layer	Outer Layer		
1/0	7	336	15	175	125	966	368
2/0	7	376	15	175	125	1006	411
3/0	7	423	15	175	125	1053	464
4/0	7	475	15	175	125	1105	527
266.8	19	537	15	175	125	1167	603
336.4	19	603	15	175	125	1233	696
397.5	19	659	15	175	125	1289	777
477	19	722	15	175	125	1352	879
556.5	37	780	20	175	125	1420	987
636	37	835	20	175	125	1475	1085
795	37	944	20	175	125	1584	1282

Fuente: Catálogo S2 Covered Conductors Southwire.

## Anexo 2. Característica de cable portante (Messenger wire)

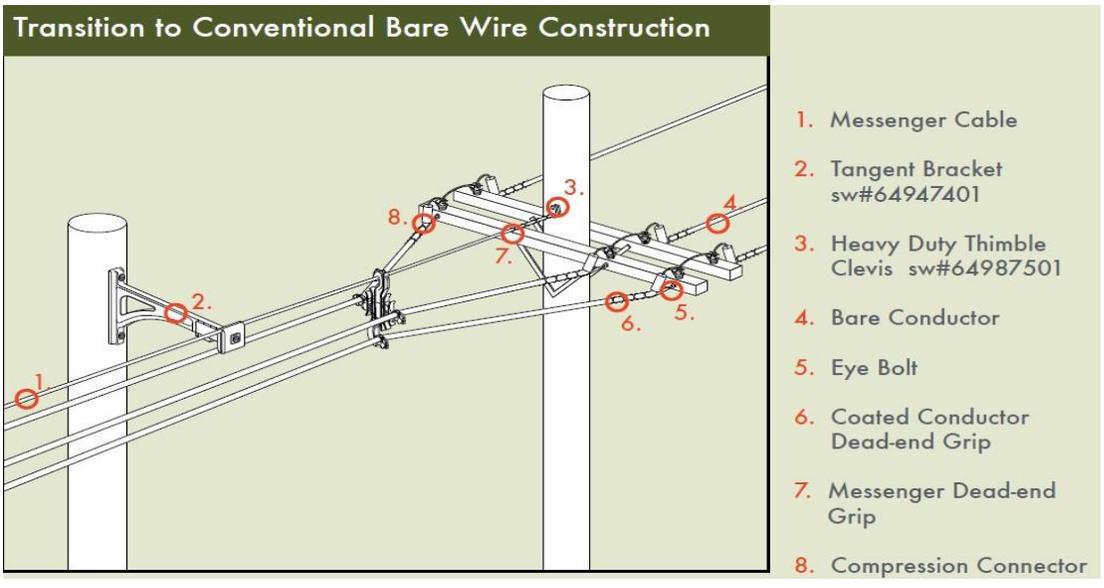
Southwire Stock #	Description	Hendrix Cat #	Equivalent Conductivity	Ampacity *	Overall Diameter (in)	Alumoweld wire # x dia.(mils)	Aluminum Wires # x dia. (mils)	Weight (#/MFT.)	Breaking Strength (lbs.)
61347399	2/0 0052 Alumoweld/Aluminum	0052 AWA	2/0 Al	280	0.546	5 x 181.9	2 x 181.9	436.3	20,420
61347099	1/0 052 Alumoweld/Aluminum	052 AWA	1/0 Al	240	0.486	5 x 162.0	2 x 162.0	346.1	17,120
61346999	#2 252 Alumoweld/Aluminum	252 AWA	#2 Al	180	0.385	5 x 128.5	2 x 128.5	217.7	11,960
61347299	7x#6 AWG Alumoweld	7 no. 6 AW	#2 Al	190	0.486	7 x 162.0	-	415.8	22,730
18513299	7x#8 AWG Alumoweld	7 no. 8 AW	#4 Al	145	0.385	7 x 128.5	-	262.2	15,930

\* Ampacity calculated with a 75°C conductor temp., 25°C ambient temp., 2 ft./sec wind and sun  
 Note: Other size and types of messengers are available for special applications

Fuente: Catálogo S2 Covered Conductors Southwire.

### Anexo 3: Características constructivas

#### Transición de convencional a compacto protegido



#### Accesorios de instalación

