



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

**USO DE LOS PARARRAYOS CON CUERNO DE ARQUEO EN  
CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN EL DEPARTAMENTO DE  
ESCUINTLA PARA MEJORAR LA  
CONTINUIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

**Mario Daniel Contreras López  
Asesorado por Ing. Ángel Eduardo Polanco Anzueto**

**Guatemala, septiembre de 2003**



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**USO DE LOS PARARRAYOS CON CUERNO DE ARQUEO EN CIRCUITOS  
DE DISTRIBUCIÓN EN EL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA PARA  
MEJORAR LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**MARIO DANIEL CONTRERAS LÓPEZ**

ASESORADO POR ING. ÁNGEL EDUARDO POLANCO ANZUETO  
AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2003



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing.	Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	Ing.	Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II	Ing.	Amahán Sánchez Alvarez
VOCAL III	Ing.	Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br.	Kenneth Issur Estrada Ruíz
VOCAL V	Br.	Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing.	Pedro Antonio Aguilar Polanco

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing.	Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing.	José Luis Herrera Gálvez
EXAMINADOR	Ing.	Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing.	Jorge Fernando Álvarez Girón
SECRETARIA	Inga.	Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas



## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

### **USO DE LOS PARARRAYOS CON CUERNO DE ARQUEO EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN EL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA PARA MEJORAR LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 13 de enero de 2002.

Mario Daniel Contreras López

Guatemala 03 de Julio de 2003

Señor Ingeniero  
Gustavo Orozco  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Coordinador:

Tras haber asesorado al estudiante Mario Daniel Contreras López, con carné 93-12827, en el desarrollo del trabajo de graduación titulado: **USO DE LOS PARARRAYOS CON CUERNO DE ARQUEO EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN EL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA PARA MEJORAR LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO** y haber revisado su contenido final sin encontrar alguna objeción al respecto, doy mi aprobación al mencionado trabajo de graduación.

El autor de este trabajo de graduación y su asesor son responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Atentamente,

Ing. Ángel Eduardo Polanco Anzueto  
Colegiado número 4039  
Asesor

## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	IV
<b>LISTA DE SÍMBOLOS</b>	IX
<b>GLOSARIO</b>	X
<b>RESUMEN</b>	XIII
<b>OBJETIVOS</b>	XIV
<b>INTRODUCCIÓN</b>	XV
1. DESCARGAS ELECTRO ATMOSFERICAS EN REDES ELECTRICAS	1
1.1 Distribución geográfica de las descargas electro Atmosféricas	1
1.2. Características principales de los rayos	5
1.3. Mecanismo de impacto de los rayos	15
2. MEDIDAS UTILIZADAS PARA DISMINUIR LOS EFECTOS DE LAS DESCARGAS ELECTRO ATMOSFERICAS, PRESENTACIÓN Y COSTO	21
2.1 Ángulo de blindaje	22
2.1.1 Hilo de guarda	22
2.1.2 Múltiples hilos de guarda	31
2.2 Disminución de la resistencia al pie de la torre	33
2.2.1 Uso de varillas de cobre para la red de tierras	33
2.2.2 Uso de contra antena	37
2.3 Sobre dimensionamiento de los aisladores	40
2.3.1 Nivel básico de aislamiento	44

2.3.2	Selección del nivel básico de aislamiento al impulso	46	
2.3.3	Fiabilidad de los aisladores en zonas contaminadas	47	
2.4	Costos de las medidas implementadas para disminuir el efecto de las descargas electro atmosféricas en las redes de distribución		52
3.	DESARROLLO DEL PARARRAYO DE ÓXIDO METÁLICO Y SU EFECTIVIDAD		69
3.1.	Desarrollo del pararrayo de óxido metálico		75
3.1.1	Pararrayos valvulares		75
3.1.2	Pararrayos de óxido metálico		79
3.1.3	Esquema de protección		85
3.2.	Desarrollo del pararrayo de óxido metálico con cuerno de arqueo		89
3.2.1	Comparación con el tipo de aislamiento		92
3.2.2	Función del despeje de la falla		97
3.2.3	Nivel de aislamiento		101
3.2.4	Desempeño de las características de contaminación		102
3.2.5	Estructura		105
3.3.	Comparación técnica de los pararrayos convencionales y los pararrayos con cuerno de arqueo		106
3.3.1	Confiabilidad		107
3.3.2	Mantenimiento		110
4.	CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN		111
4.1.	Clasificación de las fallas		112
4.1.	Influencia de las instalaciones de protección en sistemas de distribución		114
4.3.	Índices típicos e índices normalizados de la confiabilidad		116

4.4	Índices de calidad para las interrupciones	117
4.4.1	Frecuencia de interrupción por usuario	118
4.4.2	Tiempo de interrupción por usuario	118
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA UTILIZACIÓN DE LOS PARARRAYOS CON CUERNO DE ARQUEO EN EL AREA SUR DE LA RED NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN	127
5.1.	Costos de las interrupciones	129
5.1.1	Costos para los consumidores	129
5.1.2	Costos para la compañía	132
5.1.3	Costo total de las interrupciones	132
5.2.	Selección del grado de confiabilidad	133
5.2.1.	Selección óptima	135
5.2.2.	Selección absoluta	136
5.2.3.	Comparación relativa	136
5.2.4.	Comparación económica primaria	136
5.2.5.	Comparación costo-beneficio	137
5.3.	Evaluación económica	140
	<b>CONCLUSIONES</b>	143
	<b>RECOMENDACIONES</b>	146
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	148
	<b>APÉNDICES</b>	150
	<b>ANEXO</b>	162

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1	Niveles cerámicos en la República de Guatemala	3
2	Sobre voltajes típicos de un rayo	8
3	Distribución probabilística de las corrientes del rayo	10
4	Onda de rayo o frente rápido	12
5	Frente de onda de un rayo	12
6	Distribución porcentual de la corriente en las estructuras	14
7	Distribución porcentual (caso de descarga en conductores)	14
8	Nube eléctricamente cargada y campo eléctrico resultante	15
9	Tipos de descargas electro atmosféricas	
	20	
10	Ángulo de blindaje	22
11	Protección del hilo de guarda	24
12	Esquema básico de blindaje	25
13	Blindaje total	26
14	Distancias para el cálculo del hilo de guarda	27
15	Impacto del rayo sobre el hilo de guarda	31
16	Circuito equivalente de estructura y dos hilos de guarda	32
17	Método de medición de la resistividad del suelo	
	34	
18	Método de medición de la resistividad del suelo	
	35	
19	Esquema básico de contra antena	40

20	Prueba de rutina para frecuencia de impulso	43
21	Prueba de rutina para baja frecuencia	43
22	Prueba de flameo en una cadena de aisladores mojada	45
23	Flameo por descarga electro atmosférica en un aislador tipo poste	46
24	Formación de sedimentos en los aisladores	49
25	Formación del arco eléctrico en los aisladores contaminados	49
26	Configuraciones básicas de red de distribución	55
27	Profundidad de las varillas de cobre vrs. resistividad del suelo	58
28	No. de varillas vrs. resistividad del suelo	59
29	Diámetro de varilla vrs. resistividad del suelo	61
30	Diámetro del aislador vrs. resistencia al flameo	63
31	Altura del aislador vrs. resistencia al flameo	64
32	Gráfica ideal de un dispositivo de protección contra sobre voltajes	69
32	Curvas tiempo-tensión para varios equipos	71
34	Discos de descarga	76
35	Curvas de funcionamiento del pararrayo	78
36	Esquema ilustrativo de un varistor de óxido metálico	80
37	Característica voltaje-corriente de un varistor	80
38	Característica del óxido metálico a la temperatura	82
39	Curvas de voltaje-corriente de un supresor MOV para diferentes niveles de voltaje aplicado (senoidal, 60 Hz)	83
40	Voltaje de descarga entre las terminales del supresor MOV en función del tiempo	84
41	Margen de protección de un MOV	87
42	Pararrayo con cuerno de arqueo	90
43	Característica V-I para el anillo de arqueo y supresor	91

44	Aislador retirado el 23-05-02 en km. 102 Parcelamiento Santa Isabel Puerto, Puerto San José, cto. 75	92
45	Fuerza del campo eléctrico en los aisladores	93
46	Circuito equivalente del pararrayo con cuerno de arqueo	94
47	Características V-I del cuerno de arqueo	97
48	Coordenadas del cuerno de arqueo	100
49	Relación entre la longitud del cuerno y el impulso de la descarga al 50% del voltaje de flameo	101
50	Partes del pararrayo con cuerno de arqueo	105
51	Tipos de pararrayos de red de distribución	106
52	Foto tomada del pararrayo retirado el 23-06-2002 en km. 102, Parcelamiento Santa Isabel, Puerto de San José.	108
53	Pararrayo retirado el 08-06-2002 en km. 70.5 a Taxisco, Finca El Morro, Guanagazapa	108
54	Tiempo de flameo al impulso de un cuerno de arqueo	109
55	Diagrama unifilar de un alimentador	114
56	Esquema unifilar del circuito de distribución con sus usuarios a ejemplificar	123
57	El precio que debe pagarse por un cierto grado de confiabilidad seleccionado	128
58	Costos directos debidos a interrupciones en el servicio de energía eléctrica	131
59	Relación entre el costo total de las interrupciones y el grado de confiabilidad	133
60	Selección del grado de confiabilidad	134
61	Diagrama de flujo de efectivo para el análisis económico	141
62	Plano del caso a evaluar No. 1 (Centro de Escuintla)	150
63	Plano del caso a evaluar No. 2	

	(Área sur de Santa Lucia Cotzumalguapa)	151
64	Plano del caso a evaluar No. 3 (La Gomera, Escuintla)	152
65	Plano del caso a evaluar No. 4 (Centro de Santa Lucía, Antiguo Hipódromo)	153
66	Aislador flameado, cto. 63, ramal del Peaje	154
67	Selección de los puntos de instalación	155
68	Explicación hacia el gestor antes de la instalación	156
69	Explicación hacia el contratista para la instalación	156
70	Instalación de los pararrayos con cuerno de arqueo (1)	157
71	Instalación de los pararrayos con cuerno de arqueo (1)	157
72	Pararrayos con cuerno de arqueo formalmente instalados	158
73	Ficha técnica homologada de los pararrayos con cuerno de arqueo	162

### TABLAS

I	Días con tormenta estimados en la República de Guatemala 4	
II	Relación entre el nivel isocerámico	11
III	Resistividad del terreno	35
IV	Niveles básicos de aislamiento al impulso para distintos voltajes nominales (BIL)	45
V	Datos de los circuitos a considerar	55
VI	Precio Instalación hilo de guarda	56
VII	Precio de instalación de contra antena	62
VIII	Precio por cambio de aislador red de distribución	65
IX	Costo por mantenimiento preventivo general del caso 2	67

X	Pruebas a distintos tipos de cuernos en pararrayos	98
XI	Tabla de resultados en el desempeño del despeje en aisladores contaminados	100
XII	Tabla de resultados en el desempeño del desempeño en la interrupción de la corriente de falla	103
XIII	Tabla de resultados en el desempeño del despeje en aisladores contaminados	104
XIV	Valores de las tolerancias del TIU y FIU	117
XV	kVA instalados en los circuitos a ejemplificar.	121
XVI	Datos de interrupciones y de kVA afectados	121
XVII	Valor de INII (FIU) para usuarios de media tensión, rural y urbano	125
XVIII	Valor de INII (FIU) para usuarios de baja tensión, rural y urbano	125
XIX	Valor de INII (TIU) para usuarios de Media tensión, rural y urbano	125
XX	Valor de INII (TIU) para usuarios de baja tensión, rural y urbano	126
XXI	Tabla de los flujos de efectivo	141
XXII	Puntos de instalación de pararrayos con cuerno de arqueo (1)	159
XXIII	Puntos de instalación de pararrayos con cuerno de arqueo (1)	160
XXIV	Puntos de instalación de pararrayos con cuerno de arqueo (1)	161

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>ANSI</b>	Sociedad americana de estándares
<b>CIGRE</b>	Conferencia internacional de las grandes redes eléctricas
<b>Cf</b>	Conductor de fase
<b>CNEE</b>	Comisión nacional de energía eléctrica
<b>f.p.</b>	Factor de potencia
<b>Hg</b>	Hilo de guarda
<b>IEEE</b>	Sociedad internacional de ingenieros eléctricos y electrónicos
<b>MOV</b>	Varistor de óxido metálico
<b>NEMA</b>	Asociación nacional de fabricantes eléctricos
<b>NBI</b>	Nivel básico de impulso
<b>Ng</b>	Nivel cerámico
<b>NEC</b>	Código nacional de electricidad
<b>NTSD</b>	Normas técnicas del servicio de distribución
<b>O</b>	Bueno (Para resultados en las tablas donde aparezca)
<b>p.u.</b>	Valores por unidad
<b>SiC</b>	Carburo de silicio
<b>X</b>	Malo (Para resultados en las tablas donde aparezca)
<b>ZnO</b>	Óxido de zinc
<b>Δ</b>	Parcialmente pobre (Para resultados en las tablas donde aparezca)

## GLOSARIO

<b>Alta tensión</b>	Nombre que se le proporciona a niveles de voltaje superiores o iguales a 69 kV.
<b>Ambiente corona</b>	Rompimiento de la resistencia dieléctrica del aire al rededor de un equipo eléctrico, se identifica por ruidos y luces en el punto afectado.
<b>Arco</b>	Chispeo que resulta cuando una corriente indeseada fluye a través de dos puntos con diferencia de potencial.
<b>Ciclo</b>	Es el tiempo equivalente a un desplazamiento completo de la onda senoidal del voltaje o bien de la corriente.
<b>Conductor energizado</b>	Conductor que posee una diferencia de voltaje respecto a tierra.
<b>Distancia de fuga</b>	Distancia mínima que presenta un aislador para que no exista un flameo.

<b>Cuerno de arqueo</b>	Dispositivo que se instala en elementos de maniobra y protección para extinción del arco eléctrico que se forma al momento de realizar maniobras o al existir sobre tensiones.
<b>Esfuerzos dieléctricos</b>	Son esfuerzos ocasionados por la disminución de la resistencia del aire por la ionización del mismo.
<b>Espaciamiento</b>	Espacio que se debe tener en una estructura o soporte entre conductores y otros elementos cercanos.
<b>Flameo</b>	Vencimiento de la rigidez dieléctrica de un aislador derivado por las condiciones atmosféricas y grado de contaminación del lugar.
<b>Flameo inverso (<i>Back Flashover</i>)</b>	Efecto producido por la ionización del aire caracterizado por una descarga eléctrica a tierra venciendo la resistencia de los aisladores colocados entre una estructura y un conductor.
<b>Media tensión</b>	Nombre que se le proporciona a niveles de voltaje de 13.2 kV.
<b>Nivel básico de impulso</b>	Representa el valor máximo de sobrevoltaje debido a un rayo, que puede ser soportado por los aisladores de una línea sin producirse una ruptura dieléctrica.
<b>Nivel isocerámico</b>	Área con el mismo promedio de descargas electro atmosféricas en un año por kilómetro cuadrado.

<b>Potencia</b>	Capacidad que tiene un cuerpo de efectuar un trabajo en cierta cantidad de tiempo.
<b>Pararrayo</b>	Dispositivo no lineal que limita la amplitud del voltaje en una línea de potencia.
<b>Puncture</b>	Falla que presenta el aislamiento al ser sometido a esfuerzos dieléctricos, como sobre tensiones externas atmosféricas.
<b>Recloser</b>	Dispositivo automático de interrupción y recierre de circuitos, opera bajo condiciones de falla.
<b>Salida (disparo)</b>	Es una interrupción de larga duración. Ocurre cuando algún componente de la red de distribución ha dejado de ser capaz de proporcionar la continuidad eléctrica. Se toma como interrupción una salida mayor a 3 minutos. (Como se indican en las NTSD de la CNEE)
<b>Sub estación</b>	Punto geográfico donde se interconectan líneas de transmisión o distribución. Nodo Eléctrico.
<b>Supresor</b>	Pararrayo
<b>Transitorios</b>	Son valores producidos en fallas en la red caracterizados por poseer, la mayoría de veces, dos componentes eléctricas en c. d. y en c. a.

**Tierra** Conexión por medio de un conductor, ya sea intencional o accidentalmente, entre un circuito eléctrico o un equipo y el suelo o algún cuerpo conductor que sirva como tierra (suelo).

## **RESUMEN**

Entre las causas de fallas en los sistemas de distribución, tanto la contaminación en el aislamiento y las descargas electro atmosféricas ocupan un alto porcentaje. En el área sur de Escuintla, estos dos factores han causado que la empresa distribuidora de energía presente en su sistema de distribución interrupciones que llevan a sanciones que alcanzan los Q 100,000 por semestre.

Aún con la aplicación de medidas como el hilo de guarda, aumento de capacidad de aislamiento, instalación de tierras, se siguen presentando problemas, principalmente en el daño del aislamiento debido a las descargas electro atmosféricas. Los pararrayos han presentado un buen desempeño pero aún estos tienden a fallar bajo ciertas condiciones.

La introducción al mercado de distribución eléctrica de los pararrayos con cuerno de arqueo ha proporcionado una opción para mejorar la calidad de servicio en las redes eléctricas que son afectadas por las descargas. Este equipo consta de un aislador con núcleo sólido, el cual presenta buenas características contra la contaminación, y flameos, también incluye un pararrayo de ZnO con un cuerno de arqueo. Estas características en conjunto

proporciona una buena protección a los conductores y equipos instalados en las redes de distribución. La compra e instalación de este equipo, según el estudio económico, muestra que si es posible una reducción de pérdidas, tanto para el usuario de la red eléctrica como para la compañía de distribución.

## **OBETIVOS**

- General
  - Implementar el uso de nueva tecnología para la protección contra descargas electro atmosféricas en la red eléctrica con efecto de disminuir los índices TIU y FIU.
  
- Específicos
  1. Justificar el uso de aisladores protegidos con cuerno de arquero limitador de corriente en redes de distribución eléctrica.
  
  2. Aumentar la confiabilidad del servicio de energía eléctrica por medio de la adecuada evacuación de las descargas electro atmosféricas en las redes de distribución.
  
  3. Proteger el estado físico de la red eléctrica evitando al mínimo el efecto de flameo del aislamiento.

## INTRODUCCIÓN

Los efectos de las descargas electro atmosféricas han estado con nosotros desde los tiempos más remotos, pero, hasta hace poco, se han comprendido parcialmente.

En el sistema de distribución de energía eléctrica, las descargas electro atmosféricas producen interrupciones en la continuidad del servicio, las cuales provocan pérdidas tanto para las compañías distribuidoras como para los usuarios de la red. A través de investigaciones se han desarrollado varias teorías respecto a la naturaleza del fenómeno electro atmosférico con el objeto de comprender y hasta cierto punto predecir las condiciones del medio que puedan favorecer la formación de descargas electro atmosféricas. Hoy se cuenta con el conocimiento de los niveles isoceráunicos los cuales predicen un promedio de descargas electro atmosféricas en una determinada región geográfica.

Aunque la comprensión del efecto electro atmosférico aún resulta compleja, por medio de los niveles isoceráunicos se puede establecer una base

para determinar los medios para reducir las interrupciones ocasionadas por los impactos de las descargas.

Las interrupciones debidas a descargas electro atmosféricas son originadas principalmente por el sobre voltaje a que se ven sometidos los equipos instalados en las redes eléctricas, ya que, al recibir una sobre tensión, tienden a sufrir daños (especialmente el aislamiento de la línea), con lo que se presenta una falla en el sistema, la cual puede ser temporal o permanente.

Guatemala ha pasado a formar parte de un mercado eléctrico internacional, por lo cual, se ha formado una comisión que está encargada del cumplimiento de normas para que se preste un servicio eléctrico apegado a determinados estándares. Como resultado, se han puesto en funcionamiento sanciones que están en función de las interrupciones que ocurren en los sistemas de distribución.

Ciertamente, la aplicación de pararrayos en las líneas de distribución ha ayudado con la continuidad del servicio, pero, también ofrecen algunos problemas concernientes con la durabilidad y la confiabilidad bajo condiciones severas de uso, lo que incluye un costo de operación.

Actualmente, se han desarrollado los pararrayos con cuerno de arqueo, los cuales, han demostrado ser una medida efectiva contra las fallas ocasionadas por descargas electro atmosféricas, permitiendo una continuidad del servicio eléctrico que disminuye las pérdidas por falta de energía tanto para el usuario como para las compañías distribuidoras.

## 1. DESCARGAS ELECTRO ATMOSFÉRICAS EN REDES ELÉCTRICAS

### 1.1 Distribución geográfica de las descargas electro atmosféricas

Desde el punto de vista de diseño de las redes eléctricas es de interés el conocimiento de cuantos rayos inciden o caen en cierta zona geográfica. Esto permite determinar la actividad atmosférica en forma regionalizada y establecer diferencias en los criterios de diseño. La forma de medir esta intensidad de las descargas atmosféricas es por medio de dos conceptos: El concepto de nivel cerámico y el concepto de densidad de rayos a tierra.

El concepto de nivel cerámico representa el número promedio de días con tormenta anual en un sitio. Este concepto se estableció en la década de los 20' para analizar el efecto de las descargas atmosféricas sobre los sistemas de transmisión y se mide por observación en las estaciones meteorológicas, determinando los días con tormenta.

El nivel cerámico se indica por un valor que representa el número promedio de días con tormenta anual en un lugar específico. En una zona geográfica de una región de un país, los puntos o lugares que tienen el mismo nivel cerámico, se unen formando lo que se conoce como *mapa isocerámico*, el que es usado para diseño en los sistemas eléctricos. Los niveles cerámicos se establecen con periodos de once años que corresponden a lo que se conoce como un ciclo solar. La razón de esto es que en este lapso de tiempo se cubren toda las posibles variaciones estacionales en una región.

El concepto de densidad de rayos a tierra es una forma de medir el número de descargas atmosféricas a tierra que son las de interés para el estudio de los sistemas eléctricos. Este método se desarrolló en la CIGRE (Conferencia Internacional de las Grandes Redes Eléctricas) y se aplica por las empresas eléctricas de distintos países, consiste en medir mediante un “contador de rayos” que tiene un área de medición de 20 km a la redonda con respecto a su punto de instalación, la variación de la intensidad del campo eléctrico en la atmósfera en el momento de la descarga. El periodo de medición es también de once años. La relación entre el nivel cerámico y la densidad de rayos a tierra se expresa por fórmulas empíricas de las cuales se presentan los tres modelos utilizados, siendo el tercero, el que se ha utilizado en nuestros medios y fue definido por Anderson, J.G. en su estudio realizado en 1975, *Transmission Line Reference Book*, del *Electric Power Research Institute*, 1975.

Fórmula de la CIGRE

$$\text{Número de rayos a tierra por Km}^2 = N_g = [(0.12)DT - (0.20)DT] \quad (\text{intervalo})$$

Donde DT = Días con tormenta anual (nivel cerámico)

Fórmula de IEEE

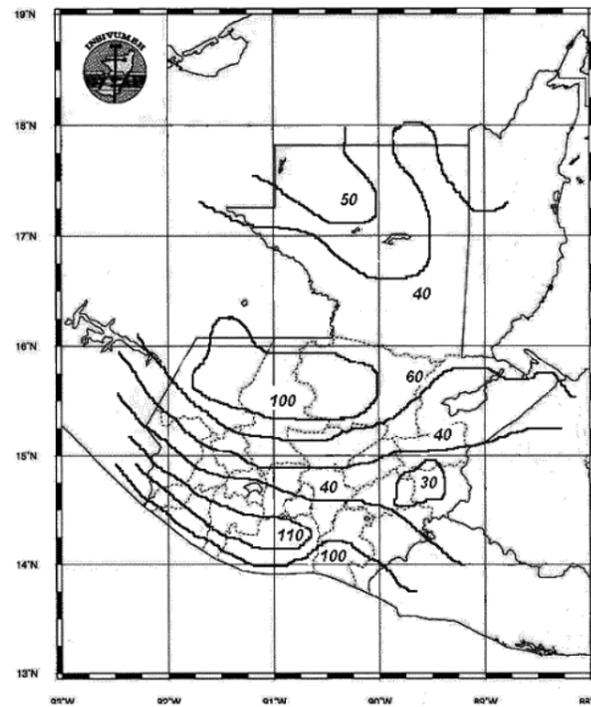
$$\text{Número de rayos a tierra por Km}^2 = N_g = 0.04 DT^{1.25}$$

Fórmula de Anderson

$$\text{Número de rayos a tierra por Km}^2 = N_g = 0.12 DT$$

La figura 1 muestra un mapa isocerámico de la República de Guatemala para el año de 1999.

**Figura 1. Niveles ceráunicos en la República de Guatemala**



**Fuente: Instituto de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología (INSIVUMEH)**

Los contornos muestran los niveles isoceráunicos, el promedio de días con tempestad eléctrica que ocurren al año, y sus valores, a su vez, nos muestra la probabilidad de incidencia de las descargas electro atmosféricas en los sistemas eléctricos. Los niveles isoceráunicos pueden variar ampliamente de año en año y no hace ninguna distinción entre descargas electro atmosféricas nube a nube, las cuales hacen poco daño, y descargas electro atmosféricas nube a tierra, las cuales pueden ser muy dañinas a los sistemas eléctricos.

El nivel de días con tormenta estimados, el lapso de tiempo y el lugar en que se efectuaron las observaciones se pueden ver en la tabla I.

**Tabla I. Días con tormenta estimados en la República de Guatemala**

Lugar	Número de días con tormentas eléctricas al año	Período (años)
Coatepeque	40	1965-1966
Escuintla	100	1964-1969
Flores, Peten	60	1969-1971
Guatemala	40	1957-1970
Mazatenango	80	1966-1966
Masagua	110	1965-1971
Puerto Barrios	60	1969-1971
Puerto San José	100	1959-1971
Quetzaltenango	40	1965-1966
Retalhuleu	110	1965-1971

Fuente: Duque Ortiz, Protección contra descargas electro atmosféricas, tesis Ing. Electricista.

La actividad electro atmosférica se clasifica en los siguientes rangos:

5-15 Nivel bajo  
15-30 Nivel medio  
30-90 Nivel alto  
Mayor de 90 Nivel muy alto

Esta claro que el departamento de Escuintla presenta los mayores niveles ceráunicos del país, junto con el departamento de Retalhuleu los cuales presentan hasta valores de 110. Según información del INSIVUMEH, el municipio de Masagua, en el departamento de Escuintla, puede presentar valores mayores a 110.

De acuerdo con la información obtenida, se puede concluir que las empresas que prestan el servicio eléctrico en las áreas con alto nivel cerámico deben de tomar las consideraciones para evitar, en lo posible, los efectos de las descargas electro atmosféricas en la red eléctrica, ya que las interrupciones que se presentan en área sur de la red de distribución nacional son en un porcentaje considerable, como consecuencia de las descargas electro atmosféricas, teniendo una gran importancia debido a que incrementan los valores de los índices individuales de la calidad del servicio técnico, establecido como <sup>1</sup>FIU y <sup>2</sup>TIU por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

## 1.2 Características principales de los rayos

Los parámetros de las descargas de rayo a tierra son muy importantes en el diseño de esquema de protección contra rayos. Los parámetros más importantes son:

- Voltaje
- Corriente eléctrica
- Forma de onda
- Frecuencia de ocurrencia

### Voltaje

Las descargas electro atmosféricas que se presentan de nube a tierra son las que producen efectos de sobre tensión principalmente en las líneas de distribución. Generalmente este tipo de descargas esta precedida de un canal

---

<sup>1</sup> FIU = Frecuencia de interrupción por usuario

guía en el que se acumulan las cargas eléctricas que se producen por la ionización del aire. Si el espacio nube-tierra se cortocircuita se presenta una corriente de neutralización de las cargas y que constituye lo que se conoce como el rayo.

El potencial entre las nubes y la tierra justo antes del golpe de un rayo, ha sido estimado entre un rango de 10 MV a 100 MV. El análisis de protección se debe enfocar principalmente con el potencial que aparece en los conductores de la línea. Si la corriente en onda que viaja a lo largo de una línea es conocida, se obtiene un valor de voltaje satisfactorio por medio de multiplicar la corriente por la impedancia de sobre tensión  $Z$  del conductor, el cual tiende a rangos de  $300 \Omega$  a  $500 \Omega$ , dependiendo de la geometría del conductor, tipo de conductor, y el ambiente corona.

El potencial que puede aparecer en los aparatos o equipos está limitado tanto por los dispositivos de protección como por el flameo del aislamiento de las estructuras, tales como los bushings o los aisladores de línea, más la resistencia inherente que presenta la madera y otros soportes aislantes, incluyendo el efecto de la resistencia del suelo. Se le debe de dar consideración a los impactos directos que ocurren en circuitos aéreos y a circuitos subterráneos conectados a líneas aéreas. Aumentando el aislamiento entre los conductores y entre conductores y tierra, usualmente no es un medio efectivo para prevenir el flameo debido a las descargas electro atmosféricas. Se puede tener una reducción por estos medios, y en circuitos de 13.2 kV el espaciamiento puede ser suficientemente grande para que la corriente del sistema no siga (ordinariamente) al flameo del rayo, con lo que se reduce el número de interrupciones con fallas a reparar.

---

<sup>2</sup> TIU = Tiempo de interrupción por usuario

El potencial permitido en los aisladores de las líneas es determinado por valores de flameo realizados en pruebas de laboratorio. El potencial del flameo depende de la forma de onda aplicada y del valor cresta de esta. Al tiempo en que el flameo se reduce, el voltaje de flameo aumenta y generalmente esta en el orden de dos veces el valor cresta del flameo a 60 Hz cuando el rango de incremento de voltaje es aproximadamente 1000 kV/ $\mu$ s, y el flameo esta en el frente de onda.

Las descargas pueden causar voltajes en los conductores por inducción, así como por impactos directos. El campo electrostático de una nube cargada induce cargas del signo opuesto en la tierra debajo de esta, y estas cargas también pueden ser encontradas en los conductores de las líneas de transmisión que se encuentren en el campo de la nube. Las cargas con el mismo signo que la nube serán conducidas a partes remotas de la línea, o sobre la superficie del aislamiento a tierra como una lenta filtración. Puesto que cualquier cantidad de carga en el conductor es liberada al reducirse la fuerza del campo y viajara por debajo de la nube a través del conductor a la velocidad de la luz, el potencial desarrollado como resultado de un cambio súbito del campo de la nube no sólo dependerá del cambio del gradiente del campo sino también de la proporción de la carga. Así,

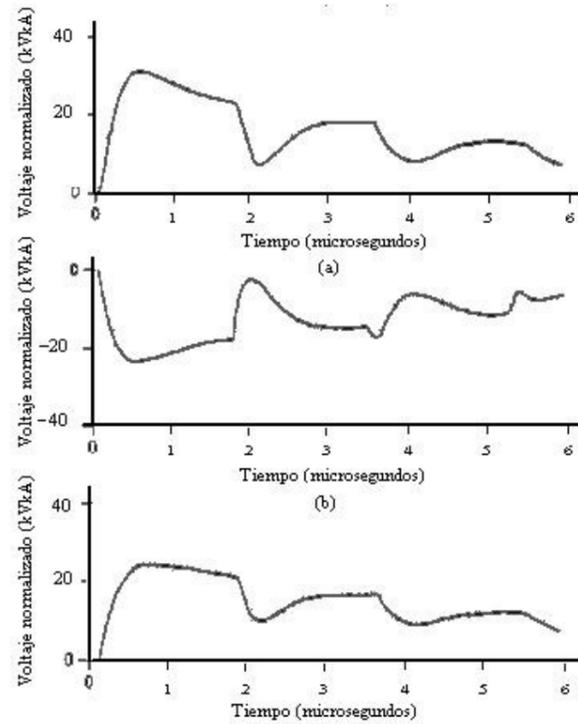
$$V = agh$$

Donde  $V$  es el voltaje inducido;  $a$  es un factor menor que la unidad, dependiendo de la proporción de carga del campo de la nube y de la distribución de la carga;  $g$  es el gradiente real donde la línea se localiza en voltios por metro; y  $h$  es la altura de la línea en metros. Existen dos

investigadores que han determinado los valores para  $g$  el cual varía a un máximo de un gradiente de 833.33 kV/m.

En la figura 2 se ilustra un ejemplo de los sobre voltajes destructivos ocasionados por las descargas electro atmosféricas en una línea con hilo de guarda. La figura muestra el sobre voltaje en la parte superior de la torre, el voltaje entre las caras del aislador de la fase A y la elevación del potencial del terreno en la base de la torre.

**Figura 2. Sobre voltajes típicos de un rayo**



Fuente: *Electrical Transmisión and Distribution Reference Book*, 1994, pp. 35

a) sobre voltaje en la parte superior de la torre

- b) voltaje entre caras del aislador
- c) elevación del potencial de tierra en la torre

#### Corriente

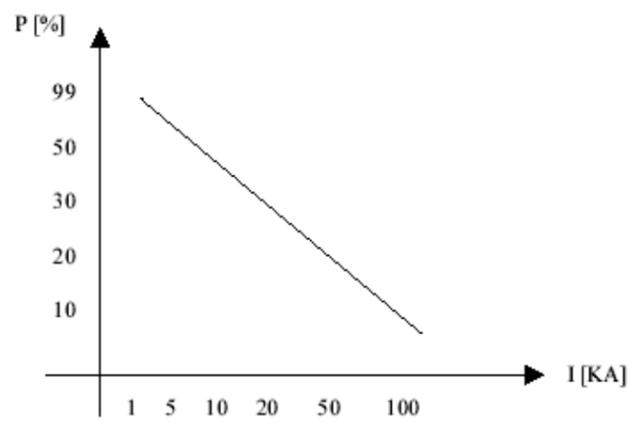
El estudio de las descargas electro atmosféricas es altamente estadístico en prácticamente todas sus características físicas y eléctricas. Sin embargo, las estadísticas del impacto del rayo al punto de contacto con la tierra o a los sistemas de energía es la mayor preocupación del ingeniero electricista. Se acepta, en general, que la corriente de descarga al terreno es independiente de la impedancia de terminación. La razón es que la impedancia de terminación es mucho más baja que la resistencia del canal de descarga del rayo, la cual es del orden de unos cuantos miles de ohms. En consecuencia, una descarga a tierra se considera normalmente como una fuente ideal de corriente en el punto de incidencia.

La cresta de la corriente eléctrica de la descarga puede variar sobre un amplio intervalo: 1 a 200 kA. Con propósito de aplicación es conveniente tener una idea de la distribución probabilística de la magnitud de la corriente del rayo, existen varias curvas de distribución obtenidas experimentalmente en las estaciones diseñadas para tal fin, una curva obtenida con el resultado de los estudios desarrollados en diferentes partes del mundo y que se puede tomar como una buena referencia, es la que se indica en la figura 3 reportada en la CIGRE<sup>3</sup>. Donde se puede observar la probabilidad de ocurrencia de una descarga de determinada magnitud.

#### **Figura 3. Distribución probabilística de las corrientes del rayo**

---

<sup>3</sup> Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas



Fuente: Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, pp. 52

Esta distribución probabilística corresponde a una expresión (recomendada por IEEE) del tipo:

$$P(i > I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

De la figura se puede observar entrando en el eje de las abcisas con una corriente de 10 kA se obtiene su probabilidad de ocurrencia en el eje de las ordenadas y que es del orden de 50%.

#### Frecuencia de ocurrencia

Anderson<sup>4</sup>, en los análisis de los datos de Berger, reporta que de una población de 133 descargas, 95% de las descargas negativas tendrán una separación mayor de 7 milisegundos, 50% excederán 33 milisegundos, y 5% excederán los 150 milisegundos. Las descargas con polaridad positiva casi nunca son múltiples. En la tabla II se puede observar la densidad probabilística

<sup>4</sup> Anderson, R. B.: *The Lightning Discharge*- Parte I y II, reporte especial eléctrico No. 12, Sur África

de rayos en determinada área a partir de los niveles ceráunicos presentado anteriormente.

**Tabla II. Relación entre el Nivel Isoceráunico (días promedio con tormenta anual) y la densidad de rayos a tierra (No. De rayos/km<sup>2</sup>)**

Nivel Isoceráunico	No. De rayos / km <sup>2</sup> (Valor Medio)	No. De rayos / km <sup>2</sup> (Limites)
5	0.6	0.1 - 6.5
10	1.2	0.15 - 1.0
20	2.4	0.3 - 3.0
30	3.6	0.6 - 5.0
40	4.8	0.8 - 8.0
50	6	1.2 - 10
60	7.2	1.8 - 12
80	9.6	3.0 - 17
100	12	4.0 - 20
120	14.4	6.0 - 30

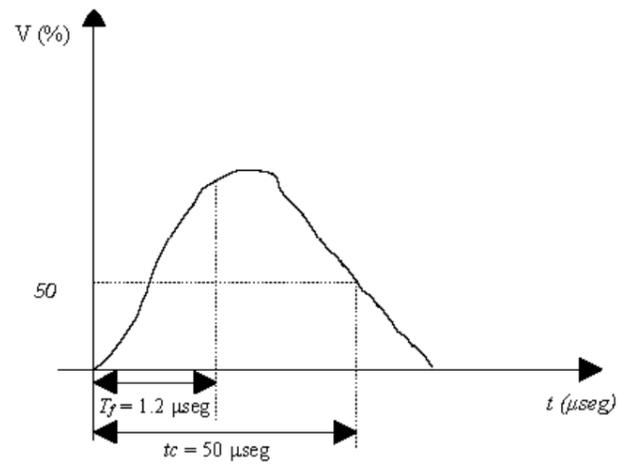
Fuente: Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, pp. 55

#### Forma de Onda

La forma de onda de la corriente de descarga de un rayo a tierra, y especialmente el tiempo de elevación de la misma, es muy importante. El interés desde el punto de vista del efecto que causa la forma de onda, se orienta hacia la simulación de las ondas de sobre tensiones por rayo, efecto que se simula en los laboratorios de alta tensión, mediante los llamados generadores de impulso, que producen impulsos normalizados del tipo descarga electro atmosférica con ondas que tienen un tiempo de frente de 1.2 microsegundos (tiempo en el cual alcanza el 100% de su valor) y un tiempo de cola de 50

microsegundos (tiempo en el cual alcanza el 50% de su valor), figura 4.

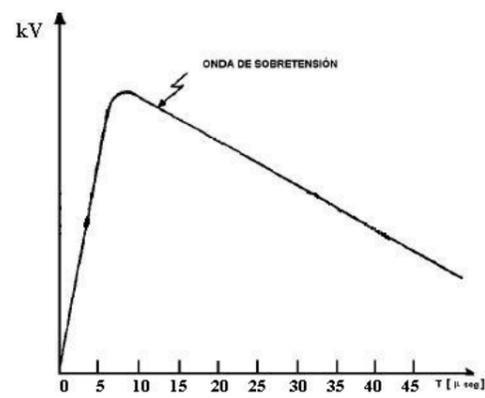
**Figura 4. Onda de Rayo o frente rápido**



Fuente: Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, pp. 36

En la figura 5 se puede observar el valor de frente rápido y frente de onda que representa una descarga electro atmosférica.

**Figura 5. Frente de onda de un rayo**



Fuente: Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, pp. 36

Las líneas de transmisión de energía responden a la corriente del rayo en formas distintas, dependiendo de si es una descarga directa o indirecta. En ambos casos, se presenta una sobre tensión que es proporcional a la magnitud de la corriente del rayo y la cual manifiesta sus efectos por la inducción en los conductores de fase y las respuestas del aislamiento (aire) entre los mismos y las partes aterrizadas de la línea (estructura o soporte).

Las ondas inductivas se conocen como “ondas viajeras” y se desplazan por los conductores de fase hacia el resto del equipo produciendo en estos esfuerzos dieléctricos debidos a las sobre tensiones. El estudio de los esfuerzos dieléctricos en los aislamientos y la forma de proteger a los equipos e instalaciones es lo que se conoce como “Coordinación de Aislamiento”.

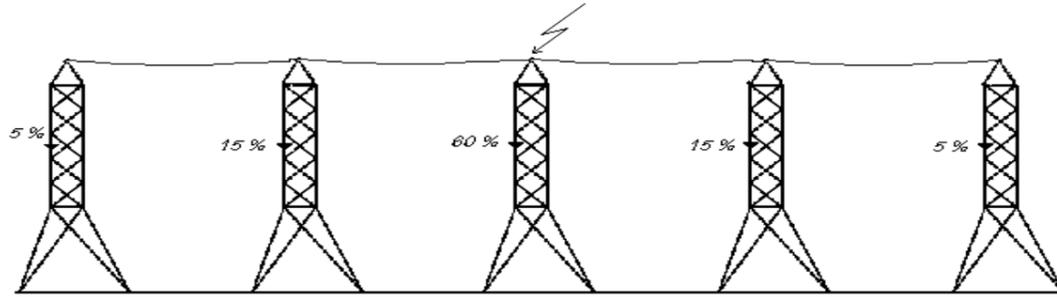
#### La descarga retroactiva

Como parte del estudio de las sobre tensiones debidas a descargas electro atmosféricas en las líneas de distribución, se tiene el estudio de las llamadas “sobre tensiones de retorno” (*Back Flashover*), debidas a lo que se conoce también como la descarga retroactiva. Es decir, que se pueden presentar sobre tensiones de origen atmosférico o debidas al rayo en las líneas, por descarga directa sobre los conductores de fase, porque no existe blindaje o bien porque el blindaje no opere correctamente (falla de blindaje).

La denominada descarga retroactiva se presenta por lo general cuando el rayo incide en forma directa sobre un soporte de la línea o sobre los hilos de guarda. Los casos extremos son que caiga el rayo en forma franca sobre los conductores en el punto medio del claro sobre los cables de guarda, y como estos están conectados directamente a las estructuras, la corriente se conduce a través de éstas a tierra.

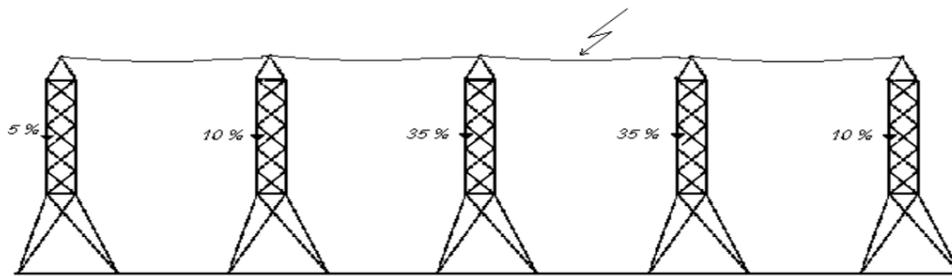
En ambos casos influye la forma en cómo se encuentran conectadas a tierra las torres. De estudios que se han realizado, se tiene una distribución porcentual de la corriente del rayo, según sea que incida sobre la torre directamente o sobre los conductores de fase.

**Figura 6. Distribución porcentual de la corriente en las estructuras**



Para una descarga directa a torre, esta conduce aproximadamente un 60% de la corriente. En el caso de descarga a los conductores, la distribución porcentual es la siguiente:

**Figura 7. Distribución porcentual (caso de descarga en conductores)**

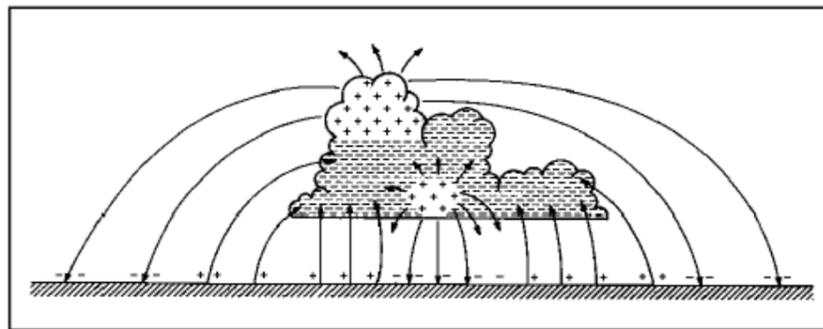


### 1.3 Mecanismo de impacto de los rayos

Actualmente existen distintas teorías y estudios respecto al mecanismo de las descargas electro atmosféricas, pero la técnica de comprensión del fenómeno de los rayos que ha sido más aceptada para los estudios es el Modelo Electro Geométrico, ya que según observaciones, los resultados resultan ser optimistas.

Dentro de una nube ocurre una separación de cargas electrostáticas, los experimentos indican que en general la porción central de la nube esta cargada en forma negativa y la porción superior está cargada en forma positiva, y una carga positiva se encuentra frecuentemente en la base de la nube, como se puede observar en la figura 8.

**Figura 8. Nube eléctricamente cargada y campo eléctrico resultante**



Se podría decir que el fenómeno de las descargas es un proceso de dos pasos:

En el primer paso, el aire que circunda la nube es ionizado y pequeñas descargas, referidas como líderes, distribuyen o llevan la carga al aire. Estas descargas líder relativamente tienen bajos valores de corriente y se propagan al

azar y tienen una longitud estimada de 10 a 80 metros. Eventualmente constituyen un canal de descarga que se puede acercar lo suficiente a un objeto en tierra y la descarga se dirige a este objeto.

En el segundo paso, la descarga de retorno, que es el relámpago, que ve un observador propagarse del objeto en la tierra de regreso hacia la nube, esta descarga de retorno constituye el "músculo" real de la descarga. Tiene una corriente que va de 5 hasta unos 200 kA con una distribución probabilística de alrededor de 15 kA. Todas las descargas atmosféricas son distintas unas de otras, su magnitud y forma de onda varía; sin embargo, las investigaciones que se han realizado, indican que es posible aproximar la forma de onda de la corriente del rayo a una de  $1.2 \times 50$  microsegundos (figura 4), esta onda se conoce como "onda normalizada" y es la que se usa para las llamadas pruebas de impulso por rayo a los equipos eléctricos. Por lo tanto, aún cuando cada rayo es distinto, se le identifica por una onda de  $1.2 \times 50$  microsegundos y su magnitud se puede pronosticar estadísticamente.

Dependiendo de la polaridad del centro de carga de la nube, la descarga puede ser positiva o negativa, las estadísticas indican que el 80% al 90% de los rayos son negativos. Por el sentido de avance del canal guía, cuando este va de nube a tierra se denomina "rayo descendente" y cuando va al contrario se llama "rayo ascendente". Es común también que a una descarga de rayo le sigan otras descargas sucesivas con la misma trayectoria y que de observaciones se estima que son en promedio tres con un intervalo de tiempo del orden de 0.03 seg.

Los rayos positivos están formados por lo general por una descarga única y su corriente tiene una duración del frente de onda de 20 a 50 microsegundos con una amplitud que según mediciones que se han hecho

puede llegar a ser hasta de 100 kA; en cambio un rayo con polaridad negativa esta formado por varias descargas sucesivas con una duración del frente de onda para la primera de ellas de 10 a 15 microsegundos y con una amplitud que normalmente es menor que la que se alcanza con los rayos de polaridad positiva.

El modelo electro geométrico para analizar el mecanismo de impacto del rayo se basa en las siguientes hipótesis.

- La descarga electro atmosférica esta procedida de la formación de un canal guía conductor que cuando alcanza la tierra da paso a la descarga del rayo propiamente.
- La magnitud de la corriente del rayo es proporcional a la tensión del canal guía previo a la descarga.
- En su trayectoria a tierra el canal guía “brinca” hacia aquel objeto que está a una distancia de la punta del canal guía igual al valor que depende del potencial del canal y consecuentemente de la intensidad de la descarga a que da lugar, esta distancia se calcula de acuerdo a la expresión:

$$r_c = 9.4 I^{2/3}$$

$r_c$  = distancia expresada en metros

$I$  = corriente del rayo en kA

Hay evidencia de que la mayoría de los rayos que llegan a la Tierra son de descargas múltiples. Por ejemplo, un análisis de 1430 descargas que llegaban a la tierra realizado en <sup>5</sup> 1968, dio como resultado la siguiente estadística:

Rayos de descarga única	36%
Rayos de seis o más descargas	21%
Valor medio de las descargas múltiples	3

Debe mencionarse, empero que el rayo de polaridad positiva es típicamente de descarga única. Se han registrado casos extremos con un gran número de descargas múltiples, como por ejemplo 40 o 50, con duración de todo el evento de descargas que se aproximan a 1 segundo.

Un aspecto importante en la operación de las líneas de transmisión de energía eléctrica es la evaluación de su comportamiento esperado en base a la determinación del índice de salidas por descargas electro atmosféricas, considerando los elementos que intervienen normalmente como son: El blindaje, el nivel básico de aislamiento al impulso y la resistencia al pie de la torre tomando las variables en forma aleatoria.

Una de las desventajas del modelo electro geométrico, es que no considera condiciones orográficas específicas, es decir, sólo supone condiciones promedio del tipo del terreno, como plano, ondulado y montañoso.

La versión del modelo electro geométrico, considera las descargas que se aproximan a la línea desde diferentes direcciones y permite definir un arco

---

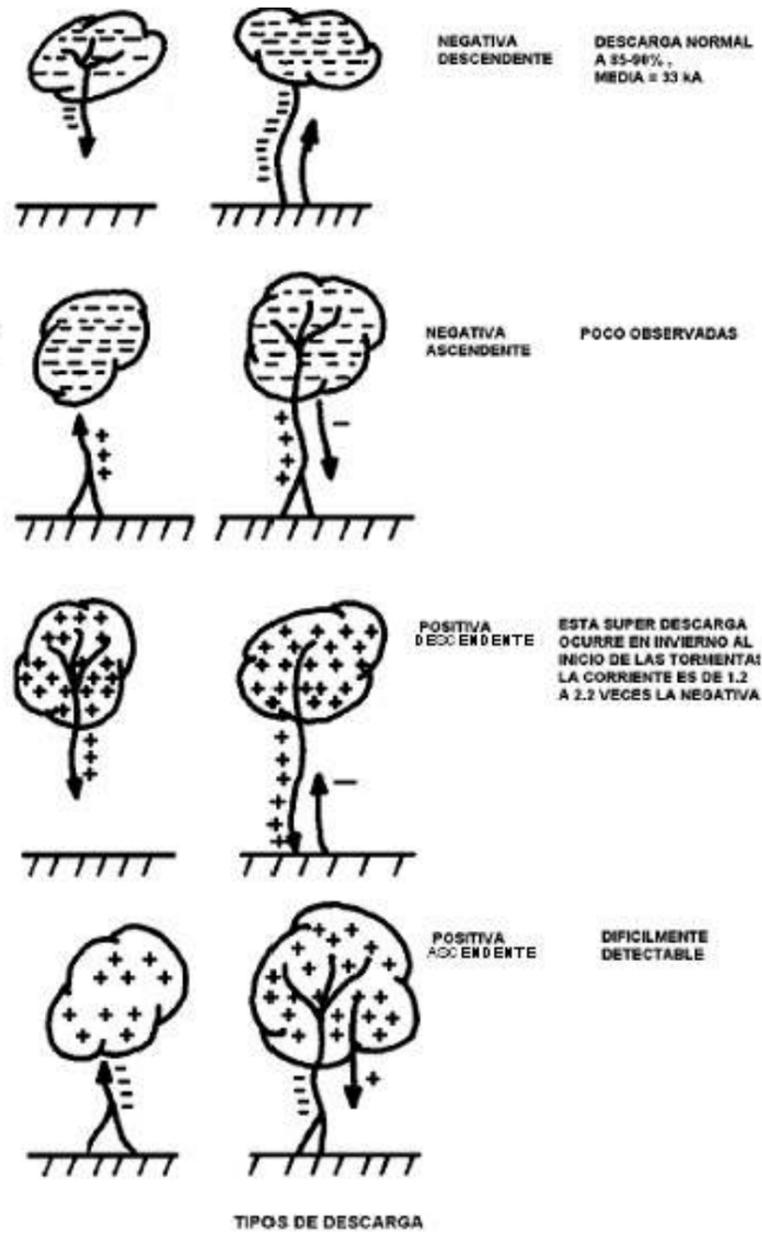
<sup>5</sup> J. G. Anderson, *EHV Transmisión Line Reference Book* (1968)

de exposición, el cual es función de la geometría de la línea y de la magnitud de la corriente del rayo, donde se espera como resultado:

- El índice de fallas por blindaje como una función de la magnitud de la corriente del rayo
- El número de fallas por blindaje
- El número de salidas de una línea
- El índice de salidas de la línea.

En la figura 9 se hace una representación de los tipos de rayos.

Figura 9. Tipos de descargas electro atmosféricas



Fuente: Manual de coordinación y protección de redes eléctricas, México, 1995, pp. 15

## **2. MEDIDAS UTILIZADAS PARA DISMINUIR LOS EFECTOS DE LAS DESCARGAS ELECTRO ATMOSFÉRICAS, PRESENTACIÓN Y COSTO**

La protección contra descargas electro atmosféricas en redes de distribución tradicionalmente se ha proveído con hilos de guarda, pararrayos en puntos múltiples y aterrizaje efectivo del neutral. Estas medidas han ayudado a disminuir, pero no a eliminar las interrupciones causadas por descargas. Generalmente se ha creído que los usuarios tienen que aceptar las interrupciones de energía, las cuales duran de pocos milisegundos a varios segundos, como una consecuencia normal del proceso de eliminación de la falla. Sin embargo, la sociedad actual demanda un suministro de energía más fiable, principalmente debido a que las perturbaciones ocasionadas por las interrupciones (aunque instantáneas), afectan los procesos en los sistemas de computadoras utilizados en industrias, oficinas, y equipos sensibles en hospitales, lo cual conlleva pérdidas asociadas ya que en algunas industrias los procedimientos de reinicio presentan altos costos (ejemplo: industrias textiles).

Cuando una descarga atmosférica se presenta en una línea de transmisión, la descarga puede ocurrir sobre los conductores de fase, sobre los hilos de guarda o en la propia torre y lo que se desea saber, es la magnitud de la sobre tensión, que puede ser de la parte superior de la estructura a tierra, o bien de un conductor de fase a estructura. Como parte del entendimiento sobre los esquemas de protección utilizados, se describirán los que se emplean

actualmente, con el propósito de que se comparen sus características y sus costos.

## 2.1 Ángulo de blindaje

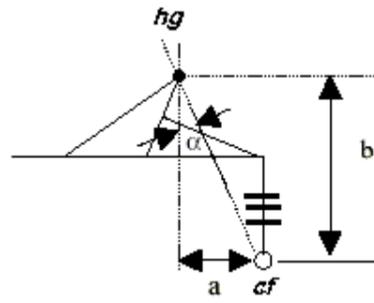
### 2.1.1 Hilo de guarda

#### Presentación

La función del hilo de guarda en las líneas de distribución es la de proporcionar un blindaje o protección contra descargas directas, es decir, un blindaje bien diseñado evita que las descargas electro atmosféricas incidan directamente en los conductores de fase y esta determinado por la posición relativa del hilo de guarda con respecto a los conductores de fase. En general, se puede establecer que las líneas con dos hilos de guarda proporcionan un blindaje más efectivo que aquellos que sólo tienen un hilo de guarda.

En forma práctica el blindaje se expresa como un ángulo entre el hilo de guarda y los conductores de las fases externas de la línea.

Figura 10. Ángulo de blindaje



Donde:

$\alpha$  = ángulo entre el hilo de guarda y el conductor de fase

$a$  = distancia horizontal entre el hilo de guarda y el conductor de fase

$b$  = distancia vertical entre el conductor de fase y el hilo de guarda

$cf$  = conductor de fase

$hg$  = hilo de guarda

Cuando se instalan hilos de guarda en las líneas de transmisión y distribución, entonces sólo una parte de la corriente de descarga ( $I_T$ ) pasará a través de la impedancia característica de la torre ( $Z_T$ ) y el potencial en la parte superior de la torre ( $V_T$ ) se reducirá a un valor  $V_T = Z_T \times I_T$ . La fracción de la corriente que pasa a través de la estructura es inicialmente dependiente de la impedancia característica del hilo de guarda ( $Z_g$ ).

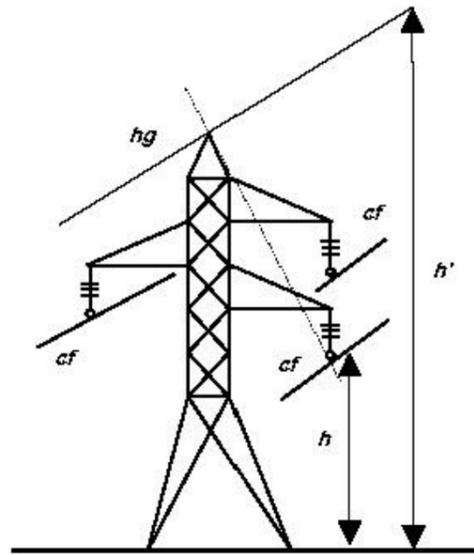
Para el cálculo del riesgo de falla por blindaje se hace uso del llamado modelo electro geométrico de comportamiento del rayo. No todos los rayos que inciden sobre un conductor de fase producen falla, es necesario que la magnitud de la corriente del rayo sea de un valor tal que el producto de la corriente del rayo  $I \times Z_C / 2$  produzca una tensión superior a la de flameo par el arreglo conductor-estructura.

Donde:

$I$  = Corriente del rayo en kA

$Z_C$  = Impedancia característica del conductor de fase

Figura 11. Protección del hilo de guarda



Donde:

$h$  = distancia vertical entre el suelo y el conductor de fase

$h'$  = distancia vertical entre el suelo y el hilo de guarda

cf = conductor de fase

hg = hilo de guarda

La distancia de la estructura a la punta del canal de guía es:

$$r_c = 9.4 (1.1 I)^{2/3}$$

De manera que sólo las descargas de una magnitud mayor a un valor calculado como se indica, producen flameo cuando inciden sobre un conductor de fase:

$$I = \frac{2V_{co\%}}{Z_c} \quad (\text{kA})$$

Donde:

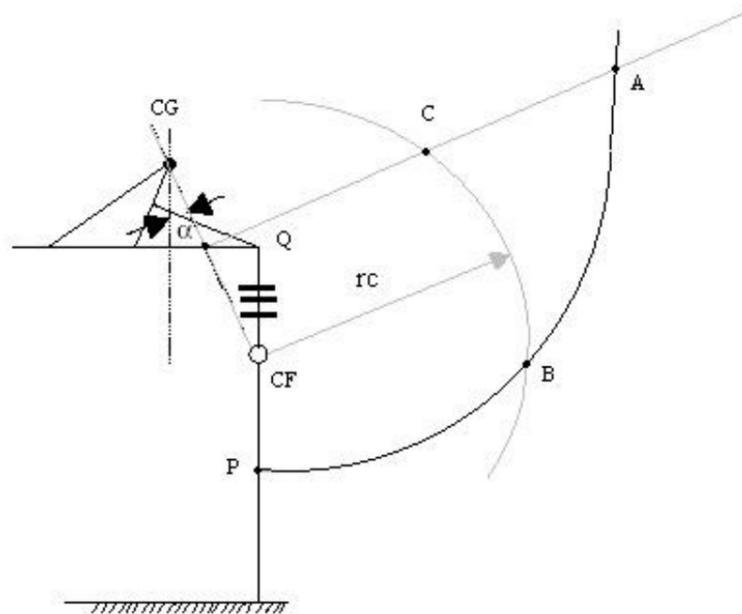
$$V_{co\%} = 0.9 V_{50\%}$$

Siendo:

$V_{50\%}$  = Tensión crítica de flameo ( con una probabilidad de flameo del 50%)

La teoría del modelo electro geométrico establece que la probabilidad de falla es mayor en la línea de transmisión de energía mientras mayor sea el área ABC indicada en la figura 12 donde:

Figura 12. Esquema básico de blindaje

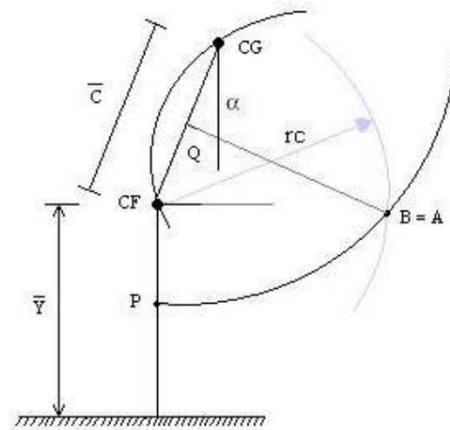


- QA Representa la línea que une a todos los puntos que están a la misma distancia del cable de guarda CG y al conductor CF.
- PA Es la línea que une todos los puntos que están a igual distancia del conductor de fase CF que del suelo.
- QA y PA Constituyen puntos de una parábola
- BC Constituye un arco de circunferencia de radio  $r_c$  con centro en CF

Cualquier punto que quede por encima de QA significa que el rayo cae en CG en lugar de CF. Por otra parte si el punto de la descarga se inicia en un punto que se encuentre debajo de PA el rayo incide en el suelo en lugar de CF. De Lo anterior se puede inferir que los puntos de inicio de descarga que pueden incidir en el conductor de fase CF son aquellos que quedan dentro de la zona ABC. Para que no ocurra esto se requiere de lo que se conoce como un blindaje total que significa que el área ABC se debe reducir prácticamente a un punto. Geométricamente se puede decir que la condición para tener un

blindaje total es que el área ABC se reduzca a un punto, lo cual se logra haciendo que la mediatriz del segmento CG – CF pase por el punto B.

Figura 13. Blindaje total



Donde:

$\alpha$  = ángulo de blindaje total

$y$  = altura media del conductor de fase

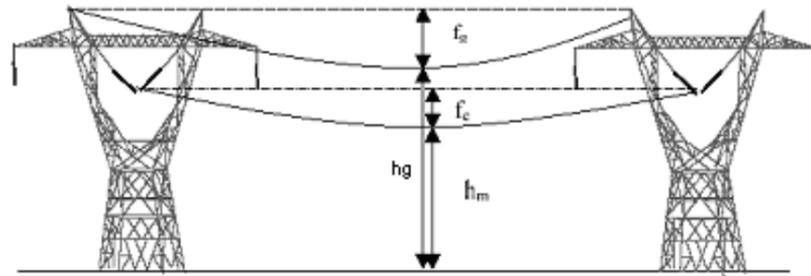
$c$  = distancia del conductor de fase al cable de guarda

de la figura se obtiene que el ángulo de blindaje es:

$$\alpha = \text{sen}^{-1} \frac{rc - y}{rc} - \text{sen}^{-1} \frac{c}{2rc}$$

Debido a que la posición relativa de los conductores de fase y los cables de guarda varían en el punto medio del claro (distancia horizontal entre estructuras) con respecto a la posición de la torre o estructura, entonces el ángulo de blindaje  $\alpha$  se calcula para el punto medio del claro. La altura equivalente del cable de guarda en terrenos planos se calcula de la siguiente manera:

Figura 14. Distancias para el cálculo del hilo de guarda



donde:

$$H = h_g - 2/3 f_g \quad \text{para los conductores de fase}$$

$$h_m = h_c - 2/3 f_c$$

En terreno ondulado

$$H = h_g$$

$$h_m = h_c$$

En terreno montañoso

$$H = 2h_g$$

$$H_m = 2h_c$$

Dependiendo de la configuración o silueta de la línea de transmisión, es posible que un hilo de guarda no sea suficiente para proteger a todos los conductores de fase, en cuyo caso se deberán instalar dos y hasta tres cables de guarda, al respecto se puede hacer los siguientes comentarios:

- Líneas con conductores de fase en configuración en triángulo equilátero.
- En estos casos cuando el ángulo de blindaje para los conductores más extremos sea suficiente, se puede hacer uso de un solo hilo de guarda.

- En los casos de zona de alto nivel cerámico es necesario que se verifique el índice de salida por fallas de blindaje y si resulta elevado, posiblemente sea necesario el uso de dos cable de guarda.

Este modelo se basa en la observación de que el punto en que termina la descarga escalonada de un rayo no se determina sino hasta que dicha descarga está dentro de una distancia de incidencia. La distancia de incidencia se define como la longitud del tramo final de la descarga escalonada, el cual establece contacto con un objeto del terreno. Una descarga que termina en el conductor de fase y es de suficiente magnitud, con toda probabilidad da lugar a un arco. Esto es obvio cuando se considera la magnitud del sobre voltaje.

Cuando ocurre una falla del hilo de guarda y la descarga termina en el conductor de fase, ésta genera un sobre voltaje en la fase en la que fue la incidencia, cuyo valor lo da la expresión:

$$V_s(t) = 1/6 (Z_g + 2Z_t) i(t)$$

y un sobre voltaje en las otras dos fases cuyo valor lo da la expresión:

$$V_n(t) = 1/6 (Z_g + Z_t) i(t)$$

En donde  $i(t)$  = corriente de descarga del rayo

$Z_g$  = impedancia característica para el modo de tierra de propagación de sobre voltaje a lo largo de la línea.

$Z_t$  = impedancia característica para el modo de línea de propagación de sobre voltaje a lo largo de la línea.

$V_s(t)$  = sobre voltaje de rayo en la fase inducida

$V_n(t)$  = sobre voltaje de rayo en cualquiera de las otras dos fases

Para un diseño típico de línea de transmisión

$$Z_g = 800 \Omega$$

$$Z_t = 400 \Omega$$

Lo que se tiene

$$V_s(t) = 300 i(t)$$

$$V_n(t) = 400 i(t)$$

Obviamente, una falla de guarda para una descarga de rayo de 20 kA generará un sobre voltaje de 6 MV, siendo alta la probabilidad de que se produzca un arco. Por otra parte, una descarga de rayo que termine en un hilo de guarda dará lugar a sobre voltajes mucho menores, si la línea de transmisión de energía esta aterrizada en forma efectiva.

Es posible, por supuesto, que los sobre voltajes que resultan de una descarga de rayo al cable de guarda sean de tal magnitud que produzcan un arco que salte del cable de guarda o de la estructura al conductor de fase. Este evento se conoce como voltaje de flameo inverso.

Si la descarga incide directamente sobre el hilo de guarda, se originan dos ondas que tienen un valor igual a  $\frac{1}{2} I$ . Siendo  $I$  la magnitud de la corriente del rayo y que viajan en sentido opuesto hacia las otras estructuras a través de las cuales se descarga tierra (sí esta es efectiva). Las ondas de tensión que aparecen tienen un valor de:

$$V_g = Z_g \frac{1}{2} I$$

Siendo  $Z_g$  la impedancia característica del cable de guarda que se calcula de acuerdo con la expresión:

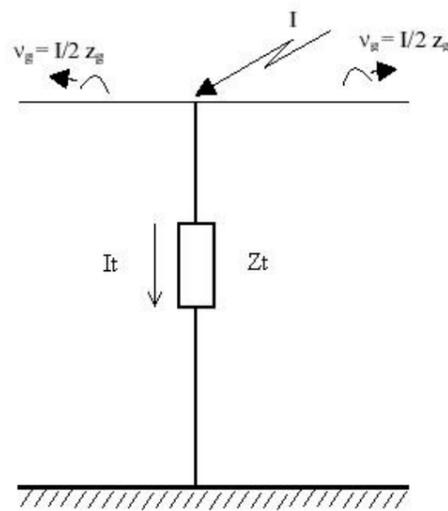
$$Z_g = 60 \ln 2 (H_g/r_g)$$

Donde  $H_g$  = altura del cable de guarda en la torre

$r_g$  = radio del hilo de guarda

Para una descarga en los cables de guarda, una parte de la corriente pasa a través de la torre (con impedancia característica  $Z_t$ ), esta fracción depende de la impedancia característica del hilo de guarda.

Figura 15. Impacto del rayo sobre el hilo de guarda



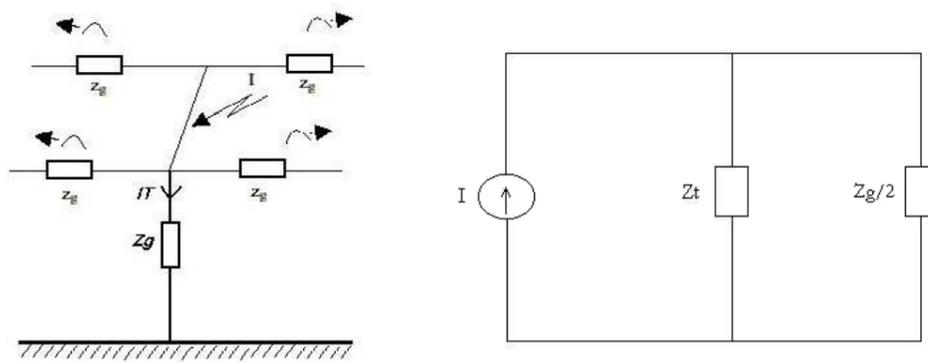
Fuente: Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, pp. 70

### 2.1.2 Múltiples hilos de guarda

Como se puede observar del tema anterior, el hilo de guarda ofrece una buena protección contra descargas electro atmosféricas en líneas de transmisión de energía. Se establece que las líneas con dos hilos de guarda presentan un blindaje más efectivo, pero esto es en particular para líneas de voltajes mayores a los 35 kV dadas las características de las estructuras o apoyos. Para sistemas de distribución, resulta poco práctico el diseño de blindaje utilizando múltiple hilo de guarda, tanto del punto de vista económico como estructural. Debido a que el tema principal de este trabajo analiza la protección para redes de distribución, donde por norma se diseña con un hilo de guarda, se dejará que los costos de instalación muestren lo poco práctico que resulta utilizar hilos de guarda múltiples en redes de baja tensión.

Cuando se tienen dos cables de guarda en la estructura, la impedancia característica equivalente de la combinación de los dos cables se puede tomar como  $Z_g/2$ .

Figura 16. Circuito equivalente de estructura y dos hilos de guarda



Donde  $Z_t$  = impedancia al pie de la torre

$Z_g$  = impedancia del hilo de guarda

Dado que para este caso la impedancia del hilo de guarda es menor, se tiene que mejorar las puestas a tierra de la estructura o disponer de un buen nivel de “resistencia al pie de la torre” para evitar que los efectos de las descargas incidan en el aislamiento o salte a los conductores a través de la estructura. La presencia de dos hilos de guarda reduce el potencial en la parte superior de la torre y como la tensión en la cadena de aisladores es proporcional a este valor, entonces se reduce por la misma razón.

## 2.2 Disminución de la resistencia al pie de la torre

### Presentación

La “resistencia al pie de la torre” resulta un parámetro importante para el cálculo de las sobre tensiones inversas y su valor se obtiene de la combinación de la resistividad del terreno y la resistencia de los elementos de puesta a tierra (varillas de tierra y contra antenas).

La red de tierras se puede formar generalmente usando dos procedimientos:

1. Por medio del uso de las varillas de cobre de 3.5 metros y 5/8 de pulgada.

2. Por medio de contra antenas que son conductores de acero o aluminio, los cuales se instalan conectados a la base de la estructura y sobre la trayectoria de la misma, con una longitud total determinada, pero sin formar trayectorias cerradas.

#### 2.2.1 Uso de varillas de cobre para la red de tierras

Por lo general, esta solución se aplica en líneas construidas sobre terrenos de resistividad relativamente baja. El valor de la resistencia al pie de la torre obtenido por medio de varillas de cobre se determina de acuerdo a la expresión:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left( \frac{2l}{a} \right) \quad [\Omega]$$

Donde:

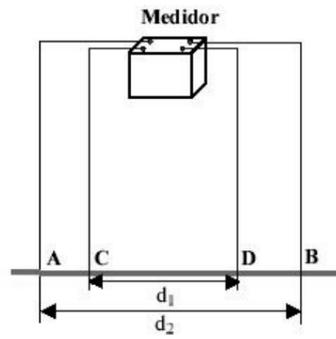
$\rho$  = resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ )

$l$  = longitud de la varilla de cobre (m)

$a$  = radio de la varilla

El valor de la resistividad del terreno  $\rho$  se obtiene de mediciones, de manera que una vez definida la trayectoria de la línea, se muestra el terreno y se localizan los puntos de medición. Los electrodos son varillas de bronce con longitud de 30 a 40 cm y 1/8".

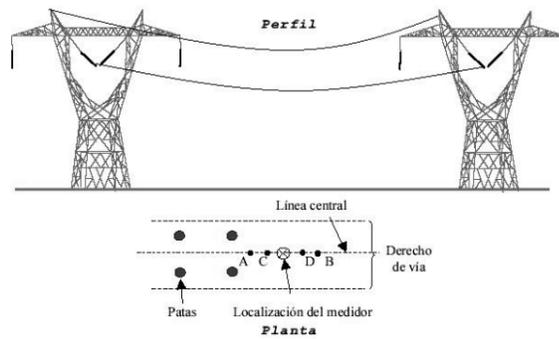
Figura 17. Método de medición de la resistividad del suelo



A y B = electrodos de potencial  
 C y D = electrodos de corriente

Se hacen al menos 4 mediciones por punto localizado separando los electrodos en múltiplos de 0.60 m o de 0.80 m.

Figura 18. Método de medición de la resistividad del suelo



Una idea de los valores de resistividad del terreno de acuerdo a sus características se da en la tabla siguiente:

Tabla III. Resistividad del terreno

Tipo de terreno	Resistividad $\rho$ ( $\Omega \cdot m$ )

Terreno de cultivo	10 - 100
Terreno seco	100 - 1000
Terreno rocoso	10,000 - 10 <sup>6</sup>
Roca	10 <sup>8</sup>

Fuente: Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, pp. 42

Aún cuando los electrodos se aplican en terrenos de resistividad relativamente baja, para obtener valores menores en un mismo terreno se pueden usar electrodos en paralelo. El valor de la resistencia en el terreno se determina con las siguientes expresiones:

Dos electrodos en paralelo

El radio equivalente es  $A = \sqrt{a \cdot d}$

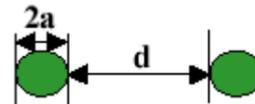
Donde:

d = separación entre los electrodos

a = radio del electrodo

La resistencia al pie de la torre es:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \frac{2l}{a} \right) \quad [\Omega]$$

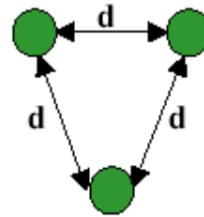


Tres electrodos en paralelo

El radio equivalente es  $A = \sqrt[3]{(a \cdot d)^2}$

La resistencia al pie de la torre es:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \frac{2l}{a} \right) \quad [\Omega]$$

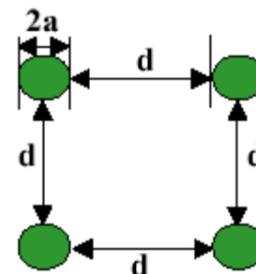


Cuatro electrodos en paralelo

El radio equivalente es  $A = \sqrt[4]{(\sqrt{2} \cdot a \cdot d^2)}$

La resistencia al pie de la torre es:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \frac{2l}{a} \right) \quad [\Omega]$$



### 2.2.2 Uso de la contra antena

Cuando un rayo incide sobre una estructura o sobre un cable de guarda, se presenta una elevación de tensión por efecto de la resistencia al pie de la torre cuyo valor no es cero. Esta elevación de tensión puede originar un arco eléctrico en el sentido inverso, es decir, estructura-conductores o cable de

guarda-conductor, o sea en sentido inverso al que se presenta cuando el rayo incide sobre los conductores de fase.

El mejoramiento de la red de tierra por medio del uso de contra antena, es otro método utilizado para disminuir los efectos de las descargas electro atmosféricas. Esta red de tierras se hace con conductores de acero (en terreno no corrosivo, como lo son los terrenos de cultivo o seco), cobre o aluminio (solo se utiliza en terrenos corrosivos). Este tipo de redes busca mayor área de contacto con el terreno y por eso se diseñan como trayectorias horizontales, no se entierran a gran profundidad (50 – 60 cm) y es deseable que el calibre del conductor o su diámetro sea el mismo que el del cable de guarda.

La resistencia al pie de la torre se calcula de acuerdo con la expresión:

$$R = \frac{\rho}{\pi r} \left( \ln \frac{2l}{\sqrt{4ad}} - 1 \right) \quad [\Omega]$$

Donde:

l = longitud total de la contra antena (m) (en forma independiente de cuantas secciones se divide).

d = profundidad a la cual se entierra la contra antena (m)

a = radio del conductor de la contra antena (m)

$\rho$  = resistividad del terreno ( $\Omega - m$ )

La función principal de la contra antena es la de mejorar la resistencia al pie de la torre disminuyendo, dentro de lo posible su valor, de manera tal, que se disminuya la probabilidad de fallas por sobre tensiones de retorno o inversas.

En el cálculo de las contra antenas intervienen principalmente los siguientes factores:

- Resistividad del terreno
- Impedancia característica de la torre y de los cables de tierra
- Magnitud de la corriente del rayo
- Longitud del claro
- Número de hilos de guarda y su posición
- Distribución estadística de las corrientes del rayo
- Nivel cerámico del lugar de la instalación

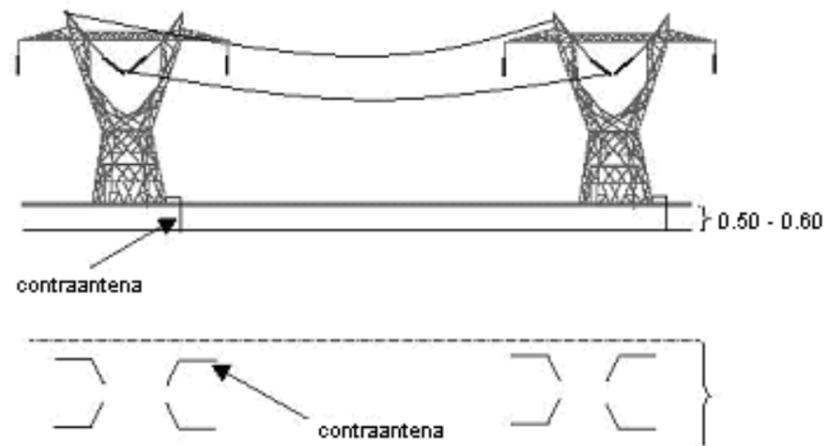
Las consideraciones que se toman para el diseño de las contra antenas, parten de varios estudios realizados para determinar las características principales de construcción y aplicación de la contra antena. Las consideraciones son las siguientes:

1. El principal motivo del uso de la contra antena es la disipación de las corrientes del rayo.
2. La zona de aplicación de las contra antenas se determinan a partir de la resistencia medida del terreno (a 60 Hz) y la resistividad del terreno expresada en  $\Omega$  - m. De donde se puede determinar el tipo de red de tierra, ya sea usando varillas de cobre o contra antena.
3. Conociendo la impedancia característica de la estructura-hilo de guarda y la resistividad del terreno, se puede determinar la longitud de la contra antena ya sea esta radial o corrida.

De acuerdo a las consideraciones anteriores se puede definir que:

- La profundidad de la contra antena debe estar entre 50 y 70 cm.
- El resultado es el mismo si se usan indistintamente cable de cobre o cable de acero.
- Respecto a las sobre tensiones de retorno, un incremento en la sección del conductor no representa una mejoría significativa.

Figura 19. Esquema básico de contra antena



### 2.3 Coordinación del aislamiento (sobre dimensionamiento)

La necesidad de la coordinación del aislamiento, aunque comprendida por muchos años, no se le dio seria consideración hasta después de la primera guerra mundial, probablemente debido a la falta de información sobre la naturaleza de los sobre voltajes causados por descargas electro atmosféricas y la capacidad de los aparatos de resistirlos. Como las demandas para mejorar el servicio eléctrico e implementar sistemas de operación más económicos aumentaban, se observó que existía una falta de uniformidad en la capacidad de las líneas y equipos para resistir los frentes de onda de descargas electro atmosféricas.

Dado que no existían datos concretos disponibles del aislamiento para la fuerza de las descargas electro atmosféricas o las características de descarga de los equipos protectores, los primeros esfuerzos para coordinar aislamiento eran meramente métodos basados en experiencias pasadas o individuales.

El resultado fue que algunas partes de las subestaciones fueron sobre aisladas mientras otras fueron sub aisladas. También, el aumento gradual del aislamiento de la línea en un esfuerzo para prevenir el flameo de la línea, expuso el equipo de las subestaciones a frentes de onda más severos; y en muchos casos se eliminó el flameo en la línea a expensas de daños en aparatos más costosos en las sub estaciones.

En 1930, fue formado el Comité en Coordinación de Aislamiento NEMA-NELA para considerar los datos y técnicas para pruebas de laboratorio, a fin de establecer los niveles de aislamiento de uso común, para establecer la fuerza de aislamiento de todas las clases de equipo, y para establecer los niveles de aislamiento para los distintos niveles de voltaje. Después de diez años de estudio y colección de datos el programa se completo correctamente. Los numerosos artículos publicados en revistas mostraron los resultados de la

investigación. En un informe que data de Enero de 1941, el comité, conocido ya para esa fecha como Comité en Coordinación de Aislamiento AIEE-EEI-NEMA, redondeo el programa por medio de especificar los niveles básicos de aislamiento al impulso para los distintos niveles de voltaje.

Las especificaciones de las pruebas para los aparatos fueron preparadas con la base de demostrar que la fuerza de aislamiento de los equipos debe ser igual o mayor que el nivel básico seleccionado y el equipo de protección para estaciones y líneas debe ser seleccionado para dar el aislamiento que se encuentra en estos niveles tanto para dar una buena protección como para justificarlo económicamente.

La determinación de la fuerza del impulso para los distintos tipos de aislamiento en subestaciones y las características de protección para los dispositivos y mecanismos involucraba una cantidad enorme de pruebas con sobre voltajes en laboratorios y campos de prueba.

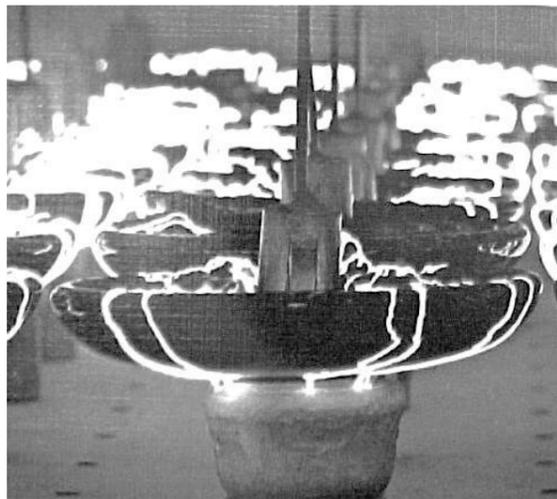
Los primeros trabajos fueron estorbados grandemente por la falta de equipo adecuado para la generación de sobre voltajes y la falta de adecuado equipo de medición. Uno de los primeros esquemas para producir sobre voltajes consistía en cargar un banco de capacitores por un cuarto de ciclo con un transformador de alto voltaje. Otro diseño consistía en cargar capacitores individualmente por medio de un conmutador rotatorio y luego descargarlos en serie. Actualmente las compañías que realizan pruebas de aislamiento poseen generadores de impulso de 5,500 kV.

Resultó evidente en las primeras pruebas la necesidad de estandarizar hasta donde fuera posible la forma de onda de las pruebas con el fin de establecer niveles de aislamiento en una base común y para eliminar inconsistencias entre los resultados de los diferentes laboratorios.

La designación aceptada ahora para definir la forma de impulso de la onda, es dar el tiempo en microsegundos para que el impulso alcance el valor cresta seguido por el tiempo en microsegundos para que la onda alcance la mitad de la magnitud.

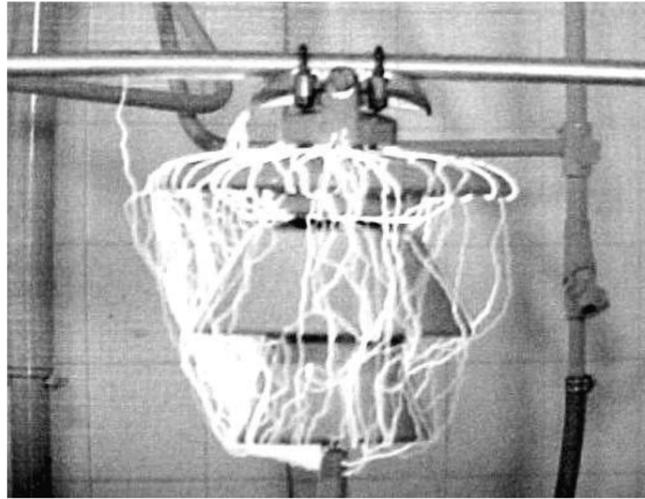
En las siguientes figuras se puede observar algunos tipos de pruebas realizadas al aislamiento.

Figura 20. Prueba de rutina para frecuencia de impulso



Fuente: Folleto de Sediver de pruebas de laboratorio para aisladores

Figura 21. Prueba de rutina para baja frecuencia



Fuente: Folleto de Sediver de pruebas de laboratorio para aisladores

### 2.3.1 Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (BIL)

Se han presentado varios métodos para proveer de mejor coordinación entre el nivel de aislamiento en las subestaciones y en las líneas. Sin embargo, ahora existen argumentos razonables para establecer que el mejor método es el de establecer un nivel común definitivo para todo el aislamiento en las subestaciones y en las líneas y traer todas las protecciones a este nivel. Esto limita el problema a tres requerimientos fundamentales:

- La selección de un nivel de aislamiento apropiado
- La seguridad de que la fuerza del flameo o rompimiento de todo el aislamiento en las líneas y estaciones excederán el nivel seleccionado
- La aplicación de dispositivos de protección que darán a los aparatos que se encuentren en los niveles seleccionados tanto una buena protección como justificados económicamente

En 1941, el Comité en Coordinación de Aislamiento AIEE-EEI-NEMA adopto el nivel básico de aislamiento en términos de resistencia de voltaje de acuerdo a la siguiente definición:

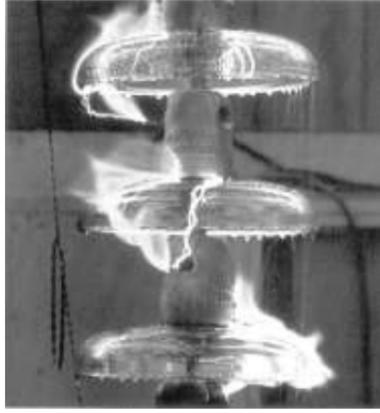
“Los niveles básicos de aislamiento son niveles de referencia expresados en voltajes de impulso de cresta con una onda estándar no mayor a una onda de 1.5 x 40 microsegundos. El aislamiento de los aparatos y equipos eléctricos como el demostrado por pruebas apropiadas debe ser igual o mayor que el nivel básico de aislamiento”

Tabla IV. Niveles Básicos de Aislamiento al Impulso para Distintos voltajes nominales (BIL)

Voltaje nominal del sistema (kV)	Nivel Básico de Aislamiento del Equipo (tensión de resistencia) (kV)
14.4	110
23	150
34.5	200
46	250
64	350
115	550
138	650
161	750
230	900
230	1050

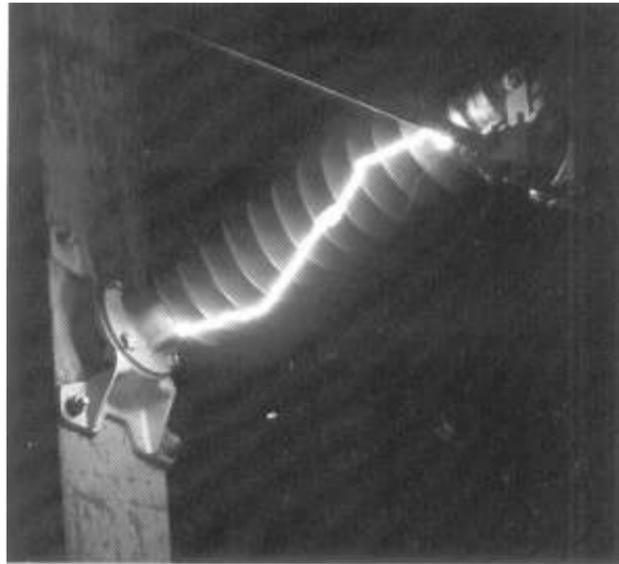
Fuente: Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, pp. 60

Figura 22. Prueba de flameo en una cadena de aisladores mojada (condiciones de lluvia)



FUENTE: Folleto de Sediver de pruebas de laboratorio para aisladores

Figura 23. Flameo por descarga electro atmosférica en un aislador tipo poste



Fuente: Folleto de Sediver de pruebas de laboratorio para aisladores

### 2.3.2 Selección del Nivel Básico de Aislamiento al Impulso

La economía y la práctica del diseño demandan que la fuerza de aislamiento se mantenga en un mínimo, pero tiene que ser lo suficientemente alto para que los dispositivos de protección permitan una protección razonable. El despliegue entre los dos términos (económico y práctico) que permita variaciones de manufactura, es por consiguiente, un balance económico entre la posibilidad de falla y el costo de incrementar la resistencia del aislamiento. Los requerimientos del servicio y la probabilidad de condiciones de sobre tensiones severas usualmente son los factores de decisión.

Algunas veces se puede justificar el uso de bajo nivel de aislamiento debido a la disminución de la posibilidad de altos sobre voltajes o donde las características de los mecanismos de protección sean tales que permitan la selección de equipo con niveles de aislamiento menor, tales como sistemas con neutral sólidamente aterrizado. Asimismo, en algunas líneas se puede justificar el uso de niveles de aislamiento mayor debido a condiciones de tempestades severas, donde los posibles sobre voltajes del sistema requieran un mecanismo de protección de mayor rango o donde la continuidad del servicio es de primera importancia. Es por eso, que aunque se reconozca que los niveles de aislamiento usualmente son considerados en línea con los niveles básicos de aislamiento mostrados en la tabla II, ocasionalmente habrá sistemas donde el nivel puede ser seleccionado un paso arriba o un paso debajo de los niveles básicos.

Se ha comprendido que la adecuada coordinación de aislamiento mejora la confiabilidad de los sistemas, aunque aún se presentan problemas de fallas por el aislamiento debido a contaminación, problema que no se puede solucionar con el aumento del BIL del aislamiento.

### 2.3.3 Fiabilidad de los aisladores en zonas contaminadas

A pesar de las varias medidas tomadas para proteger el ambiente, la contaminación atmosférica es inevitable en los grandes complejos industriales. Esta contaminación de origen industrial puede ser agravada por la contaminación natural debida en particular a la proximidad del mar (bruma salina).

Las líneas eléctricas transportando la energía necesaria para el funcionamiento de esos complejos industriales deben asegurar un servicio permanente durante todo el año (Seguridad de las instalaciones y de las personas, pérdidas de explotación en caso de interrupción de servicio, etc.). El aislamiento eléctrico debe tener una alta fiabilidad para asegurar la continuidad del servicio de la línea y es primordial elegir los aisladores según el medio ambiente, es necesario asegurarse que:

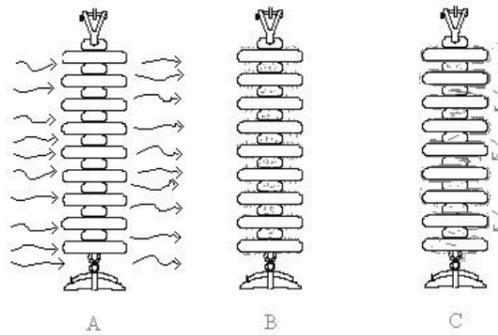
1. Los materiales de revestimiento sean suficientemente resistentes a las diferentes tensiones a largo plazo.
2. La concepción del aislador responda a los más exigentes criterios de calidad
3. El dimensionamiento del aislamiento (línea de fuga) sea suficiente para evitar las corrientes de fuga de gran amplitud que provocan arcos en los aisladores.

Un aislador debe cumplir, cualquiera que sea su material y su concepción, con dos funciones durante toda su vida en un medio ambiente eléctrico de alta tensión.

- Función mecánica
- Función eléctrica

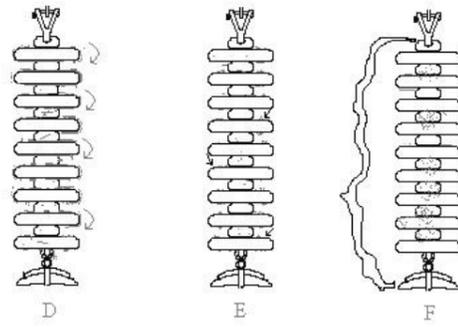
A fin de determinar los parámetros del dimensionamiento y del diseño del aislador para evitar el arqueo debido a la contaminación, es necesario entender el mecanismo del depósito de contaminación que se forma en la superficie del aislador y el mecanismo que explicará el paso de una corriente de fuga y la formación de arcos superficiales.

**Figura 24. Formación de sedimentos en los aisladores**



- Unas partículas sólidas contaminantes (solubles o insolubles) llevadas por el viento se depositan en varias zonas del aislador.
- Con el tiempo, el depósito aumenta o disminuye en función de los periodos de viento o de lluvia. Después de unas variaciones temporales, el depósito de contaminación se estabiliza alrededor de un valor medio, característica del nivel de contaminación donde se sitúa la línea.
- En presencia de humedad (neblina, rocío, lluvia tenue), las partículas solubles se disuelven lentamente y el depósito de contaminación se vuelve conductor. Una corriente de fuga recorre ciertas zonas del aislador.

**Figura 25. Formación del arco eléctrico en los aisladores contaminados**



- D. Localmente, si la densidad de la corriente es fuerte, el agua se evapora creando zonas secas. La distribución de potencial es modificada. Una tensión fuerte aparece en las extremidades de la zona seca y las descargas superficiales contornan la zona seca.
- E. Si el aislamiento es adecuado, los arcos se apagan cuando la humedad desaparece o cuando se lava la superficie del aislador.
- F. En unos casos muy excepcionales: contaminación elevada ( vientos cargados con cristales de sal), línea de fuga insuficiente o perfil poco eficiente, un arqueo del aislador puede ocurrir.

Para asegurar la tensión eléctrica bajo contaminación, una larga línea de fuga es necesaria, pero debe ser también eficiente. El perfil de las aletas deber ser diseñado de tal manera que conserve su eficiencia eléctrica aún con depósitos contaminantes. Aletas muy próximas unas de las otras pueden ocasionar corto-circuito. Las características eléctricas deben mantenerse lo más estable posible en función del tiempo. La reducción inicial de las características eléctricas debidas al acondicionamiento de la superficie de los materiales orgánicos del revestimiento debe ser conocida y tomada en cuenta en el cálculo del aislamiento.

La silicona presenta un comportamiento original. Su carácter hidrófobo le permite conservar muy altas cualidades en casos de contaminación ligera o mediana. La superficie contaminada recupera su hidrofobicidad inicial por un mecanismo de migración de silicona de poca masa molecular en el depósito contaminante. Las partículas solubles son un poco humedecidas y solubilizadas; las corrientes de fuga son reducidas.

Los niveles de contaminación que afectan los aisladores varían de nivel I a nivel IV, como se definen a continuación:

#### Nivel I (Ligera)

Existe en áreas sin industria y con baja densidad de casas equipadas con calefacción.

Áreas sujetas a vientos y frecuentes lluvias, por lo general, agrícolas y montañosas.

Estas áreas deben estar situadas por lo menos de 10 a 20 km del mar y no deben estar expuestas directamente del mar.

Distancia de fuga recomendada cm/kV fase a neutro 2.0 a 2.5.

#### Nivel II (Media)

Áreas con industrias que no producen humo, particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con calefacción.

Alta densidad de casas y/o industrias sujetas a frecuentes lluvias y vientos.

Áreas expuestas a vientos del mar, pero no demasiado cerca de la costa, por lo menos varios kilómetros de distancia.

Distancia de fuga recomendada cm/kV fase a neutro 3.0 a 3.5.

#### Nivel III (Alta)

Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de calefactores que producen contaminantes.

Áreas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos del mar.

Distancia de fuga recomendada cm/kV fase a neutro 4.0 a 5.0.

#### Nivel IV (Muy alta)

Áreas de extensión moderada sujeta a polvos conductivos y aún los industriales que producen depósitos conductivos.

Áreas de extensión moderada, muy cerca de la costa y expuesta a brisa del mar o a vientos fuertes y contaminación del mar.

Áreas desérticas caracterizadas por grandes períodos sin lluvia, que llevan arena y sal, sujetas a condensación regular.

Distancia de fuga recomendada cm/kV fase a neutro mayores de 6.0.

Por lo anterior, el área sur de Guatemala se puede considerar entre el nivel III y nivel IV de contaminación.

### **2.4 Costos de las medidas implementadas para disminuir los efectos de las descargas electro atmosféricas en las redes de distribución**

Las manifestaciones de las descargas electro atmosféricas han estado con nosotros desde tiempos remotos, pero hasta tiempos relativamente recientes han sido comprendidas parcialmente.

Antes de la aceptación de la teoría del impacto directo en las líneas, los diseñadores no se esforzaban por proteger las líneas contra incidencias

directas. Se pensaba que era altamente improbable que las líneas sufrieran impactos directos, y con el conocimiento limitado disponible, creían parcialmente imposible cubrir las líneas de este tipo de impacto. Las líneas fueron diseñadas en base a impactos inducidos, en los cuales se asume que la nube cargada eléctricamente (cubriendo el entorno de la línea) con su gradiente de voltaje a tierra, haría de saltar una carga sobre la línea. Hoy los diseños están basados en incidencias directas.

El diseño de una línea de transmisión contra las descargas electro atmosféricas con el desempeño deseado, es prácticamente independiente del voltaje de operación. La consideración principal es cómo obtener el nivel de protección para el desempeño deseado. De acuerdo a lo mostrado en la primera parte de éste capítulo, los principios básicos fundamentales para el diseño de una línea basados en la teoría de impactos directos son:

1. Deben se instalados cables de tierra con suficiente resistencia mecánica para defender adecuadamente a los conductores de fase contra las incidencias directas.
2. Deben permanecer distancias adecuadas desde el conductor de fase a la estructura o a tierra para que pueda ser obtenida la completa efectividad del aislamiento de la estructura.
3. Debe existir una distancia adecuada desde el hilo de guarda y los conductores de fase, para prevenir el flameo inverso.
4. La resistencia al pie de la torre debe ser tan baja como económicamente justificable.

Discusión de los factores (costos)

Para poder presentar el costo de implementar medidas contra las descargas electro atmosféricas, se tomaron cuatro áreas<sup>6</sup> que comprenden la zona central de Escuintla (caso 1), La Gomera (caso 3) y dos áreas vecinas de Santa Lucía Cotzumalguapa (caso 2 y caso 4). Dichas áreas presentan nivel cerámico entre 100 y 110 días con tormenta eléctrica al año y un grado de contaminación establecido entre nivel III y nivel IV.

Primero se discutirán las medidas que se utilizan o utilizarían para disminuir los efectos de las descargas electro atmosféricas, luego se presentarán los costos para cada una de las cuatro áreas.

#### Hilo de guarda (cables de tierra)

La selección del diámetro, tamaño, diseño, y resistencia mecánica del hilo de guarda es de importancia máxima en el diseño de una línea. Algunos de los problemas más recientes han sido dificultades mecánicas o la selección incorrecta del material.

Cuando un hilo de guarda es seleccionado con los términos anteriores en mente, las dimensiones son hasta cierto punto arregladas. Un pequeño incremento en el diámetro, ligeramente afecta la protección, pero el incremento en el costo no garantiza que esto sea lo mejor. Usualmente aumentan las mejoras invirtiendo este mismo costo al mejorar otros factores. El material debe ser no corrosivo. Prácticamente ahora todos los fabricantes ponen a disposición un cable no corrosivo con alta resistencia mecánica. Los cálculos demuestran una ligera mejora en los acoples por medio de incrementar las dimensiones del hilo de guarda. Una reducción de la resistencia al pie de la torre da el mismo efecto final en el diseño y es más barato. Por lo tanto se ha

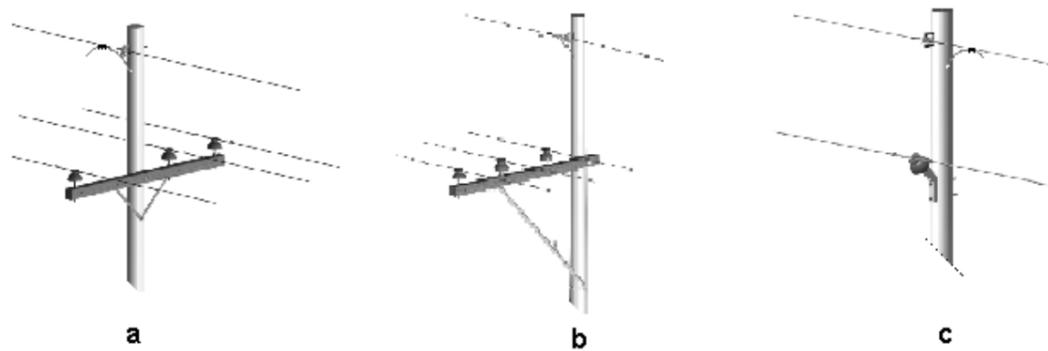
---

<sup>6</sup> Ver apéndice A

visto que la selección del hilo de guarda debe estar basado en consideraciones mecánicas en lugar de las eléctricas.

Se establece que para realizar la adecuada instalación del hilo de guarda, los apoyos de los conductores cumplen con las condiciones, como lo son sus libranzas, para cada tipo de instalación, como se puede observar en la figura 26.

**Figura 26. Configuraciones básicas de red de distribución**



Donde:

a: tres fases centrado, b: tres fases en bandera y c: una fase; todos con hilo de guarda.

Para poder realizar un estudio aproximado se evaluaron cuatro casos, dichos casos representan cuatro áreas del sistema de distribución en el área sur del país.

Para cada caso se tiene lo siguiente:

**Tabla V. Datos de los circuitos a considerar**

	Potencia instalada Afectada (kW)	Apoyos Unidades	Distancia total del conductor (m)
CASO 1	5580	936	20,580
CASO 2	1500	292	7,464
CASO 3	5600	1226	38,008
CASO 4	1700	369	11,714

Para los costos se cotizó con dos empresas que realizan este tipo de trabajos, obteniendo determinados precios, los cuales han sido promediados para poder simplificar la presentación.

Para la instalación de hilo de guarda, ambas empresas trabajan por vano (distancia entre poste y poste) instalado. El precio promedio es de Q 450.00 por vano. Con lo que se tiene que:

**Tabla VI. Precio Instalación Hilo de Guarda**

	Apoyos Unidades	Distancia total del conductor (m)	Costo instalación Hilo de guarda
CASO 1	936	20,580	Q421,200.00
CASO 2	292	7,464	Q131,400.00
CASO 3	1226	38,008	Q551,700.00
CASO 4	369	11,714	Q166,050.00

Se debe tomar en cuenta que para la instalación del hilo de guarda es necesario desenergizar los conductores de fase, condición que presenta otras consecuencias, como lo son el aumento en los índices del TIU Y FIU.

#### Ángulo de blindaje

El ángulo de protección necesario entre la línea y la vertical de la torre y entre el hilo de guarda y el conductor más externo ha sido un tema muy discutido en los estudios para determinar el ángulo de protección. Experiencias<sup>7</sup> en varias líneas demostraron que 20° daban buen resultado, pero resultaron muchas dudas sobre qué más alto podría ser el ángulo. Algunas líneas con 45° dieron resultados pobres. Pruebas de laboratorio<sup>8</sup>, coordinadas con resultados de campo indicaron que 30° es un buen promedio para el ángulo de blindaje. Se encontró que cuando una estructura era levantada sobre el lado de una colina, el ángulo debía ser disminuido por el ángulo de inclinación de la colina. Un estudio<sup>9</sup> realizado de líneas actuales mostraron que así era el caso. La probabilidad de un impacto a un conductor depende del ángulo. Las pruebas y experiencias demostraron que 30° era un buen promedio. Actualmente las normas de construcción que presentan las redes de distribución en el área sur de Guatemala, contemplan 30° en el ángulo de blindaje.

#### Reduciendo la resistencia al pie de la torre

La discusión en el diseño de medidas para disminuir los efectos de las descargas electro atmosféricas indica la conveniencia de disminuir tanto la resistencia al pie como económicamente sea posible. Algunas estructuras

---

<sup>7</sup> Blindaje de líneas de transmisión, C.F. Wagner, G.D. McCann; Reporte técnico de la IEEE, Mayo 1953

<sup>8</sup> *Theoretical and Field investigations of lightning*, A. L. Atherton and J. H. Cox; Transacción de IEEE, abril de 1959, pp. 449-468

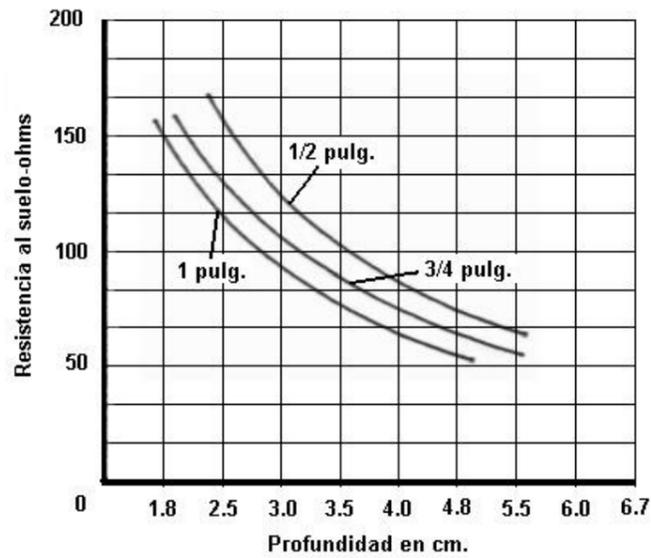
<sup>9</sup> *Lightning Performance of transmission lines*, Philip Sporn; Transacción de IEEE, junio 1979, pp. 294-304

presentan una gran superficie en contacto con el suelo, particularmente las torres metálicas o los soportes con anclaje.

El método para determinar la resistencia al pie de la torre fue mostrado en el capítulo 1, en el cual se muestra la efectividad del contacto de la estructura y la contra antena con el suelo. Si la construcción inherente de la estructura no da una resistencia a tierra suficientemente baja para un diseño económico, la tierra se puede implementar por medio de instalar varillas alrededor del pie de la estructura antes o después de la instalación de la estructura.

Se han considerado tratamientos químicos del suelo, pero estos no han sido un método satisfactorio para los diseños actuales de las líneas, estos métodos han sido más utilizados para sistemas de tierra en subestaciones. Las curvas de la gráfica 1 muestran que la dimensión de la varilla de tierra no ejerce mayor influencia materialmente mientras que la longitud es más importante. Donde se tomo una resistencia específica de  $\rho = 300 \Omega\text{-m}$ .

**Figura 27. Profundidad de las varillas de cobre vrs. resistividad del suelo**



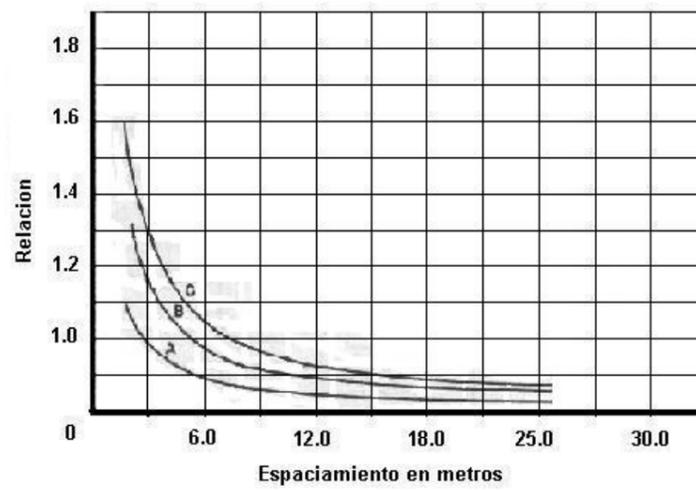
Por lo tanto es mejor usar pequeñas varillas pero largas o muchas varillas pero cortas. Las curvas<sup>10</sup> en la figura 28 proveen un método para estimar el número de varillas necesarias para reducir la resistencia al pie de la torre a una resistencia específica conociendo la resistividad del suelo. Las curvas están en relación a la ecuación :

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \text{Loge} \frac{4L}{a} - 1 \right) \text{ donde } L = \text{longitud en centímetros y } a = \text{radio de la varilla.}$$

Esto esta basado en la resistividad de 5Ω-m. Para otras resistividades, la curva pede variarse directamente en proporción al cambio de resistividad.

Las curvas en la figura 28 muestran el efecto de incrementar el número de varillas para diferentes espaciamientos.

**Figura 28. No. De varillas vrs. resistividad del suelo**



<sup>10</sup> Curvas tomadas de H. B. Dwith "Calculation of Resistances to Ground", Transacción IEEE, Diciembre, 1956.

Donde A = dos varillas, B = tres varillas, C = cuatro varillas

Las varillas son de  $\frac{3}{4}$  de pulgada de diámetro, 3 m de profundidad, 3 varillas en triángulo equilátero, 4 varillas en cuadrado.

#### Contra antena

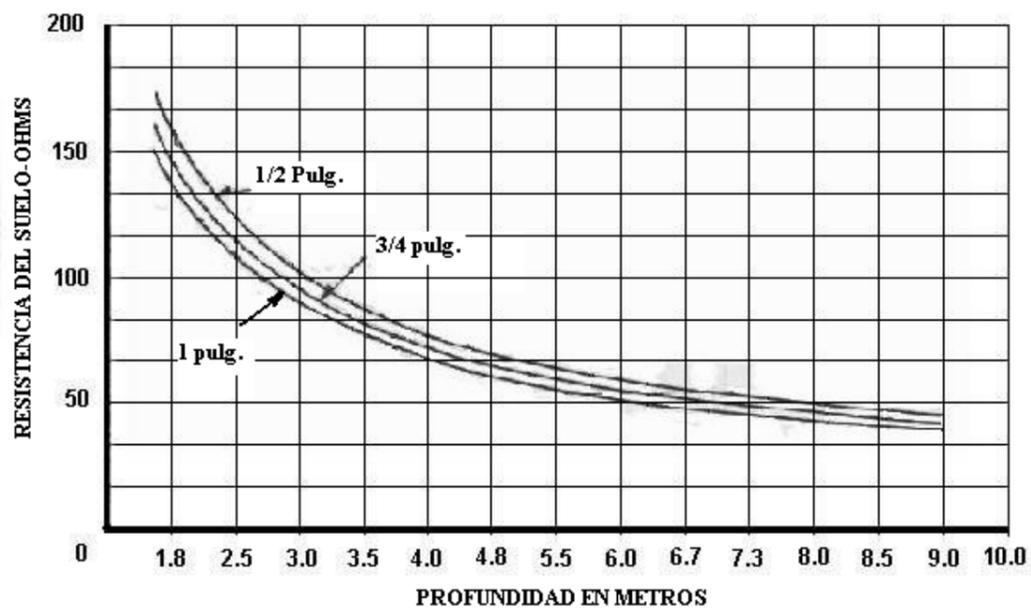
Prácticamente significa la reducción de la resistencia por medio de incrementar el área del suelo en contacto con el sistema de aterrizaje. No es más que un conductor enterrado en el suelo, instalado en paralelo o en algún ángulo a los conductores de fase. La contra antena en paralelo comparada con una en ángulo da un poco más de acople con los conductores de línea. Este incremento por sí mismo es tan pequeño que no es necesario considerarlo en los cálculos sino más bien tomarlo como un factor adicional de seguridad. A lo sumo el incremento puede ser del 10% pero usualmente es menor que el 5%.

El cable enterrado de una contra antena tiene una impedancia de sobre voltaje inicial dependiendo un poco de las condiciones del suelo pero esta entre 150 a 200 ohms. Como la onda de corriente viaja a lo largo de la contra antena, la impedancia inicial es reducida a la resistencia de fuga en un tiempo dependiendo en la longitud de la contra antena y la velocidad de propagación del sobre voltaje. Por lo general, los sobre voltajes viajan a  $\frac{1}{3}$  de la velocidad de la luz por lo que una contra antena de 300 metros presenta una impedancia de sobre voltaje de aproximadamente 150 ohms y al final de seis microsegundos una resistencia efectiva igual a la resistencia de fuga. Igualmente una contra antena de 75 metros tiene una impedancia de sobre voltaje de 150 ohms pero se reduce a la resistencia de fuga en 1.5 microsegundos. Esto indica la conveniencia en usar varias contra antenas

cortas en lugar de una contra antena larga cuando la resistencia de fuga depende grandemente en el área de la superficie para que esto sea lo mismo ya sea si se usa una contra antena de 300 metros o cuatro de 75 metros. Por otro lado, la contra antena de cuatro secciones de 75 metros tiene una impedancia de sobre voltaje inicial de 37.5 ohms y alcanza la resistencia final de fuga en 1.5 microsegundos comparada con los 150 ohms y seis microsegundos de la contra antena de 300 metros. El punto importante en aplicar esta regla es estar seguro que la resistencia de fuga de la contra antena sea menor que la impedancia de sobre voltaje inicial, de otra manera, resultarían reflexiones positivas y la resistencia al pie de la torre aumentaría en lugar de disminuir.

La figura 29 muestra que el diámetro de las varillas de tierra no influyen tanto la resistencia mientras que influye más la longitud. Por esta razón es mejor usar varillas largas. Las curvas de la figura permiten estimar el número de varillas necesarias para reducir la resistencia al pie de la estructura a una magnitud específica dada la resistividad del suelo. Están basadas en la resistividad de 300 ohms-metro.

**Figura 29. Diámetro de varilla vrs. resistividad del suelo**



Fuente: *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Wilson, 1994, pp. 334

Se evaluarán el costo de reducción de la resistencia en el suelo y de la contra antena, debido a que por lo general, en las redes de distribución, ambos términos representan los mismo y no es más que la instalación de varillas de cobre en la base de los soportes y en algunos casos incluye el montaje de un conductor a 50 cm por debajo del suelo, acoplado a la varilla de cobre.

De acuerdo con los precios establecidos por las compañías contratistas, la instalación de contra antena (que es la mejora de la resistencia al pie de la estructura), no se ve afectada por la condición del terreno (Montañoso, plano u ondulado) y se ha promediado en Q 200.00 por unidad, con lo que se tiene:

**Tabla VII. Precio de instalación de contra antena**

	Apoyos Unidades	Distancia total del conductor (m)	Costo instalación Contra Antena
CASO 1	936	20,580	Q187,200.00
CASO 2	292	7,464	Q58,400.00
CASO 3	1226	38,008	Q25,200.00
CASO 4	369	11,714	Q79,200.00

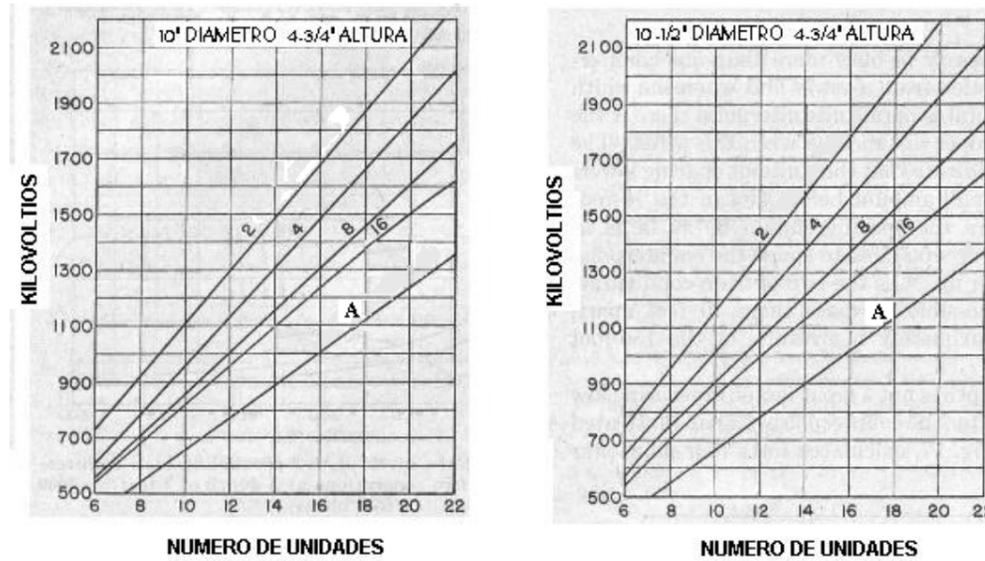
#### Aumento del BIL

El aislador de porcelana estándar es aquel que tiene una concha de 10 pulgadas (25 cm) de diámetro y un espacio de 5 3/4 pulgadas (15 cm) de centro a centro. No es difícil el aumentar este espacio, y se han dando consideraciones respecto al cambio del diámetro del disco de porcelana. Pruebas<sup>11</sup> realizadas demostraron que 16 aisladores, con espacio de 4 3/4 pulgadas ( 12 cm) tienen un poco menos resistencia al impulso que 16 aisladores con 6 1/2 pulgada (16 cm.) de espacio. El costo de una línea está, no obstante, determinado más por el acero que por el número de aisladores. Las 16 unidades de 6 1/2 pulgada (16 cm.) de espacio requieren más acero y mayor espaciamiento para mantener las distancias apropiadas que las unidades más cortas. En otras palabras, para una longitud de cadena de aisladores dada, arreglada para la construcción de una estructura, las unidades con espaciamiento mas estrecho darán una fuerza de impulso global más alta.

<sup>11</sup> *Standard Basic Impulse Insulation Levels*, un reporte del comité de coordinación de aislamiento A.I.E.E., E.E.I. y N.E.M.A. E.E.I Publicación No. H-8, Publicación N.E.M.A No. 109, A.I.E.E, 1961.

Así como el diámetro del aislador es aumentado, la resistencia al impulso es ligeramente incrementada. Incrementar el diámetro y estrechar el espacio naturalmente aumentará el costo por longitud de una cadena dada. La correcta selección esta por lo tanto en la relación entre costo y desempeño. Los aisladores de 10 pulgadas (25 cm.) de diámetro y un espacio de 5 3/4 pulgadas (15 cm.) presentan una relación satisfactoria.

**Figura 30. Diámetro del aislador vrs. resistencia al flameo**



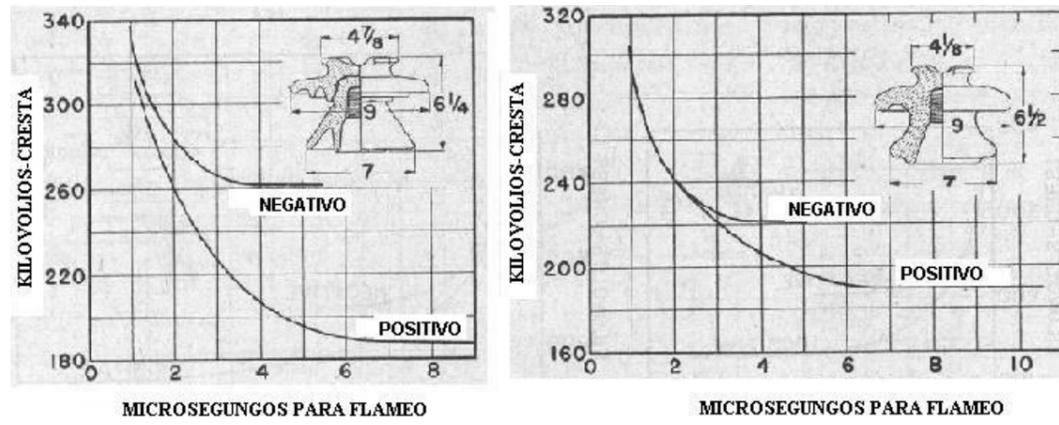
Fuente: *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Wilson, 1994, pp.356

Donde: 2, 4, 8, y 16 es el tiempo en micro segundos; y A es la cresta a una frecuencia de 60 Hz.

Las características al impulso de dos aisladores con diferentes diámetros y alturas son mostradas en la figura 31<sup>12</sup>. Donde se muestra que 16 aisladores de 4 3/4 de pulgada tienen una menor resistencia al impulso que 16 aisladores de la misma altura pero con un diámetro mayor.

<sup>12</sup> *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, H.C. Wilson *Third Edition*. P.P. 336

**Figura 31. Altura del aislador vrs. resistencia al flameo**



Fuente: *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Wilson, 1994, pp. 356

Para la evaluación del costo por aumento del BIL se aclara que las compañías contratistas lo toman como un cambio de aislador, con la condición de que se puede realizar con las líneas energizadas (en caliente) o desenergizadas (en frío), en el primer caso, el valor es el doble debido a que presenta más riesgos. Los precios promedio para el cambio de aislados son: Q 250.00 para trabajos con líneas desenergizadas y Q 450.00 para trabajos con líneas energizadas, por lo que se tiene:

**Tabla VIII. Precio por cambio de aislador red de distribución**

	Apoyos Unidades	Cantidad de Aisladores	Precio En Caliente	Precio En frío
CASO 1	936	312	Q140,400.00	Q78,000.00
CASO 2	292	97	Q43,800.00	Q24,333.33

CASO 3	1226	409	Q183,900.00	Q102,166.67
CASO 4	369	123	Q55,350.00	Q30,750.00

#### Discusión de los costos

Como se ha descrito, un diseño aceptable de una línea de distribución eléctrica consta básicamente del soporte o apoyo, aislamiento, hilo de guarda, puestas a tierra y actualmente pararrayos, aunque la función principal de los pararrayos es de drenar las ondas de sobre voltaje ocasionadas por las descargas electro atmosféricas.

En los años pasados, debido a que las empresas de distribución de energía eléctrica eran semi estatales, el presupuesto para el mantenimiento preventivo no era suficiente para cubrir toda la red de distribución, por lo que básicamente se trabajaba con mantenimiento correctivo.

En el área sur la red de energía eléctrica enfrenta varios problemas, como lo son:

El clima, la contaminación ambiental, vandalismo y el desgaste físico de la red debido a los años.

Se puede mencionar que el cable utilizado para cubrir la función de hilo de guarda es cable acerado de 1/16 de pulgada. Este material presenta una buena resistencia a los esfuerzos mecánicos pero también una alta degradación por la corrosión debida a los elementos salinos. Por lo que en varios casos, este tipo de cable ha presentado falla mecánica, con la

consecuencia de que al romperse, cae directamente sobre alguno o algunos de los conductores de fase.

En algunos casos se ha sustituido este tipo de cable, por cable de aluminio de calibre 1/0. Presenta buena resistencia a la corrosión pero su resistencia mecánica es menor a la del cable acerado, pese a tener un núcleo de acero. Se ha presentado el caso en que las descargas electro atmosféricas inciden directamente en este conductor, ocasionando su rompimiento.

En caso de las puestas a tierra, que afecta tanto el blindaje como la calidad de energía que se distribuye, se tiene que en la mayoría de las construcciones, sobre todo en las instalaciones con más de 20 años, la varilla de cobre y el cable de tierra en muchos casos están expuestos, por lo que son propensos a que sean dañados en forma accidental o intencional.

La ausencia de puesta a tierra (que es común para el hilo de guarda y el neutro del sistema), ocasiona flameo de los aisladores y fallas en los conductores de fase, con esto, una interrupción del servicio de energía eléctrica. Hoy en día, en las construcciones nuevas, el conductor de tierra esta instalado dentro del poste, no así la varilla de cobre que se instala expuesta en el pie de la estructura o poste.

Por lo anterior, el mantenimiento preventivo del blindaje de una red de distribución es costoso.

Como consecuencia de estudios y pruebas con equipo de protección para las redes de distribución se han desarrollado pararrayos y aisladores libres de mantenimiento. Ya que con esto, se evita una falla en el equipo y una posible interrupción del suministro de energía eléctrica.

De acuerdo a los costos de instalación presentados en las tablas III, IV, y V, en el caso que se proyectara un mantenimiento preventivo de un sector de la red de distribución, por ejemplo el caso 2 (La Gomera, Escuintla), se tendría que realizar la siguiente inversión para evitar las sanciones por interrupciones y mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica:

Tabla IX. Costo por mantenimiento preventivo general del caso 2

Apoyos Unidades	Distancia total conductor (m)	Costo instalación hilo de guarda	Costo instalación contra antena	Cambio de aislamiento	
				Precio en caliente	Precio en frío
292	7,464	Q131,400.00	Q58,400.00	Q43,800.00	Q24,333.33

Los trabajos que se podrían realizar con las líneas energizadas (en caliente) serían la instalación de la contra antena y el cambio del aislamiento. Para instalar o reparar el hilo de guarda se tendría que interrumpir el servicio eléctrico con lo que se incurriría a las respectivas sanciones (Capítulo 4).

En el caso que se pudiera trabajar en frío (líneas desenergizadas), el costo de un programa de mantenimiento estaría desglosado de la siguiente manera:

Instalación de hilo de guarda	Q 131,400.00
Instalación de contra antena	Q 58,400.00
Cambio de aislamiento	Q 24,333.33
Sanción por interrupción	Q 210,959.74

Con lo que se tendría un costo total de Q 425,093.07

El valor de la sanción es un estimado de acuerdo al supuesto de que para realizar los trabajos en el área sea necesario tres interrupciones de seis horas cada una, de acuerdo a la Unidad de Calidad de Servicio de EEGSA.

Aunque los precios de los trabajos en frío son menores que los trabajos en caliente, existe el inconveniente que se tiene que tomar en cuenta el valor de la sanción, que en algunos casos, es mayor al costo de mantenimiento preventivo. Esto debido a que existe mayor carga conectada y usuarios industriales.

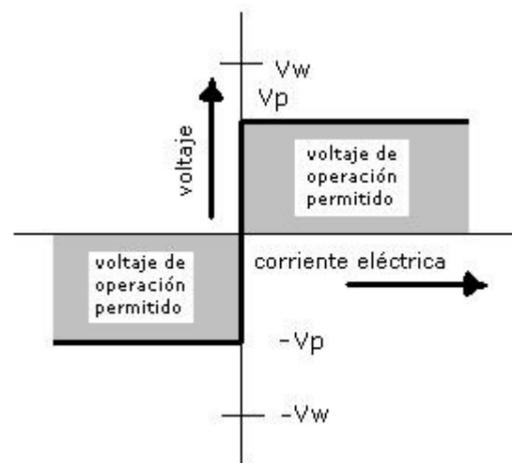
Actualmente se realizan trabajos de mantenimiento pero de carácter correctivo. Ya sea cambiando un aislador estallado o levantando hilo de guarda (el cual cae sobre los conductores de fase). Con esto no sólo no se limpia la línea de posibles interrupciones sino que aumenta el costo de operación de las líneas.

### **3. DESARROLLO DEL PARARRAYO DE OXIDO METÁLICO Y SU EFECTIVIDAD**

Con toda certeza, los sobre voltajes temporales que ocurren en los equipos de los sistemas de energía sobrepasan a su capacidad de soporte.

En este caso, si se deja el equipo sin proteger, ocurrirá una falla en el aislamiento. Por lo tanto, es necesario proteger contra sobre voltajes los componentes de un sistema de energía. La filosofía y los objetivos de esta protección varían dependiendo del tipo de sobre voltajes, la frecuencia, los efectos de falla del aislamiento y el costo de reparación. Un dispositivo de protección por sobre voltaje debe limitar los voltajes entre las caras del aislamiento de un equipo de energía por debajo de un valor especificado, valor al que se llama nivel de protección. El dispositivo ideal de protección tiene la característica del voltaje-corriente indicada en la figura 32.

**Figura 32. Gráfica ideal de un dispositivo de protección contra sobre voltajes**



Específicamente, si el voltaje entre las terminales del dispositivo de protección es menor que el nivel de protección, el dispositivo debe tener una impedancia infinitamente grande. Si el voltaje entre las terminales del dispositivo de protección es mayor que el nivel de protección, el dispositivo debe permitir el paso de la corriente eléctrica a través del mismo, de tal manera que el voltaje quede sujeto al valor del nivel de protección. Una característica de esta naturaleza puede describirse matemáticamente con la ecuación:

$$V(t) = i_o \left[ \frac{\text{abs}(v(t))}{v_p} \right]^n \text{signo}(v(t))$$

en la cual  $i_o$  = una constante  
 $v_p$  = nivel de protección  
 $\text{abs}(\cdot)$  = valor absoluto del argumento ( $\cdot$ )  
 $v(t)$  = voltaje entre terminales del dispositivo de protección  
 $\text{signo}(v(t))$  = señal de voltaje  $v(t)$ , + o –  
 $n$  = un número muy grande

Las características de protección de la figura 32 corresponden a un valor muy grande de  $n$ . Por supuesto que no existe un dispositivo de protección con estas características. La investigación y el desarrollo han llevado a dispositivos de protección que se acercan a lo indicado en la figura anterior en grados variables. La tecnología actual ha ayudado a desarrollar equipos de protección los cuales a través de los años se presentan de la siguiente manera:

- Descargadores de aire
- Supresores de sobre voltaje con descargador (descarga disruptiva)
- Supresores de expulsión
- Supresores del tipo de válvula con descargadores (descarga disruptiva)
- Supresores de carburo de silicio (SiC) con descargador (descarga disruptiva)
- Varistores de metal y óxido
- Varistores en derivación de metal y óxido con descargador (MOVs)

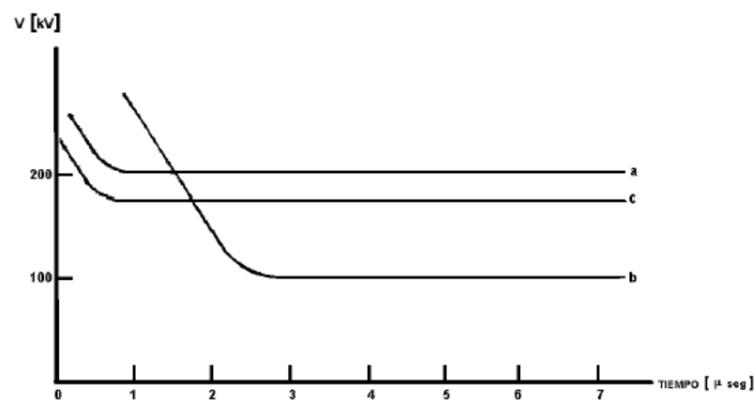
Experimentalmente se ha observado<sup>13</sup> que cuando se aplica a un aislamiento un impulso de tensión ya sea del tipo rayo o maniobra, la descarga

---

<sup>13</sup> Oyama, M., et al., *Analytical and Experimental Approach to the Voltage Distribution on Gapless Zinc-Oxide Surge Arresters*, IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, no. 11, pp. 4621-4627, november 1981.

disruptiva se puede presentar en la parte del frente del impulso o en la cola; de hecho que el comportamiento de los aislamientos con respecto a estos impulsos se puede presentar por medio de una curva tensión-tiempo que representa la tensión de descarga como una función del tiempo. El procedimiento<sup>14</sup> usado para determinar las curvas tensión-tiempo con impulsos de rayo en aislamientos auto recuperable, es similar al usado cuando se aplican impulsos de maniobra y es frecuente que con fines ilustrativos de comportamiento se puedan trazar curvas tensión-tiempo para los impulsos normalizados de 1.2 a 50  $\mu$ seg.

Figura 33. Curvas tiempo-tensión para varios equipos



Fuente: Folleto de aspectos específicos de coordinación de aislamiento, CNEE, pp. 01

Donde:

- a.- Curva del aislamiento del transformador
- b.- Curva del dispositivo de protección (gaps o descargadores)
- c.- Característica de un pararrayo

<sup>14</sup> McCann, G. D., The Measurement of Lightning Currents in Direct Strokes, AIEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-63K, pp. 1157, 1944.

Cuando se emplean pararrayos para protección, lo que normalmente se trata de obtener por los distintos métodos de coordinación de aislamiento es que las curvas de tensión-tiempo de los equipos y aparatos a proteger se encuentren siempre por encima de las curvas correspondientes a los equipos de protección existiendo entre estas curvas un margen de protección adecuado.

Dado que el pararrayo es el dispositivo de protección primario usado en la coordinación de aislamiento para limitar las sobre tensiones, tiene como funciones específicas:

- Operar sin sufrir daño por tensiones en el sistema y corrientes que por él circulen.
- Reducir las sobre tensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo por lo que para cumplir con lo anterior se debe seleccionar el nivel de aislamiento apropiado.
- Deben quedar desenergizados cuando desaparece la sobre tensión.
- La tensión residual en el dispositivo de protección y que corresponde a la caída de tensión debida al paso de la corriente de descarga, debe ser menor a la tensión que resisten los aparatos que protege.

Las características más importantes en un dispositivo de protección son el nivel de protección y el nivel de resellado. Las cuales se definen como:

Tensión de descarga: Es la magnitud de la tensión a la cual se produce la conducción en el pararrayo, es función de la forma de onda y la tensión aplicada ( $V_p$ ).

Corriente de descarga: Es la tensión de descarga o tensión causada por el flujo de corriente a través del pararrayo (se refiere a la caída de tensión  $I \cdot R$  en el pararrayo), es una función de la forma de onda y la magnitud de la corriente ( $V_r$ ).

Para resultados óptimos, los dos parámetros anteriores deben ser tan próximos como sea posible. Se puede observar que para el dispositivo de protección ideal, la tensión de descarga es igual a la corriente de descarga. Para poder cuantificar la calidad de protección de las diversas tecnologías de los dispositivos de protección, se introduce la siguiente ecuación<sup>15</sup>:

$$PQI = \frac{V_r}{V_p}$$

Se puede observar que el dispositivo ideal de protección tiene un índice de calidad 1.

Como es de esperarse, la capacidad protectora de los dispositivos de protección aumenta con cada adelanto que logra la tecnología. Los descargadores (descarga disruptiva) de aire proporcionan protección rudimentaria, los supresores de sobre voltaje de carburo de silicio con descargador (descarga disruptiva) proporcionan mejor protección, y finalmente los MOV (Metal Oxide Varistor) proporcionan todavía mejor protección.

Existen tres clases de equipos de protección contra descargas electro atmosféricas, cada uno tiene su campo de aplicación: Clase subestación con rangos de voltaje de 3 a 272 kV, clase línea de 20 a 73 kV, y el distribución, de 3 a 15 kV.

Todos los sistemas físicos que idea y construye el hombre, están sujetos a fallar tarde o temprano y en esa virtud, son objeto de un estudio analítico desde el punto de vista de la confiabilidad, a fin de establecer las características de su comportamiento. Se definirá la confiabilidad como la capacidad de un elemento o sistema para desarrollar una función continua.

Esta definición parece satisfacer los requisitos de claridad y simplicidad que se requieren, con objeto de poder transmitir el concepto; sin embargo, se incluirán tres agregados y estos son: El especificar que se trata de una capacidad por cierto período, bajo determinadas condiciones de prueba y con un enfoque probabilístico, en otras palabras se debe tomar en cuenta:

Su vida esperada

Su probabilidad de falla

Su tiempo de reparación

Estas observaciones son de tomarse en cuenta cuando se está evaluando la confiabilidad, ya que de no hacerlo así, carecería de un marco de referencia que permita que nuestras conclusiones sean válidas y comparables con otros elementos o sistemas.

Las características enunciadas anteriormente eran el resultado de un diseño más o menos afortunado, ahora, en la mayoría de los casos es un requisito que se debe cumplir, tanto en los elementos como los sistemas.

En muchos casos, sobre todo en aquellos donde la continuidad o la calidad del servicio son de primer orden, se acostumbra predeterminedar el

---

<sup>15</sup> Tomada de Fink, D. G., Y Beaty, H. W. Manual del Ingeniería Eléctrica, 13ª edición, sección 27,

máximo número de fallas por unida de tiempo, el tiempo mínimo de reparación, etc.

### **3.1 Desarrollo del pararrayo de óxido metálico**

#### **3.1.1 Pararrayos valvulares**

Actualmente los tipos principales de pararrayos que se instalan son los de Carburo de Silicio (SiC) y los de óxido metálico.

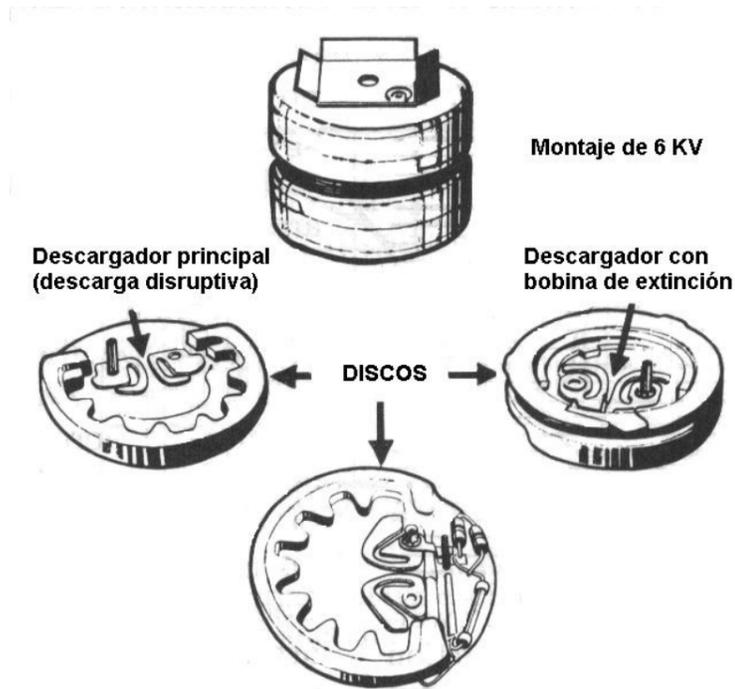
Los pararrayos de carburo de silicio son llamados valvulares y están constituidos por descargadores en serie con resistencias no lineales, que actúan como limitadores de corriente. Los descargadores consisten en unos discos que forman una serie de cámaras de arqueo con un espacio (gap) entre cada cámara y con una bobina magnética para desplazar los arcos. Cuando los espacios arquean, los arcos son formados en el espacio del electrodo más cercano. La ruta del flujo de corriente a los electrodos esta arreglada para desplazar el arco por medio de una acción magnética. Uno de los espacios esta en paralelo con la bobina, y como el arco entre espacio-bobina es elongado, su resistencia se incrementa forzando la corriente dentro de la bobina. El flujo de la bobina causa una nueva elongación hasta que los arcos son forzados contra la sección cerrada y dentada de los platos. Cuando se ha elongado completamente, cada arco presenta varios centímetros de longitud. Los discos de descarga son usualmente construidos de un material el cual absorba rápidamente el calor, así, la resistencia al arco es incrementada por medio del enfriamiento y elongación. Las resistencias no lineales están constituidas por

---

Editorial McGraw-Hill, 1996.

pequeños cilindros agrupados en bloques y que son por lo general de carburo de silicio.

**Figura 34. Discos de descarga**



La figura 34 presenta una ilustración de la cámara de dientes de sierra y la bobina de extinción. El arco alargado mejora la capacidad del supresor para el resellado cuando disminuye la corriente que pasa por este, después de que cesa el sobre voltaje.

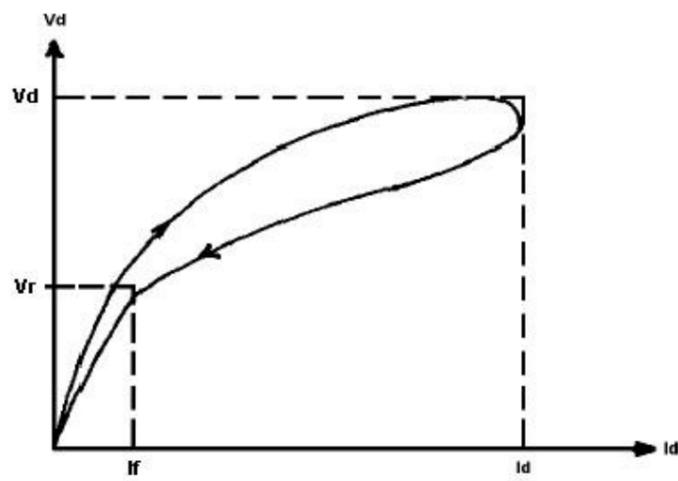
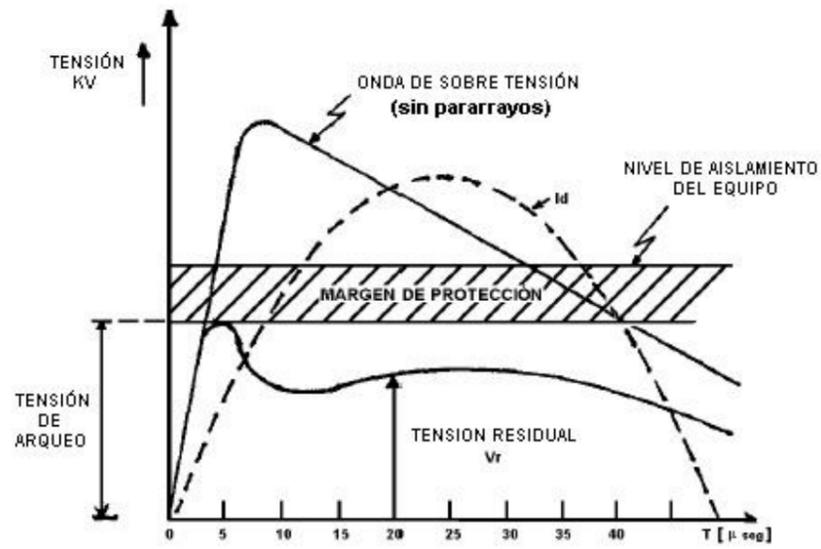
En los supresores modernos de descargador, el bloque limitador de corriente esta construido de SiC. El bloque tiene características de resistencia no lineal que se controlan con el proceso de manufactura.

Específicamente, el bloque se construye con cristales de SiC que se muelen a manera de polvo y luego se mezclan y prensan en conjunto con material aislante, y se les da la forma de bloque. De esta manera, una partícula de SiC toca parcialmente a otras partículas y está aislada parcialmente por el material aislante. Las propiedades no lineales se deben a las propiedades de resistencia contra temperatura de la unión entre los cristales de SiC.

Los supresores de SiC con descargador están sujetos a corriente seguidora de la potencia debido a sus deficientes características no lineales del bloque de SiC. Específicamente, después del salto de chispa y después de haber cesado el sobre voltaje temporal, si el voltaje de la energía entre las terminales del supresor es sustancial, continuará pasando por éste una corriente relativamente alta. La razón puede comprenderse fácilmente si se considera que el arco que salta en el descargador es un conductor de baja resistencia y que la corriente la determina primordialmente las características de voltaje-corriente del bloque de SiC.

Cuando aparece una onda de sobre tensión en las terminales del pararrayo, si se alcanza la tensión de operación o arco, los descargadores conducen la sobre carga, permitiendo circular a través de las resistencias la llamada corriente de descarga  $I_d$ , la corriente produce una caída de tensión residual. Cuando la sobre tensión desaparece, la corriente a través de la resistencia y el arco en los descargadores corresponden a la tensión nominal de la red (V).

**Figura 35. Curvas de funcionamiento del pararrayo**



RELACIÓN TENSIÓN CORRIENTE EN UN PARARRAYO

Fuente: Folleto de aspectos específicos de coordinación de aislamiento, CNEE., pp.03

De acuerdo a las figuras anteriores el principio de funcionamiento de este tipo de pararrayo es el siguiente:

Cuando aparece una onda de sobre tensión en las terminales del pararrayo, si se alcanza la tensión de operación o arqueo, los descargadores

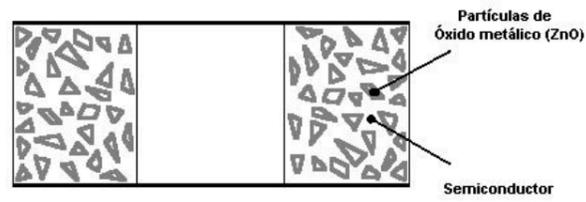
conducen la sobre carga, permitiendo circular a través de las resistencias la llamada corriente de descarga  $I_d$ , la corriente produce una caída de tensión residual. Cuando la sobre tensión desaparece, la corriente a través de la resistencia y el arco en los descargadores corresponden a la tensión nominal en la red (V).

### 3.1.2 Pararrayos de óxido metálico

Los pararrayos de óxido metálico, constituidos básicamente por óxido de zinc compactado en forma de elementos, han constituido un avance revolucionario en la protección de los sistemas eléctricos. Su nombre completo es Supresor de varistores de metal y óxido.

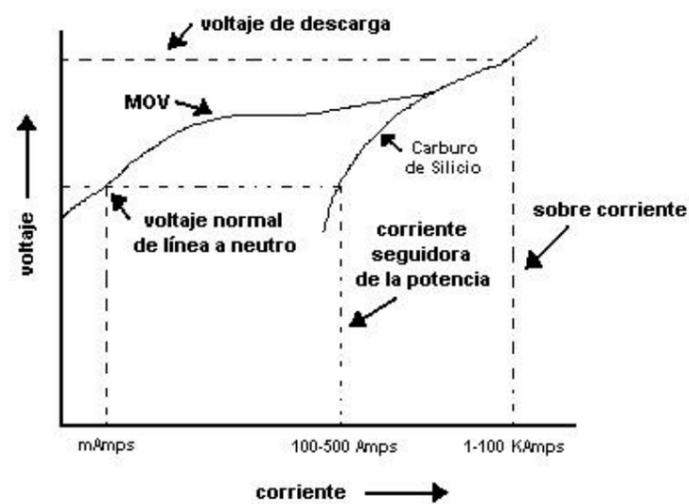
Un varistor de metal y óxido (MOV, por *metal-oxide varistor*) esta formado por una variedad de materiales que se incorporan en el proceso de manufactura, que proporcionan las propiedades eléctricas deseadas al varistor. Estas propiedades eléctricas no existen en estas materias primas. En otras palabras, las propiedades eléctricas del producto final dependen completamente del proceso de fabricación. Se ha dedicado un gran esfuerzo de investigación<sup>16</sup> al logro de las propiedades eléctricas del varistor para que sean cercanas a las del dispositivo ideal de protección. La estructura típica de un varistor de metal y óxido o de óxido metálico, consta de partículas diminutas de óxido, conductoras en alto grado (por lo general de óxido de zinc, ZnO) suspendidas en un material semiconductor. Se ilustra esta estructura en la figura 36. El proceso de fabricación determina el tamaño de las partículas de óxido metálico, así como el espesor y la resistividad del material semiconductor.

**Figura 36. Esquema ilustrativo de un varistor de óxido metálico**



Esta estructura da al varistor las propiedades de un par de diodos zener conectados espalda con espalda. En la figura 37 se muestra una característica típica de voltaje-corriente de un varistor de óxido metálico. Debe entenderse que esta función sigue siendo válida para voltajes y corrientes negativos.

**Figura 37. Característica voltaje-corriente de un varistor**



Fuente: *Standard Handbook for Electrical Engineers*, Fink and Beaty, 11<sup>a</sup> edición, pp. 135

Además de esta característica, es necesario que el material MOV sea capaz de absorber pérdidas de energía durante la conducción. La capacidad

<sup>16</sup> Realizadas en laboratorios de investigación de para el desarrollo de aparatos de protección contra

promedio de absorción de energía de un varistor convencional de ZnO es alrededor de 150 a 200 J-cm<sup>3</sup>. Los recientes adelantos logrados en la tecnología del MOV bajo el patrocinio de *Electric Power Research Institute* (EPRI) han resultado en nuevas formulaciones y procesos de manufactura para los MOV. Los nuevos MOV son capaces de absorber de 4 a 5 veces más energía por volumen que la indicada anteriormente. Los primeros diseños de supresores MOV tuvieron problemas. Los más comunes eran el desacoplamiento térmico y fallas debidas a ingreso de humedad que daba lugar a fallas del aislamiento. El desacoplamiento térmico puede ocurrir porque un MOV se aplica típicamente al conductor energizado sin un descargador (descarga disruptiva) en serie, y pasa siempre una pequeña corriente eléctrica por el MOV durante las condiciones normales de operación.

Esta pequeña corriente y las pérdidas ohmicas relacionadas pueden elevar potencialmente la temperatura del MOV hasta el punto en que se deterioren sus propiedades eléctricas y deje pasar más corriente, con lo que ocurra una elevación adicional de la temperatura hasta que se produzca la falla. Sin embargo, las mejoras logradas en los materiales del óxido metálico y en los de empaque, han dado lugar a supresores MOV robustos. Los adelantos más recientes y las propiedades superiores de los supresores MOV los convierten en el dispositivo de protección por excelencia.

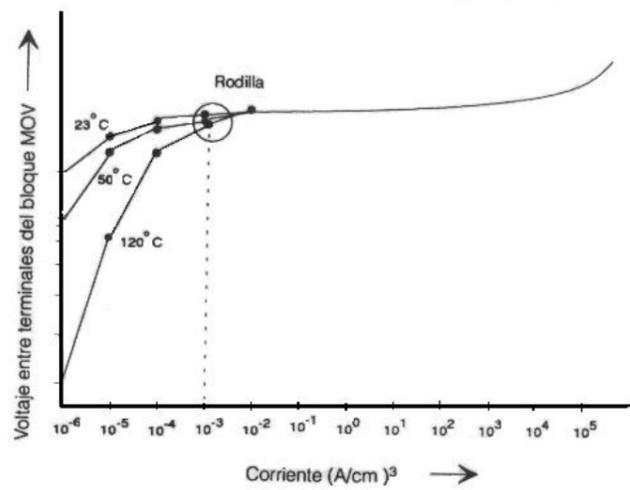
Se observa que la característica de voltaje-corriente para un supresor MOV, que aparece en la figura 38, muestra una especie de rodilla para las corrientes pequeñas (en la región de los mili amperios). Se define la rodilla como cercana al voltaje que se requiere entre las terminales del bloque MOV para hacer que fluya una corriente de 1 mA/cm<sup>2</sup> por el bloque. Es importante

---

descargas electro atmosféricas.

mencionar que si bien la característica de voltaje-corriente de un bloque MOV en la región de protección (flujo alto de corriente) es insensible a la temperatura del bloque, la característica de voltaje-corriente cerca de la rodilla es sensible a la temperatura. Esto se puede observar en la figura 38.

**Figura 38. Característica del óxido metálico a la temperatura**

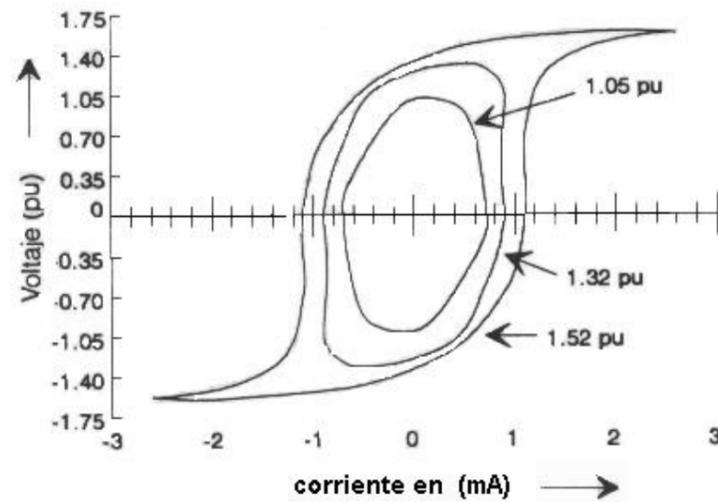


Fuente: *Standard Handbook for Electrical Engineers*, Fink and Beaty, 11ª edición, pp. 136

Las curvas de voltaje-corriente de un supresor MOV para diferentes niveles de voltaje aplicado (senoidal, 60 Hz), se pueden observar en la figura 39, el valor del voltaje aplicado aparece en p.u. de la capacidad nominal del supresor. Para un voltaje aplicado cercano al nominal (1.05 p.u.), la corriente eléctrica que pasa por el supresor es en su mayor parte capacitiva y de valor bajo del orden de un mili ampere. Al aumentar el voltaje, la corriente eléctrica aumenta con mucha mayor rapidez. Puede observarse en la figura que el incremento de la corriente ocurre en la componente que está en fase con el

voltaje (corriente resistiva), mientras la componente capacitiva permanece constante.

**Figura 39. Curvas<sup>17</sup> de voltaje-corriente de un supresor MOV para diferentes niveles de voltaje aplicado (senoidal, 60 Hz)**



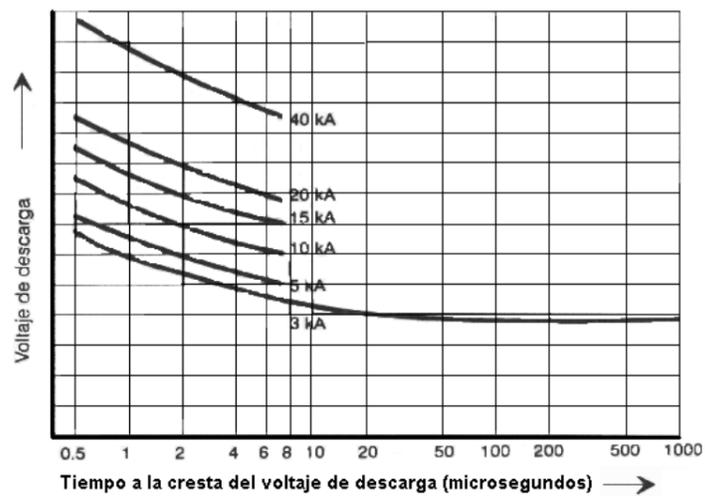
Fuente: *Standard Handbook for Electrical Engineers*, Fink and Beaty, 11ª edición, pp. 136

El paso de corriente por el supresor es el que ocasiona la pérdida de energía dentro del bloque MOV, y esto aumenta la temperatura del bloque. Al aumentar el voltaje, la pérdida de energía se incrementa en forma desproporcionada, el incremento de las pérdidas y de la temperatura de operación tienen un efecto perjudicial en la vida del supresor MOV. Un bloque MOV, por sus dimensiones, muestra una capacitancia y una inductancia. Ambas son insignificantes a bajas frecuencias. Sin embargo, a frecuencias más altas afectan el funcionamiento del supresor. En la figura 40 se puede

<sup>17</sup> Gráficas 3, 4, 5 y 6 tomadas de: Tomada de Fink, D. G., Y Beaty, H. W. Manual del Ingeniería Eléctrica, 13ª edición, sección 27, Editorial McGraw-Hill, 1996, pp. 46, 47 y 48.

observar el voltaje de descarga entre las terminales del supresor MOV en función del tiempo para valores específicos de la corriente eléctrica que pasa por el supresor. Claramente se observa que el nivel de protección de un supresor MOV depende de la forma de onda del sobre voltaje. Puede mejorarse el funcionamiento de los MOV a corrientes de descarga más altas, dotándolos de un descargador (descarga disruptiva) en derivación. El descargador está diseñado para dar el salto de chispa en cada caso en que la corriente de descarga que pase por el supresor exceda de un cierto valor. De esta manera, cuando la corriente de descarga aumente más allá del valor en que comienzan a deteriorarse las características deseables no lineales del bloque MOV, el descargador en derivación produce salto de chispa, dando como resultado un voltaje de descarga reducido y, por lo tanto, mejores características de protección.

**Figura 40. Voltaje de descarga entre las terminales del supresor MOV en función del tiempo**



Fuente: *Standard Handbook for Electrical Engineers*, Fink and Beaty, 11ª edición, pp. 137

Los MOV tienen el inconveniente de tener una característica negativa de temperatura para corrientes pequeñas, es decir, que para una tensión aplicada, la corriente de descarga aumenta con la temperatura.

Esta característica conduce a una temperatura crítica que se puede alcanzar por efecto de las descargas de larga duración, como las debidas a maniobras de interruptores, que pueden conducir a un aumento de la corriente y por lo tanto de energía disipada, con la consecuente posibilidad de destrucción del pararrayo.

### **3.1.3 Margen de protección del MOV (Esquema de protección)**

El margen de protección está relacionado con las propiedades del dispositivo de protección relativas a la capacidad de soporte del aparato de energía que está bajo protección. Para la situación ideal mostrada en la figura 32, el margen de protección se define como:

$$PM = \frac{V_w - V_p}{V_p}$$

en donde  $V_w$  es la capacidad de soporte del aparato de energía que está bajo protección, y  $V_p$  es el nivel de protección.

Debido a que tanto el nivel de protección de un supresor de voltaje como la capacidad de soporte de un aparato de energía dependen del tiempo de elevación del sobre voltaje transitorio, es conveniente definir los márgenes de protección para las formas de onda estándar de los sobre voltajes. En este sentido se definen los siguientes márgenes de protección:

Margen de protección equivalente de onda frontal (*front of wave*,  $PM_{fow}$ )

$$PM_{fow} = \frac{V_{cww} - V_{pfow}}{V_{p,fow}} \times 100$$

en donde  $C_{cww}$  es el voltaje de soporte de onda recortada del equipo ( $C_{cww}$ , *chopped wave cuithsland*), y  $V_{p,fow}$  es el nivel de protección del supresor para el frente de onda (*fow*, *front of wave*).

El margen de protección por impulso del equipo ( $PM_i$ )

$$PM_i = \frac{BIL - V_{p,d}}{BIL} \times 100$$

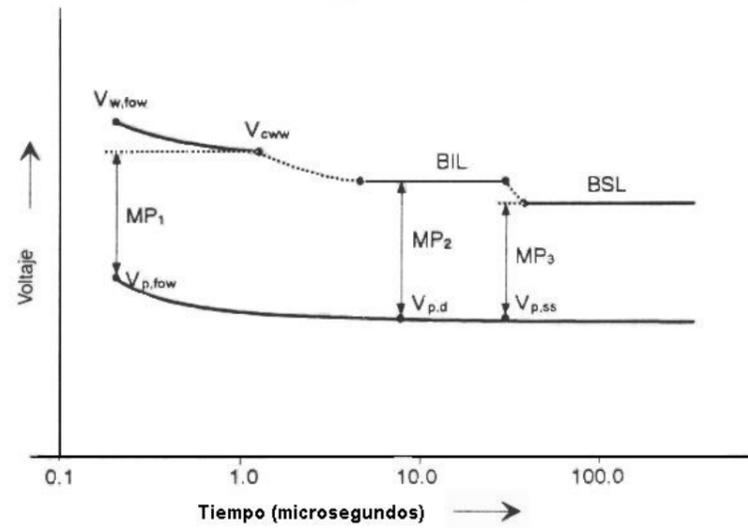
en donde BIL es el nivel básico de aislamiento del equipo y  $V_{p,d}$  es el nivel de protección del supresor para una onda de impulso completa.

Margen de protección por interrupciones del equipo ( $PM_s$ )

$$PM_s = \frac{BSL - h - V_{p,ss}}{V_{p,ss}} \times 100$$

en donde BSL es el nivel básico de aislamiento por interrupción del equipo y  $V_{p,ss}$  es el nivel de protección del supresor para un sobre voltaje por interrupción. En la figura 41 se presenta una ilustración de la definición de los tres márgenes de protección descritos. En esta definición debe tenerse presente que los niveles de protección del supresor pueden definirse en forma diferente para los supresores con descargadores (descarga disruptiva) y sin descargadores (descarga disruptiva). A continuación se define los niveles de protección para los supresores con descargadores y sin descargadores.

**Figura 41. Margen de protección de un MOV**



Fuente: *Standard Handbook for Electrical Engineers*, Fink and Beatty, 11ª edición, pp. 140

Donde:

$V_{p,fow}$ , nivel de protección del supresor para frente de onda:

Supresores con descargadores en serie –salto de chispa en frente de onda: la prueba estándar indica que la rapidez de elevación del frente de onda sea  $5.89 \text{ p.u V}/\mu\text{s}$ .

Supresores MOV sin descargadores –salto de chispa en frente de onda: el voltaje de descarga más alto para un impulso de sobre corriente con  $0.5 \mu\text{s}$  de tiempo de elevación y de cresta especificada (típicamente 3 a 40 kA).

Supresores MOV con descargadores en derivación –salto de chispa en frente de onda: igual que para los supresores MOV sin descargadores.

$V_{p,d}$ , nivel de protección del supresor para una onda de impulso completa

Supresores con descargadores en serie –nivel de paso libre: el impulso completo esperado más alto que ocasione salto de chispa después de 8  $\mu$ s.

Supresores MOV sin descargadores –voltaje de descarga: el voltaje de descarga más alto para un impulso de sobre corriente (8 por 20  $\mu$ s) de la cresta especificada (típicamente 5 a 20 kA).

Supresores MOV con descargadores en derivación –voltaje de descarga: igual que para los supresores MOV sin descargadores

$V_{p,ss}$  nivel de protección del supresor para un impulso de interrupción

Supresores con descargadores en serie –salto de chispa con sobre voltaje de interrupción: el impulso completo más alto que ocasione salto de chispa en un tiempo mayor que 30  $\mu$ s.

Supresores MOV sin descargadores –voltaje de descarga con sobre voltaje de interrupción: el voltaje de descarga más alto para un impulso de corriente por interrupción, de cresta especificada (típicamente 3 kA)

Supresores MOV con descargadores –voltaje de descarga con sobre voltaje por interrupción: igual que para los supresores MOV sin descargadores.

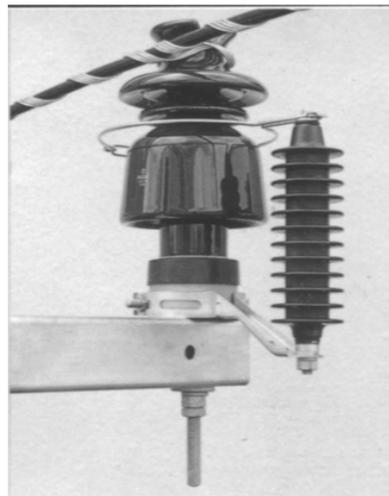
### **3.2 Desarrollo del pararrayo de óxido metálico con cuernos de arqueo**

Con el fin de prevenir fallas debidas a descargas electro atmosféricas en el área sur de la red de distribución, se han realizado varias contramedidas, como lo son el aumento de la capacidad del aislamiento, aumento en la instalación de puestas a tierra, cambio de hilo de guarda. La instalación de pararrayos y puestas a tierra han reducido las fallas cerca de un 50% pero estas medidas no son suficientes para prevenir el arqueo en el conductor y el flameo de los aisladores lo cual viene a ser un problema para la confiabilidad, además, debido a que los pararrayos de línea convencionales tienen un voltaje de operación aplicado, esto puede causar otro problema debido a fallas a tierra por el deterioro causado por la presencia de humedad en el encapsulado. La implementación de otras medidas ha ayudado a reducir las fallas por descargas electro atmosféricas, pero se incrementan los costos por protección, ya que incrementan los trabajos de mantenimiento y los problemas como el deterioro del equipo de protección. Los equipos de prevención de fallas por descargas en líneas de distribución requieren el siguiente desempeño ya que son instalados en grandes cantidades:

- El dispositivo nunca debe causar falla en la línea
- Debe prevenir el arqueo del conductor
- El trabajo de instalación debe ser fácil
- Deben ser libres de mantenimiento

Tomando en consideración estas condiciones, los cuernos de arqueo fueron concebidos<sup>18</sup> como una nueva forma de prevenir las fallas por descargas electro atmosféricas. El principio de operación del pararrayo es el que se describió con los supresores de óxido metálico ya que esta formado por elementos de ZnO (óxido de zinc). En la figura 42 se puede observar el esquema de un pararrayos con anillo de arqueo.

**Figura 42. Pararrayo con cuerno de arqueo**



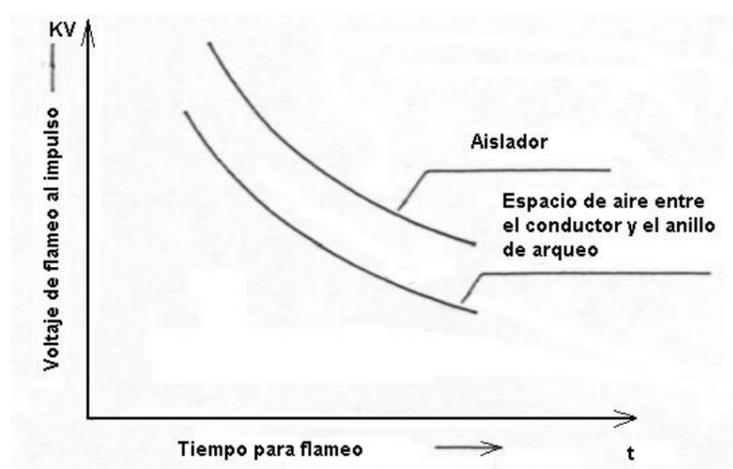
Fuente: *Development and installation experiences of Current Interrupting Arcing Horn for distribution lines*, NGK insulators, pp.3

El anillo de arqueo esta diseñado para que el flameo ocurra entre el conductor y el anillo evitando que el aislador sufra daños debidos a las descargas.

**Figura 43. Característica V-I para el anillo de arqueo y supresor**

---

<sup>18</sup> Los trabajos de investigación empezaron en Japón, en la década de los 80's, y se implementaron en los 90's. Referencia: T. Nakajama, T. Tanaka, M. Ishigure. 1986; "Development of Current Limiting rcing



Fuente: Folleto informativo NGK No. 312/1991 para aisladores tipo pin de poste

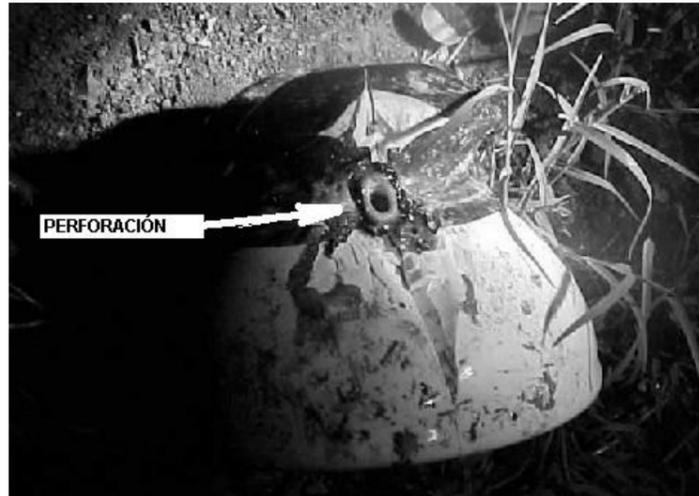
En la región de alto voltaje, como la de una onda por descarga electro atmosférica, la resistividad es baja y la corriente del sobre voltaje por rayo fluye fácilmente a tierra. En el otro lado, en la región de bajo voltaje, como la de voltaje a frecuencia nominal, la resistividad se incrementa e interrumpe el flujo de la corriente.

Otra característica muy importante que presentan los pararrayos con cuerno de arco es el tipo de aislador (núcleo sólido), por el tipo de construcción no es afectado por el fenómeno llamado *puncture* el cual no es más que una perforación que presentan los aisladores debido a fallas por fisuras o rompimiento del aislador (figura 44), tanto por esfuerzos mecánicos como a esfuerzos eléctricos. Los aisladores que presentan pararrayo con cuerno de arco cumplen con las normas ANSI clase 56-2. A continuación se describirá brevemente los problemas que se presentan en los aisladores al existir el fenómeno denominado *puncture*.

---

*Horn*?. Material de Chubu Electric Power Research. Vol. 77

**Figura 44. Aislador retirado el 23-05-02 en km 102, Parcelamiento Santa Isabel, Puerto San José, cto. 75**



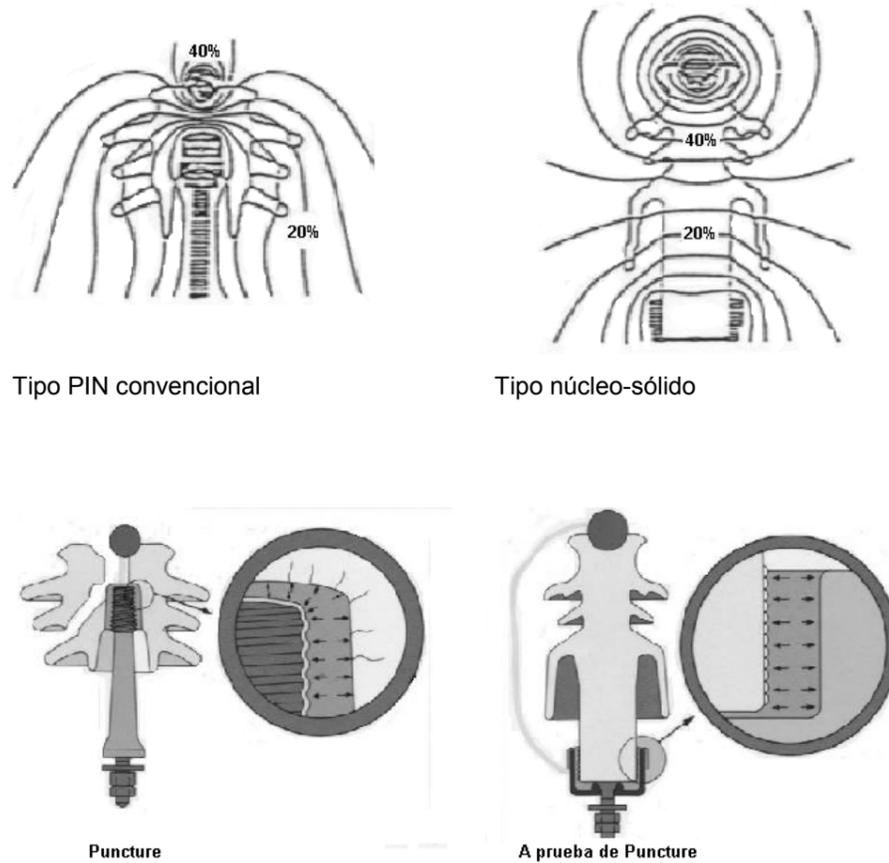
En la figura anterior se puede observar la perforación en este aislador tipo PIN para red de distribución. El que se muestra es de un circuito del área de Escuintla y ocurrió durante una tempestad eléctrica el 23 de mayo del 2002. Durante dicho evento climatológico fallaron varios aisladores no obstante la línea de distribución tenía pararrayos convencionales, hilo de guarda y puestas a tierra.

### 3.2.1 Comparación con el tipo de aislamiento

Distribución del potencial eléctrico: El potencial eléctrico de un aislador tipo PIN convencional y uno de núcleo sólido son mostrados en la figura 45. En el caso del tipo PIN con núcleo sólido, la fuerza del campo eléctrico es uniforme y bajo comparado con el tipo PIN convencional. También, la trayectoria del fenómeno "PUNCTURE" a través del cuerpo de la porcelana es casi igual a la trayectoria

del flameo o *flashover*. El flameo siempre ocurre en la superficie de la porcelana, aún cuando se apliquen sobre voltajes con frente de onda muy alto. No obstante, las pruebas realizadas (ANSI C29.1) a los aisladores con núcleo sólido demuestran que este aislamiento no presenta problemas con el fenómeno *puncture*.

Figura 45. Fuerza del campo eléctrico en los aisladores



Fuente: Folleto informativo NGK No. 312/1991 para aisladores tipo pin de poste

Características voltaje-corriente y principio de extinción del arco por medio de cuernos de arqueo

En la figura 46 se muestra el estado de un cuerno de arqueo en un tiempo determinado  $t$  durante la operación. Debido a que el descargador de aire y el supresor están en serie, la relación del voltaje aplicado  $V_t$ , la resistencia del voltaje  $V_r$  y el voltaje del arco  $V_g$  esta dado por la ecuación (1)

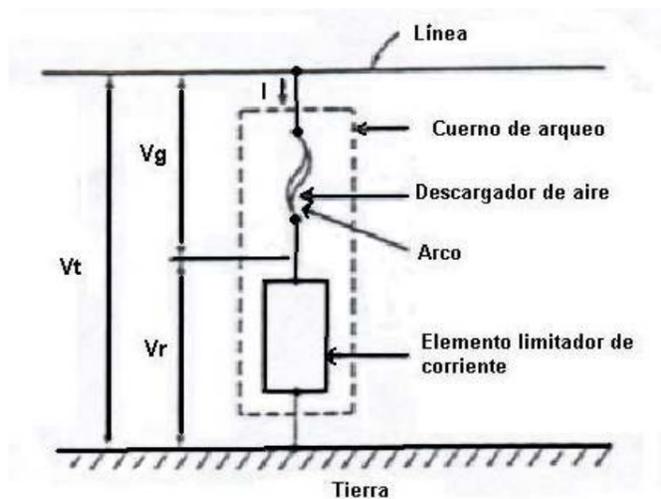
$$V_t = V_r + V_g$$

Además, las características V-I del limitador de corriente en la región de acción del supresor de óxido de metal esta dado por la ecuación (2)<sup>19</sup>

$$V_r = k_1 \cdot I^\alpha$$

donde:  $k_1$ : constante,  $\alpha$ : constante (coeficiente no lineal del elemento limitador de corriente)

Figura 46. Circuito equivalente del pararrayo con cuerno de arqueo



Fuente: Folleto informativo NGK No. 305/1999, *Current Limiting Arcing Horn*.

La relación entre el arco de voltaje en el descargador de aire  $V_g$  y el arco de corriente  $I$  esta dado por la ecuación (3).<sup>20</sup>

<sup>19</sup> Tomada de las notas de NGK Insulator, LTD. *Technical Note: No. TN-88638*, Mizuho, Nagoya, Japon.

<sup>20</sup> Estudio realizado por H. Ayrton, S. Fukuda, *El Arco Eléctrico*, Tokio: Kawaide Shobo, 1989 (PP. 2)

$$V_g = K_2 + K_3 \cdot I^{-1}$$

Donde:  $k_2, k_3$ : constantes determinadas por el material del electrodo y el gas circundante.

Sustituyendo las ecuaciones (2) y (3) en ecuación (1) se obtiene:

$$V_t = k_1 \cdot I^{\frac{1}{\alpha}} + k_2 + k_3 \cdot I^{-1} \quad (4)$$

en consecuencia, la ecuación (4) representa las características voltaje-corriente del cuerno de arqueo limitador de corriente, las curva característica tiene la forma de una "U" en la figura 47. Por lo tanto, cuando el voltaje aplicado entre el conductor y tierra se vuelve menor del mínimo valor de la ecuación (4), el arco es espontáneamente extinguido. Cuando el diferencial del valor de la ecuación (4) se vuelve cero, la ecuación (4) se vuelve el valor mínimo. El voltaje y corriente en este instante son fijados como  $V_s$  e  $I_s$  respectivamente,

$$\frac{dV_t}{dI} = \frac{k_1}{\alpha} I^{\left(\frac{1}{\alpha} - 1\right)} - k_3 I^{-2} \quad (5)$$

$$\frac{k_1}{\alpha} I_s^{\left(\frac{1}{\alpha} - 1\right)} - k_3 I_s^{-2} = 0$$

$$I_s = \left(\frac{k_3}{k_1} \alpha\right)^{\frac{1}{1-\alpha}} \quad (6)$$

$$V_s = k_1 \left(\frac{k_3}{k_1} \alpha\right)^{\frac{1}{1-\alpha}} + k_2 + k_3 \left(\frac{k_3}{k_1} \alpha\right)^{-\frac{\alpha}{1-\alpha}} \quad (7)$$

dado que generalmente  $\alpha \gg 1$ ,  $\frac{\alpha}{1+\alpha} = 1$ , y  $\frac{1}{1+\alpha} = 0$

en consecuencia, las ecuaciones (6) y (7) son expresadas por las ecuaciones (8) y (9) respectivamente

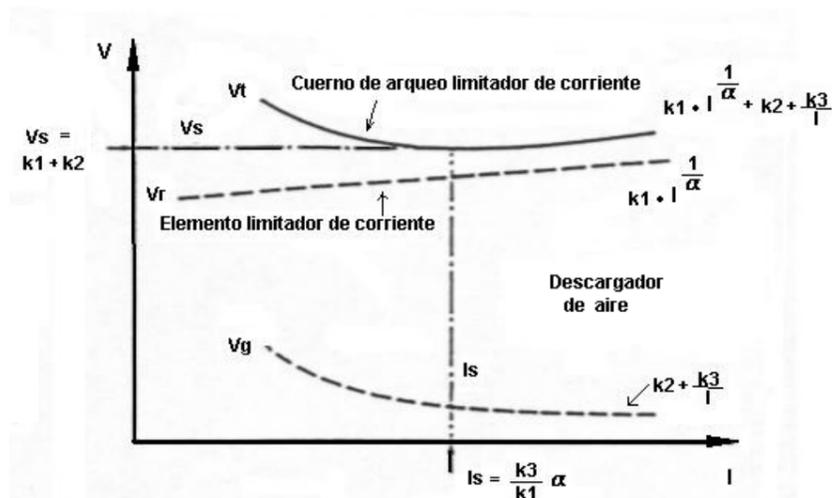
$$I_s = \frac{k_3}{k_2} \alpha \quad (8)$$

$$V_s = k_1 + k_2 \quad (9)$$

cuando el valor instantáneo del voltaje AC aplicado se vuelve menor que el valor  $V_s$ , la descarga del arco iniciada por la descarga electro atmosférica se interrumpe.

Es decir, cuando  $V_s$  se diseña para ser mayor que  $V_m$  que es el valor cresta del voltaje de operación, el cuerno de arqueo limitador de corriente instantáneamente extingue el arco después de la descarga del sobre voltaje de rayo. En el caso en que  $V_m$  es mayor en cierto punto que  $V_s$ , el elemento limitador suprime la corriente a un valor suficientemente bajo para extinguir espontáneamente el arco cuando el valor instantáneo del voltaje de operación cae por debajo del valor de  $V_s$ . En la figura 47 se puede observar las características V-I del cuerno de arqueo limitador de corriente. El diseño de  $V_s$  esta determinado por medio de tomar en consideración las características Voltaje-Corriente y la capacidad de descarga de los elementos limitadores de corriente (supresor de ZnO).

Figura 47. Características V-I del cuerno de arqueo



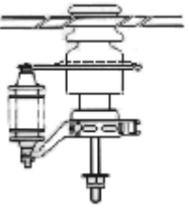
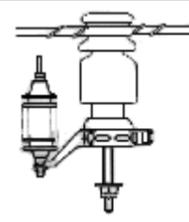
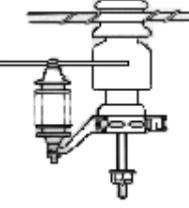
Fuente: Folleto informativo NGK No. 305/1999, *Current Limiting Arcing Horn*.

### 3.2.2 Función del despeje de la falla

El despeje es la conducción del impulso de sobre voltaje hacia el cuerno o anillo de arqueo, y por consiguiente la función de despeje es lo más importante para los cuernos de arqueo. Si el diseño del cuerno no es el apropiado, el flameo debido a las descargas electro atmosféricas ocurrirá a lo largo de la superficie del aislador y la corriente que sigue a la descarga no podrá ser interrumpida. Con el fin de obtener el desempeño deseado, la forma del cuerno y sus coordenadas fueron investigadas<sup>21</sup> a fondo como se muestra a continuación.

**Tabla X. Pruebas a distintos tipos de cuernos en pararrayos**

<sup>21</sup> Chubu Electric Power Co., Inc.; Nagoya, Japon. Un reporte recomendado y aprobado por IEEE Surge Protective Devices Comité (96 SM 363-6).

Tipo	Forma	Función de despeje	Operación de instalación	Seguridad para trabajador	Costo	Evaluación Total
Cuerno en anillo		○	○	○	○	○
Cuerno en varilla		○	△	○	○	△
Barra horizontal		△	X	△	○	X

Fuente: Folleto informativo NGK No. 305/1999, *Current Limiting Arcing Horn*.

El cuerno en forma de varilla fue excluido debido a que la función del despeje contra ondas de sobre voltajes muy escarpadas no fue satisfactoria. El tipo con barra horizontal también fue excluido debido a su pobre operación en el ajuste del descargador (barra) y su instalación. El cuerno en forma de anillo fue adoptado ya que tanto la capacidad para despejar sobre voltajes y su operación de instalación fueron buenas.

En cuanto a las coordenadas que presentaría el anillo, el desempeño de la actuación fue de la siguiente manera:

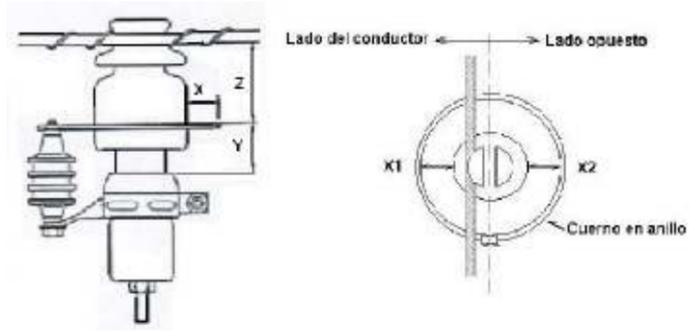
a.- Sin importar que el aislador estuviere mojado, seco o contaminado, el flameo de las descargas deberá tomar lugar entre el conductor y el cuerno de arqueo.

b.- Aun cuando el cuerno esta instalado en forma excéntrica, la actuación de despeje deberá ser mantenida.

Cuando la superficie del aislador este contaminada, la actuación del despeje desciende comparado cuando la superficie del aislador esta limpia, debido a que el flujo del flameo de las descargas electro atmosféricas viene a ocurrir a lo largo de la superficie del aislador. Por lo tanto, la actuación de despeje fue también verificada para cuando la superficie del aislador presente contaminación.

Las pruebas fueron llevadas para los casos en que el aislador estaba uniformemente contaminado, no uniformemente contaminado y cuando el cuerno fue movido a la fuerza respecto a su posición horizontal, etc. Cuando  $Z = 100$  mm, no existió ningún problema, y el desempeño del despeje fue correcta.

**Figura 48. Coordenadas del cuerno de arqueo**



Fuente: Folleto informativo NGK No. 305/1999, *Current Limiting Arcing Horn*.

Cuando  $Z = 120$  mm, la falla de despeje ocurrió con impulsos de voltaje de descarga electro atmosféricas de 130 kV en el caso en que el aislador estaba no uniformemente contaminado y el anillo fue forzado respecto a su posición horizontal. Los resultados de las pruebas se pueden observar en la tabla XI. Donde 0 = bueno y x = malo

Tabla XI. Tabla de resultados en el desempeño del despeje en aisladores contaminados

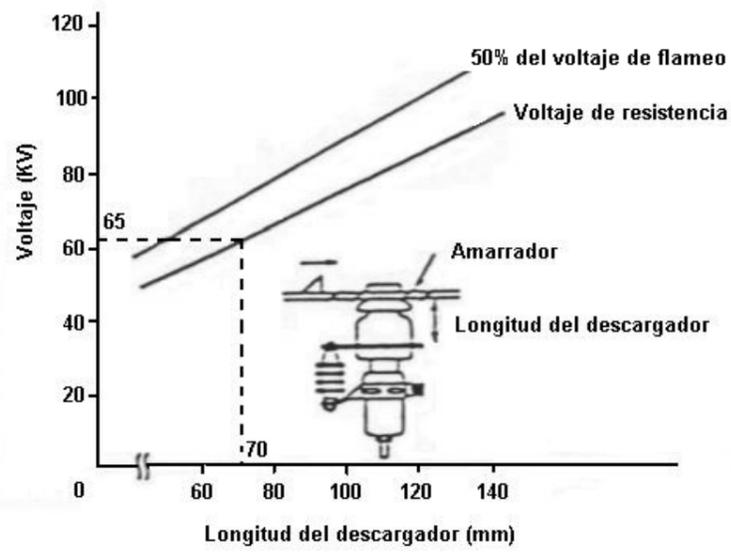
Distancia Horizontal Z en mm	Parte contaminada		Todo el aislador				Lado del conductor				Lado opuesto al conductor			
	Impulso de voltaje aplicado	Pendiente Polaridad	130 kV/us		2500 kV/us		130 kV/us		2500 kV/us		130 kV/us		2500 kV/us	
			pos	neg.	pos	neg.	pos	neg.	pos	neg.	pos	neg.	pos	neg.
	Posición de la instalación													
	X1 (mm)	X2 (mm)												
100	17.5	17.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	26	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
120	17.5	17.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	26	26	0	0	0	0	0	x	0	0	0	0	0	0
	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	x	0	0

Fuente: Folleto informativo NGK No. 305/1999, *Current Limiting Arcing Horn*.

### 3.2.3 Nivel de aislamiento

Para el nivel de aislamiento, es deseable que el nivel de aislamiento se mantenga tan alto como sea posible, así el objetivo es que el nivel para 6.6 kV se suela mantener a 60 kV, la longitud del descargador (Z) entre la línea y el anillo debe estar por lo menos a 70 mm.

Figura 49. Relación entre la longitud del cuerno y el impulso de la descarga al 50% del voltaje de flameo



Fuente: Folleto informativo NGK No. 305/1999, *Current Limiting Arcing Horn*.

### 3.2.4 Desempeño de las características de contaminación

El resultado revelado en las pruebas<sup>22</sup> fue que cuando la distancia X entre el aislador y el anillo de arqueo era de 12.5 mm, el aislador y el anillo se conectaban eléctricamente, la corriente de fuga fluía a través de superficie de caucho del elemento limitador de corriente mientras que a una distancia de 17.5 mm, no existía conexión y el desempeño para las características contra la contaminación fueron optimas tomando el aislamiento completo como una unidad.

De acuerdo a las investigaciones anteriores, las coordenadas para el cuerno fueron determinadas como:

X = 17.5 mm, Y = 58 mm, Z = 100 mm.

### Pruebas<sup>23</sup>

#### Desempeño en la interrupción de la corriente de falla

Los objetivos del desempeño son los siguientes:

1. Cuando los cuernos de arqueo de las fases en condiciones normales operan bajo condición de falla línea a tierra, el arco deberá ser interrumpido repetidamente en medio ciclo de voltaje AC.
2. No deberá existir daño perjudicial en el conductor o los amarradores.

El desempeño de la interrupción de la corriente de falla en el diseño presentado cumplió con los objetivos enunciados. Cualquier valor de corriente

---

<sup>22</sup> Para la prueba se roció agua salina a razón de 1 mm/min a un ángulo de 45°, el agua contenía 30 g/l de sal, 40g/l de impurezas y agua, durante estas condiciones al aislador se le aplicó un voltaje constante de 4 kV r.m.s durante 20 minutos. (Documento 86 SM 363-6, Development of Current Limiting Arcing Horn; Chubu Electric Power, Co., Inc. Nagoya, Japón)

<sup>23</sup> Pruebas realizadas por *NGK Insulator, Ltd.*, y por *Chubu Electric Power Co., Inc.*, ambas empresas en Nagoya, Japón. 1986.

interrumpida fue menor que la capacidad de la corriente de descarga del elemento, y fueron interrumpidas en medio ciclo. Además, no se presentó ningún daño perjudicial a los conductores. Para las pruebas se utilizó un generador de impulsos de corriente. Los resultados se pueden observar en la tabla XII.

Tabla XII. Tabla de resultados del desempeño en la interrupción de la corriente de falla

Muestra No.	Voltaje AC aplicado (kV rms)	Angulo de fase del impulso de corriente (grados)	Corriente de falla		Desempeño en la interrupción de la corriente de falla
			Magnitud (A)	Duración (ms)	
1	4.0 (voltaje línea a tierra)	84	0		bueno
		263	0		bueno
75		0		bueno	
153		0		bueno	
3	7.0 (voltaje línea a línea)	84	70	2.59	bueno
		262	138	0.32	bueno
76		67	2.95	bueno	
253		133	0.31	bueno	
4		65	73	3.5	bueno
		242	129	3.3	bueno

Fuente: Folleto informativo NGK No. 305/1999, *Current Limiting Arcing Horn*.

Forma de onda: 2500 A, 8 x 20  $\mu$ s , No. De aplicaciones: 5, Intervalo de tiempo: 1 min.

Desempeño de la corriente de descarga nominal y de la resistencia al impulso de corriente. Los sobre voltajes por descargas electro atmosféricas que ocurren en las líneas de distribución están clasificadas en sobre voltajes inducidos y sobre voltajes por incidencia directa. De acuerdo a datos estadísticos, la magnitud de la corriente de las descargas en sistemas de distribución no son mayores a 1000 A. Por lo tanto se adopto elementos de

ZnO para descargas de corriente nominal de 2500 A, para prevenir las fallas en las líneas. El cuerno de arqueo presenta suficiente resistencia contra la corriente de los sobre voltajes inducidos. Este elemento tiene la capacidad de descargar un impulso de corriente de 40 kA, y la corriente de los sobre voltajes por incidencias directas fluye dividido entre el conductor y el cuerno conforme a la relación entre la impedancia de sobre voltaje del conductor y la resistencia a tierra. Así, suponiendo que la relación es de uno y medio, el cuerno de arqueo también puede prevenir fallas de líneas debido a impactos directos menores a 80 kA, lo cual cubre la mayor parte de las corrientes por sobre tensiones debidas a incidencias directas. Los resultados se pueden observar en la tabla XIII.

Tabla XIII. Tabla de resultados en el desempeño del despeje en aisladores contaminados

Prueba	Muestra	Resultado de las pruebas					
		30 kA		40 kA		50 kA	
		1ra.	2da.	1ra.	2da.	1ra.	2da.
Impulso de corriente de rayo Forma de onda: 4 x 10 ms No. De aplicaciones: 2 Intervalo de tiempo: 5 min.	1	O	O	O	O	O	X
	2	O	O	O	O	X	
	3	O	O	O	O	O	
	4	O	O	O	O	X	
Impulso de corriente de rectangular Forma de onda: 2 ms No. De aplicaciones: 20 Intervalo de tiempo: 2 min.		200 A		300 A			
		20 Veces	2da.	4ta.	6ta.	8va.	10ma.
	1	O	O	O	O	O	X
	2	O	O	X			
	3	O	O	O	X		
4	O	O	O	O	O	X	

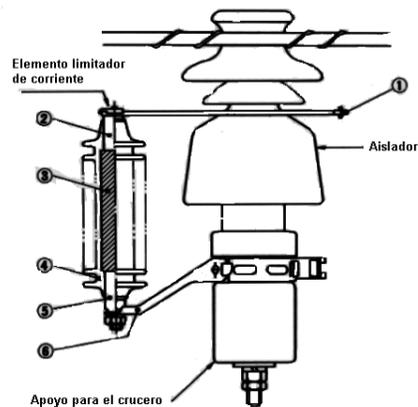
Fuente: Folleto informativo NGK No. 305/1999, *Current Limiting Arcing Horn*.

Donde: O = Prueba superada, X = Ruptura del elemento

### 3.2.5 Estructura

La figura 50 muestra la estructura del elemento limitador de corriente y el cuerno de arqueo. El anillo de arqueo esta instalado en la parte superior del elemento limitador, y el herraje para que el equipo pueda ser instalado en el lado de tierra esta montado en la parte inferior del aislador. El elemento limitador de corriente puede ser instalado fácilmente a las líneas existentes sin necesidad de tocar las partes energizadas. La instalación es posible aún bajo condiciones de líneas energizadas. Debido a la presencia del descargador de aire, todo el voltaje AC no es aplicado al elemento limitador de corriente, por lo que se elimina el deterioro del elemento. El elemento nunca causará falla a tierra aunque este presente algún deterioro. Un supresor de óxido de zinc con descarga nominal de 2500 A es utilizado como elemento limitador de corriente, los electrodos superior e inferior están dentro del mismo. El elemento limitador de corriente esta moldeado por un polímero de etil propileno terciario (EPT) el cual presenta excelente resistencia contra la humedad y fisuras, es impermeable compacto y liviano.

**Figura 50. Partes del pararrayo con cuerno de arqueo**



Donde:

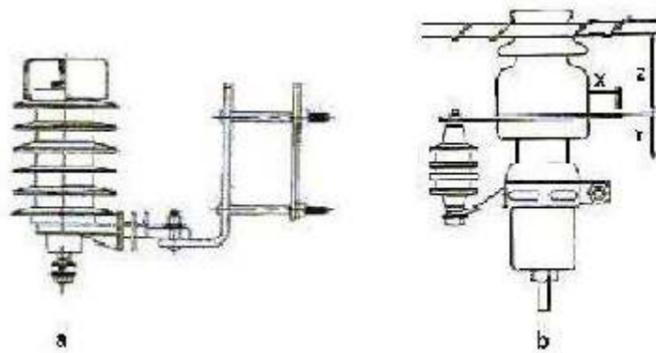
- 1.- Cuerno en anillo
- 2.- Electrodo superior

- 3.- Elemento de ZnO (óxido de zinc)
- 4.- Revestimiento de polímero
- 5.- Electrodo inferior
- 6.- Herraje de montura

### 3.3 Comparación técnica de los pararrayos convencionales y los pararrayos con cuerno de arqueo

Ciertamente, la idea de la aplicación de los pararrayos en líneas de distribución ha existido desde hace mucho tiempo, pero ha habido problemas que resolver concernientes a la durabilidad y confiabilidad bajo condiciones severas de uso incluyendo el costo. Los pararrayos óptimos tienen que ser aquellos que mantengan sus funciones eléctricas y mecánicas aún cuando sean sujetos a excesivas incidencias de descargas electro atmosféricas.

**Figura 51. Tipos de pararrayos de red de distribución**



Donde:

- a: Pararrayo convencional y su herraje para montarse en crucero
- b: Pararrayo con cuerno de arqueo, aislador y herraje para montarse en crucero.

Las comparaciones que se pueden realizar entre los pararrayos normales y los pararrayos con cuerno de arqueo básicamente están basadas en cuatro términos, ya que los dos tipos de pararrayos presentan elementos de óxido de zinc como supresor, los términos son los siguiente:

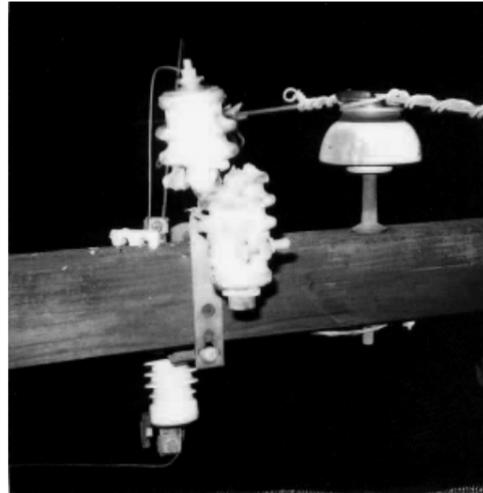
La coordinación de aislamiento con los aisladores existentes, el diseño compacto (económico), los métodos de mantenimiento y el diseño del montaje. En otras palabras se puede decir que lo que se busca es:

Confiabilidad, Mantenimiento, Seguridad pública, Trabajo de instalación

### **3.3.1 Confiabilidad**

Los pararrayos de tipo convencional son propensos a fallas debido a que estos se encuentran permanentemente conectados al sistema, con lo que el elemento supresor se encuentra sometido a una corriente (pequeña) pero que con el tiempo deteriora el equipo. Ambientes contaminados (niveles III y IV) pueden ocasionar daños en la goma del polímero y/o acumular impurezas en la superficie del pararrayo provocando con esto una posible falla.

**Figura 52.** Foto tomada del pararrayo retirado el 23-06-2002 en km 102, Parcelamiento Santa Isabel, Puerto de San José, durante revisión del cto. 75



**Figura 53.** Pararrayo retirado el 08-06-2002 en km 70.5 a Taxisco, Finca El Morro, Guanagazapa.

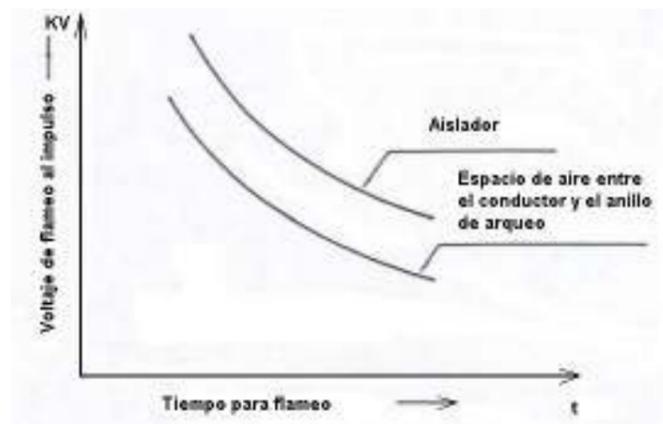


En los pararrayos con cuernos de arqueo, la corriente es interrumpida por el espacio de aire entre el cuerno y el elemento supresor. Debido a esto, fallas a tierra (pararrayos en corto) en este tipo de pararrayo nunca ocurre.

Aunque exista un alto grado de contaminación, los elementos del pararrayo con cuerno no fallan debido a que no están conectados directamente al conductor de fase.

Como se puede observar en la gráfica, cuando existe una descarga electro atmosférica que incida directamente en los conductores de fase (mal blindaje de la línea), el flameo ocurre del conductor al aislador, debido a que el pararrayo con cuerno de arqueo presenta un aislador con mejores características que un aislador convencional tipo PIN de 10 kV, el flameo ocurre entre el conductor y el cuerno de arqueo, con lo que la corriente que el supresor conduce es menor, evitando así, que tanto el aislador como el elemento limitador de corriente se deterioren.

**Figura 54. Tiempo de flameo al impulso de un cuerno de arqueo**



Fuente: Folleto informativo NGK No. 312/1991 para aisladores tipo pin de poste

### 3.3.2 Mantenimiento

Lamentablemente para el caso del pararrayos convencional, la forma de enterarse de que ha fallado es debido a operación del *recloser* o fusible más cercano, o se reporta que ha estallado.

En el caso del pararrayo con cuerno de arqueo, no existe programa de mantenimiento, debido a que no causa falla, ya que no está conectado a la red de voltaje, aunque la goma del polímero se encuentre dañada o altamente contaminada.

Seguridad Pública: Se ha reportado varios casos (por lo general en zonas de alto nivel cerámico), donde los pararrayos convencionales han estallado debido a la onda de descarga que reciben, aunque no se ha reportado daños en personas, si se ha establecido que los pedazos del pararrayo vuelan cerca de su soporte.

No existe radiación ni fuerte ruido. Debido a que el elemento de óxido de zinc es moldeado en goma de polímero terciario de etílenopropileno (ETP), el cual presenta tan buena resistencia al agua como resistencia mecánica.

Trabajo de instalación: En ambos casos, se pueden instalar con líneas energizadas o desenergizadas, aunque el pararrayo con cuernos de arqueo se puede instalar independientemente de su aislador, ya que este está conectado solamente al lado de aterrizaje.

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

El sistema de distribución es una porción del sistema eléctrico de potencia que une la generación eléctrica con los usuarios. Circuitos de sub transmisión, subestaciones de distribución, circuitos secundarios y conexiones de consumidores, forman diferentes partes de lo que generalmente se llama sistema de distribución.

La evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución, contribuye a la adecuación de las distintas partes que forman a dicho sistema para la función requerida. El sistema de distribución es una parte del total del sistema eléctrico que proporciona el vínculo final entre el sistema y el consumidor. En muchos casos, esta unión es radial por lo que, el sistema es susceptible a salidas por eventos simples. Esto ha ocasionado que después de investigaciones se diga que el 80% de todas las interrupciones, ocurren debido a fallas en el sistema de distribución. Estas salidas usualmente ocasionan suspensión de suministro al usuario y tienen diferentes efectos de disturbio en el sistema eléctrico de potencia.

La confiabilidad del servicio tiene siempre una primera importancia en la utilización de sistemas eléctricos y hay muchas aplicaciones en área de distribución. Estas aplicaciones se pueden dividir en dos segmentos de medida, uno de realización pasada y otro de realización futura. Ambas aplicaciones proporcionan la colección de datos de salida del sistema, los cuales tienen un nivel y complejidad que dependen del uso que se les de.

Entre la información de confiabilidad que se puede obtener está:

1. Suministrar a la jefatura reportes estadísticos considerando la calidad del servicio del consumidor en el sistema eléctrico en conjunto.
2. Identificar circuitos de desempeño abajo de lo normal y asociar las causas.
3. Suministrar a la jefatura reportes estadísticos referentes a la calidad del servicio del usuario para cada área operada.
4. Proveer la historia de confiabilidad de circuitos individuales para discusión con usuarios corrientes o presuntos.
5. Satisfacer requisitos de los organismos reguladores.
6. Suministrar datos estadísticos referentes a la calidad de servicio del usuario, para cada nivel de voltaje.
7. Obtener el mejoramiento óptimo en confiabilidad por dólar gastado, para designar programas de mantenimiento y operación.

#### **4.1 Clasificación de las fallas**

Las fallas en un sistema de distribución, son clasificadas como temporales y permanentes. Una falla temporal, es definida como aquella que puede ser eliminada antes de que ocurra un daño serio. Esta falla puede eliminarse asimismo y por medio de un dispositivo de protección que opere suficientemente rápido para prevenir el daño.

Como ejemplo de fallas temporales tenemos las descargas en aisladores de porcelana, balanceo momentáneo de los conductores y contactos momentáneos con los conductores. La mayoría de las fallas en sistemas de distribución aéreos, son generalmente temporales. Una falla que inicialmente

es temporal, puede llegar a ser permanente, si no se puede eliminar rápidamente.

Una falla permanente es aquella que persiste sin importar la velocidad con que el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito se desenergiza. Si dos o más conductores desnudos en un sistema energizado se unen permanentemente o bien uno de ellos sufre una ruptura, la falla podría ser permanente. Un arco entre dos fases en un circuito con conductores forrados, puede ser una falla temporal, pero si la falla no es rápidamente desenergizada, los conductores pueden romperse y originar una falla permanente.

Si circuitos alimentadores de distribución fueran instalados sin equipos de protección para sobre corrientes, podría originar salidas de todos los usuarios alimentados, originándose así resultados inaceptables de confiabilidad.

Para que el sistema tenga un nivel aceptable de confiabilidad, se tienen que tomar en cuenta algunos aspectos, entre los cuales están:

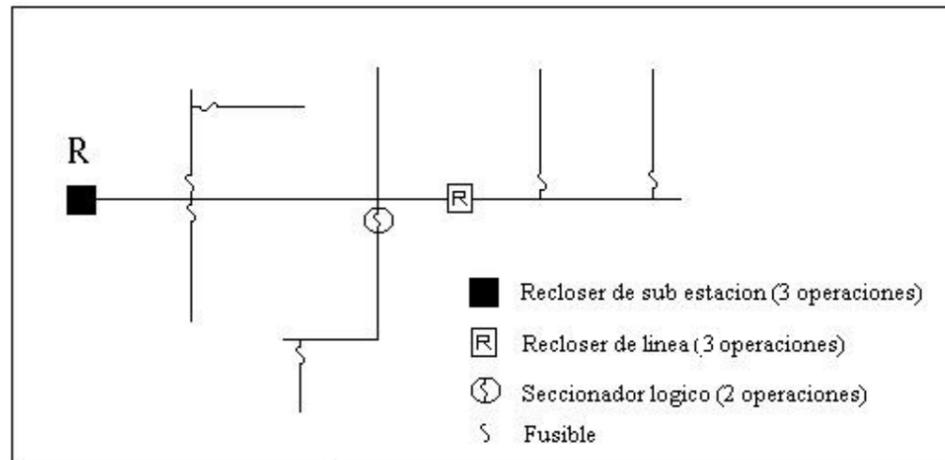
- a) Proyectar una construcción y operación tal, que el número de fallas sea el mínimo.
- b) Instalar equipo de protección de sobre corrientes para minimizar el efecto de las fallas en la confiabilidad del sistema.

Ambos aspectos, se pueden aprovechar utilizándose en su debida proporción, para que el servicio al consumidor tenga un nivel aceptable de confiabilidad al menor costo posible.

#### 4.2 Influencia de las instalaciones de protección en sistemas de distribución

El sistema descrito en la siguiente figura, consiste en un alimentador, protegido por un interruptor de tres polos con dos operaciones de apertura y una de cierre, los ramales están conectados al ramal principal por medio de seccionadores o fusibles, el ramal principal también está protegido por un *recloser* de línea.

Figura 55. Diagrama unifilar de un alimentador



La primera necesidad de protección en un sistema de distribución, es la de aislar las fallas permanentes de la porción no afectada del sistema de distribución.

Una falla permanente en un ramal puede ser aislada del sistema por medio de la acción del seccionador o del fusible respectivo. Supóngase que el

interruptor del ramal principal (*recloser* de línea), seccionadores y fusibles se eliminan, por lo que, una falla en un ramal, sería eliminada por medio del disparo del interruptor en la subestación. Esto ocasionaría una salida permanente de todos los consumidores del sistema por una falla permanente y una degradación seria en la confiabilidad del sistema. Con esto, se ve que el uso de seccionadores o fusibles para aislar circuitos ramales, es útil para el mejoramiento de la confiabilidad.

Si el interruptor del ramal principal (*recloser* de línea) no fuera usado, y ocurriera una falla permanente en la troncal, esta se libraría por medio del disparo del interruptor en la subestación. Instalando un seccionador automático en el ramal, como en la figura 55, los consumidores localizados entre el recierre de la subestación y la seccionalización tendrán un mejoramiento en la confiabilidad, ya que no provocará una interrupción en ellos.

La segunda función de la protección de sobre corriente, es la rapidez de desenergizar una falla temporal antes de que ésta se convierta en una falla permanente y antes de que un recierre de sobre corriente opere. Si esto se lleva a cabo, el consumidor experimentará sólo una salida temporal, esto, en caso de que el dispositivo que desenergiza la falla temporal, sea de recierre automático para energizar nuevamente el circuito. No es posible prevenir fallas permanentes o causas de salida permanentes, debido a que la rapidez para aislar la falla temporal no es siempre la suficiente.

La tercera función de la protección de sobre corriente, es la de minimizar el tiempo de localización de una falla permanente en el sistema de distribución. Supóngase que en el alimentador de la figura 55, los ramales están conectados sólidamente al ramal principal y además el recierre del interruptor de subestación no se usa. Si ocurre una falla permanente en cualquiera de los

ramales o en el ramal principal, se producirá una salida del servicio para todos los usuarios, siendo mucho tiempo el que se llevará para la revisión de las líneas durante la localización de la falla; en cambio, si se utiliza dispositivos de desconexión con la coordinación y selectividad adecuada, la salida del servicio fallado ayudará a la localización de la falla permanente.

Otra de las funciones de la protección de sobre corriente, es la de prevenir un daño en el equipo fallado (cables, transformadores, etc.). Considérese una falla permanente en uno de los últimos ramales protegidos por fusibles (figura 55). El fusible deberá aislar la falla antes de que los límites de corriente de falla en el conductor sean alcanzados, ocasionándole un daño serio al conductor.

#### **4.3 Índices típicos e índices normalizados de la confiabilidad**

Existen varias posibilidades para el desarrollo de los índices de confiabilidad.

Los índice más típicos que se podrían encontrar en cualquier compañía distribuidora son descritos a continuación.

SAIDI -	Índice de duración promedio de interrupción en el sistema
SAIFI -	Índice de frecuencia promedio de interrupción en el sistema
CAIDI -	Índice de duración promedio de interrupción del usuario
CAIFI -	Índice de frecuencia promedio de interrupción por usuario
ASAI -	Índice de disponibilidad promedio del servicio
ALII -	Índice de kVA interrumpidos por kVA de la carga total

Para Guatemala:

Actualmente en Guatemala existe un ente regulador del servicio eléctrico en todos sus campos, que es la comisión nacional de energía eléctrica (CNEE), el cual ha establecido normas que deben cumplirse para garantizar un buen servicio a los usuarios de la red eléctrica, tanto de transmisión como de distribución. Los índices contadores de la calidad del servicio técnico son dos, la frecuencia de interrupción por usuario (FIU) y el tiempo de interrupción por usuario (TIU), para el cálculo de estos índices se toman únicamente en cuenta las interrupciones mayores o iguales a 3 minutos, de una manera acumulativa en intervalos de cálculo y control de seis meses. Las tolerancias existentes en la actualidad para el área de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez son:

**Tabla XIV. Valores de las tolerancias del TIU y FIU**

<b>Nivel de Tensión</b>	<b>Tolerancia FIU Urbano</b>	<b>Tolerancia FIU Rural</b>	<b>Tolerancia TIU Urbano</b>	<b>Tolerancia TIU Rural</b>
Baja Tensión	6	8	10	12
Media Tensión	4	6	8	10
Alta Tensión	3	3	6	6

**Fuente: Normas Técnicas del servicio de Distribución, según resolución CNEE No. -09-99**

Donde FIU se expresa en número de interrupciones y TIU en horas de interrupción. La frecuencia de interrupciones por usuario (FIU) y el tiempo de interrupción por usuario (TIU) corresponden a:

#### 4.4 Índices de calidad para las interrupciones

De acuerdo con lo estipulado en las normas técnicas del servicio de distribución, según resolución CNEE No. –09-99, el día 7 de abril de 1999 por la comisión nacional de energía eléctrica, en el título VI, referente a la calidad del servicio técnico, capítulo II, referente a las Interrupciones, se establecen los índices para llevar el control de la calidad del servicio técnico. Dichos índices para la evaluación actual son:

#### **4.4.1 Frecuencia de interrupción por usuario (FIU)**

Este índice representa la cantidad total de interrupciones sufridas por cada uno de los usuarios de la empresa distribuidora de electricidad y está calculada por medio de la siguiente fórmula:

$$FIU = \sum I_j \quad (1)$$

En donde  $I_j$  representa número de interrupción  $j$ , para cada usuario.

#### **4.4.2 Tiempo de interrupción por usuario (TIU)**

Este índice representa el tiempo total de interrupción sufrido por cada uno de los usuarios de la empresa distribuidora de electricidad y está calculada por medio de la siguiente fórmula:

$$TIU = \sum T_{fsuj} \quad (2)$$

En donde  $T_{fsuj}$  representa el tiempo, en horas, de la interrupción  $j$ , para cada usuario. Estos índices son los utilizados en la actualidad, ya que anteriormente, debido a que la implementación se llevó a cabo en tres etapas, en las primeras

dos se llevaba el control por medio del kVA promedio desconectado por interrupción, lo que representaba la frecuencia media de interrupción por kVA desconectado (FMIK) y el tiempo total de interrupción por kVA (TTIK), estos indicadores fueron utilizados únicamente en las primeras dos etapas, en la segunda etapa se inicio con el control de las interrupciones por usuario únicamente para los usuarios de media y alta tensión, iniciándose el control de interrupciones totales por usuario a partir del mes trece de la etapa de régimen. En la siguiente tabla se muestran las tolerancias existentes tanto para FMIK y TTIK, y para FIU y TIU.

Al excederse la tolerancia de FIU y de TIU, se toma en consideración la sanción mayor de las dos, para indemnizar a los usuarios afectados. El cálculo de las indemnizaciones al sobrepasar las tolerancias es un poco complejo, pero en sí, las variables involucradas son el costo de la energía no suministrada (CENS), el FIU del usuario comparado contra la tolerancia, el TIU del usuario comparado contra la tolerancia y un factor de 8760 que representa las horas que tiene un año.

Cálculo de las sanciones para compañías distribuidoras

Energía no suministrada

Por medio de las ecuaciones (3) y (4) se puede establecer el valor de la Energía no suministrada.

$$ENS_{fiu} = \left[ (FIU_{usuario} - FIU_{tolerancia}) \times \frac{TIU_{normal}}{FIU} \right] \div 8760 \quad (3)$$

$$ENStiu = (TIU_{usuario} - TIU_{tolerancia}) \div 8760 \quad (4)$$

Las ecuaciones siguientes establecen el valor de la sanción<sup>24</sup> a pagar por parte de las empresas distribuidoras en el caso de exceder las tolerancias. A los usuarios que se les aplica una indemnización individual, no les corresponderá una indemnización global. Cada usuario recibe una indemnización proporcional a su consumo de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.

$$INII = ENS_{USUARIO} \times CENS \quad (5)$$

(5a) FIU

$$INII = \frac{\left[ (FIU_{USUARIO} - FIU_{TOLERANCIA}) \times \frac{TIU_{USUARIO}}{FIU_{USUARIO}} \right]}{8760} \times CENS \times \text{Energía Suministrada}$$

(5b) TIU

$$INII = \frac{(TIU_{USUARIO} - TIU_{TOLERANCIA})}{8760} \times CENS \times \text{Energía Suministrada}$$

Donde  $FIU_{TOLERANCIA}$  y  $TIU_{TOLERANCIA}$  depende si el usuario es de media tensión en área rural o urbana y si es de baja tensión en área rural o urbana (ver tabla III), CENS es la Calidad de energía no suministrada y 8760. El valor de CENS está definido por períodos de acuerdo a la CNEE, para el período de enero-marzo 2002 es 11.799 según resolución CNEE-42-2002. La energía suministrada corresponde a la energía consumida por el usuario durante un semestre. Tanto para indemnización global como para individual, el distribuidor deberá determinar el valor de la Energía no suministrada mediante

---

<sup>24</sup> INIIG = Indemnización para ser distribuida individualmente (Q).

las fórmulas (3) y (4) y se aplicará la mayor a fin de calcular el valor de la indemnización.

Se escogieron circuitos del área sur de la red de distribución nacional, los kVA instalados, los kVA afectados por interrupción y el número de usuarios es aproximado.

**Tabla XV. kVA instalados en los circuitos a ejemplificar.**

<b>DATOS DEL SISTEMA</b>		
<b>Cto.</b>	<b>Núm. Usuarios</b>	<b>kVA instalados</b>
A	4000	21540
B	2600	5630
C	7200	7880
D	700	9360
E	5300	15165
F	7900	3000
<b>TOTAL</b>	<b>27760</b>	<b>625750</b>

Fuente: Unidad de calidad de servicio de EEGSA.

**Tabla XVI. Datos de interrupciones y de kVA afectados en los circuitos a ejemplificar**

Cto.	Interrupción	No. de Interrupciones	kVA afectados	No. Consumidores afectados	Tiempo de Interrupción (Hrs.)
A	1	12	10500	4000	1
B	2	10	2000	5630	0.5
C	3	8	3000	7880	2
D	4	5	9360	700	1
E	5	6	15165	5300	3
F	6	9	8000	3000	1.5

Fuente: Unidad de calidad de servicio de EEGSA.

Para las interrupciones se tomaron en cuenta solamente incidencias donde se reportó quema de fusibles debido a descargas electro atmosféricas. El tiempo de interrupción se tomó de acuerdo al reporte de interrupciones del mes de junio 2001.

Para el TIU y el FIU se escogieron usuarios del circuito B para ejemplificar el caso de los índices, tanto urbano como rural<sup>25</sup>.

De acuerdo al unifilar y a los datos<sup>26</sup> recopilados durante el mes de junio del 2001, se pueden asignar los siguientes valores de tiempo de interrupción y veces de interrupción a los fusibles y al circuito.

Punto 1	Punto 2	Punto 3	Punto 4	Punto 5
2 veces				
1 hora	3 horas	3 horas	3 horas	2 horas

Se escogieron los siguientes usuarios:

Usuario media tensión A:

<sup>25</sup> La diferencia entre urbano y rural esta definido como el número de servicios por cada 50 m.

<sup>26</sup> El 85 % de las interrupciones son debidas a descargas electro atmosféricas (Datos de calidad del servicio de EEGSA).

DARSA

Usuario media tensión B:

Finca El Barco

Usuario media tensión C:

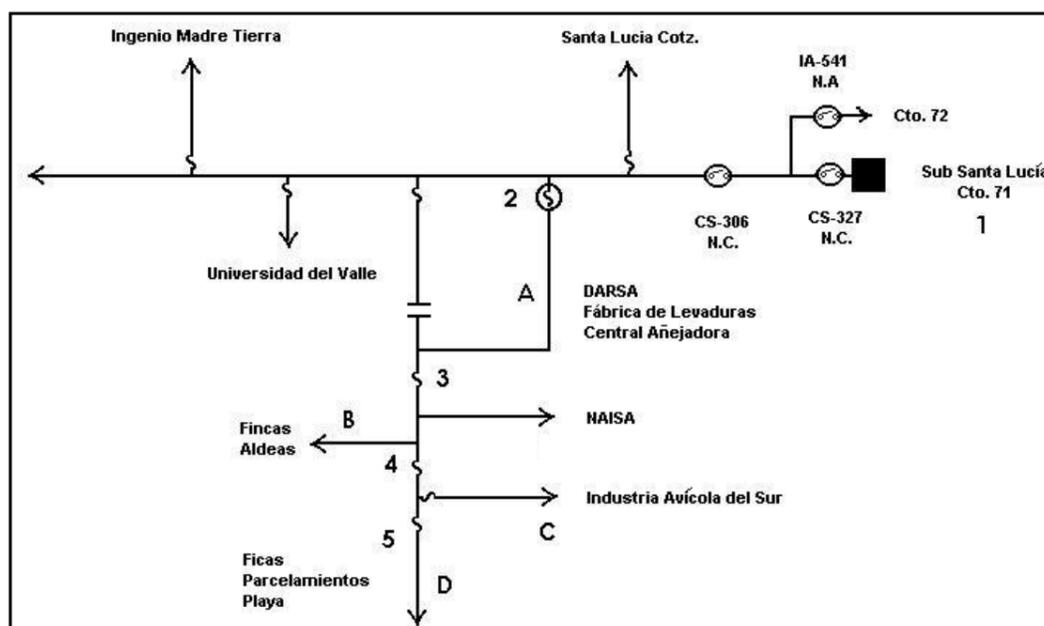
Avícola del Sur

Usuario media tensión D:

Parcelamiento El Socorro

El unifilar que representa los puntos y los usuarios es el siguiente:

**Figura 56. Esquema unifilar del circuito de distribución con sus usuarios a ejemplificar.**



Debido a que cada usuario es afectado por la protección anterior, se debe sumar la del usuario más las interrupciones del fusible anterior, por lo que se tienen:

**Usuario A:**

2 veces (usuario) + 2 veces (circuito) = 4 veces

3 horas (usuario) + 1 horas (circuito) = 4 horas

Energía usuario de media tensión: 1,165,836 kWh/semestre

Energía usuario de baja tensión: 3,360 kWh/semestre

**Usuario B:**

2 veces + 3 horas + A = 6 veces y 7 horas

Energía usuario de media tensión: 0<sup>27</sup> kWh/semestre

Energía Usuario de Baja Tensión: 2,280 kWh/semestre

**Usuarios C:**

2 veces + 4 horas + B = 8 veces y 11 horas

Energía usuario de media tensión: 35,080,500 kWh/semestre

Energía usuario de baja tensión: 6,432 kWh/semestre

**Usuario D**

2 veces + 2 horas + C = 10 veces y 13 horas.

Energía usuario de media tensión: 0 kWh/semestre

Energía usuario de baja tensión: 420 kWh/semestre

---

<sup>27</sup> Donde aparece 0 kW/semestre, es donde no existe usuario de ese nivel de tensión

Los índices TIU y FIU para los usuarios A, B, C, y D están definidas por las ecuaciones (1) y (2), por medio de las ecuaciones (3) y (4) se puede establecer el valor de la Energía no suministrada.

Las ecuaciones (5a) y (5b) establecen el valor de la sanción<sup>28</sup> a pagar por parte de las empresas distribuidoras en el caso de exceder las tolerancias. A los usuarios que se les aplica una indemnización individual, no les corresponderá una indemnización global. Cada usuario recibe una indemnización proporcional a su consumo de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.

**Tabla XVII. Valor de INII (FIU) para usuarios de media tensión, rural y urbano**

Usuario	FIU Usuario (veces)	FIUTol. Urbana (veces)	FIUTol. Rural (veces)	TIU Usuario (Horas)	Energía Media kWh/semestre	INII Urbano (Q)	INII Rural (Q)
A	4	4	6	4	1164836	Q0.00	Q0.00
B	6	4	6	7	0	Q0.00	Q0.00
C	8	4	6	11	35080500	225,227.23	Q129,939.01
D	10	4	6	13	0	Q0.00	Q0.00

**Tabla XVIII. Valor de INII (FIU) para usuarios de baja tensión, rural y urbano**

Usuario	FIU Usuario (veces)	FIUtol. Urbana (veces)	FIUtol. Rural (veces)	TIU Usuario (Horas)	Energía Media kWh/semestre	INII Urbano (Q)	INII Rural (Q)
A	4	4	6	4	3360	Q0.00	Q0.00
B	6	4	6	7	2280	Q7.17	Q0.00
C	8	4	6	11	6432	Q47.65	Q23.82
D	10	4	6	13	420	Q4.41	Q2.94

<sup>28</sup> INIIG = Indemnización para ser distribuida individualmente (Q).

**Tabla XIX. Valor de INII (TIU) para usuarios de Media tensión, rural y urbano**

Usuario	TIU Usuario (Horas)	TIUtol. Urbana (Horas)	TIUtol. Rural (Horas)	Energía Media kWh/semestre	INII Urbano (Q)	INII Rural (Q)
A	4	8	10	1164836	Q0.00	Q0.00
B	6	8	10	0	Q0.00	Q0.00
C	8	8	10	35080500	Q141,751.65	Q47,250.55
D	10	8	10	0	Q0.00	Q0.00

**Tabla XX. Valor de INII (TIU) para usuarios de baja tensión, rural y urbano**

Usuario	TIU Usuario (Horas)	TIUtol. Urbana (Horas)	TIUtol. Rural (Horas)	Energía Media kWh/semestre	INII Urbano (Q)	INII Rural (Q)
A	4	8	10	3360	Q0.00	Q0.00
B	6	8	10	2280	Q0.00	Q0.00
C	8	8	10	6432	Q25.99	Q8.66
D	10	8	10	420	Q2.83	Q1.70

Para el segundo semestre del 2002, la sanción del área ejemplificada fue en una aproximación Q 100,000.00, la diferencia entre esta sanción y la que aparece en las tablas es debida a que no se toman en cuenta los clientes de otras distribuidoras.

## **5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA UTILIZACIÓN DE LOS PARARRAYOS CON CUERNO DE ARQUEO EN EL AREA SUR DE LA RED NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN**

Aunque siempre es deseable tener un alto grado de confiabilidad, no todas las veces se justifica la alta inversión que va asociada con un esquema de alta confiabilidad.

A continuación se analizará la relación confiabilidad-costo, con el fin de establecer una metodología que permita emitir la mejor decisión al seleccionar la solución a determinado problema.

Precio de la confiabilidad: Es posible aceptar fácilmente que se requiere una mayor inversión a medida que el grado de confiabilidad exigido es más alto. La figura 57 permite conocer esta relación confiabilidad-precio, de una manera más cuantitativa.

Para establecer esto se determinará el índice de disponibilidad promedio del sistema por medio de la siguiente expresión:

$ASAI = ((\text{Consumidores totales del sistema} \times 8760) - (\text{suma de minutos interrumpidos por usuarios totales}/60)) / (\text{consumidores totales del sistema} \times 8760)$

$ASAI = ((27760 \times 8760) - (1911300/60)) / (27760 \times 8760)$

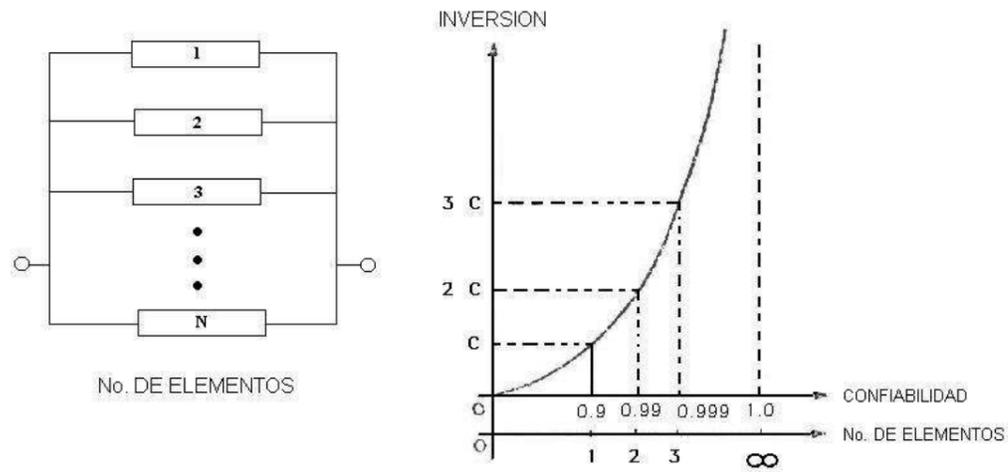
ASAI = 0.99986 P.U.

Se supone que la función del sistema es cumplida por un sólo elemento cuya probabilidad de falla es 0.1 y se representa en dicha figura cómo aumenta la confiabilidad y el monto de la inversión, a medida que se va aumentando elementos en

paralelo. Es posible observar dos aspectos importantes, a partir de esta figura:

- a) La confiabilidad no crece linealmente con el monto de la inversión.
- b) La inversión necesaria para un sistema infalible (confiabilidad del 100%) resulta infinita.

**Figura 57. El precio que debe pagarse por un cierto grado de confiabilidad seleccionado**



Fuente: Teoría y aplicaciones de la confiabilidad: García, Adolfo; Martínez, Felipe, 1984., pp. 125

### 5.1 Costos de las interrupciones

Una confiabilidad alta tiene un precio alto; pero también una confiabilidad baja lleva asociados unos costos altos, en este caso, debidos a las frecuentes y/o prolongadas interrupciones del suministro de energía eléctrica.

Los costos debidos a las interrupciones, pueden clasificarse en dos grandes categorías:

- Costos para los consumidores
- Costos para la compañía

#### 5.1.1 Costo para los consumidores

El impacto de las interrupciones sobre los consumidores puede dividirse en dos tipos:

**a) Costos directos** Daños en equipos, descomposición de alimentos, pérdida de producción y/o ventas, pérdidas de servicios de computación y/o datos, pérdidas de transportación eléctrica.

**b) Costos indirectos** Vandalismo, pérdida del suministro de agua, tiempo extra del personal (personal de operación, mantenimiento, etc.), costos legales, incremento de las primas de seguros, etc.

La evaluación de estos tipos de costos (especialmente los costos indirectos), resulta bastante complicada y aunque se han hecho algunos estudios en otros países, en el caso de Guatemala, la caracterización de la carga para determinar los costos de energía no suministrada esta en una fase inicial. Se hará referencia a un estudio realizado en México en 1983 por el Comité de Sistemas Industriales y Comerciales del IEEE, teniendo los siguientes datos:

<u>Tipo de consumidor</u>	<u>Costo de la interrupción</u>
Oficinas	8.86 US\$/kWh
Edificios Administrativos	7.21 US\$/kWh
Plantas Industriales	1.89 US\$/kW interrumpido 2.68 US\$/kWh no suministrado

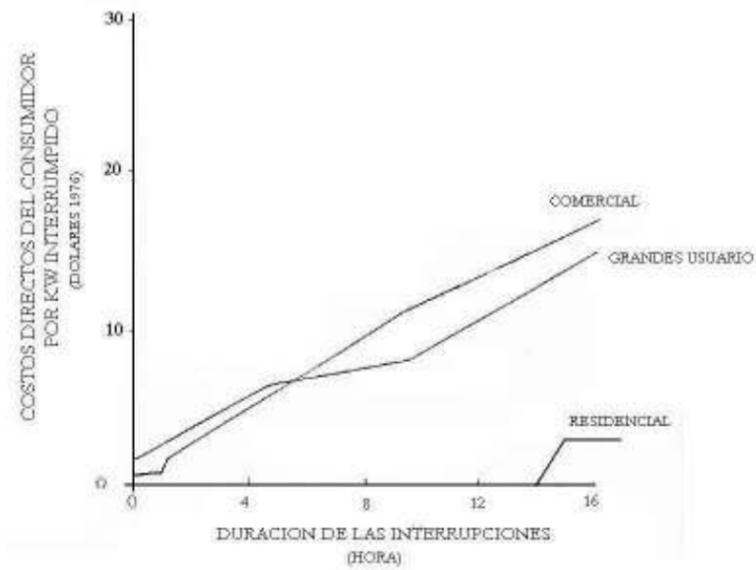
**Fuente:** Teoría y aplicaciones de la confiabilidad: García, Adolfo; Martínez, Felipe, 1984., pp. 127

La siguiente figura<sup>29</sup> representa los costos para los diferentes tipos de consumidores.

**Figura 58. Costos directos debidos a interrupciones en el servicio de energía eléctrica**

---

<sup>29</sup> Investigación realizada por la compañía Ontario Hydro de Canadá (1976)



**Fuente:** Teoría y aplicaciones de la confiabilidad: García, Adolfo; Martínez, Felipe, 1984., pp. 128

Aunque es un poco difícil establecer el costo por tiempo interrumpido de un consumidor residencial, la compañía que realizó las investigaciones para las gráficas que se han descrito, calculó que los costos para un consumidor residencial van desde 0.03 US\$/kW para interrupciones momentáneas hasta 0.12 US\$/kW para interrupciones de 16 horas.

### 5.1.2 Costos para la compañía

Además del impacto de las interrupciones sobre el consumidor, la compañía distribuidora experimenta también ciertos costos; pudiéndose mencionar:

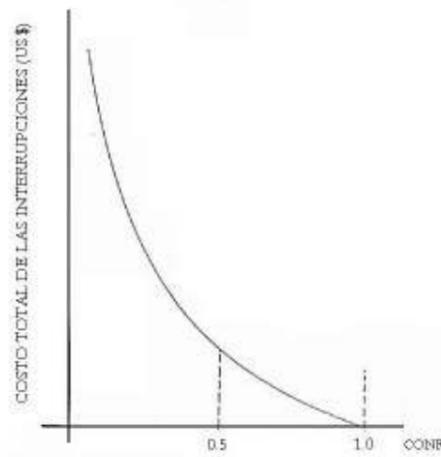
- a) Costo por reparación
- b) Costo por mantenimiento preventivo
- c) Costo por elaboración de formas y reportes
- d) Costo de la energía no suministrada (CENS)

Todos estos costos pueden en un momento calcularse o estimarse y deben sumarse a los costos hacia el consumidor para determinar el costo total de las interrupciones.

### **5.1.3 Costo total de las interrupciones**

Al seleccionar el grado de confiabilidad adecuado para una cierta instalación o sistema, debe hacerse uso de los costos totales de las interrupciones. Esto ayuda a explicar el por qué se invierte más capital cuando se va a alimentar una carga con alto costo de interrupción, por ejemplo, empresas textiles y empresas con productos perecederos. En general, el costo total de las interrupciones sigue un comportamiento como el mostrado en la siguiente figura.

**Figura 59. Relación entre el costo total de las interrupciones y el grado de confiabilidad.**



**Fuente:** Teoría y aplicaciones de la confiabilidad: García, Adolfo; Martínez, Felipe, 1984., pp. 130

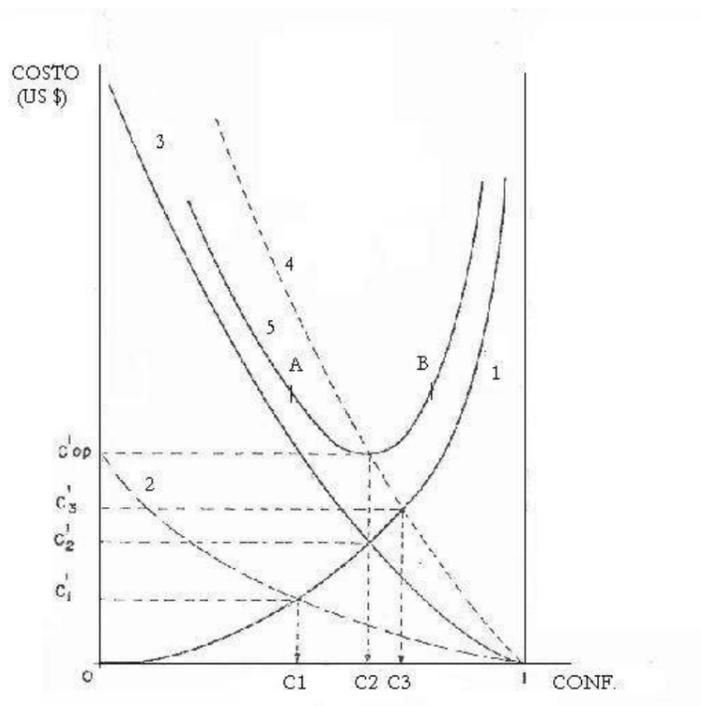
### 5.2 Selección del grado de confiabilidad

El procedimiento para determinar el grado óptimo de confiabilidad para cualquier instalación o sistema, puede resumirse en los siguientes pasos:

1. Establecer la curva del monto de la inversión en función de la confiabilidad (Figura 57)
2. Definir la curva de costo total de las interrupciones en función de la confiabilidad (Figura 59)
3. Obtener la curva de costo global sumando el monto de la inversión y los costos totales (Curva 5 de la figura 60)
4. Encontrar el punto mínimo de la curva de costo global. La abcisa de dicho punto indica el grado de confiabilidad óptimo.

Es importante observar en la figura 60, cómo el costo de la interrupción determina el grado de confiabilidad correspondiente; por ejemplo, se obtiene para los casos de carga rural y carga industrial, los grados de confiabilidad C1 y C3, respectivamente.

**Figura 60. Selección del grado de confiabilidad.**



**Fuente:** Teoría y aplicaciones de la confiabilidad: García, Adolfo; Martínez, Felipe, 1984., pp. 130

Donde:

- 1 = Precio de la confiabilidad
- 2 = Costo total de las interrupciones (carga rural)
- 3 = Costo total de las interrupciones (carga comercial)
- 4 = Costo total de las interrupciones (carga industrial)

5 = Costo global (1 + 3)

La situación A, en la gráfica anterior, representa en dónde es económicamente razonable tomar medidas para incrementar la calidad del suministro de energía (inversiones extras son menores que los ahorros en los costos de la energía no suministrada). En B, es mejor, económicamente, disminuir la calidad de energía (ahorros en inversiones son mayores que el costo extra de la energía no suministrada).

Métodos adicionales de Selección: Ahora se describirán algunas técnicas o métodos utilizados para comparar posibles soluciones a ciertos problemas y seleccionar las más adecuadas, no solo desde el punto de vista de la confiabilidad, sino también atendiendo al aspecto económico.

### **5.2.1 Selección óptima**

Este método es el más completo y general. De hecho, queda descrito en la selección anterior, cuando se describió la secuencia para seleccionar el grado de confiabilidad.

El método consiste en determinar el grado de confiabilidad para el cual la suma del monto de la inversión y del costo total de las interrupciones es mínima.

### **5.2.2 Comparación absoluta**

En este método, el comportamiento del sistema bajo estudio se compara con respecto a un criterio absoluto de confiabilidad para determinar si tal comportamiento es adecuado o no.

Este método tiene la ventaja de ser fácil de aplicar. Sin embargo no incluye de una manera directa la probabilidad de ocurrencia o el costo de las acciones correctivas.

Como ejemplo se puede describir un criterio aceptado por muchas compañías eléctricas acerca de la confiabilidad del sistema de generación, es una probabilidad de pérdida de carga de un día cada diez años y cualquier alternativa durante la planeación de tal sistema, debe de igualar o superar el criterio mencionado.

### **5.2.3 Comparación relativa**

Este método consiste en comparar los méritos relativos de las diferentes alternativas que son posibles soluciones. La comparación se realiza en base a índices de confiabilidad.

### **5.2.4 Comparación económica primaria**

En este método las diferentes opciones se comparan en base al incremento de confiabilidad con respecto al costo del proyecto.

Como ejemplo: Supóngase que el proyecto A cuesta Q 175,000 y reduce el tiempo de interrupción en Q 100,000 horas-consumidor / año. Por otro lado,

el proyecto B que cuesta Q 350,000, reduce el tiempo de interrupción en 150,000 horas-consumidor / año. Decidir cuál de ellos es el más recomendable.

Proyecto	Reducción	Costo	Horas / Q
A	100,000	175,000	0.57
B	150,000	350,000	0.43

Puede concluirse que el proyecto A proporciona más incremento de confiabilidad por cada quetzal invertido. Este método tiene las ventajas de simplicidad y de incluir el costo, sin embargo, aún no incluye el costo de las interrupciones.

### 5.2.5 Evaluación costo-beneficio

El principio de costo-beneficio establece que el valor es creado cuando el beneficio de una decisión excede su costo. El valor financiero es creado por medio de la influencia de tres variables tales como:

- El flujo de efectivo
- El tiempo
- El riesgo

**El valor del dinero en el tiempo.** Las decisiones financieras se encuentran íntimamente relacionadas con el valor del dinero a través del tiempo.

Los valores se determinan por la oportunidad de los flujos futuros de efectivo que se vayan a recibir. Los fondos que se reciban en el próximo año valen más que el mismo monto cuando éste se recibe en el quinto o en el

décimo año. La mayoría de las decisiones financieras, tanto a nivel\_personal como a nivel de los negocios, deben tomar en cuenta el valor del dinero a través del tiempo.

**El Valor presente neto.** El valor presente neto NPV es la diferencia entre el valor presente del flujo de efectivo de un proyecto y su inversión. O bien, es la diferencia entre los beneficios y el costo. Un valor positivo del NPV en un proyecto implica que el valor presente del flujo de efectivo que genera el proyecto excede el valor de la inversión. El valor o beneficio creado por un proyecto es igual al valor presente neto NPV.

El valor presente neto NPV se calcula mediante la siguiente fórmula:

(5)

$$NPV = -I + \sum_1^n \frac{Ct}{(1+r)^t}$$

Donde:

I = Inversión

N = número de años de pagos de efectivo

r = Tasa de descuento o interés en el tiempo t

Ct = Pago o flujo de efectivo en el tiempo t

T = número correlativo de pago en el tiempo

**La tasa interna de retorno.** La tasa interna de retorno es la tasa de descuento o interés que vuelve al valor presente neto igual a cero, en una serie determinada de flujo de efectivo.

Recibe este nombre porque el proyecto por si solo genera la rentabilidad (no hay inversión fuera de él considerada).

(6)

$$0 = -I + \sum_1^n \frac{Ct}{(1+IRR)^t}$$

Donde:

IRR = tasa interna de retorno

**Proyecto normal.** Se le llama proyecto normal a aquél en el que la serie de pagos de flujo de efectivo experimenta solamente un cambio de signo.

Por ejemplo, un proyecto normal sería en el que se realiza una inversión I, la cual es negativa ya que representa una salida de efectivo, y luego se obtiene ciertos ingresos debido a la misma inversión –sin que se presenten pérdidas- que tendrían signo positivo. Por lo que sólo hay un cambio de signo en dicho proyecto para el flujo de efectivo.

**Regla de la tasa interna de retorno.** Si el proyecto es normal y el valor de la tasa interna de retorno IRR excede la tasa apropiada de descuento o interés, se acepta el proyecto.

**El período de recuperación de la inversión.** El periodo de recuperación DPP de la inversión, es el tiempo hasta el cual el valor presente del flujo positivo de

efectivo iguala la inversión. O bien es el tiempo en que se recupera la inversión con una adecuada tasa de descuento o de interés apropiada.

(7)

$$0 = -I + \sum_1^{DPP} \frac{Ct}{(1+r)^t}$$

Dónde:

DPP = tiempo en el cual se recuperará la inversión.

### 5.3 Evaluación económica

Con los datos que se han obtenido por parte de la unidad de calidad de servicio a partir de las ecuaciones 5(a) y 5(b) del capítulo 4 y a partir de los costos de instalación de los aisladores con pararrayo y cuerno de arqueo, se puede realizar un análisis económico de los beneficios que se obtienen al instalar este tipo de equipo de protección, con un tiempo considerado de cinco años.

Los costos que se estiman para la evaluación económica son los siguientes:

Sanciones que se pagan semestralmente	Q 100,000.00
Costo de equipo (300 unidades)	Q 300,000.00
Costo de instalación y mano de obra <sup>30</sup>	Q 118,350.00

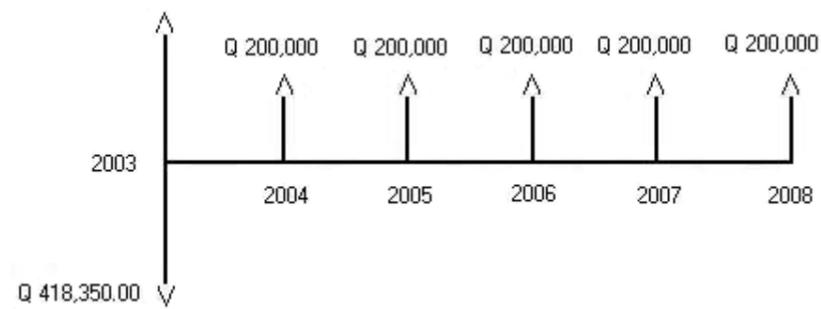
---

<sup>30</sup> La instalación incluye el cable de tierra tipo *copper-welded*

Para poder evaluar la rentabilidad de la instalación del equipo, se tomarán los siguientes criterios:

- Para el flujo de caja, se estima una vida útil de 5 años (aunque es mucho mayor)
- Se usará una tasa de interés del 6%<sup>31</sup>
- Se tomará en cuenta que las sanciones por interrupciones seguirán siendo en promedio de Q 100,000.00 semestrales.

**Figura 61. Diagrama de flujo de efectivo para el análisis económico**



La inversión original es el costo de los aisladores con pararrayos más el costo de la instalación y mano de obra.

**Tabla XXI. Tabla de los flujos de efectivo**

AÑO	INVERSIÓN POR AÑO	BENEFICIO (AHORRO)		EFECTIVO
		SANCIONES		
2003	(Q.418,350.00)			(Q.418,350.00)
2004		Q 200,000.00		Q 200,000.00
2005		Q 200,000.00		Q 200,000.00
2006		Q 200,000.00		Q 200,000.00
2007		Q 200,000.00		Q 200,000.00
2008		Q 200,000.00		Q 200,000.00

<sup>31</sup> Tasa considerada por estar en el promedio del sistema bancario en cuenta a plazo fijo

Analizando el valor presente neto (NPV), la tasa interna de retorno (IRR) y el período de recuperación de la inversión (DPP)<sup>32</sup> se tiene:

$$NPV = -I + \sum_{t=1}^{n=5} \frac{Ct}{(1+r)^t} = -418,350 + \frac{200,000}{(1+0.10)^1} + \frac{200,000}{(1+0.10)^2} + \frac{200,000}{(1+0.10)^3} + \frac{200,000}{(1+0.10)^4} + \frac{200,000}{(1+0.10)^5} = \mathbf{339,807.35}$$

La Tasa Interna de Retorno queda:

$$0 = -418,350 + \frac{200,000}{(1+IRR)^1} + \frac{200,000}{(1+IRR)^2} + \frac{200,000}{(1+IRR)^3} + \frac{200,000}{(1+IRR)^4} + \frac{200,000}{(1+IRR)^5}$$

Resolviendo: IRR = **38 %**

Valuando el proyecto utilizando los métodos del VAN y TIR, se puede concluir que el proyecto es aceptado financieramente, ya que el VAN es mayor que cero y la Tasa Interna de Retorno es mayor que las vigentes actualmente en el Mercado Bancario Nacional, que oscilan entre un 8 % y un 10%.

---

<sup>32</sup> Ver ecuaciones 5, 6 y 7.

## CONCLUSIONES

1. Con el objeto de minimizar los daños a los aisladores en la red de distribución de las zonas con alto nivel cerámico del departamento de Escuintla, se instalaron unidades con pararrayos con cuerno de arqueo en varios puntos pre determinados para poder establecer la eficiencia de estos equipo, tomando en cuenta que las áreas seleccionadas se encontraran en lugares con altos niveles de contaminación ambiental. Los resultados demostraron que este tipo de equipo presenta una alta resistencia contra los sobre voltajes ocasionados por descargas electro atmosféricas.
2. Se considera que los pararrayos con cuerno de arqueo son una medida eficaz contra los efectos de las descargas electro atmosféricas en las redes de distribución, disminuyendo el tiempo de interrupción y la frecuencia de interrupción en los puntos donde fueron instalados, tomando como referencia los datos referenciales del segundo semestre del año 2002.
3. Con la implementación de los pararrayos con cuerno de arqueo, se mejora la confiabilidad de la red de distribución al evitar daños en el aislamiento, lo cual puede ocasionar fallas en el suministro de energía. La fiabilidad del equipo instalado es buena, ya que el pararrayo no esta conectado directamente a la línea, lo que evita fallas a tierra por posible daños o mal funcionamiento del pararrayo.

4. La elección de los puntos donde se instalaron los pararrayos se basó principalmente con base de reportes proporcionados por la unidad de calidad de servicio y el centro de operación e información, ambos pertenecientes a EEGSA. Esto debido a que no se cuenta con equipo de medición de sobre voltajes ni equipos para ubicar descargas electro atmosféricas. Los datos adquiridos fueron los niveles ceráunicos, las interrupciones debidas por daños en el aislamiento y por quema de fusibles.
5. Normalmente en las redes de distribución, los pararrayos convencionales se instalan en intervalos que oscilan entre 3 ó 4 tramos. Esto resulta un poco deficiente debido a que los sobre voltajes al impacto de un rayo se presentan entre los postes. De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede concluir que un rango eficiente de instalación de los pararrayos con cuerno de arqueo es efectivo aún en tramos de cada tres postes.
6. La instalación de hilo de guarda y la disminución de la resistividad del suelo, pueden disminuir en un 50% las interrupciones ocasionadas por descargas directas pero no en condiciones de voltajes inducidos por descargas cercanas a las estructuras en las que aún resultan un poco deficientes. En este caso, la implementación de los pararrayos con cuerno de arqueo, mejora aún más
7. Se demostró que el proyecto de instalación tiene buenos resultado económicos. Ya que al disminuir o incluso eliminar las interrupciones, en los puntos donde existen mayores sanciones por interrupción a la empresa distribuidora, se puede justificar el proyecto, ya que al evaluarlo utilizando los métodos del VAN y TIR, se puede justificar que el proyecto

es aceptado financieramente, ya que el VAN es mayor que cero y la Tasa Interna de Retorno es mayor que las vigentes actualmente en el Mercado Bancario Nacional, que oscila entre un 8% y un 10%.

## RECOMENDACIONES

1. Para poder realizar futuras investigaciones que ayuden a implementar mejoras y a establecer bases de datos sobre el comportamientos de las descargas electro atmosféricas en Guatemala, se debiera de actualizar los datos sobre las descargas electro atmosféricas, ya que estos datan de los años 60 e inicios de los 70', esto se podrá realizar por medio de la instalación de equipos que registren un conteo de descargas por áreas para establecer los patrones de los niveles ceráunicos en las distintas estaciones climatológicas, e implementar equipos que calculen el valor de los sobre voltajes.
2. De acuerdo a las observaciones realizadas de las fallas en redes de distribución, se puede comentar que aunque las redes de distribución presenten hilo de guarda, no protege el efecto de los impactos directos de las descargas. Debido a que los esfuerzos dieléctricos ocurren en el conductor de fase externo. Por lo que la instalación de pararrayos con cuernos de arqueo se deberá realizar en las tres fases del poste o soporte. Con esto se evitaría los daños a los aisladores de los conductores externos.
3. En lugares con alto índice de interrupciones donde no se justifica económicamente la instalación de los pararrayos con cuerno de arqueo, siempre se debería realizar una investigación, donde se incluya la instalación del los pararrayos con cuerno de arqueo. Ya que de acuerdo al análisis económico, después de un tiempo de cinco años, y de acuerdo al valor de la sanción aplicada, el valor del equipo instalado ha sido

recuperado. Este valor puede servir para instalarlos en lugares con menor valor de sanción.

4. Existen otros casos de lugares con alto índice de interrupción en los cuales la implementación de los pararrayos con cuerno de arqueo puede realizarse, ya que el costo de atención y reparación de la avería es alto, tanto por la frecuencia de ocurrencia como por los gastos de materiales, equipo y personal.

## BIBLIOGRAFÍA

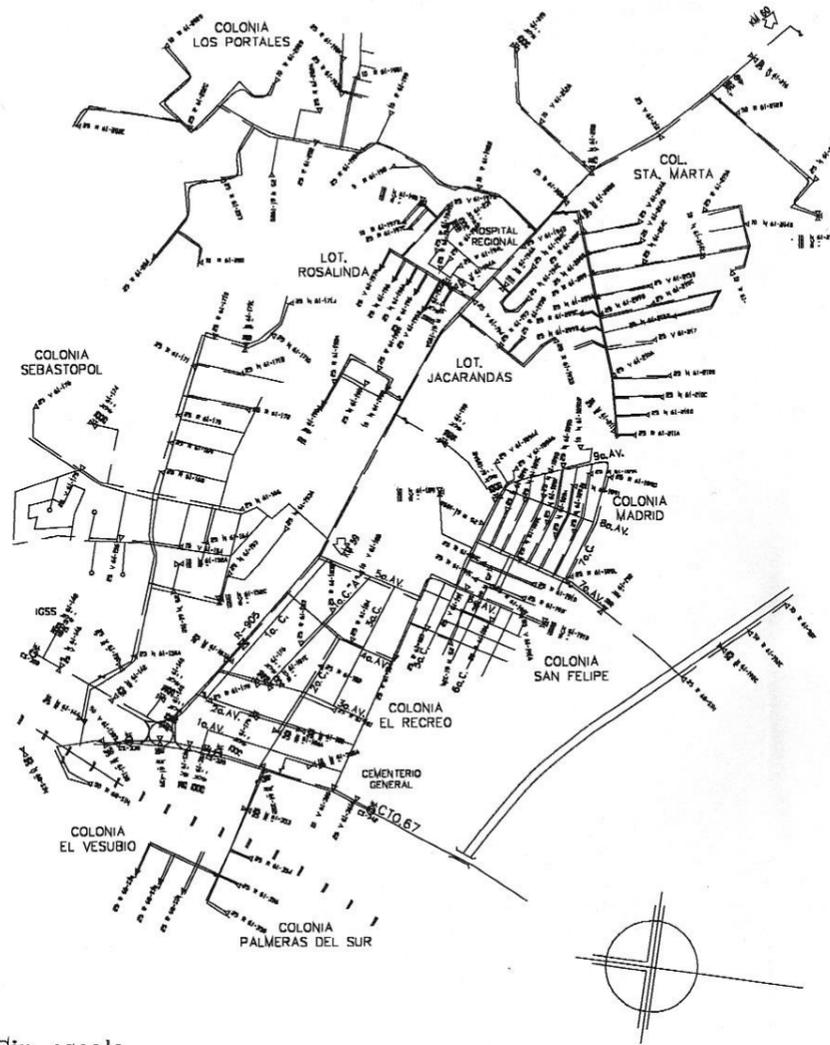
1. Beaty, Donald. **Standard Book for Electrical Engineers**. New York, 11va. Edición, 1998
2. **Especificaciones CFE L0000-06, Coordinación de Aislamiento**, México. s.1., s.e., s.a., 1980.
3. Gándara, Roberto. **La formulación y evaluación de proyectos en la administración. Un Enfoque Estratégico**. Guatemala, s.e., 1994
4. Gilma y Whitehead. **El Mecanismo de impacto del rayo en líneas de alta tensión**. México, s.e., 1973.
5. Gönen, Turan. **Electric Power Distribution System Engineering**. Singapur, 1ra. edición, 1987.
6. Harper, G. **Estudios de sobre tensiones y coordinación de aislamiento**. México, 2da. Edición, 1980.
7. Kawamura, T. **Development of Metal-Oxide arresters and its effectiveness**. Reporte técnico 33-201, CIGRE, Paris, s.e. 1994.
8. McCan, G. D. **Electrical Transmission and Distribution, Line design based upon direct strokes**. Chicago, 3ra. Edición, 1994.

9. Monteith, A. C. ***Electrical Transmission and Distribution, Insulation Coordination***. USA, 3ra. Edición, 1987.
10. Naito, K. ***Protection of power line from lightning***. Japón, s.e. 1994
11. Nakayama, Tetsuya. ***Development and installation experiences of current interrupting arcing horn***. NKK Engineering, equipment and apparatus division, Japón, s.e., 1996.
12. Wagner, C.F. ***Electrical Transmission and Distribution, Lightning Phenomena***. Chicago, 3ra. Edición, 1994.

APÉNDICE A

Figura 62. Plano del caso a evaluar No. 1 (Centro de Escuintla)

CASO 1  
Circuito 68



Sin escala

Figura 63. Plano del caso a evaluar No. 2 (Area sur de Santa Lucía Cotzumalguapa)

CASO 2  
Circuito 71

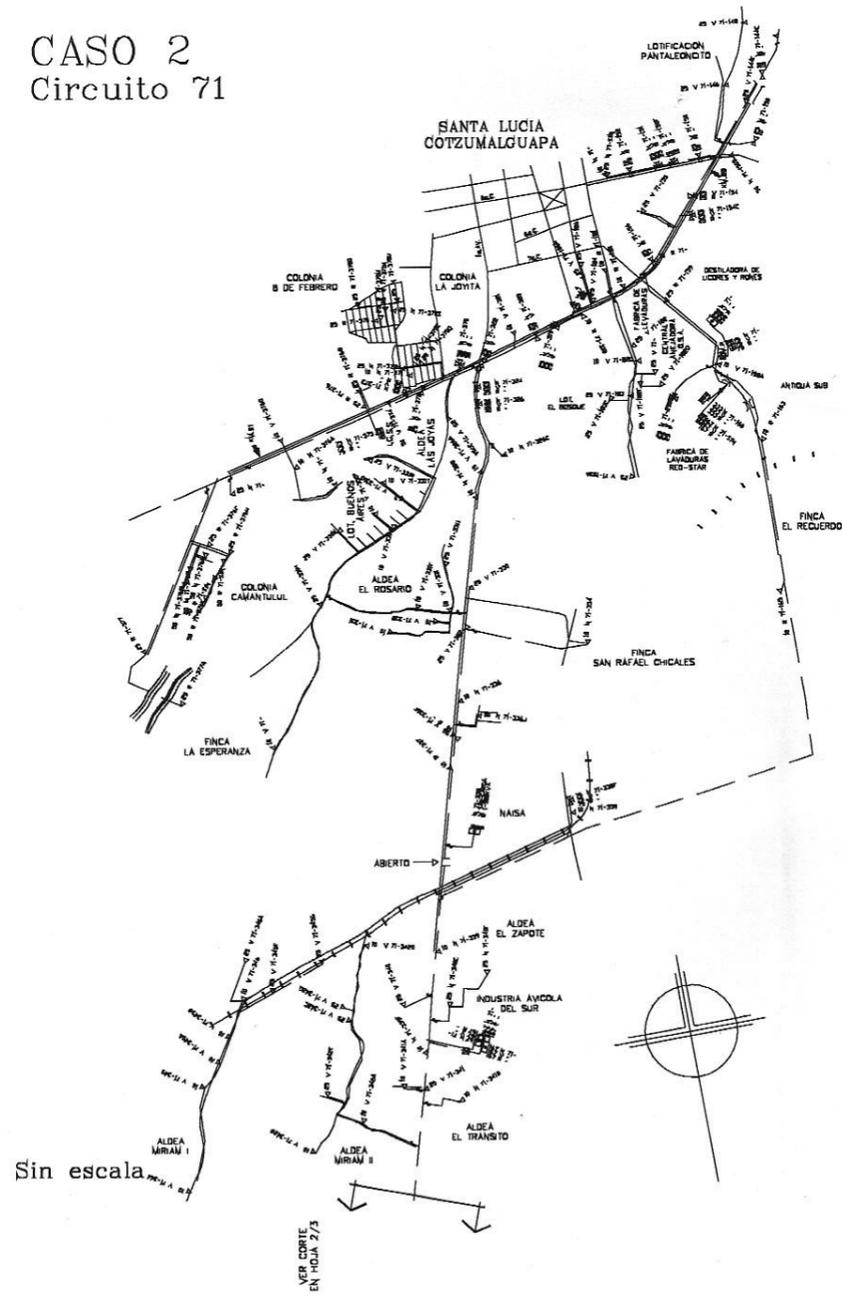
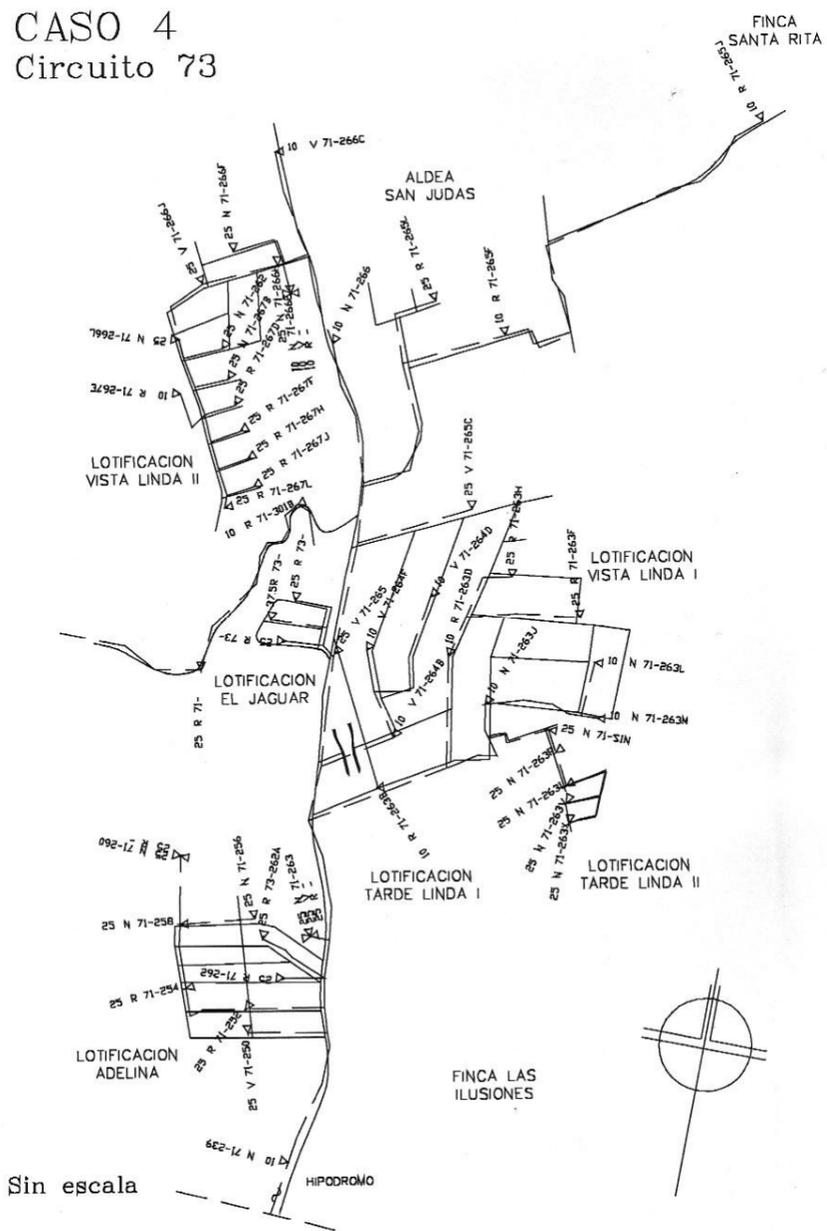




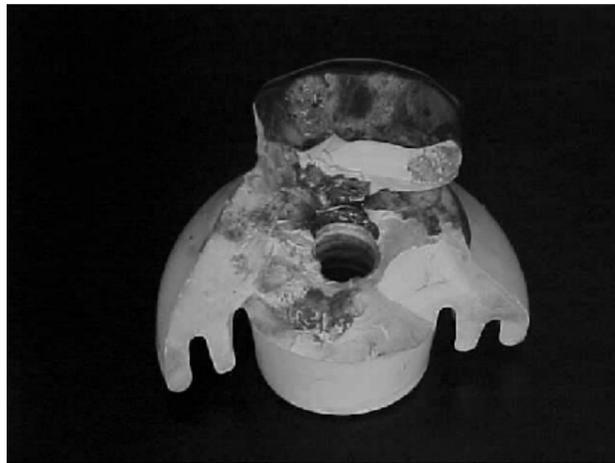
Figura 65. Plano del caso a evaluar No. 4 (Centro de Santa Lucía, Antiguo Hipódromo)



## APÉNDICE B

Uno de los efectos de las descargas electro atmosféricas en las líneas de distribución es el de la destrucción total o parcial de los aisladores tipo pin como se puede observar en la figura 66. Este tipo de falla, en la mayoría de los casos, es de tipo permanente, lo que ocasiona una interrupción prolongada del servicio eléctrico, hasta que se detecte el aislador dañado y se proceda con su cambio.

Figura 66. Aislador flameado, cto. 63, ramal del peaje de la autopista de Escuintla



Con el objetivo de instalar los pararrayos con cuerno de arqueo, se establecieron los puntos donde se han reportado interrupciones por quema de fusibles, aisladores dañados, pararrayos estallados, en la red de distribución del área de Escuintla. Esto fue encargado a la unidad de calidad de servicio de

EEGSA a cargo del Ing. Julio González quien proporcionó los reportes del segundo semestre del año 2002. Teniendo la información recopilada, se solicitó al Ing. Ángel Polanco, Jefe del departamento de Mantenimiento de EEGSA, que coordinara con los gestores del área de Escuintla para que se ubicaran los puntos y se realizara la evaluación de la instalación.

Los pararrayos fueron instalados en tres circuitos diferentes como se puede observar en el anexo A.

Figura 67. Selección de los puntos de instalación



Al tener determinados los puntos, se procedió con la explicación sobre la instalación de los pararrayos a los gestores del área (figura 68). Dónde se explicó el principio de funcionamiento, y las características que presenta este

equipo. Esto para que los gestores explicaran (figura 69) a los contratistas la forma de instalación (figura 70 y 71) y detalles del equipo.

Figura 68. Explicación hacia el gestor antes de la instalación



Figura 69. Explicación hacia el contratista para la instalación



Figura 70. Instalación de los pararrayos con cuerno de arqueo (1)



Figura 71. Instalación de los pararrayos con cuerno de arqueo (2)



Figura 72. Pararrayos con cuerno de arqueo formalmente instalados



## APÉNDICE C

**Tabla XXII. Punto de instalación de pararrayos con cuerno de arqueo (1)**

No.	Poste No.	Dirección
1	292415	Lt.2 "A" carretera Base Naval al Puerto
2	319563	km. 107 carretera antigua al Pto. San José (por los bomberos)
3	287477	km. 106.8 carretera antigua al Pto. San José (club Mocambos 1)
4	287500	km. 105.8 carretera antigua al Pto. San José (fte. Base paracaidismo)
5	285744	Km. 104.9 carretera antigua al Pto. San José
6	319387	Km. 103.9 carretera antigua al Pto. San José (Fca. Horizonte)
7	291763	Km.102.5 carretera antigua al Pto. San José (Fca. Horizonte)
8	306530	Km. 102.5 Carretera antigua al Pto. San José (Fca. El Relicario)
9	291661	Km. 101.5 carretera antigua al Pto. San Jose
10	291694	Km. 100.5 carretera antigua al Pto. San José (Hacienda Tasmania)
11	100597	Km. 99.4 carretera antigua a Pto. San José
12	286932	Km. 98.9 carretera antigua a Pto. San José
13	291656	Km. 98.3 carretera antigua a Pto. San José
14	231133	Km. 97.5 carretera antigua a Pto. San José
15	292872	Km. 97.1 carretera antigua a Pto. San José (Fca. Ricardo)
16	291141	Km. 96.5 carretera antigua a Pto. San José (Hda. El Prado)
17	284550	Km. 95.8 carretera antigua a Pto. San José (Lt. 16 Aldea Boton Blanco)
18	306524	Km. 95.1 carretera antigua a Pto. San José (Escuela Maria del Socorro)
19	529456	Km. 94.5 carretera antigua a Pto. San José (Hda. Mérida)
20	259468	Km. 93.6 carretera antigua a Pto. San José (Hacienda Vista Vella)
21	291606	Km. 92.7 carretera a Pto. San José (Finca Josefina)
22	291621	Km. 92.2 carretera Antigua a Pto. San José (Fca. Santa Clara)
23	264409	Km. 91.8 carretera antigua a Pto. San José (Fca. Santa Clara)
24	264316	Km. 91.3 carretera antigua a Pto. San José
25	217509	Km. 90.8 carretera antigua a Pto. San Jose (Fca. Providencia)
26	264416	Km. 90.0 carretera antigua a Pto. San Jose (Granja Esperanza)
27	222981	Km. 89.3 carretera antigua a Pto. San José (Hda. Asunción)
28	209168	Km. 88.5 carretera antigua a Pto. San José (Fca. Agustin)
29	218836	Km. 87.4 carretera antigua a Pto. San José (Aldea Las Guacas)
30	263872	Km. 86.0 carretera antigua a Pto. San José (Aldea Los Llanitos)
31	263893	Km. 85.2 carretera antigua a Pto. San José (Aldea Llanitos)
32	263824	Km. 84.6 carretera antigua a Pto. San José (Escuela de Aldea Llanitos)
33	209154	Km. 84.0 carretera antigua a Pto. San José (Fca. Donli)
34	217546	Km. 83.1 carretera antigua a Cuyuta, cerca de las CS-363

Supervisión:

Lic. César Gonzalez	Auxiliar de ingeniería
Sr. Julio Gil	Gestor de red

**Tabla XXIII. Punto de instalación de pararrayos con cuerno de arqueo (2)**

No.	Poste No.	Dirección
1	258187	Km. 79.9 autopista al Pto. Quetzal
2	247391	Km. 79 autopista al Pto. Quetzal
3	247397	Km. 78.1 autopista al Pto. Quetzal, frente a Quintas Palmeras
4	257961	Km. 73.4 autopista al Pto. Quetzal
5	257999	Km. 72.7 autopista al Pto. Quetzal
6	257987	Km. 71.1 autopista al Pto. Quetzal
7	284326	Km. 59.9 carretera a Masagua
8	256033	Km. 60.7 carretera a Masagua
9	256093	Km. 61.5 carretera a Masagua, frente al INDE
10	283711	Km. 61.5 carretera a Masagua, frente antigua refinería TEXACO
11	283720	Km. 63.5 carretera a Masagua
12	283858	Km. 64.8 carretera a Masagua
13	602877	Km. 67.6 carretera a Masagua
14	602863	Km. 68.5 carretera a Masagua, frente Escuela Santiago Pezzarossi
15	243537	Km. 69.4 carretera a Masagua
16	243781	Km. 70.2 carretera a Masagua
17	243716	Km. 71 carretera a Masagua
18	243707	Km. 71.6 antigua carretera al Pto. de San José
19	243747	Km. 72.6 antigua carretera al Pto. de San José
20	243728	Km. 74.4 antigua carretera al Pto. de San José
21	260416	Km. 75.3 antigua carretera al Pto. de San José
22	260407	Km. 76.1 antigua carretera al Pto. de San José
23	260340	Km. 77.5 antigua carretera al Pto. de San José
24	287472	Km. 78.6 antigua carretera al Pto. de San José
25	169962	Km. 80 antigua carretera al Pto. de San José
26	169973	Km. 80.6 antigua carretera al Pto. de San José (Granja Natalia)
27	260462	Km. 81.3 antigua carretera al Pto. de San José
28	171127	Km. 82.1 antigua carretera al Pto. de San José (Rancho San José)
29	279585	Km. 82.7 antigua carretera al Pto. de San José
30	279375	Km. 64.5 carretera a Masagua, interior finca San Juan La Toma
31	278362	Barrio Las Playas, Aldea Cerritos, carretera a Siquinalá
32	603010	Aldea Cerritos, entrada por ingenio Santa Ana
33	602920	Km. 69.2 frente al Lt. 53 Aldea Los Lirios, Masagua
34	602924	De subestación Cerritos a Masagua, Escuintla
35	602930	De subestación Cerritos a Masagua, Escuintla
36	285750	8 tramos antes de subestación Cerritos
37	282489	Fte a colonia La Ceiba, Autopista E/ puente Sta. Lucía y Pto. San José

Supervision:

Lic. César Gonzalez      Auxiliar de ingeniería  
 Sr. Julio Gil              Gestor de red

**Tabla XXIV. Punto de instalación de pararrayos con cuerno de arqueo (3)**

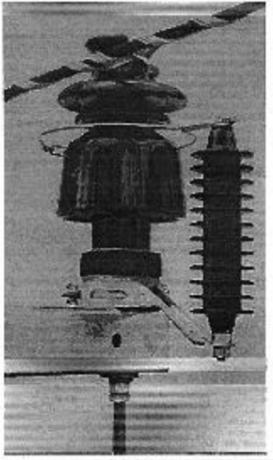
No.	Poste No.	Dirección
1	255065	Km. 91.7 carretera a La Gomera
2	240955	Km. 93 carretera a La Gomera
3	248776	Km. 98.8 carretera a La Gomera
4	sin#	Km. 99.8 carretera a La Gomera, 1 tramo después ingenio Magdalena
5	603395	Km. 100.9 carretera a La Gomera
6	603382	Km. 102.2 carretera a La Gomera
7	603376	Km. 103.2 carretera a La Gomera
8	603369	Km. 104 carretera a La Gomera
9	603347	Km. 106.7 carretera a La Gomera
10	603329	Km. 107.9 carretera a La Gomera
11	603316	Km. 109.4 carretera a La Gomera
12	603309	Km. 110.1 carretera a La Gomera
13	603294	Km. 111.9 carretera a La Gomera, contiguo al puente
14	603109	Km. 113.6 carretera a La Gomera, entrada a Fca. Lourdes, La Gomera
15	603095	Km. 115.7 carretera a Sipacate, interior finca Las Margaritas
16	603085	Km. 116.7 carretera a Sipacate
17	603072	Km. 118.7 carretera a Sipacate
18	603059	Km. 119.3 carretera a Sipacate, Camino a finca Victorias
19	603049	Km. 119.3 carretera a Sipacate, de finca Las Victorias a Sub Acacias
20	603035	6 tramos antes de subestación Acacias, La Gomera
21	255022	Km. 120.8 carretera a Sipacate
22	255009	Km. 122.1 carretera a Sipacate
23	240929	Km. 123.7 carretera a Sipacate
24	240939	Km. 124.8 carretera a Sipacate
25	265625	Km. 126.2 carretera a Sipacate
26	241027	Km. 127.9 carretera a Sipacate
27	241038	Km. 127.9 carretera a Sipacate
28	211111	Km. 130.4 carretera a Sipacate
29	sin#	Km. 132 carretera a Sipacate, frente a Parcela No. 12
30	sin#	Km. 132.9 carretera a Sipacate, frente a tienda Sal y Sol
31	255087	Camino a El Paredón, 2 tramos después de tda. La Buena Fé
32	283253	Camino a El Paredón, 2 tramos después de Escuela El Jardín
33	304909	Camino a El Paredón, 1 tramo después del trafo No. 48132
34	283292	Camino a Aldea El Paredón, Sipacate
35	243363	Camino a Aldea La Empalizada, Sipacate
36	314550	Camino a Aldea La Empalizada, frente a rótulo de carpintería
37	216442	Camino a Aldea La Empalizada, Sipacate

Supervision:

Lic. César Gonzalez      Auxiliar de ingeniería  
 Sr. Julio Gil                      Gestor de red

ANEXO

Figura 73. Ficha técnica homologada de los pararrayos con cuerno de arco

CODIGO EEG: 32-0020					
		<p><b>DESCRIPCIÓN:</b> Aislador de porcelana tipo pin 22 kV, para crucero de madera, con pararrayo incorporado.</p>			
		<p><b>CARACTERÍSTICAS:</b> <b>Eléctricas /Aislador:</b>                      Voltaje nominal:.....22 kV                      Arqueo en seco a 60 Hz.....110 kV                      Arqueo en húmedo a 60 Hz.....80 kV                      Arqueo de impulso crítico, onda positiva 1.5x40.....80 kV                      Arqueo de impulso crítico, onda negativa 1.5x40.....205 kV                      Voltaje de prueba baja frecuencia.....22 kV                      Micro voltaje máx.de radiointerferencia.(1000 kHz) .....100uV  <b>Eléctricas/Pararrayo</b>                      Corriente nominal de descarga.....2500 Amp.                      Voltaje de descarga (onda de corriente 8x20us).....65 kV                      Voltaje de arqueo en húmedo a 60 Hz.....41 kV  <b>Mecánicas /Aislador:</b>                      Esfuerzo mecánico nominal en voladizo (Cantiliver)..12.5 kN  <b>Físicas /Aislador:</b>                      Peso.....8 kg                      Color.....Café chocolate  <b>Dimensiones/Aislador:</b>                      Distancia de fuga.....534 mm(21")                      Diámetro del vástago de soporte.....19 mm (3/4")                      Altura mínima para crucero.....180 mm (7")</p>			
<p><b>NORMAS DE CONSTRUCCIÓN:</b> ANSI C29.7-1996 y las indicadas en NE 04.00.02. "Aisladores de porcelana para líneas aéreas de media y alta tensión con pararrayo incorporado".</p>					
<p><b>UTILIZACIÓN:</b> Como soporte y protección en zonas de alta densidad de descargas electro atmosféricas para drenaje de sobrevoltajes, en centros de transformación, equipos de maniobra, equipos de protección, equipos de regulación, equipos de compensación de red y remate de ramales en líneas aéreas de la red de distribución de energía eléctrica.</p>					
<p><b>VERIFICACIÓN Y CONSERVACIÓN:</b> Inspección visual para verificar que la porcelana no esté astillada, que el pararrayos este completo, que la rosca del vástago no esté dañada y que contenga el barniz para Radio Free. Conservarlo empacado en su caja y estibado según las recomendaciones del fabricante.</p>					
<p><b>MARCAS HOMOLOGADAS:</b> NGK Cat. 211 50005A</p>					
No.	FECHA	REVISION	RV.	APB.	<p style="text-align: center;">GERENCIA DE ACTIVOS Y COMERCIAL DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIÓN Y NUEVOS SUMINISTROS UNIDAD DE NORMALIZACIÓN</p>
					<p><b>ELABORO:</b> Ing. Juan José Galindo</p> <p><b>REVISO:</b> Ing. Carlos Rodríguez</p> <p><b>APROBO:</b> Ing. Leonel Sañudo</p> <p><b>AUTORIZO:</b> Ing. Gustavo Cárdenas</p>
					<p><b>AISLADOR DE PORCELANA TIPO PIN 22 Kv CON PARARRAYO INCORPORADO PARA CRUCERO DE MADERA</b></p>
		Fecha: 20-06-2002		Código EEG: 32-0020	Ficha Técnica No. 04.00.02.01

Fuente: Unidad de normalización EEGSA.