

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LÍNEAS DE
DISTRIBUCIÓN IMPACTADAS POR DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS**

PRESENTADO POR:

**PEÑA CASTAÑEDA, JOSE RIGOBERTO
PINEDA CALLEJAS, WALTER ERNESTO
VASQUEZ VALLE, LUIS ARMANDO**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MAYO DE 2022

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción de Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LÍNEAS DE
DISTRIBUCIÓN IMPACTADAS POR DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS**

Presentado por:

**PEÑA CASTAÑEDA, JOSE RIGOBERTO
PINEDA CALLEJAS, WALTER ERNESTO
VASQUEZ VALLE, LUIS ARMANDO**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. MARVIN GERARDO JORGE HERNÁNDEZ

SAN SALVADOR, MAYO DE 2022

Trabajo de Graduación aprobado por:

Docente Asesor:

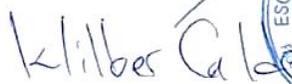
ING. MARVIN GERARDO JORGE HERNÁNDEZ

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, viernes 18 de marzo de 2022, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 5:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director


Firma

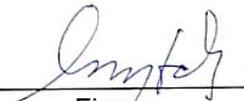

Firma



2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. MARVIN GERARDO JORGE HERNANDEZ
(Docente Asesor)


Firma

MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS



Firma

ING. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGUÍA



Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LINEAS DE DISTRIBUCIÓN IMPACTADAS POR
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

A cargo de los Bachilleres:

- PINEDA CALLEJAS WALTER ERNESTO
- PEÑA CASTAÑEDA JOSÉ RIGOBERTO
- VÁSQUEZ VALLE LUIS ARMANDO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.2
(ocho punto dos)

Agradecimientos

Primeramente, a los docentes que me guiaron en el proceso para obtener mi título universitario.

A toda mi familia, en especial a mis padres y hermanos por creer en mí.

A mis amigos por apoyarme y darme fuerzas.

Gracias.

Walter Pineda

Agradecimientos

Al finalizar este trabajo quiero dedicar estas líneas a todas esas personas que se vieron involucradas tanto directa como indirectamente en este proceso, pero me parece que las primeras personas que tienen que ser mencionadas son quienes avanzaron cada paso de este trabajo conmigo.

A mis queridos compañeros y amigos Walter Pineda y Rigoberto Peña junto con quienes culminamos una nueva etapa de nuestra vida.

A mi padre Luis Vásquez al haberme apoyado con todo su esfuerzo a pesar que mi actitud no fuera la adecuada todo el tiempo, pero a pesar de eso él pudo ver a través de mí y apreciar mi capacidad.

A nuestro docente asesor Gerardo Hernández quien tuvo un papel clave en el avance y culminación de este trabajo.

A mis amigos y familia quienes me brindaron lealtad, felicidad, sentido de pertenencia y apoyaron mi crecimiento personal.

Por último, pero no menos importante me gustaría inmortalizar de la forma que cuento en este momento a mi estimado amigo cuya partida nos tomó por sorpresa a inicios del 2021, Eduardo Hernández quien con su forma de ser cualquiera que lo conociere puede asegurar que definía la palabra amigo.

Luis Armando Vásquez Valle

Agradecimientos

El presente trabajo agradezco a mi madre y abuela por ser mis guías y acompañarme en el transcurso de mi vida, brindándome todo el apoyo y sabiduría para culminar con éxito mis metas propuestas.

A mis seres queridos por ser mi pilar fundamental y haberme apoyado incondicionalmente, pese a las adversidades e inconvenientes que se presentaron.

Agradezco a Luis y Walter, por ser excelentes compañeros desde el colegio y sobre todo por ser excelentes amigos. Agradezco terminar esta etapa de nuestras vidas con ustedes.

A nuestro docente asesor Gerardo Hernández quien tuvo un papel clave en el avance y culminación de este trabajo.

Agradezco a los todos docentes que, con su sabiduría, conocimiento y apoyo, motivaron a desarrollarme como persona y profesional en la Universidad de El Salvador.

José Rigoberto Peña Castañeda

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVOS.....	2
2.1. GENERALES	2
2.1.1. ESPECÍFICOS	2
3. CAPÍTULO I: GENERALIDADES.....	3
3.1. ANTECEDENTES	3
3.2. ALCANCES	4
3.3. LIMITACIONES	4
3.4. DELIMITACIONES	4
3.5. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
3.6. JUSTIFICACIÓN	5
3.7. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN	6
3.8. DEFINICIONES TÉCNICAS GENERALES	6
4. CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	10
4.1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR.....	10
4.1.1. EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR.....	10
4.1.2. NIVELES DE TENSIÓN DE DISTRIBUCIÓN EN EL SALVADOR.....	11
4.2. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	12
4.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	14
4.3.1. POLARIDAD.....	14
4.3.2. CORRIENTE PICO.....	15
4.3.3. TIEMPO DE FRENTE DE ONDA.....	16
4.3.4. NÚMERO DE IMPACTOS SUBSECUENTES	17
4.3.5. MEDICIÓN DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	17
4.3.6. SEGÚN NORMA IEEE STD. 1410-2010.....	18
4.4. INCIDENCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL SALVADOR.....	18

4.5.	NÚMERO DE DESCARGAS A UNA LÍNEA	21
4.6.	INCIDENCIA DE RAYOS SOBRE LÍNEAS AÉREAS	21
4.6.1.	DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA A PARTIR DE LOS DATOS.	21
4.6.2.	EXPRESIÓN SIMPLIFICADA DE ERICKSSON	22
4.7.	DESCARGAS DIRECTAS	23
4.7.1.	INTERCEPCIÓN DE RAYOS POR ESTRUCTURAS Y ARBOLES CERCANOS.	24
4.8.	DESCARGAS INDIRECTAS.....	25
4.8.1.	EFFECTO DE LA PUESTA A TIERRA Y NIVEL DE AISLAMIENTO	27
4.8.2.	FLAMEOS POR TENSIONES INDUCIDAS	27
4.9.	AISLADORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	28
4.9.1.	PROPIEDADES IMPORTANTES DE LOS MATERIALES AISLANTES.	30
4.9.2.	TIPOS DE AISLADORES UTILIZADOS EN LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS	30
4.10.	DIFERENCIA ENTRE CFO Y BIL	31
4.11.	NIVEL DE AISLAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN	32
4.11.1.	DETERMINACIÓN DEL CFO DE ESTRUCTURAS CON AISLAMIENTO EN SERIE	33
4.12.	TIPOS DE AISLADORES UTILIZADOS	36
5.	<i>CAPÍTULO III: PROTECCIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN CONTRA SOBREVOLTAJE.</i>	40
	40
5.1.	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	40
5.1.1.	VALORES RECOMENDADOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	42
5.2.	OBJETIVOS DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	42
5.3.	PUESTA A TIERRA DE LAS ESTRUCTURAS.	43
5.4.	PARTES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN A SER PROTEGIDAS CONTRA DESCARGAS	
	ATMOSFÉRICAS.	44
5.5.	APLICACIÓN DE CONTRAPESOS PARA SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.	45
5.6.	PROTECCIÓN CON CABLE DE GUARDA DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN.....	46
5.6.1.	ÁNGULO DE APANTALLAMIENTO.....	48
5.7.	PARARRAYOS PARA PROTECCIÓN DE LÍNEAS.....	48

5.7.1.	REDUCCIÓN DE FLAMEOS POR DESCARGAS INDIRECTAS.	50
5.7.2.	REDUCCIÓN DE FLAMEOS POR DESCARGAS DIRECTAS.	51
6.	<i>CAPITULO IV: HERRAMIENTA DE CÁLCULO</i>	52
6.1.	FLUJOGRAMA DE INTERACCIÓN CON EL USUARIO	53
6.2.	FLUJOGRAMA DE CÁLCULOS	57
6.3.	MANUAL DEL USUARIO.....	59
7.	<i>CAPITULO V: EJEMPLOS DE APLICACIONES</i>	72
7.1.	EJEMPLO 1. DISEÑO DE CRUCERO DE MADERA DE 15 KV	72
7.2.	EJEMPLO 2. LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN DE 35 KV CON CABLE DE GUARDA.	76
7.3.	APLICACIÓN DE “FLASHOVER” EN UN CASO REAL	80
7.4.	COSTO BENEFICIO.....	94
8.	<i>CONCLUSIONES</i>	99
9.	<i>ANEXOS</i>	101
9.1.	RUTA CFO EN ESTRUCTURAS SIGET A 23 kV	101
9.2.	RUTA CFO EN ESTRUCTURAS SIGET A 13.2 kV	110
10.	<i>BIBLIOGRAFÍA</i>	119

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Sistema electrico de El Salvador	10
Ilustración 2 Polaridad y dirección posible en descargas atmosféricas.....	15
Ilustración 3 Descripción de los parámetros de la forma de onda de la corriente del rayo	17
Ilustración 4 Mapa isocerámico de El Salvador	20
Ilustración 5 Modelo de sombra eléctrica	23
Ilustración 6 Factores de blindaje S_f debido a objetos cercanos de diferentes alturas para una línea de distribución de 10 m de altura	25
Ilustración 7 Número de descargas disruptivas de voltaje inducido versus nivel de aislamiento de la línea de distribución.....	26
Ilustración 8 Efecto de la resistencia de tierra en el rendimiento de OHGW	27
Ilustración 9 Frecuencia de flameo en función del CFO	28
Ilustración 10 Algunos tipos de aisladores usados en sistemas de distribución.....	31
Ilustración 11 Tendencia de probabilidad de falla utilizando BIL y CFO.....	32
Ilustración 12 Aislador tipo pin clase 55-4.....	36
Ilustración 13 Aislador de suspensión clase 52-1.....	37
Ilustración 14 Aislador tipo pin clase 56-1	38
Ilustración 15 Aislador de suspensión clase 52-2.....	39
Ilustración 16 Esquema de enterramiento de contrapeso.....	46
Ilustración 17 Torre con doble cable de guarda	47
Ilustración 18 Angulo de apantallamiento del cable de guarda	48
Ilustración 19 Características de un pararrayos efectivo	49
Ilustración 20 Ejemplo de pararrayo.....	50
Ilustración 21 Separación de pararrayos para descargas disruptivas por sobretensiones inducidas.....	50
Ilustración 22 Eficacia de la separación de los descargadores para la protección de descargas directas	51

Ilustración 23 Entorno de programación.....	58
Ilustración 24 Interfaz del programa	58
Ilustración 25 Pantalla de inicio del programa "Flashover"	59
Ilustración 26 Ventana de cálculo de impactos directos	60
Ilustración 27 Espacio para ingresar los datos generales de la línea en estudio	61
Ilustración 28 Sección para describir el factor de apantallamiento por objetos cercanos (altura).....	61
Ilustración 29 Sección para describir el factor de apantallamiento por objetos cercanos (distancia).....	62
Ilustración 30 Método de apantallamiento por objetos cercanos cuando conocemos previamente el factor.....	62
Ilustración 31 Caja de resultados dependiendo del nivel isocerámico elegido.....	63
Ilustración 32 Menú principal.....	64
Ilustración 33 Ventana para el cálculo de impactos indirectos.....	64
Ilustración 34 Apartado para definir el arreglo en serie de los aislamientos	65
Ilustración 35 Método conociendo el CFO total de la estructura	66
Ilustración 36 Método utilizando los estándares de construcción de SIGET.....	66
Ilustración 37 Apartado para definir las propiedades del suelo.	67
Ilustración 38 Opciones de conductividad del suelo según la norma IEEE std 1410-2010	67
Ilustración 39 Check box si la línea posee cable de guarda.....	67
Ilustración 40 Resultados de impactos indirectos.....	68
Ilustración 41 Ventana para seleccionar la ubicación del archivo de salida.	69
Ilustración 42 Icono del documento .pdf generado en la ruta elegida.	69
Ilustración 43 Ventana con el resultado total de los impactos de rayo.....	70
Ilustración 44 Documento de salida generado con todas las especificaciones de la línea en estudio.	71
Ilustración 45 Ejemplo 1 de línea de 15 kV del estándar IEEE-1410.	72

Ilustración 46 Elección del índice de fallas indirectas a partir de conocer el CFO más crítico.	73
Ilustración 47 Archivo de salida del ejemplo 1 de la norma IEEE std 1410-2010.....	75
Ilustración 48 Línea de distribución con cable de guarda a 35 kV	76
Ilustración 49 Archivo de salida del ejemplo 2 de la norma IEEE std 1410-2010.....	79
Ilustración 50 Unifilar circuito 107-2-16 visto desde sistema SCADA.....	80
Ilustración 51 Grafico comparativo porcentual de costos de diferentes estructuras para 23 kV	98
Ilustración 52 Ilustración 51 Grafico comparativo porcentual de costos de diferentes estructuras para 46 kV	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de tensión utilizados en El Salvador en MT	12
Tabla 2. Niveles de tensión utilizados en El Salvador en BT	12
Tabla 3 Valores de corriente en una descarga atmosférica.....	16
Tabla 4 Niveles cerámico máximos, mínimos y promedios por departamentos.....	19
Tabla 5 Promedios nacionales de Td y Ng.....	19
Tabla 6. Valores de CFO de aisladores en serie.....	34
Tabla 7 Valores de resistencia de puesta a tierra máximos	42

1. INTRODUCCIÓN

La presente investigación tiene como objetivo, explicar el estudio del desempeño de las líneas de distribución de energía eléctrica ante los rayos tomando como referencia el método de la norma IEEE Std 1410-2010. Aplicar las sugerencias para el diseño de las líneas de distribución que la norma menciona mejoraría el comportamiento ante una descarga atmosférica, ya que, el comportamiento de las líneas de distribución ante las descargas atmosféricas depende de un conjunto de factores como; densidad de impactos de rayos, altura de la línea aérea, cable de guarda, sistema de puesta a tierra, entre otras.

No aplicar estos métodos para el diseño de las líneas de distribución afectara el funcionamiento y operación del sector eléctrico. Muchas de estas descargas afectan las líneas de forma directa o indirecta, afectando la calidad de energía por medio de: interrupciones momentáneas, interrupciones permanentes, variaciones de tensión, daños a equipos en las redes de distribución.

2. OBJETIVOS

2.1. GENERALES

- Investigar el desempeño de las líneas de distribución frente a las descargas atmosféricas que impactan directamente la línea, la influencia de campos eléctricos generados por impactos indirectos y las técnicas de diseño utilizadas para mejorar el desempeño.

2.1.1. ESPECÍFICOS

- Calcular la tasa de flameo en función de los parámetros del rayo, la línea y la actividad atmosférica de la zona de incidencia.
- Desarrollar una herramienta de simulación “LPET (Lightning Performance Evaluation Tool) “para realizar la evaluación del desempeño de las líneas de distribución frente a las descargas provocadas por rayos bajo los criterios de la IEEE 1410-2010.
- Realizar la evaluación del desempeño de una línea construida bajo la normativa de SIGET y proponer alternativas para mejorarlas.
- Investigar la técnica de uso de contrapeso para la mejora de la puesta a tierra y mejorar el desempeño a los rayos.
- Identificar los parámetros característicos de las descargas atmosféricas en El Salvador.

3. CAPÍTULO I: GENERALIDADES

3.1. ANTECEDENTES

La investigación se basa en la guía de diseño de la IEEE Std 1410-2010 “Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines”. En el año 2009 se realizó el “Estudio de la vulnerabilidad de las líneas de distribución y subtransmisión de energía ante las descargas atmosféricas y técnicas de mejora para su desempeño” por González M. Alvarado y otros.

También en años recientes se ha investigado de propuestas de mejora al desempeño de líneas de distribución a los rayos por César Mejía y otros, en el cual se plantea el uso de cruceros de madera y aisladores tipo line-post con CFO de 250 kVpico para evitar fallas por sobretensiones derivadas de impactos indirectos de rayos.

Todos los años las fallas por descargas atmosféricas impacta en la operación de las redes de distribución del país que tiene una incidencia de 10 – 20 impactos a tierra/km²/año, y además de fallas en las líneas e interrupción del servicio, se producen daños en el aislamiento, transformadores de distribución en postes, equipos de maniobras y otros daños.

En otros países el nivel de aislamiento de la línea de distribución se diseña incrementando el aislamiento a 250 kVpico o más, combinando cruceros de madera y/o incremento del CFO del aislador de soporte, uso de cable de neutro o guarda y la localización de descargadores de sobretensión cada 400 m.

3.2. ALCANCES

Investigar métodos de construcción propuestas por el estándar IEEE std 1410-2010, que no estén consideradas en la normativa de la SIGET, y que representen una mejora significativa en el desempeño de estas ante las descargas atmosféricas.

Crear una herramienta virtual que evalúe el desempeño de las líneas de distribución, tanto de diseño conceptual como existentes, para proponer correcciones o mejoras contempladas en la IEEE std 1410-2010. Se usará python o matlab, lo cual se definirá en el desarrollo del trabajo.

3.3. LIMITACIONES

El cálculo del desempeño de las líneas de distribución de energía eléctrica hacia los rayos, debido a su naturaleza nunca será 100% correcto y las constantes que recomienda la norma utilizar fueron calculadas en países que cuentan con la tecnología de medir estadísticamente el comportamiento de los rayos en la zona, pero estas constantes utilizadas en otras regiones representan un gran porcentaje de error. Lamentablemente El Salvador no contaba con esa tecnología hasta hace un año, los años de estudios para poder calcular constantes que permitan una mayor precisión en los cálculos son de mínimo 20 años.

Este trabajo de investigación se ha realizado en tiempos de la pandemia del COVID-19, estos eventos restringieron realizar un trabajo directamente en campo y han sido limitados a investigaciones únicamente.

3.4. DELIMITACIONES

El presente trabajo de investigación está enfocado en líneas de niveles de tensión de subtransmisión y de distribución, para voltajes de 13.2 kV, 23 kV, 46 kV.

La principal referencia utilizada es el estándar IEEE Std. 1410-2010, además, de considerar otra documentación fiable para realizar la investigación.

Los criterios y métodos de análisis del comportamiento de las líneas ante descargas atmosféricas se aplicarán a la normativa de estándares de construcción de SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones) para los niveles de voltajes especificados.

Además, se utilizará como referencia para los niveles isocerámico el mapa construido como resultado de un trabajo de investigación de la Universidad de El Salvador y aprobado por el SNET.

3.5. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El desempeño de las líneas de distribución a las descargas provocadas por rayos es un tema de suma importancia, debido a que la falla de una línea de distribución conlleva afectación en la producción del sector industrial, cortes de energía a casas, posibles fallas de dispositivos sensibles en hospitales, etc., provocando pérdidas económicas para clientes y a la empresa distribuidora, que debe realizar cambios de equipos dañados por el flameo y pérdidas a la economía del país al generar interrupciones forzadas o disminución en la producción, además de inconvenientes a los clientes que pagan por recibir un servicio con la menor cantidad de interrupciones posible.

3.6. JUSTIFICACIÓN

A pesar de las medidas aplicadas en las líneas de distribución para contrarrestar los efectos de las descargas atmosféricas, el sistema de distribución eléctrica sigue siendo susceptible a este fenómeno, una de las razones por las cuales se siguen teniendo fallas es en las deficiencias de la puesta a tierra, y el uso de un modelo de predicción de impactos a tierra para clima templado, tiene un error inaceptablemente alto en los trópicos. Es conveniente que las empresas distribuidoras incorporen a sus modelos de Gestión del Mantenimiento la medición de incidencia de los rayos a sus activos eléctricos. El Ministerio de Medio Ambiente

y Recursos Renovables ha incorporado la medición de las descargas eléctricas dentro de su tecnología de medición del clima.

3.7. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

El presente trabajo de investigación “Análisis del comportamiento de líneas de distribución impactadas por descargas atmosféricas” está encaminado a analizar el fenómeno de descargas atmosféricas y como afectan el buen funcionamiento del sistema de distribución para resolver problemas prácticos, a través de la investigación de fuentes fidedignas de información.

Por la naturaleza es una investigación cualitativa en razón de que busca analizar el fenómeno, mediante la interpretación de documentos fiables ya existentes y fuentes de información similares. Además de dar pauta para la ampliación del tema en trabajos posteriores.

Por los objetivos de la investigación, será un estudio descriptivo, explicativo y evaluativo.

3.8. DEFINICIONES TÉCNICAS GENERALES

Flameo inverso (descarga tipo rayo): Un flameo del aislamiento resultante de una descarga tipo rayo a una parte de la red o de la instalación eléctrica que está normalmente a una potencial tierra.

Nivel básico de aislamiento al impulso, NBA (BIL) (Tensión nominal de prueba de impulso): Resistencia al aislamiento de impulso de referencia expresada en términos del valor cresta de la tensión soportada de una onda estándar completa de tensión de impulso.

Voltaje de flameo de impulso crítico, VFIC (CFO) (aisladores): El valor cresta de la onda de impulso que, bajo condiciones especificadas, causa flameo a través del medio que lo rodea en el 50% de las aplicaciones.

Descarga directa: Una descarga directa tipo rayo a cualquier parte de la red o instalación eléctrica.

Línea de distribución: Líneas de energía eléctrica que distribuyen energía desde una subestación de suministro principal a los usuarios, generalmente a tensiones de 34.5 kV o menos. Esta guía aplica a tensiones iguales o menores a 69 kV.

Flameo (general): Una descarga disruptiva a través del aire alrededor o sobre la superficie de un aislante sólido o líquido, entre partes de diferente potencial o polaridad, producido por la aplicación de un voltaje en el cual la trayectoria del arco llega a estar lo suficientemente ionizada para mantener un arco eléctrico.

Electrodo a tierra: Un conductor o un grupo de conductores en contacto íntimo con tierra con el fin de suministrar una conexión a tierra.

Densidad de descargas tipo rayo a tierra, DRT (GFD) (Ng): El número promedio de descargas tipo rayo por unidad de área por unidad de tiempo en una ubicación particular.

Aislador tensor: Un elemento aislante, generalmente de forma elongada, con huecos o ranuras transversales, cuya finalidad es aislar dos secciones de una retenida o de proveer aislamiento entre la estructura y el artefacto de sujeción y también de proveer protección en el caso de una falla de los cables. Los aisladores de porcelana tipo tensor o tipo retenida están diseñados para someter la porcelana a esfuerzos de compresión, mientras que los aisladores de madera equipados con los herrajes apropiados son utilizados generalmente en esfuerzos de tensión.

Cable tensor o de retenida: Un cable retorcido utilizado para soportar una tensión semi-flexible entre un poste o estructura y la varilla de anclaje, o entre estructuras.

Descarga indirecta: Una descarga tipo rayo que no golpea directamente ninguna parte de la red pero que induce en ella una sobretensión.

Tensión inducida (descargas tipo rayo): El voltaje o la tensión inducida en una red o en una instalación eléctrica por una descarga indirecta.

Primera descarga tipo rayo: Una descarga tipo rayo a tierra iniciada cuando la punta de un líder escalonado descendente choca con un líder ascendente desde tierra.

Subsiguiente descarga tipo rayo: Una descarga tipo rayo que puede seguir una trayectoria ya establecida por una primera descarga.

Descarga tipo rayo: La descarga completa tipo rayo compuesta normalmente de líderes desde una nube seguidos de una o más descargas de retorno.

Salida por descargas tipo rayo: Una falla de energía que viene después de un flameo por descarga tipo rayo y que resulta en una falla en el sistema de corriente, y que requiere de la operación de un dispositivo de maniobra para aclarar la falla.

Desempeño de la línea a las descargas atmosféricas: El funcionamiento de la línea expresado como el número anual de flameos por descargas tipo rayo, tomando como base una milla de circuito o una milla de línea - torre. Ver protección contra descargas directas.

Pararrayos de óxido metálico, POM (MOSA): Un pararrayos que utiliza elementos tipo válvula fabricados de óxidos metálicos con resistencias no lineales.

Cable de guarda en parte superior, CGPS (OHGW): Cable o cables de línea de tierra colocados sobre las fases conductoras con el fin de interceptar descargas directas para proteger las fases conductoras de descargas directas. Ellas pueden tener puestas a tierra directa o indirectamente a través de pequeños gaps (espacios muy pequeños). Ver protección contra descargas directas.

Ángulo de apantallamiento: El ángulo entre la línea vertical a través del cable de guarda o línea de tierra en parte superior y las fases conductoras que pasan por debajo de ella. Ver protección contra descargas directas.

Cable de protección: Cables de guarda colocados cerca de los conductores de fase con los siguientes fines: a. Proteger las fases conductoras de descargas directas tipo rayo. b. Reducir los voltajes inducidos de campos electromagnéticos externos. c. Disminuir la auto - impedancia de un sistema de cable de guarda. d. Aumentar la impedancia mutua del sistema de cable de guarda a los conductores de fase protegida.

Distancia explosiva (Spark gap): Cualquier distancia corta entre dos conductores eléctricamente aislados o remotamente conectados eléctricamente uno a otro.

Pararrayos o supresor de ondas tipo rayo: Un elemento protector para limitar los picos de voltaje sobre el equipo, desviándolos a picos de corriente y retornando el equipo a su estado original. El elemento puede repetir estas funciones como se estipula.

Baja tensión: se refiere a los niveles de voltaje menores o iguales a 600 voltios.

Empresa distribuidora: Designa a la empresa o compañía, responsable de la prestación del servicio eléctrico en las zonas correspondientes.

4. CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

4.1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR.

El concepto de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica de acuerdo a lo establecido por la SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Comunicaciones) se define de la siguiente manera: Sistemas de Distribución: Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en media y baja tensión. Está formado por los circuitos que se inician en las subestaciones de distribución y suministran energía a los transformadores de distribución. En la siguiente figura se presenta el sistema eléctrico en El Salvador, en donde se indican los sistemas de distribución en media tensión:

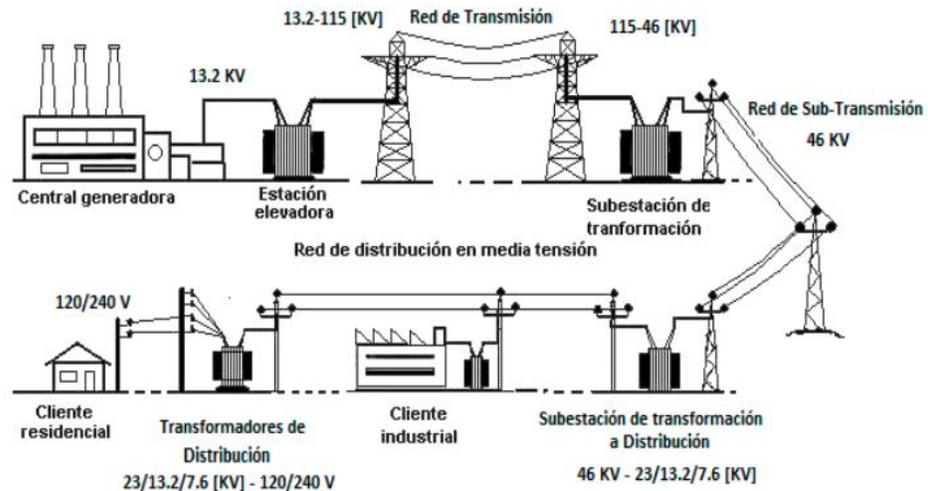


Ilustración 1 Sistema eléctrico de El Salvador

4.1.1. EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR.

Las distribuidoras son las entidades poseedoras y operadoras de subestaciones, y redes de transporte de energía eléctrica, cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje a un usuario final. Las redes están diseñadas para transportar energía eléctrica a media tensión y luego hacerla útil a los usuarios finales, al disminuir la tensión

por medio de transformadores de tensión, que se encuentran distribuidos en la red según la demanda. Debido a sus características, las empresas de distribución operan en condiciones reguladas de tarifas y 25 calidad de entrega del suministro; no obstante, lo anterior, y con base en los principios de la regulación existente en El Salvador, la competencia en la distribución está permitida. Entre sus funciones principales podemos mencionar que son las encargadas de comercializar y distribuir energía eléctrica a través de sus redes hacia centros de consumo y usuarios finales. Además, deben mantener y expandir sus redes de distribución permitiendo el acceso a nuevos usuarios y a la generación distribuida.

4.1.2. NIVELES DE TENSIÓN DE DISTRIBUCIÓN EN EL SALVADOR.

De acuerdo a Ley General de Electricidad, capítulo I: Disposiciones Generales, el Art. 4 se establecen definiciones para los efectos de la presente Ley. Para el objetivo de nuestro estudio se indican las siguientes definiciones:

- a) Alto voltaje: Es el nivel de tensión igual o superior a 115 kilovoltios.
- b) Bajo voltaje: Es el nivel de tensión inferior a 115 kilovoltios.
- c) Conexión: Es el enlace que permite a un usuario final recibir energía eléctrica de una red de transmisión o distribución.
- d) Distribuidor: Es la entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje.
- e) Red de distribución: Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en bajo voltaje.
- f) Usuario final: Es quien compra la energía eléctrica para uso propio.

Además, podemos mencionar lo que se indica en el reglamento de Términos y Condiciones Generales al Consumidor Final, del Pliego Tarifario 2017, en el Capítulo I Derechos y Obligaciones; literal B. Categoría Tarifaria, el Art. 8 indica que para los efectos del pliego tarifario 2016, el suministro de energía en las redes de distribución se clasifica en dos categorías de tensión, las cuales son las siguientes:

- **Baja Tensión (BT):** son los suministros que se realizan a niveles de voltajes menores o iguales que 600 voltios.
- **Media Tensión (MT):** son los suministros que se realizan a niveles de voltaje superiores a 600 voltios e inferiores a 115,000 voltios.

En el capítulo V: Valores nominales de voltaje y frecuencia; el Art. 26 indica los niveles de tensión estandarizados para los suministros de energía eléctrica.

En la tabla siguiente se muestran los niveles de tensión utilizados en el país por las distribuidoras:

Tabla 1. Niveles de tensión utilizados en El Salvador en MT

TENSIÓN NOMINAL (VOLTIOS)
4,160Y/2,400
13,200Y/7,620
22,860Y/13,200
34,500
46,000

En la tabla se indican los niveles en baja tensión:

Tabla 2. Niveles de tensión utilizados en El Salvador en BT

TENSIÓN NOMINAL (VOLTIOS)
120
120/240
240

4.2. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Las descargas atmosféricas son un fenómeno natural muy poderoso, causado por la separación de cargas eléctricas positivas y negativas tanto entre nubes, como entre nubes y tierra. Para la formación de las descargas atmosféricas uno de las principales teorías reconoce la acción del viento que tienen sobre las partículas de agua que caen creando electrostática.

La carga eléctrica se forma al separar estas fuertes corrientes de aire en partículas ionizadas. Las cargas más comunes son las negativas hasta un 90% de los rayos detectados. A medida que incrementa la carga se comienza la ionización del aire y es así, que se van formando caminos para conducir la carga hacia el punto con potencial cero que es la tierra.

Las descargas atmosféricas es una de las principales causas de fallas en líneas de distribución aérea, estas fallas causan interrupciones momentáneas o permanentes en los circuitos de distribución. La preocupación de la calidad de energía ha creado más interés en el estudio del comportamiento de los rayos para aplicar medidas de protección contra rayos en las líneas de distribución como una forma de reducir las interrupciones, sobrevoltajes, etc.

Resulta difícil controlarlas o predecirlas, la duración de la descarga, su polaridad, su intensidad y otras características, sólo pueden definirse en el momento en el cual ocurre, este fenómeno es generado por la diferencia de potencial entre las nubes y tierra, produciendo una descarga eléctrica, se estima que el 80% de las descargas tienen una magnitud mayor a 20kA, y con picos de magnitud de 200kA. Estos fenómenos generan tensiones unos 200 millones de voltios en el suelo. La duración del evento es de aproximadamente 100 microsegundos.

La descarga atmosférica produce un pulso electromagnético que es acompañado por la emisión de luz (relámpago) causada por el paso de corriente eléctrica que ioniza las moléculas del aire. Seguida por el sonido característico del trueno que se produce por la onda de choque de la corriente eléctrica que pasa a través de la atmósfera, calienta y expande rápidamente el aire.

Las descargas tipo rayo pueden causar flameos por:

- A. Descargas directas
- B. Tensiones inducidas por descargas cercanas

Descargas directas sobre líneas de distribución de energía generan flameo del aislamiento en la mayoría de los casos. Por ejemplo, un rayo tan pequeño como de 10 kA podría producir una sobretensión de cerca de 2000 kV, la cual está excesivamente distante

de los niveles de sobretensión de líneas que operan hasta 69 kV. Sin embargo, la experiencia y las observaciones muestran que muchas de las salidas relacionadas con las descargas tipo rayo de las líneas de bajo aislamiento son ocasionadas por rayos que chocan con tierra en las proximidades de la línea. Muchas de las tensiones inducidas por rayos en líneas de distribución que terminan cerca de la línea son inferiores a 300 kV. Los rayos pueden ser colectados por objetos muy altos, de tal modo que la altura y la distancia de la línea de distribución a puntos de resguardo tales como árboles y edificios tendrá influencia en el comportamiento de la línea a las descargas tipo rayo.

4.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

4.3.1. POLARIDAD

La descarga atmosférica o rayo se origina cuando un gradiente eléctrico excede el aislamiento del aire, provocando una migración de cargas en la dirección a tierra, pero esas cargas pueden ser positivas o negativas y depende de la carga predominante quien define la polaridad de la descarga.

Una descarga de una nube con cargas positivas en dirección a tierra es llamado rayo con polaridad positiva.

Una descarga de una nube con cargas negativas en dirección a tierra es llamado rayo con polaridad negativa.

Con lo anterior es posible tener 4 combinaciones en relación con las cargas positivas o negativas y en que dirección se dirijan tierra a nube o nube a tierra.

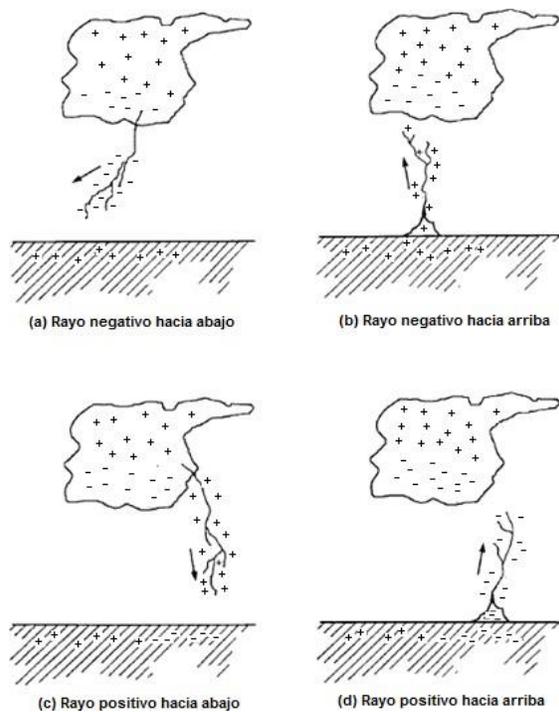


Ilustración 2 Polaridad y dirección posible en descargas atmosféricas

4.3.2. CORRIENTE PICO

La corriente pico es la amplitud máxima de corriente de retorno que alcanza un rayo al impactar a tierra, este tiene distintos valores dependiendo de la zona geográfica, la naturaleza del fenómeno, la polaridad del rayo. Los rayos de polaridad positiva tienden a tener mayor amplitud de corriente, pero estos sólo representan del 5 al 10 % de los impactos por rayo, por lo que nos enfocaremos en los de polaridad negativa que representan la mayoría de los impactos a tierra.

Según la norma IEEE 1410, Table 1 el valor medio de corriente pico inicial de un rayo de polaridad negativa es de 27.7 kA y el valor medio de la corriente pico final es de 31.1 kA, obteniendo una relación entre la corriente inicial y final de 0.9.

Tabla 3 Valores de corriente en una descarga atmosférica

Parámetro	Primera descarga		Descarga subsecuente	
	M. Media	β , Desviación estándar logarítmica	M. Media	β , Desviación estándar logarítmica
TIEMPO FRONTAL (μs)				
$t_{d10/90} = T_{10/90}/0.8$	5.63	0.576	0.75	0.921
$t_{d30/90} = T_{30/90}/0.6$	3.83	0.553	0.67	1.013
$t_m = I_F/S_m$	1.28	0.611	0.308	0.708
PENDIENTE (Ka/μs)				
S_m <i>Maximo</i>	24.3	0.599	39.9	0.852
S_{10} <i>at 10%</i>	2.6	0.921	18.9	1.404
$S_{10/90}$ <i>10 – 90%</i>	5.0	0.645	15.4	0.944
$S_{30/90}$ <i>30 – 90%</i>	7.2	0.622	20.1	0.967
CRESTA DE CORRIENTE (kA)				
I_I <i>inicial</i>	27.7	0.461	11.8	0.530
I_F <i>final</i>	31.1	0.484	12.3	0.530
Ratio, I_I/I_F	0.9	0.230	0.9	0.207
OTROS PARÁMETROS RELEVANTES				
Tiempo medio de cola t_n (μ s)	77.5	0.577	30.2	0.933
Numero de descargas por rayo	1	0	2.4	0.96 basado en la media $N_{total}=3.4$
Carga eléctrica de una descarga Q_i (Coulomb)	4.65	0.882	0.938	0.882
$\int t^2 dt$ ((kA) ² s)	0.057	1.373	0.0055	1.366
Intervalo entre descarga (ms)	-	-	35	1.066

4.3.3. TIEMPO DE FRENTE DE ONDA.

El tiempo de frente es el tiempo requerido para que la magnitud suba del 10% al 90% de la magnitud máxima de la onda, según la norma IEEE 1410, Table 1, para un rayo de polaridad negativa el tiempo de frente de onda es de 5.63 μ s

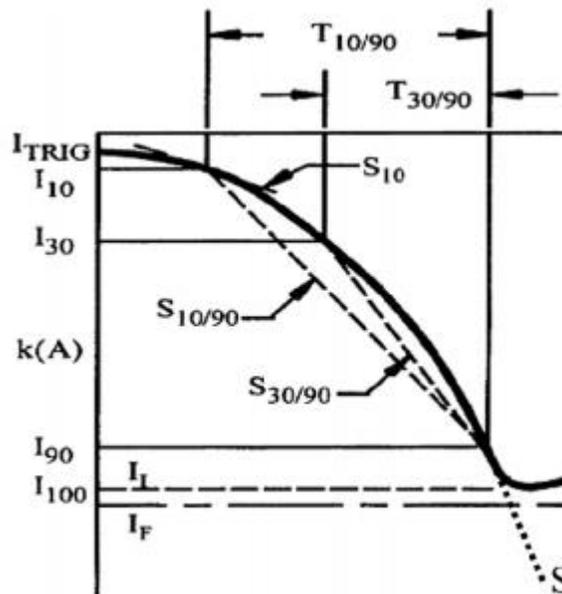


Ilustración 3 Descripción de los parámetros de la forma de onda de la corriente del rayo

4.3.4. NÚMERO DE IMPACTOS SUBSECUENTES

En la mayoría de las descargas atmosféricas de polaridad negativa se presentan impactos subsecuentes, los cuales son de menor intensidad que la corriente de retorno, según la norma IEEE1410, Table1, el número de impactos subsecuentes medio es de 2.4.

4.3.5. MEDICIÓN DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Se ha utilizado diferentes medios y métodos para medir las corrientes y voltajes de las descargas atmosféricas o rayos, el kilodónógrafo usado entre 1910 y 1930, el oscilógrafo, la cámara de Boys, los medidores de corriente de cresta, hasta sofisticados equipos que miden rayos artificiales. También se han utilizado registradores de campos electromagnéticos con varios osciloscopios y equipo fotográfico; contadores CIGRE de relámpagos, hasta equipos fotográficos y acústicos.

Lamentablemente en El Salvador no existen métodos precisos y avanzados de mediciones atmosféricas, por eso debemos tomar como referencia constantes y resultados de otras regiones.

4.3.6. SEGÚN NORMA IEEE STD. 1410-2010.

Hay tres tipos de descargas atmosféricas, dentro de las nubes, entre nubes y de nube a tierra, las más comunes son las descargas dentro de las nubes, pero nos interesan las descargas a tierra, debido a que estas son las que afectan las líneas de distribución y transmisión eléctrica.

Para estimar la confiabilidad de una línea de transmisión se toma en cuenta que tan expuesta está a las descargas atmosféricas, para este propósito se calcula la densidad de descargas a tierra (N_g) y la cantidad de impactos a tierra por km por año.

En el salvador, estos datos son elevados, por lo que se debe tener muy en cuenta el diseño de protecciones para las líneas de distribución.

4.4. INCIDENCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL SALVADOR

El nivel isoceráunico se mide por medio de la observación particular en la que simplemente se determinaba si en un día se había escuchado alguna descarga atmosférica en cada región. La densidad de rayos a tierra, es medida mediante los localizadores terrestres de rayos y representa con mayor exactitud la actividad de rayos en cada zona particular.

El número de descargas atmosféricas que inciden en las zonas de influencias de líneas de transmisión o distribución es fundamental en la determinación del nivel de asilamiento necesario para el buen comportamiento de la línea, ósea, para una alta confiabilidad.

Los datos de las siguientes tablas fueron obtenidos del mapa isoceráunico elaborado por la Universidad de El Salvador.

Tabla 4 Niveles cerámico máximos, mínimos y promedios por departamentos.

NIVEL CERAUNICO(Td)			
DEPARTAMENTO	MÁXIMO	MÍNIMO	PROMEDIO
SANTA ANA	133	74	96.25
AHUACHAPAN	84	74	77.67
SONSONATE	133	74	91.8
LA LIBERTAD	104	71	85.25
CHALATENANGO	133	64	90.62
SAN SALVADOR	75	64	71.
CUSCATLAN	71	64	68.67
CABAÑAS	90	64	75
LA PAZ	75	64	71
SAN VICENTE	75	64	70.25
USULUTAN	109	71	88.6
SAN MIGUEL	116	71	90.5
MORAZAN	120	71	90.5
LA UNION	109	71	86.86

Tabla 5 Promedios nacionales de Td y Ng

NACIONAL	Td	Ng
MÁXIMO	133	18.07
MÍNIMO	67	7.67
PROMEDIO	86	10.47

MAPA ISOCERAUNICO DE EL SALVADOR

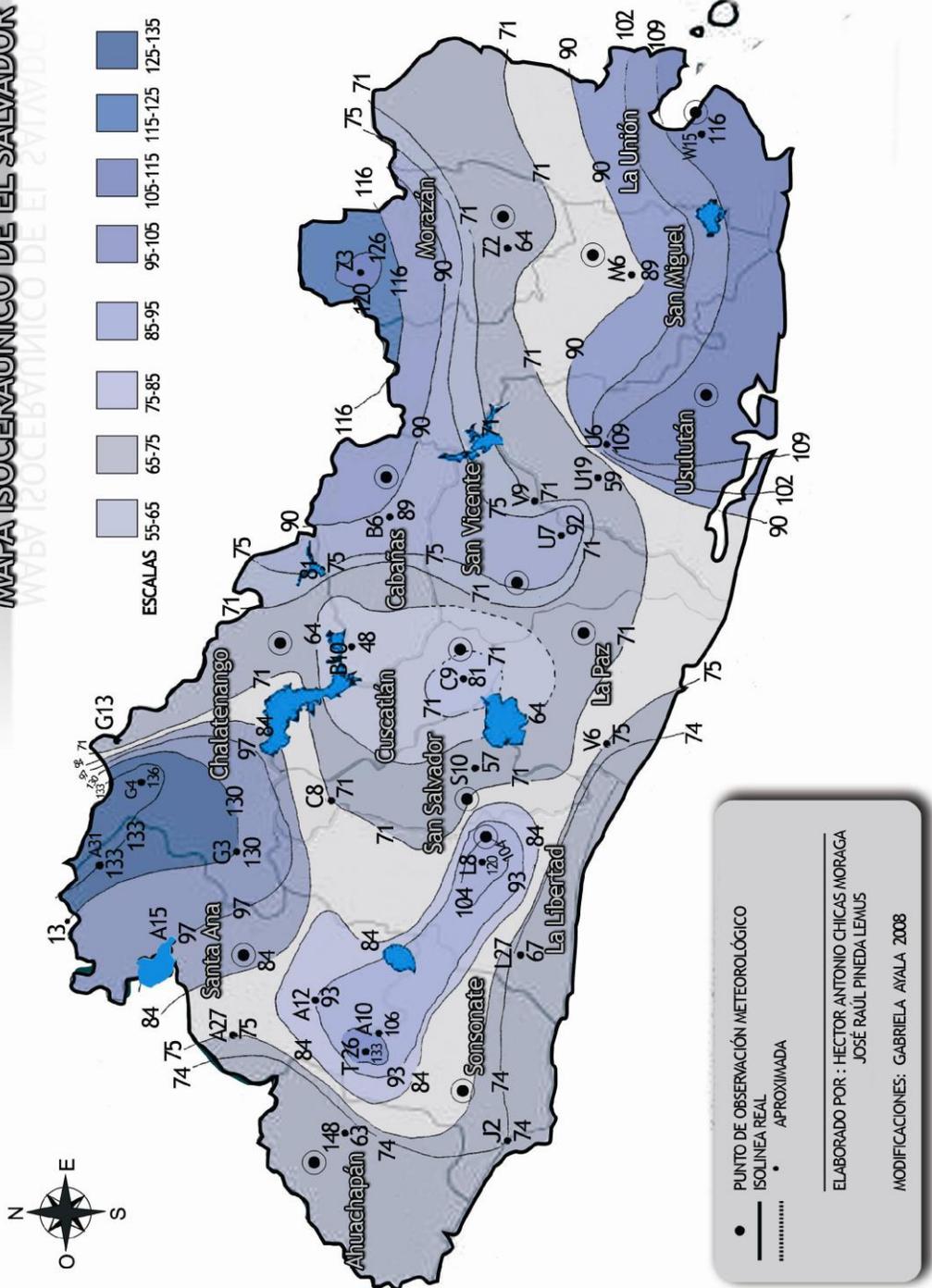


Ilustración 4 Mapa isoceraúnico de El Salvador

4.5. NÚMERO DE DESCARGAS A UNA LÍNEA

Para un nivel isocerámico dado el número de descargas que impactan la línea no es conocido actualmente con mucha certeza. El problema es de la naturaleza estadística, por lo tanto, los métodos expuestos en este trabajo de investigación, son únicamente una aproximación al valor real.

4.6. INCIDENCIA DE RAYOS SOBRE LÍNEAS AÉREAS

Los relámpagos ocurren durante tormentas y otros fenómenos naturales, sin embargo, en la mayoría de las zonas son las tormentas la principal causa. En las tormentas se producen relámpagos entre nubes, en la misma nube y de nube a tierra. Estos últimos afectan las líneas de distribución eléctrica aéreas provocando interrupciones en el servicio que provocan baja confiabilidad de la red.

Si este fenómeno afecta la confiabilidad de la línea, el diseñador debe conocer la densidad de destellos a tierra (GFD) para determinar la exposición a los rayos para la línea de distribución. Esta densidad de descargas a tierra está definida como el número de descargas a tierra por unidad de área por unidad de tiempo, la medida más utilizada es N_g [flashes/km²/año].

Se deben de tener ciertas consideraciones estadísticas en este estudio debido a la variación considerable de un año a otro de las tasas de interrupciones causadas por descargas atmosféricas. Históricamente la desviación estándar mencionada en la norma varía del 20% a 50% de la media. La estimación del GFD para una región pequeña tienen una desviación estándar mayor a regiones de mayor tamaño, para estas desviaciones estándar tan grandes se necesitan muchos años de datos para estimar un valor medio con precisión.

4.6.1. DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA A PARTIR DE LOS DATOS.

Este es un parámetro fundamental, que proporciona la base para cualquier estimación de la frecuencia de los efectos de las descargas atmosféricas en la red eléctrica. La densidad

de rayos a tierra N_g , a menudo se considera el parámetro descriptor principal de la incidencia de rayos, al menos en los estudios de protecciones contra rayos. La densidad de rayos a tierras por sus siglas en inglés GFD (ground flash density) se estima a partir de contadores de relámpagos y sistemas de localización de relámpagos y se pueden estimar a partir de registros de detectores de radiación ópticos o de radio frecuencia basados en satélites, esta última no puede distinguir de las diferentes descargas y, por lo tanto, se necesita aplicar otros métodos para obtener mapas de N_g .

La densidad de rayos a tierra N_g para áreas templadas puede estimarse a partir del nivel cerámico T_d , según indica la norma IEEE std 1410-2010, se calcula usando la ecuación (1) publicada en Anderson R. :

$$N_g = 0.04T_d^{1.25} \quad (1)$$

Donde:

N_g es la densidad de rayos a tierra en descargas por km^2 por año.

T_d es el número de días con tormentas por año (nivel cerámico).

4.6.2. EXPRESIÓN SIMPLIFICADA DE ERICKSSON

Se ha asumido tradicionalmente que toda línea aérea proyecta una sombra eléctrica o senda en el terreno debajo y las descargas atmosféricas o rayos que se aproximen a esta sombra eléctrica impactaran en la línea.

En la figura se presenta el caso de una línea aérea con tres conductores de fase y dos hilos de guarda. El ancho de la sombra eléctrica se puede calcular definir como $W = (b + 2R_a)$ donde b es la distancia entre los hilos de guarda y R_a se denomina radio de atracción.

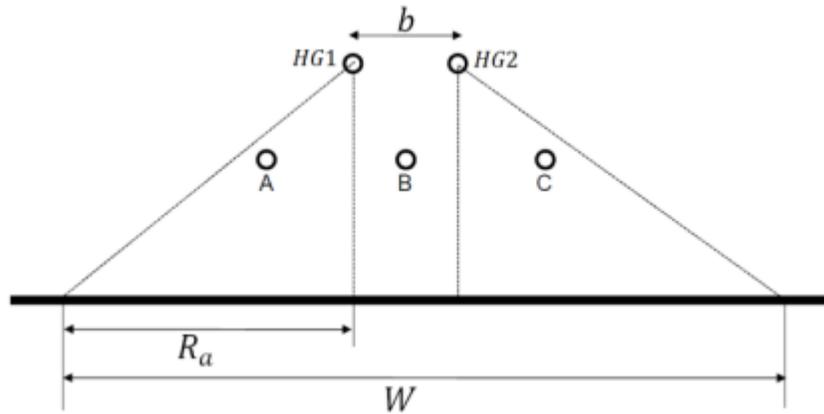


Ilustración 5 Modelo de sombra eléctrica

Eriksson propuso una expresión para el radio de atracción promedio basándose en el desarrollo analítico de un modelo simplificado de progresión;

$$R_a = 14h^{0.6}$$

4.7. DESCARGAS DIRECTAS

Se denomina descarga directa a la que se produce en caso de tormenta entre nube y nube o entre nube y tierra, y esta impacta directamente sobre la línea de la red eléctrica generando sobretensiones.

Los impactos directos tienen una gran incidencia en la confiabilidad de la línea y la tasa de relación de descargas que cumple las siguientes condiciones:

- Cuando las estructuras que sostienen las redes eléctricas son muy altas con respecto a los objetos cercanos.
- En caso exista una estructura en campo abierto (sin árboles, edificios cercanos, etc.).

Se estima con la siguiente ecuación:

$$N = N_g \left(\frac{28h^{0.6} + b}{10} \right)$$

Donde:

h es la altura de la estructura (m).

b es el ancho de la estructura (m).

N_g es la densidad de descargas a tierra (descargas/km²/año)

N es la tasa de descargas por 100km en un año.

4.7.1. INTERCEPCIÓN DE RAYOS POR ESTRUCTURAS Y ARBOLES CERCANOS.

La exposición de las líneas de distribución a los rayos depende de la cantidad de estructuras adyacentes que sobresalen por encima del terreno circundante. Es más probable que las estructuras ubicadas en un punto alto de la topografía sean objetivo de descargas atmosféricas que aquellos protegidos por características naturales del entorno.

Los árboles y los edificios pueden interceptar muchas descargas que pudieron haber interceptado la línea. La influencia de estructuras, arboles cercanos en el número de descargas directas a una línea de distribución se expresa mediante un factor de apantallamiento o shield factor (S_f) que se define como la porción por unidad de la línea de distribución protegida por objetos cercanos.

El número de impactos a la línea es:

$$N_s = N(1 - S_f)$$

Donde:

N_s es el número de descargas de la línea protegida por objetos cercanos

S_f es el factor de protección del entorno, rango de 0 a 1.

Un $S_f = 0$ significa que la línea de distribución está en terreno abierto, ósea no hay ninguna estructura, árbol u objeto cerca que aporte un factor de apantallamiento. Un $S_f = 1$ significa que la línea de distribución está completamente protegida de descargas directas, sin embargo, no implica que la línea está protegida de todos los efectos de una descarga atmosférica.

La siguiente grafica da una aproximación del factor de apantallamiento para objetos de varias alturas para una línea de distribución de 10 m de altura, los objetos se asumen son paralelamente uniformes a la línea y ubicados a un lado de ella.

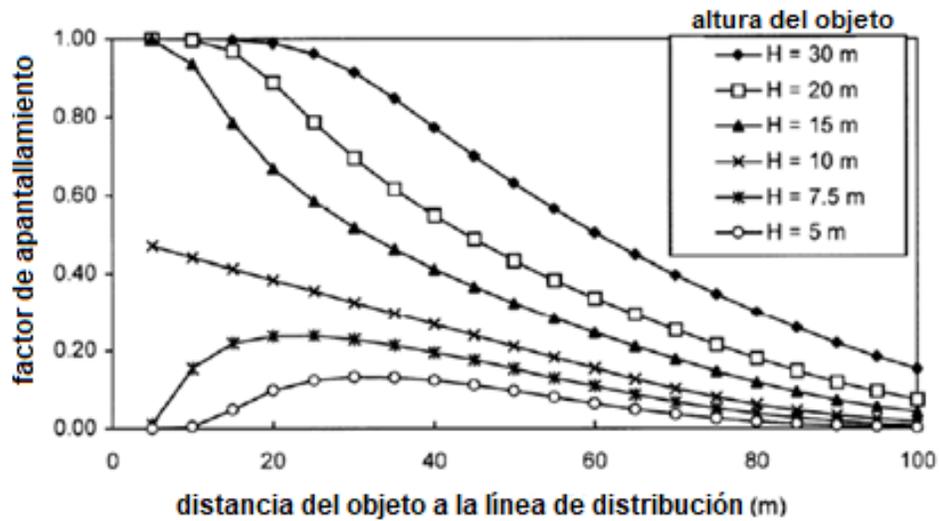


Ilustración 6 Factores de blindaje Sf debido a objetos cercanos de diferentes alturas para una línea de distribución de 10 m de altura

4.8. DESCARGAS INDIRECTAS

Los rayos pueden ser recolectados por objetos muy altos, de tal modo que la altura y la distancia de la línea de distribución a puntos de resguardo tales como árboles y edificios tendrá influencia en el comportamiento de la línea ante las descargas tipo rayo.

De acuerdo a Rusck, la máxima tensión que puede ser inducida en una línea de energía en el punto más cercano al rayo puede estimarse por:

$$V_{max} = \frac{Z_o I_o h}{y} \left(1 + \frac{v}{c} * \frac{1}{\sqrt{2 - \left(\frac{v}{c}\right)^2}} \right)$$

Donde:

Z_o es 30Ω

I_o es la corriente pico de la descarga

h es la altura promedio de la línea de distribución sobre el nivel del suelo.

y es la distancia más corta entre el rayo y la línea

v es la velocidad de la descarga, comúnmente $c/3$

c es la velocidad de la luz 3×10^8 m/s

Un cable de neutro o un cable de guarda reducirá la tensión a través del aislamiento por un factor que depende de las puestas a tierras (aquí la importancia de usar métodos para reducción de resistencia a tierra) y la proximidad del cable de tierra a la fase.

En las líneas de distribución que se encuentran protegidas por objetos cercanos, la mayor amenaza son los contorneos provocados por las tensiones inducidas, las cuales suelen ser menores a 300 kV, pero si el diseño de la línea tiene un CFO mayor a 300 kV la incidencia de contorneos generados por estas tensiones inducidas se reducirá considerablemente.

La siguiente grafica mostrada en la norma IEEE Std 1410-2010 representa lo antes explicado con diferentes conductividades del suelo.

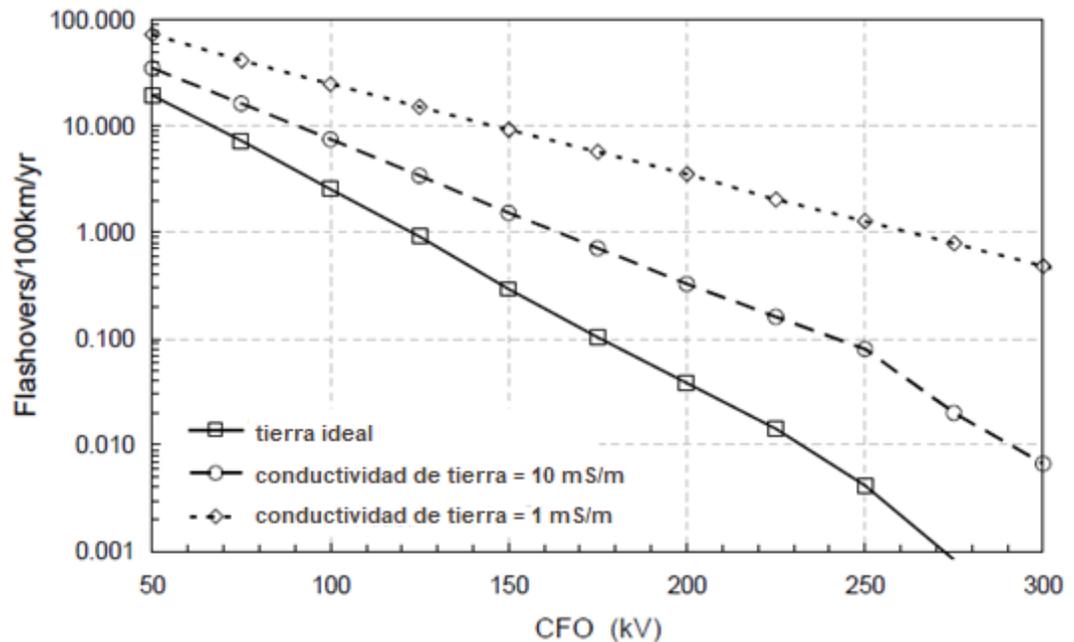


Ilustración 7 Número de descargas disruptivas de voltaje inducido versus nivel de aislamiento de la línea de distribución

Entonces en una línea con un CFO mayor a 300 kV la contribución de fallas provocadas por descargas indirectas será considerada cero.

4.8.1. EFECTO DE LA PUESTA A TIERRA Y NIVEL DE AISLAMIENTO

La eficiencia del cable guarda (OHGW) depende mucho de la conexión a tierra. Para que un diseño sea efectivo debe tener resistencias a tierras menores a 10Ω si el CFO es menor a 200 kV. El cable de guarda debe ser conectado a tierra en cada poste. La siguiente figura muestra el desempeño y efecto de la conexión a tierra con una simulación a computadora de un cable de guarda (OHGW) de 175 kV y 350 kV.

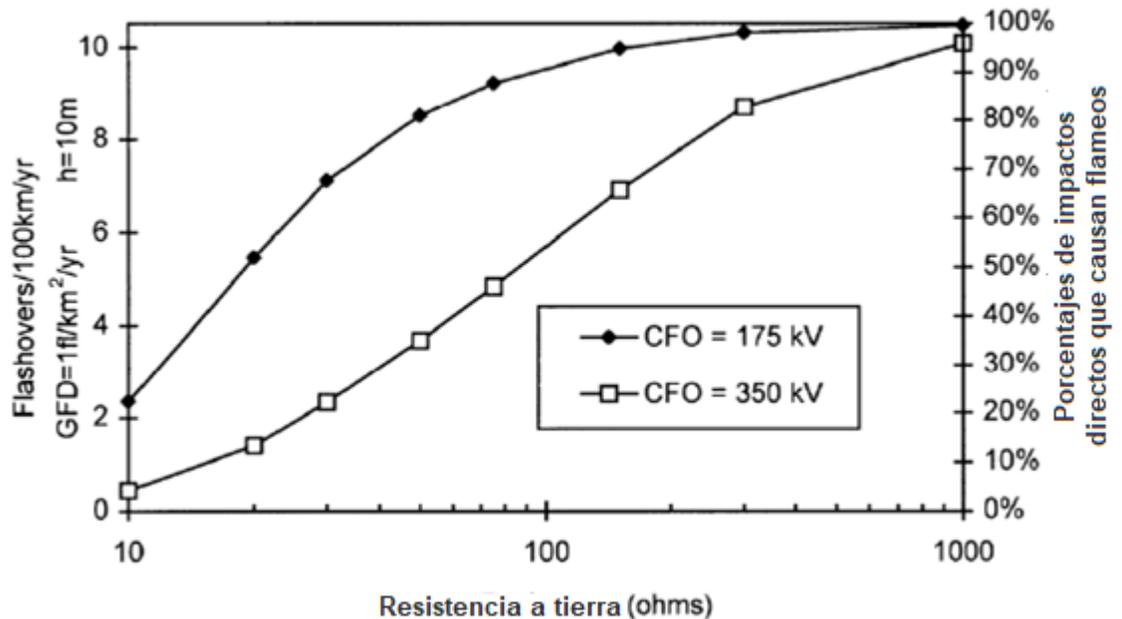


Ilustración 8 Efecto de la resistencia de tierra en el rendimiento de OHGW

4.8.2. FLAMEOS POR TENSIONES INDUCIDAS

De acuerdo a Rusck, la máxima tensión que puede ser inducida en una línea de energía en el punto más cercano a la descarga atmosférica puede estimarse por:

$$V_{max} = 38.8 \left(\frac{I_0 h_a}{y} \right)$$

I_0 es la corriente pico de la descarga

h_a es la altura promedio de la línea sobre el nivel de tierra

y es la distancia más corta entre la línea y la descarga tipo rayo

La ecuación es asumiendo un conductor simple, infinitamente largo y sobre una tierra perfectamente conductora. Un cable de neutro a tierra o un cable protegido en la parte alta

reducirá la tensión a través del aislamiento por un factor que depende de las puestas a tierra y de la proximidad del cable a tierra a las fases.

La frecuencia de fallas por flameos por tensiones inducidas puede aumentarse para bajos niveles de aislamiento. En la siguiente figura obtenida de la norma IEEE Std 1410 - 1997 se encuentra la frecuencia de flameo en función del CFO de la línea en dos configuraciones de puesta a tierra, sin cable de neutro o de guarda y con cable de neutro o de guarda.

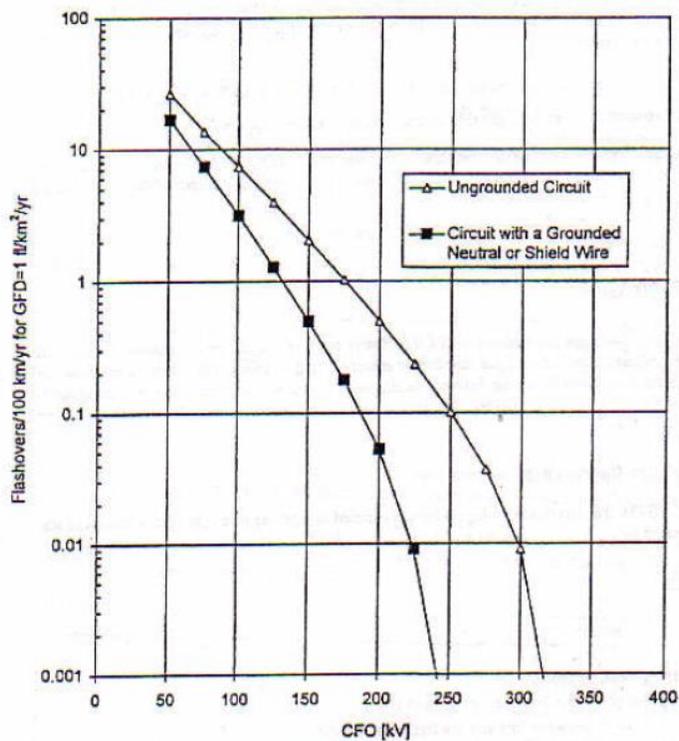


Ilustración 9 Frecuencia de flameo en función del CFO

El circuito con puesta a tierra presenta muy pocos flameos para un voltaje crítico de flameo debido a que el cable de puesta a tierra reduce el esfuerzo de la tensión a través del aislamiento.

4.9. AISLADORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En un principio es necesario conocer las generalidades sobre aisladores, identificar cuáles son las propiedades eléctricas y mecánicas.

Se define como aislante eléctrico sobre un material el cual carece de capacidad de conducción de electricidad, siendo este utilizado para separar conductores eléctricos evitando un cortocircuito y para mantener alejadas del usuario en determinadas partes de los sistemas eléctricos que de tocarse accidentalmente cuando se encuentran en tensión pueden producir una descarga. Los más frecuentemente utilizados son los materiales plásticos y las cerámicas. Las piezas empleadas en torres de alta tensión empleadas para sostener o sujetar los cables eléctricos sin que éstos entren en contacto con la estructura metálica de las torres se denominan aisladores.

El aislante eléctrico es un componente muy importante en los sistemas de energía eléctrica, como las subestaciones y las líneas de distribución y transmisión. Los profesionales de la electricidad en el campo de la energía eléctrica necesitan un estudio en profundidad y conocimientos prácticos sobre este tema. En los primeros días, los aisladores se fabricaban con materiales cerámicos y de vidrio. Pero en 1963, se desarrollaron aisladores poliméricos y sus mejoras en el diseño y la fabricación en los últimos años los han hecho atractivos para las empresas de servicios públicos. Consiste en una varilla de núcleo de fibra de vidrio cubierta por cobertizos de faldones de polímero como caucho de silicona, politetrafluoroetileno, EPDM (monómero de etileno propileno dieno) y equipado con terminales de metal. También se le llama aisladores compuestos, lo que significa hechos de al menos dos partes aislantes, un núcleo y una carcasa equipada con accesorios terminales. Los aislantes poliméricos tienen muchas ventajas sobre los aislantes de cerámica y vidrio, como buen desempeño en ambientes contaminados, peso ligero, fácil manejo, libre de mantenimiento y un costo considerablemente bajo, etc. Debido a estas propiedades, está ganando popularidad en todo el mundo y reemplazando la cerámica y el vidrio convencionales. aislantes.

4.9.1. PROPIEDADES IMPORTANTES DE LOS MATERIALES AISLANTES.

- La resistividad (resistencia específica) es la propiedad de un material que cuantifica la fuerza con la que el material se opone al flujo de corriente eléctrica. La resistividad de un buen aislante es muy alta.
- La rigidez dieléctrica de un material es la capacidad de soportar tensiones eléctricas sin romperse. La rigidez dieléctrica generalmente se expresa en kilovoltios por milímetro (kV / mm).
- La permitividad relativa (o constante dieléctrica) es la relación entre la densidad de flujo eléctrico producida en el material y la producida en el vacío.
- El factor de disipación eléctrica (pérdida dieléctrica) es la relación entre la potencia perdida en el material y la potencia total transmitida a través de él.

4.9.2. TIPOS DE AISLADORES UTILIZADOS EN LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS

Para el funcionamiento exitoso de las líneas eléctricas, la selección adecuada de aisladores es muy esencial. Hay varios tipos de aisladores de líneas aéreas. Los tipos más utilizados son:

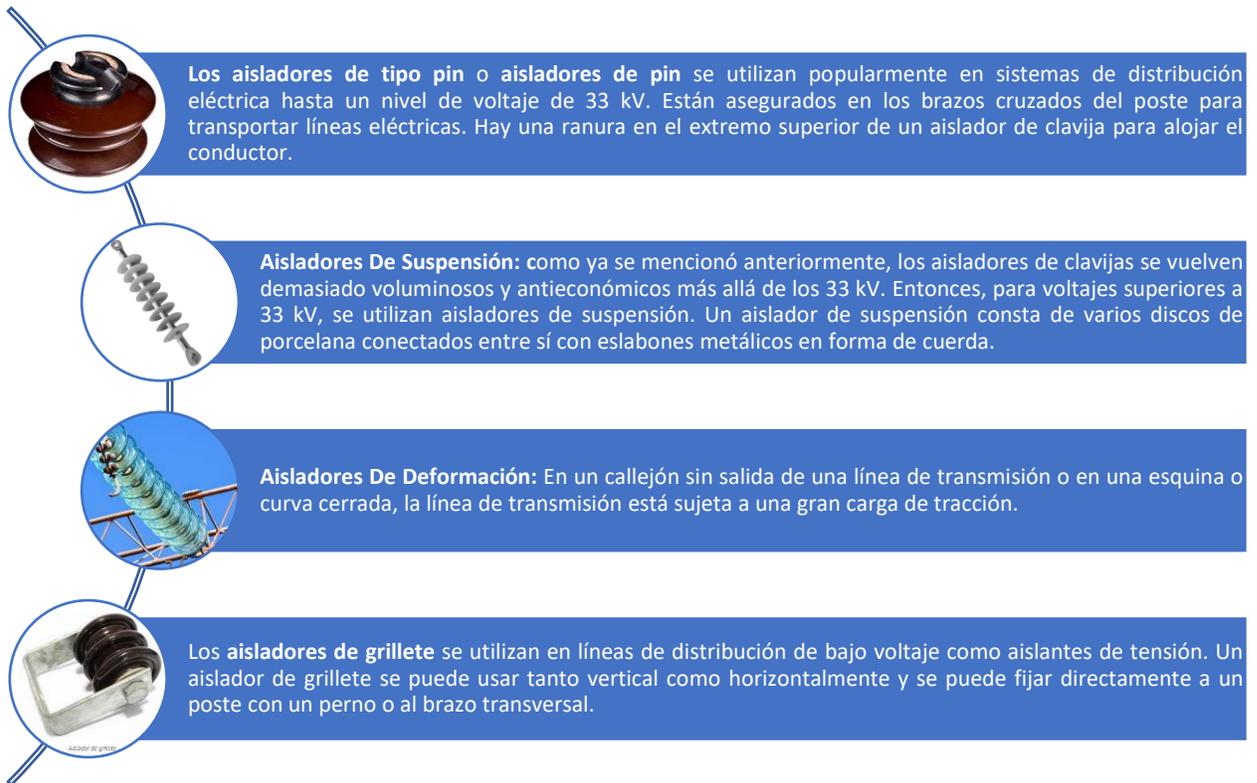


Ilustración 10 Algunos tipos de aisladores usados en sistemas de distribución

4.10. DIFERENCIA ENTRE CFO Y BIL

Cuando hablamos de parámetros de aislamientos en elementos individuales o combinados podemos utilizar para medir su nivel de aislamiento con dos parámetros frecuentemente utilizados:

- A. Nivel Básico de Aislamiento, NBA (BIL)
- B. Voltaje de Flameo de Impulso Crítico, VFIC (CFO)

No obstante, cada uno de esos parámetros definen condiciones diferentes en el comportamiento de un aislador antes una descarga de cualquier naturaleza. Aunque el ingeniero debe estar más familiarizado con el BIL de una combinación dada de materiales, no obstante, los resultados de esta guía de diseño de la IEEE están dados en términos de CFO.

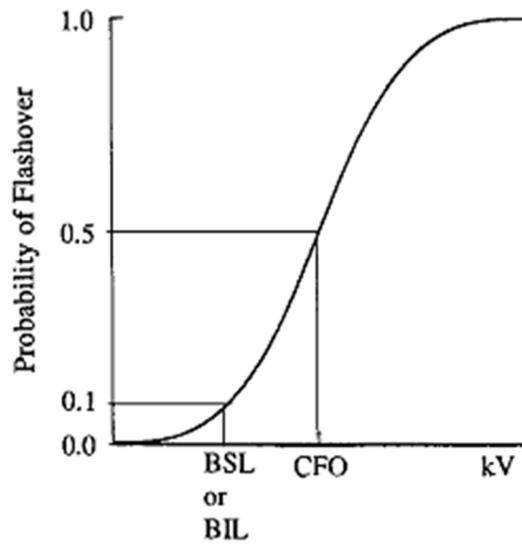


Ilustración 11 Tendencia de probabilidad de falla utilizando BIL y CFO

En primer lugar, el CFO es el valor de cresta de un impulso de rayo estándar para el cual el aislamiento exhibe un 50% de probabilidad de resistir. Se utiliza en los estudios de coordinación de aislamiento para describir la fuerza de impulso del rayo de los aisladores de alto voltaje. Si se asume que los datos de flameo presentan una distribución de Gauss, entonces cualquier probabilidad específica de no flameo puede calcularse a partir del CFO y la desviación estándar.

Por otro lado, definiremos BIL como el valor pico de tensión soportada del aislamiento frente a un impulso de referencia de tipo rayo. Este término es más utilizado en aislamientos auto restaurables.

Para el estudio del aislamiento en las estructuras en serie utilizaremos el termino CFO porque describe un 50% de probabilidad de que el aislador resista o se produzca una falla, en cambio el BIL define una falla donde el aislador es destruido totalmente.

4.11. NIVEL DE AISLAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

El ingeniero en diseño debe conocer las especificaciones técnicas necesarias de la línea según como se pretenda utilizar y así, dependiente en del medio en el que van a operar los aisladores se pueden seleccionar para asegurar un perfecto funcionamiento de la línea.

La gran mayoría de las construcciones aéreas utilizan más de un material aislante para protección contra las descargas atmosféricas. Los materiales más utilizados en la construcción de líneas aéreas de distribución son porcelana, aire, madera, polímero y fibra de vidrio. Cada elemento tiene su propia capacidad aislante.

Los factores siguientes afectan los niveles de posible flameo ante descargas atmosféricas de las líneas de distribución y dificultan el cálculo de estimación del aislamiento final:

- A. Condiciones atmosféricas como: densidad del aire, humedad, precipitación pluvial y contaminación atmosférica.
- B. Polaridad y velocidad de incremento de tensión
- C. Factores físicos tales como forma del aislador, forma del herraje metálico y el montaje del aislador

Por ejemplo, si existe un crucero de madera, el efecto de la descarga sobre la capacidad de aislamiento del crucero puede ser variable dependiendo principalmente de la humedad.

4.11.1. DETERMINACIÓN DEL CFO DE ESTRUCTURAS CON AISLAMIENTO EN SERIE

Cuando la trayectoria de una descarga de rayo hacia el suelo no incluye un crucero de fibra de vidrio o madera, pero involucra dos o más tipos de aisladores, el CFO de la combinación no se obtiene simplemente sumando el CFO individual de cada componente. Los CFO de estos componentes están controlados por una serie de factores.

Para dicho análisis de una estructura de distribución podemos utilizar el método del CFO-aditivo de la siguiente manera:

- Se realiza un estudio individual por cada componente que aporta CFO obteniendo de estos una suma total no algebraica.
- Conociendo el CFO que aporta cada elemento se obtiene una combinación.

Para determinar lo anterior debemos apoyarnos de tablas donde se especifiquen los CFO individuales y los CFO de su combinación, es decir, cuando son considerados como elementos adicionales. La norma IEEE Std-1410 2010 nos proporciona la siguiente tabla.

Tabla 6. Valores de CFO de aisladores en serie

CFO de aislamiento primario			CFO añadido del segundo componente		CFO añadido del tercer componente
Descripción	tipo	CFO _{ins} (kV)	Descripción	CFO _{add.sec} (kV/m)	Descripción y CFO _{add.third} (kV/m)
polímero aislante	15 kV a 35 kV		Poste de madera	210	Poste de madera 65 Separador de fibra 200
			Poste de fibra	410	
Cerámica tipo pin-aislador	ANSI 55-4	105	Poste de madera	235	
	ANSI 55-5	120	Cruceta de madera	250	
	ANSI 55-6	140	Poste de fibra	400	
			Cruceta de fibra	250	
			Separador de fibra	315	
Cadena de aisladores de cerámica vertical	1x102 mm	75	Poste de madera	90	
	2x102 mm	165	Cruceta de madera	160	
	3x102 mm (4")	250	Cruceta de fibra	250	
			Separador de fibra	315	
Cadena de 1x102 mm 75 Poste de				90	
Aisladores de cerámica horizontal	1x102mm	75	Poste de madera		
	2x102 mm	165	Cruceta de madera	160	

	3x102 mm (4")	250	Cruceta de fibra	250	
			Separador de fibra	315	
Descripción	tipo	CFO_{ins} (kV/m)	Descripción y CFO_{add.sec} (kV/m)		
Madera	Poste	330	Poste de madera 65 Separador de fibra 200		
	Cruceta	360			
Fibra de vidrio	Poste	470			
	Separador	500			
Aire		600			

El CFO total para dos componentes o más, se calcula de la siguiente manera:

$$CFO_T = CFO_{aislador} + CFO_{adicionado\ 2^o\ componente} + CFO_{adicionado * n\ componente}$$

Para la tabla anterior están las siguientes notas:

1. Todos los valores son para CFO en húmedo
2. Los valores corresponden a los mínimos de polaridad positiva o negativa
3. Los aisladores se muestran como ejemplo solamente.

Para valores de CFO bajo condiciones secas suministradas por el fabricante o tomadas de pruebas de impulso de un laboratorio, solo multiplique el CFO por 0.7-0.9 que es el rango típico del factor para CFO en condiciones húmedas.

Para la anterior tabla podemos considerar:

$$CFO_{adicional * 2^o\ componente} = 0.45 CFO_{aislador}$$

$$CFO_{adicional * 3^o\ componente} = 0.20 CFO_{aislador}$$

Este método del cálculo del CFO total y las tablas tienen un error de $\pm 20\%$, si es necesario datos más exactos se deberán efectuar pruebas de laboratorio.

4.12. TIPOS DE AISLADORES UTILIZADOS

- Aislador tipo pin clase 55-4 (13.2 kV)

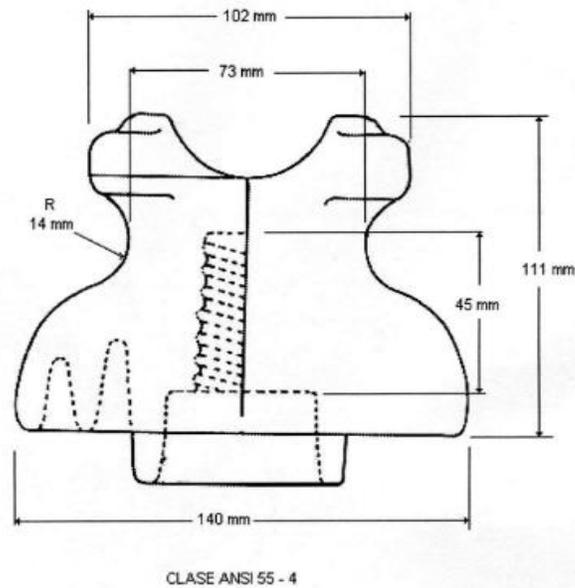


Ilustración 12 Aislador tipo pin clase 55-4

Norma de ensayos	ANSI C29.5
CLASE	55-4
TIPO	PIN
MATERIAL	PORCELANA
<i>Características eléctricas</i>	
Tensión máxima (kV)	15
Tensión de contorneo en seco (kV)	70
Tensión de contorneo mojado (kV)	40
Tensión crítica de impulso positiva(kV)	110
Tensión crítica de impulso negativa(kV)	140
<i>Características dimensionales</i>	
Distancia de fuga (mm)	229
Distancia de arco (mm)	127
Altura mínima (mm)	127

- Aislador de suspensión clase 52-1 (13.2 kV)

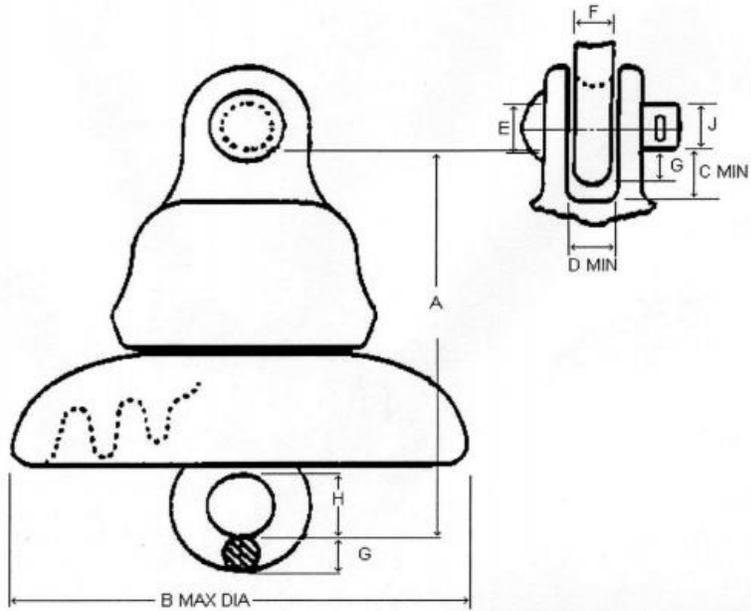


Ilustración 13 Aislador de suspensión clase 52-1

Norma de ensayos	ANSI C29.2
CLASE	52.1
TIPO	SUSPENSIÓN
MATERIAL	PORCELANA
<i>Características eléctricas</i>	
Voltaje de prueba RMS a tierra (kV)	7.5
Tensión de contorno en seco (kV)	60
Tensión de contorno mojado (kV)	30
Tensión crítica de impulso positiva(kV)	100
Tensión crítica de impulso negativa(kV)	100
<i>Características dimensionales</i>	
Tamaño de la unidad (m)	0.1778
Distancia de arqueo (m)	0.1397
Diámetro de la campana (m)	0.1651

- Aislador tipo pin clase 56.1 (23 kV)

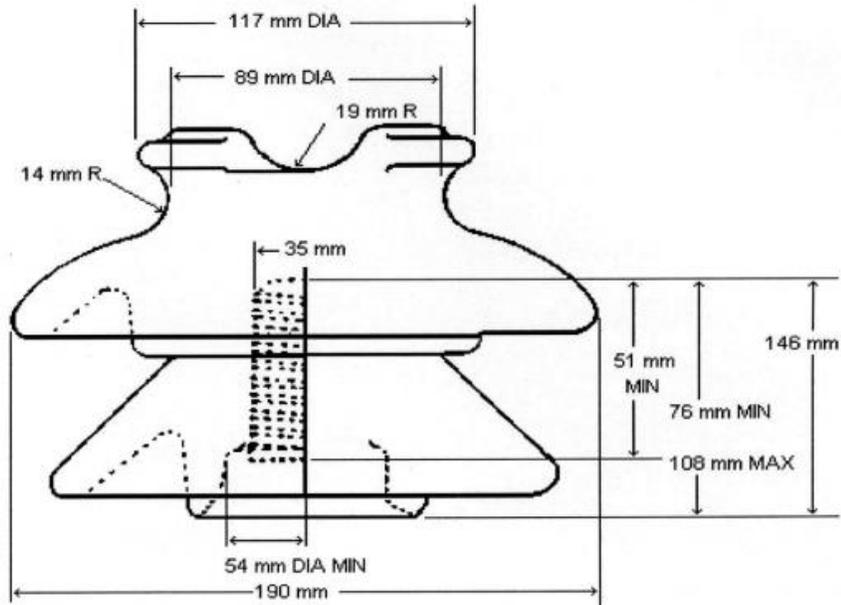


Ilustración 14 Aislador tipo pin clase 56-1

Norma de ensayos	ANSI C29.5
CLASE	56.1
TIPO	PIN
MATERIAL	PORCELANA
<i>Características eléctricas</i>	
Voltaje máximo de aplicación (kV)	24.9
Tensión de contorno en seco (kV)	95
Tensión de contorno mojado (kV)	60
Tensión crítica de impulso positiva(kV)	150
Tensión crítica de impulso negativa(kV)	190
<i>Características dimensionales</i>	
Distancia de fuga (mm)	330
Distancia de arco (mm)	241
Altura mínima (mm)	203

- Aislador de suspensión clase 52.2 (23 kV)

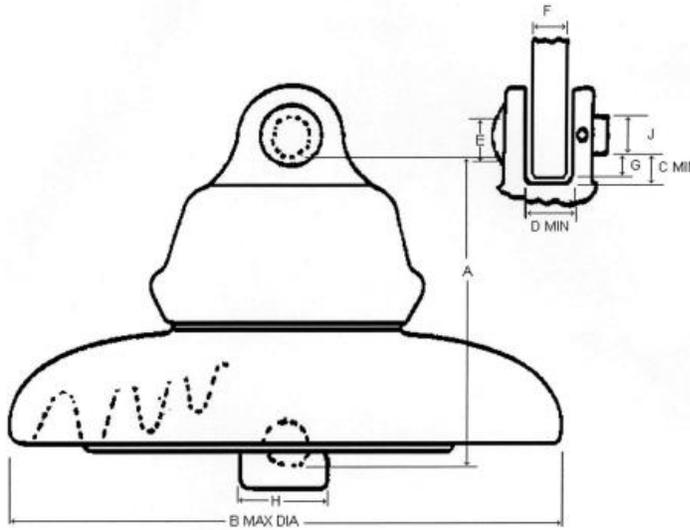


Ilustración 15 Aislador de suspensión clase 52-2

Norma de ensayos	ANSI C29.2
CLASE	52.2
TIPO	SUSPENSIÓN
MATERIAL	PORCELANA
<i>Características eléctricas</i>	
Voltaje de prueba RMS a tierra (kV)	10
Tensión de contorno en seco (kV)	80
Tensión de contorno mojado (kV)	50
Tensión crítica de impulso positiva(kV)	125
Tensión crítica de impulso negativa(kV)	130
<i>Características dimensionales</i>	
Tamaño de la unidad (m)	0.2921
Distancia de arqueo (m)	0.1460
Diámetro de la campana (m)	0.2730

Para el estudio a realizar el valor más importante es la tensión crítica de impulso positiva, debido a que, es la tensión de flameo más crítica, aunque la mayoría de descargas atmosféricas son del tipo negativo, puede ocurrir una descarga de tipo positivo, por lo cual se debe tener en cuenta este valor.

5. CAPÍTULO III: PROTECCIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN CONTRA SOBREVOLTAJE

5.1. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Un sistema eléctrico como ya sabemos está formado por tres partes con tareas definidas y son: generación, transmisión y distribución que en conjunto su finalidad es entregar energía eléctrica a los usuarios o consumidores. Las tres partes son muy importantes y todas son vulnerables a fallas, pero, los sistemas de transmisión y distribución son los más vulnerables a fallas producidas por descargas atmosféricas.

El rendimiento de los dispositivos de puesta a tierra bajo alta corriente de impulso juega un papel importante en la operación segura y confiable de los sistemas de distribución eléctrica. Los efectos de protección contra descargas atmosféricas de las líneas están relacionados con las características de impulso de los dispositivos de puesta a tierra para las estructuras que soportan las líneas de distribución. Reducir la resistencia de puesta a tierra de una estructura es una medida muy importante para mejorar las características de resistencia a descargas atmosféricas de las líneas.

Cuando un rayo golpea una línea de distribución, una alta corriente de rayo fluirá hacia el dispositivo de conexión a tierra y se disipará en el suelo. Como ya sea demostrado en muchos estudios, las características de los dispositivos de puesta a tierra sujetos a una alta corriente de impulso son dramáticamente diferente a los dispositivos de baja frecuencia. La característica transitoria de un electrodo de puesta a tierra depende de muchos parámetros eléctricos y geométricos, que incluyen el tamaño y la estructura del dispositivo de puesta a tierra, los parámetros del suelo, los parámetros de la corriente de impulso y el punto de alimentación. Cuando la corriente de impulso de alta frecuencia se disipa en el suelo, la distribución de la carga eléctrica en el espacio varía con el tiempo.

Un sistema de tierras es un conjunto de conductores, apartarrayos o pararrayos, electrodos, etc., que conectados eficazmente entre si tienen como finalidad conectar a tierra las partes metálicas, elementos del circuito que lo requieran y que resultan altamente expuestos a descargas y sobretensiones peligrosas.

No todas las descargas atmosféricas producen fallas en las líneas, solo ocurren al presentar problemas técnicos como:

- **Error de apantallamiento en la línea:** sabemos que existe un error en el apantallamiento cuando la descarga en vez de impactar el cable de guarda y sea despejada a tierra correctamente a través de las torres o estructuras más cercanas, impacta directamente a la línea pudiendo ocasionar la falla o no de la misma dependiendo de la magnitud de la corriente de la descarga, impedancia de las fases, aislamiento, etc.
- **Resistencia de puesta a tierra:** es el sistema de puesta a tierra formado por varillas y contrapesos, para poder disipar la corriente del rayo en la tierra de forma eficiente. Si por ejemplo ocurre una descarga atmosférica e impacta el cable guarda y esta se trata de despejar a través de las estructuras próximas, donde los valores de puesta a tierra son altos, producirá que la sobretensión se vea reflejada y trate de llegar de nuevo a las líneas provocando los llamados flameos inversos que pueden arruinar directamente a los aisladores.
- **Fallas en el aislamiento de la línea:** este problema se presenta generalmente por la acumulación de partículas contaminantes en las cadenas de aisladores, pérdidas de aislamiento o perforaciones, esto puede ocurrir en zonas muy contaminadas donde pasa la línea o cuando han existido flameos inversos o directos que han perforado los aisladores reduciendo la capacidad aislante.

5.1.1. VALORES RECOMENDADOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.

Un buen diseño de puesta a tierra debe reflejarse en el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. La resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, tomaremos como referencia los siguientes valores máximos de resistencia adoptados en las normas técnicas

<i>Aplicación</i>	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra
<i>Estructuras de líneas de transmisión</i>	10 Ω
<i>Subestaciones e alta y extra alta tensión</i>	1 Ω
<i>Subestaciones de media tensión</i>	10 Ω
<i>Protección contra rayos</i>	10 Ω
<i>Neutro de acometida en baja tensión</i>	25 Ω

IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552:

Tabla 7 Valores de resistencia de puesta a tierra máximos

5.2. OBJETIVOS DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

- Limitar el voltaje debido a rayos, sobrevoltajes transitorios y por contacto accidental con líneas de alto voltaje.
- Estabilizar el voltaje durante operaciones normales.
- Facilitar la operación de las protecciones del circuito.

La protección de las redes de distribución, comienza con un buen diseño de sus aislamientos, es decir haciendo cálculos eléctricos considerando los conceptos de “Nivel de Aislamiento” y “Nivel básico de aislamiento” (NBI).

El nivel de aislamiento de la línea se refiere al aislamiento que debe tener en condiciones normales, considerando:

1. Variaciones de tensión por cambios de carga, taps de los transformadores, etc.

2. Las condiciones climatológicas del lugar en que se encuentra instalada la red de distribución, se debe considerar las probabilidades de descargas atmosféricas por km² en cierto periodo de tiempo (un año normalmente) y si es posible la intensidad de la corriente de las mismas.
3. Condiciones del terreno para determinar la resistividad del mismo.

Este trabajo de investigación se concentrará en las dos últimas, ya conociendo como se forman las cargas eléctricas en las nubes veremos las características de los dispositivos de protección contra sobrevoltajes, sistemas de puesta a tierra y las partes del sistema de distribución a ser protegidas contra las descargas atmosféricas.

Es un hecho que las empresas han estado enfrentando los problemas de los daños ocasionados por rayos que impactan las líneas o cerca de las líneas de la res de distribución. Dentro de las varias causas que producen los daños se puede mencionar 1) la intensidad muy elevada de corrientes de descarga, sobre todo cuando los rayos impactan directamente los conductores muy próximos a los equipos de protección 2) la deficiente calidad de pararrayos, debido a malos criterios de dimensionamiento o mala instalación 3) valores de resistencia a tierra encima de lo normal 4) fatiga de los pararrayos.

5.3. PUESTA A TIERRA DE LAS ESTRUCTURAS.

El aterramiento de los sistemas eléctricos es hecho con tres propósitos básicamente:

- a) Protección de los equipos contra descargas atmosféricas como también protección contra sobrevoltajes causados por la descarga.
- b) Aterramiento del neutro del sistema para estabilización de su potencial con respecto a tierra, proveyendo de un camino para las corrientes de falla a tierra.
- c) Aterramiento de las estructuras y todas las partes que no están con voltaje, para protección del equipo y seguridad del personal.

Cuando las nubes acumulan cargas eléctricas, la tierra también acumula cargas eléctricas de polaridad opuesta. En esos momentos toda la región cercana tiene su potencial elevado, pero, como todo esto sucede con toda la región alrededor, nada sucede si las conexiones a tierra son buenas. Esta es una de las razones por la cual el buen aterramiento es imprescindible.

Cuando ocurre una descarga atmosférica el relámpago golpea donde la resistencia es más pequeña, por eso uno debe diseñar un camino de baja resistencia donde la descarga produzca menos daño, usualmente un cable que conecta los puntos más altos a un buen aterramiento. El hilo para ese fin no necesita tener muy baja resistencia eléctrica, la de contacto a tierra es grande y la de la tierra a veces también lo es. El alambre puede ser de un material cualquiera pues el rayo, a pesar de tener un valor de corriente muy alto, hasta los 200 kA o más, tiene muy corta duración, algunos microsegundos, y la cantidad de energía transmitida es pequeña.

Cuando el aterramiento tiene una gran resistencia a tierra, se emplean métodos como: añadir más elementos como varillas de puesta a tierra, contrapesos, mallas a tierra o mejorando el terreno. Pero para la naturaleza de los rayos esto no resuelve el problema, ya que los rayos tienen una onda de corta duración y por esta razón el factor que gobierna su camino es la impedancia y no simplemente la resistencia. Lo mejor por hacer es proveer el máximo contacto dentro de la distancia más corta posible, en zonas donde es más la caída del rayo (Nivel Cerámico). Afortunadamente, la descarga directa no es común, así se concentra en un sistema a tierra que tienda a mantener iguales los voltajes.

5.4. PARTES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN A SER PROTEGIDAS CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

Los sistemas de distribución se de menor extensión que los sistemas de transmisión debido a sus bajos voltajes de operación, además, de la gran cantidad de equipos instalados

en un reducido Nivel de Aislamiento. Estos factores, colaboran para que no existan prácticamente atenuaciones en ondas transitorias así exigiéndose aislamiento en los equipos. También influye la gran variedad de conductores, los grandes números de ramificaciones y finales de líneas abiertas, todo esto proporcionan muchas reflexiones de ondas transitorias.

Como resultado de estas ondas y transitorias la función de los pararrayos es la protección contra los esfuerzos generados por una descarga atmosférica y garantizar en medida de lo posible que no ocurran contorneos en equipos y en el aislamiento del sistema.

En este sentido, todos los quipos instalados en el sistema de distribución merecen protección contra sobrevoltajes de descargas atmosféricas, entre los equipos más importantes por su costo tenemos:

- Barras
- Transformadores

Ora consideración importante al aplicar pararrayos es la ubicación adecuada para evitar daños en los fusibles durante un paso de corriente de descarga.

5.5. APLICACIÓN DE CONTRAPESOS PARA SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.

Entre uno de los métodos para aumentar el área de contacto de un sistema de puesta a tierra con la tierra es la instalación de un contrapeso. El contrapeso es un conductor enterrado en el suelo en paralelo o en ángulo con los conductores de línea. Puede considerarse un electrodo horizontal en comparación con el electrodo vertical creado por una varilla de tierra instalada verticalmente. Las disposiciones comunes incluyen uno o más alambres radiales que se extienden desde cada pata de la torre; cables continuos simples o múltiples de torre a torre; o combinaciones de alambres radiales y continuos. El contrapeso a veces se puede aumentar con varillas verticales periódicas. En la siguiente figura se

describe la distancia que recorre el impulso si se utiliza contrapesos para mejorar el contacto a tierra.

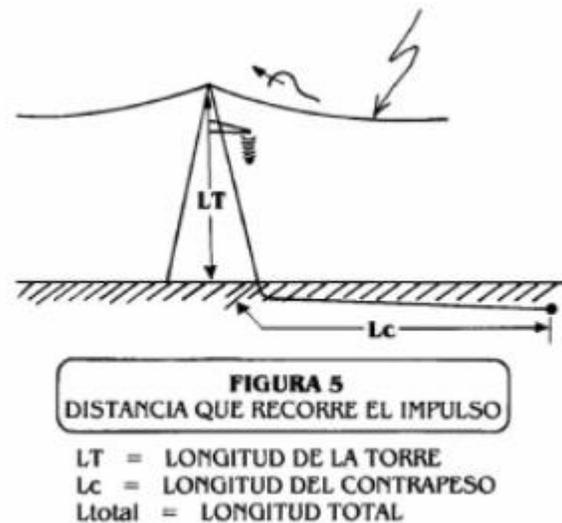


Ilustración 16 Esquema de enterramiento de contrapeso

Dado que el contrapeso generalmente no está enterrado o enterrado a poca profundidad, puede estar sujeto a robo y vandalismo, especialmente si el contrapeso está hecho de cobre. No se debe considerar la selección de un contrapeso con menos valor comercial, como el acero revestido de cobre, que también es considerablemente más difícil de vandalizar. Deben satisfacerse las preocupaciones sobre la protección catódica del contrapeso y sus conexiones.

5.6. PROTECCIÓN CON CABLE DE GUARDA DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN.

Los cables de guarda son conductores conectados a tierra y se ubican sobre los conductores de fase con el propósito de interceptar las descargas atmosféricas o rayos que podrían caer directamente sobre las fases. La corriente de la descarga es desviada a tierra a través de líneas a tierra en el poste o estructura. Para cumplir su propósito eficientemente, el cable de guarda deberá tener su puesta a tierra en cada poste.

La corriente de las descargas de tipo rayo que fluyen a través de la red a la impedancia tierra del poste causa un aumento del potencial que resulta en una diferencia potencial entre el punto tierra y los conductores de fase. Esta diferencia puede ocasionar flameos inversos a través del aislamiento de la línea a tierra a uno de los conductores de fase.

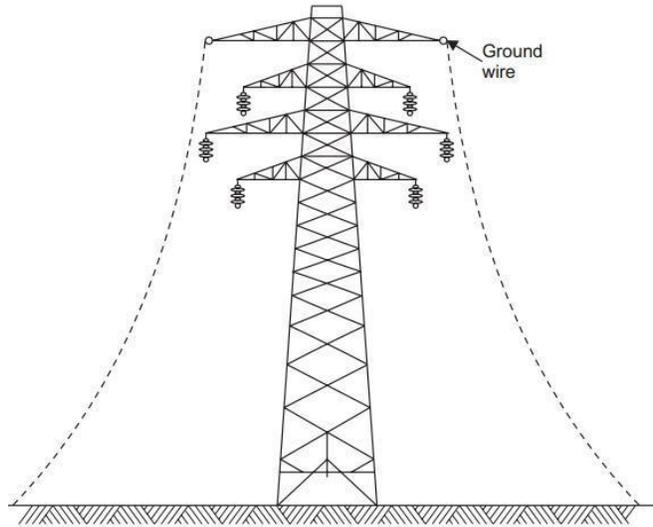


Ilustración 17 Torre con doble cable de guarda

Los cables de guarda darán una protección efectiva solamente si:

- Se utiliza un buen diseño del aislamiento para proveer suficiente CFO entre la línea de tierra y los conductores de fase.
- Se obtiene baja resistencias a tierra en el poste.

Incluir cables de guarda en el diseño de la línea de distribución puede ser sustancial debido al costo que amerita. Además del costo del conductor, las varillas a tierra y el aislamiento, las alturas de los postes deben ser mayores para soportar el cable de guarda de tal manera que exista el adecuado ángulo de apantallamiento entre el cable de guarda y los conductores de fase más externos a la geometría de la línea. Como resultado de incrementar las alturas de los postes, se atraerán más descargas directas, pero a pesar de las características económicas y del diseño, los cables de guarda han sido utilizados con éxito.

5.6.1. ÁNGULO DE APANTALLAMIENTO.

Para estar seguros que las descargas atmosféricas impacten el cable de guarda y no los conductores de fase, el ángulo de apantallamiento recomendado es de 45° o menos. Esto es válido para líneas que de no más de 15 m de altura con espaciamiento entre fases de menos de 2 m. Para postes de mayor altura el ángulo debe ser menor.

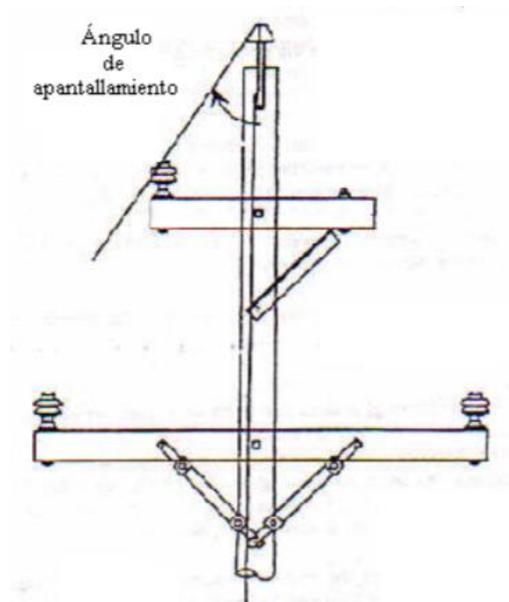


Ilustración 18 Ángulo de apantallamiento del cable de guarda

La efectividad del cable de guarda en las líneas de distribución depende en gran parte del aislamiento disponible entre la línea de tierra y conductores de fase.

5.7. PARARRAYOS PARA PROTECCIÓN DE LÍNEAS.

Los pararrayos en sistemas de distribución son usados eficazmente para proteger los equipos más importantes en la red. Los pararrayos modernos están contruidos de varias intermitencias o entrehierros en serie con materiales de resistencia no lineal envueltos en porcelana. La función de estos pararrayos es de presentar altas impedancias bajo voltajes normales de operación o incluso de fallas normales (fallas de fase-tierra, por ejemplo) y llegar a tener muy bajas impedancias en condiciones de descargas de tipo rayo. Un buen pararrayos debe tener las siguientes características:

- Proteger transformadores contra descargas.
- Limitar las corrientes subsecuentes de 60 Hz a niveles bajos.
- Evitar el accionamiento de los equipos de protección.
- Tener una alta durabilidad.

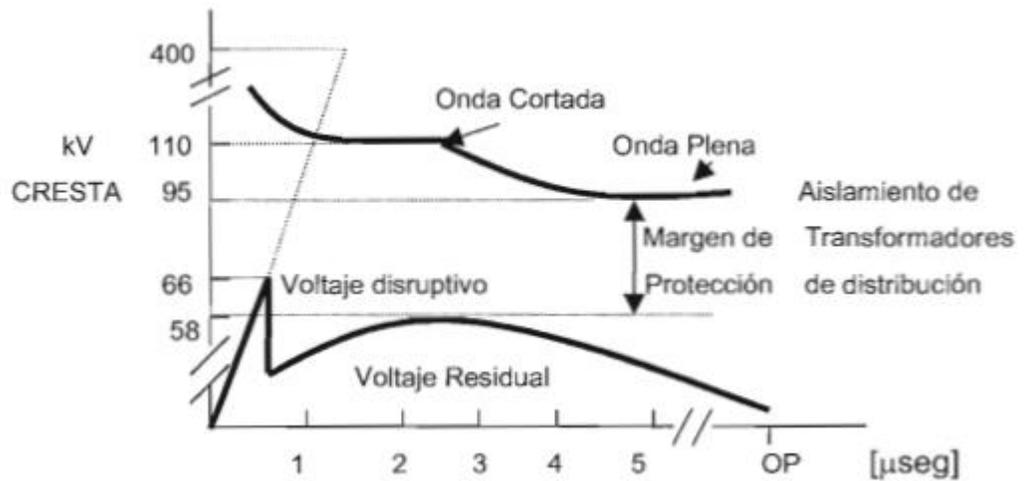


Ilustración 19 Características de un pararrayos efectivo

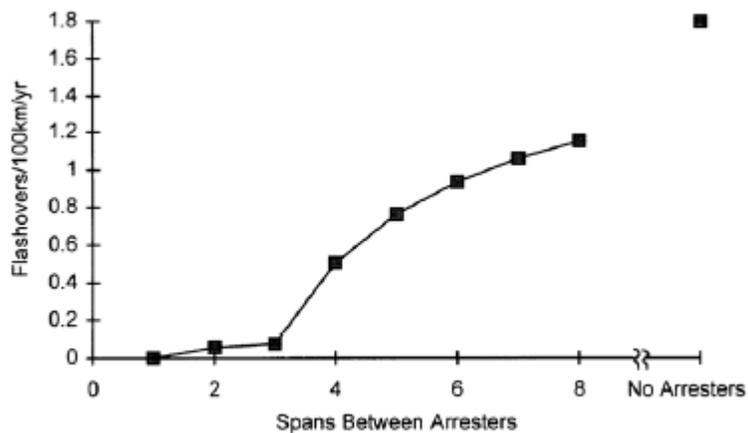
Se deberá utilizar pararrayos en cada poste y en cada conjunto de conductores de fase el cable de guarda para poder eliminar efectivamente los flameos, los pararrayos protegerán el aislamiento contra flameos inversos y el cable de guarda desviara en su gran mayoría la corriente a tierra. Esta combinación de pararrayos con cable de guarda facilita la independencia hacia el nivel de aislamiento y la puesta a tierra.



Ilustración 20 Ejemplo de pararrayo

5.7.1. REDUCCIÓN DE FLAMEOS POR DESCARGAS INDIRECTAS.

Los pararrayos reducen en gran medida las probabilidades de flameo producidas por voltajes inducidos por descargas atmosféricas en zonas cercanas. En la gráfica a continuación de la norma IEEE std 1410-2010 muestra el comportamiento para un nivel de aislamiento de 150 kV de un circuito que no cuenta con sistema de puesta a tierra.



NOTE—CFO=150 kV, $h=10$ m, $N_g = 1$ flash/km²/yr, span length = 75 m

Ilustración 21 Separación de pararrayos para descargas disruptivas por sobretensiones inducidas

Observamos que para espaciamientos aun relativamente amplios la reducción a flameos por voltajes inducidos se reduce considerablemente, recordemos que la línea no tiene sistema de puesta a tierra. En los sistemas de distribución los pararrayos utilizados para proteger los transformadores de distribución pueden proveer el aislamiento necesario contra flameos inducidos. Podemos concluir que instalar pararrayos en postes es más económicamente viable que mejorar el nivel de aislamiento para reducir la fallas por descargas indirectas.

5.7.2. REDUCCIÓN DE FLAMEOS POR DESCARGAS DIRECTAS.

EL aislamiento contra descargas directas es más difícil y complicado debido a la naturaleza del comportamiento de la señal de corriente y voltaje de tipo rayo, por sus altas corrientes, la alta inclinación de la pendiente de incremento de la tensión y el alto contenido de energía. En la figura a continuación muestra un estimado para el espaciamiento entre pararrayos contra descargas directas. En la figura existen dos condiciones con diferente nivel de aislamiento y resistencia a tierra, estas condiciones pueden darse por ejemplo en conexiones del neutro a tierra o de neutro flotante.

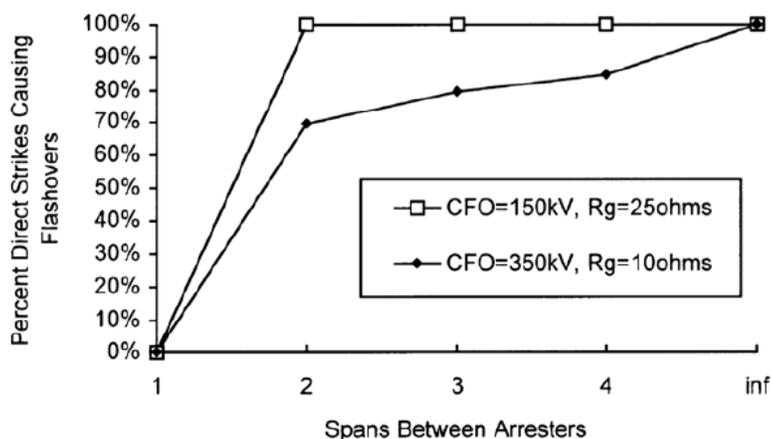


Ilustración 22 Eficacia de la separación de los descargadores para la protección de descargas directas

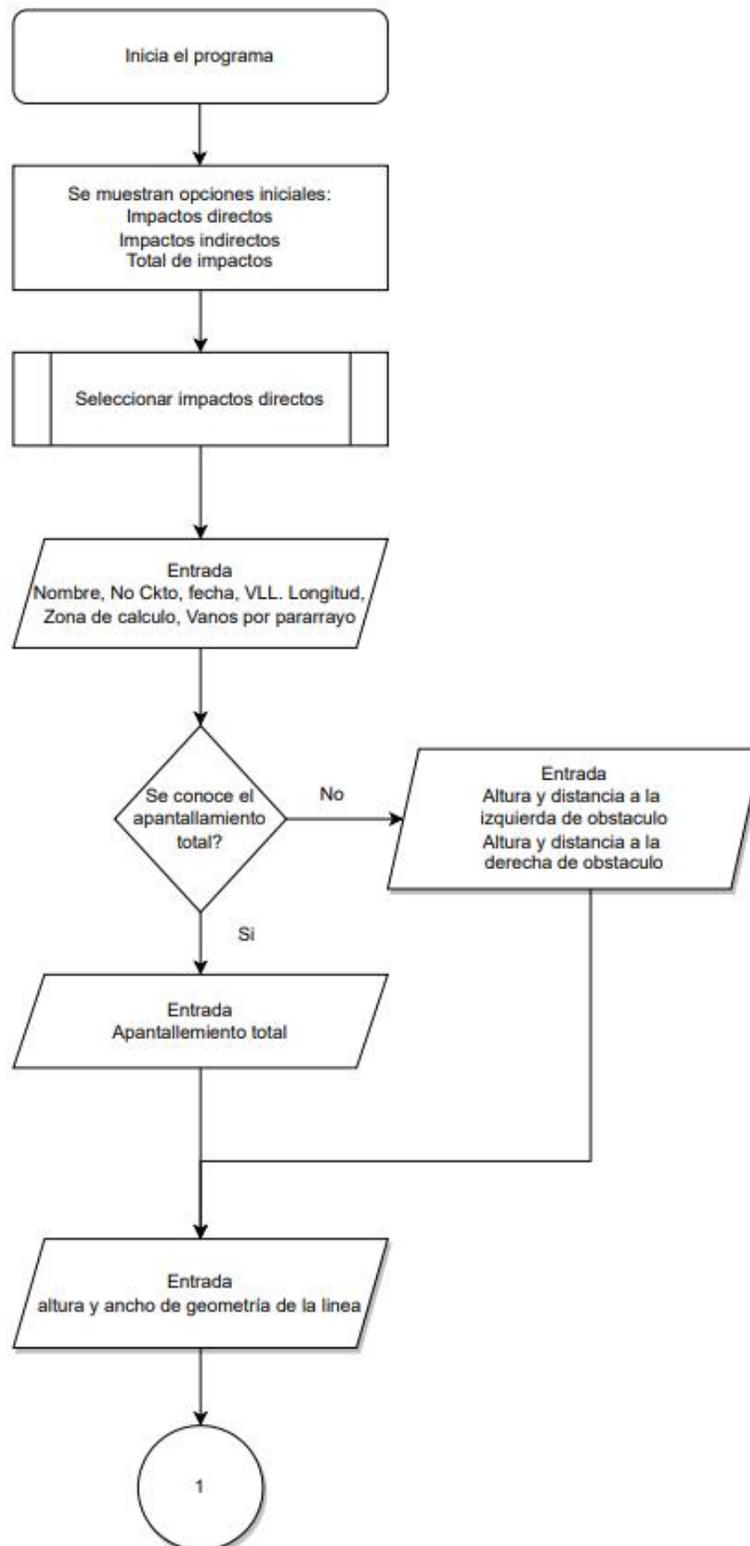
6. CAPITULO IV: HERRAMIENTA DE CÁLCULO

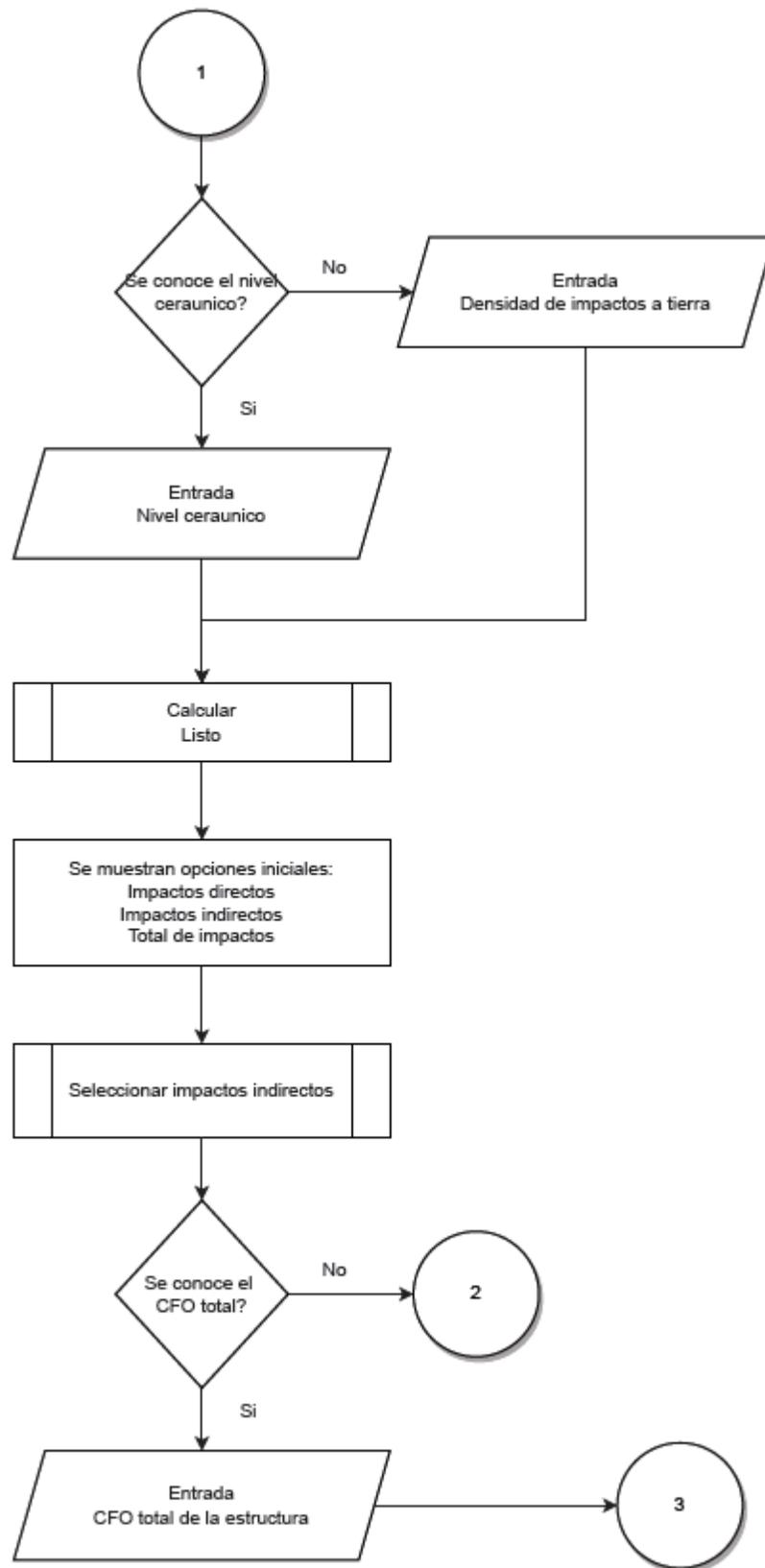
Para poder determinar el desempeño de una línea de distribución de energía fue necesario crear una herramienta de cálculo la cual nos proporcionara la oportunidad de determinar el desempeño, la cual además no permitiría evaluar las variaciones en el desempeño de las redes modificando criterios como el uso del cable de guarda, cruceros de madera etc.

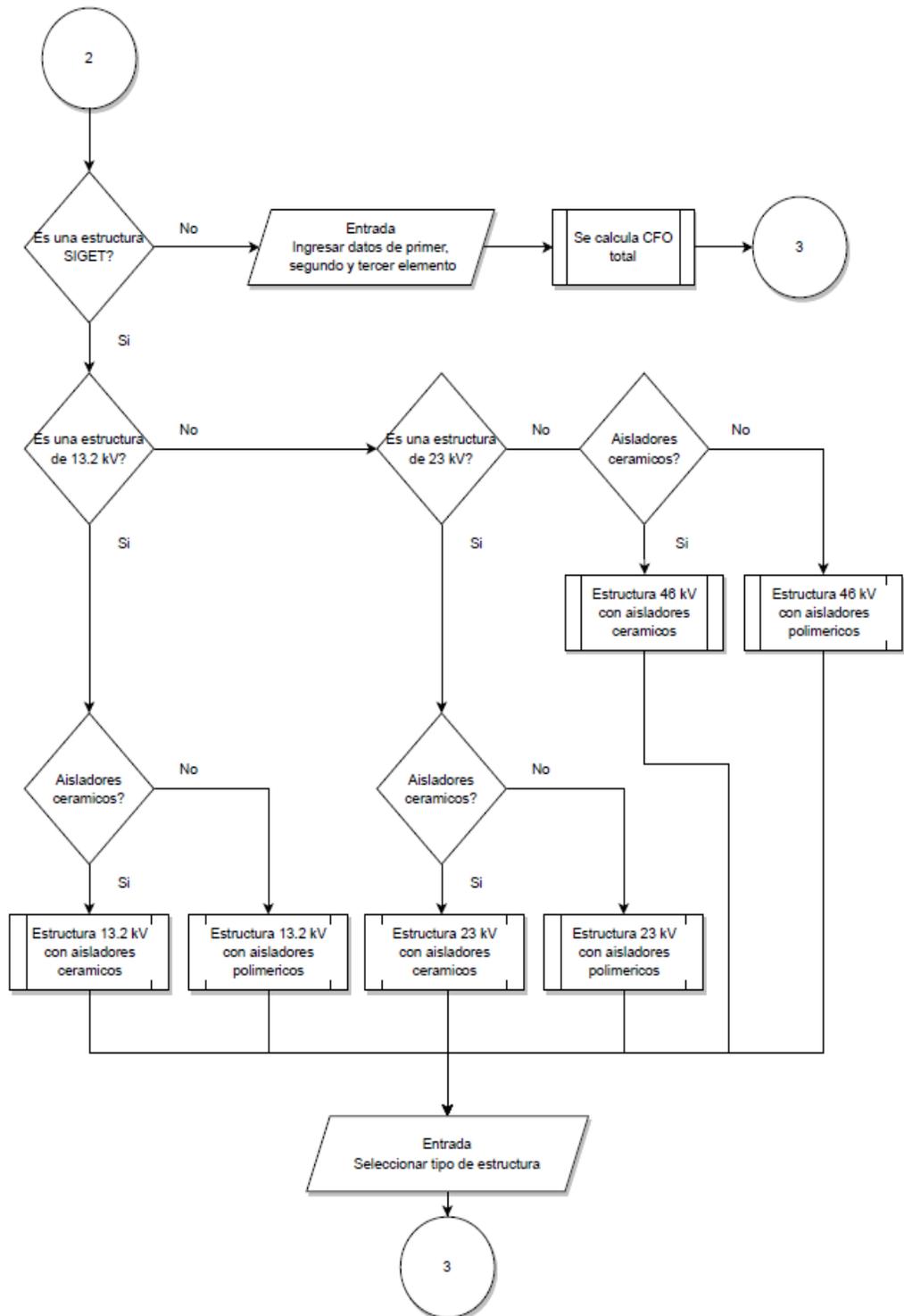
Esta herramienta fue diseñada para poder calcular los parámetros de los ejemplos de diseño de la norma IEEE std 1410-2010.

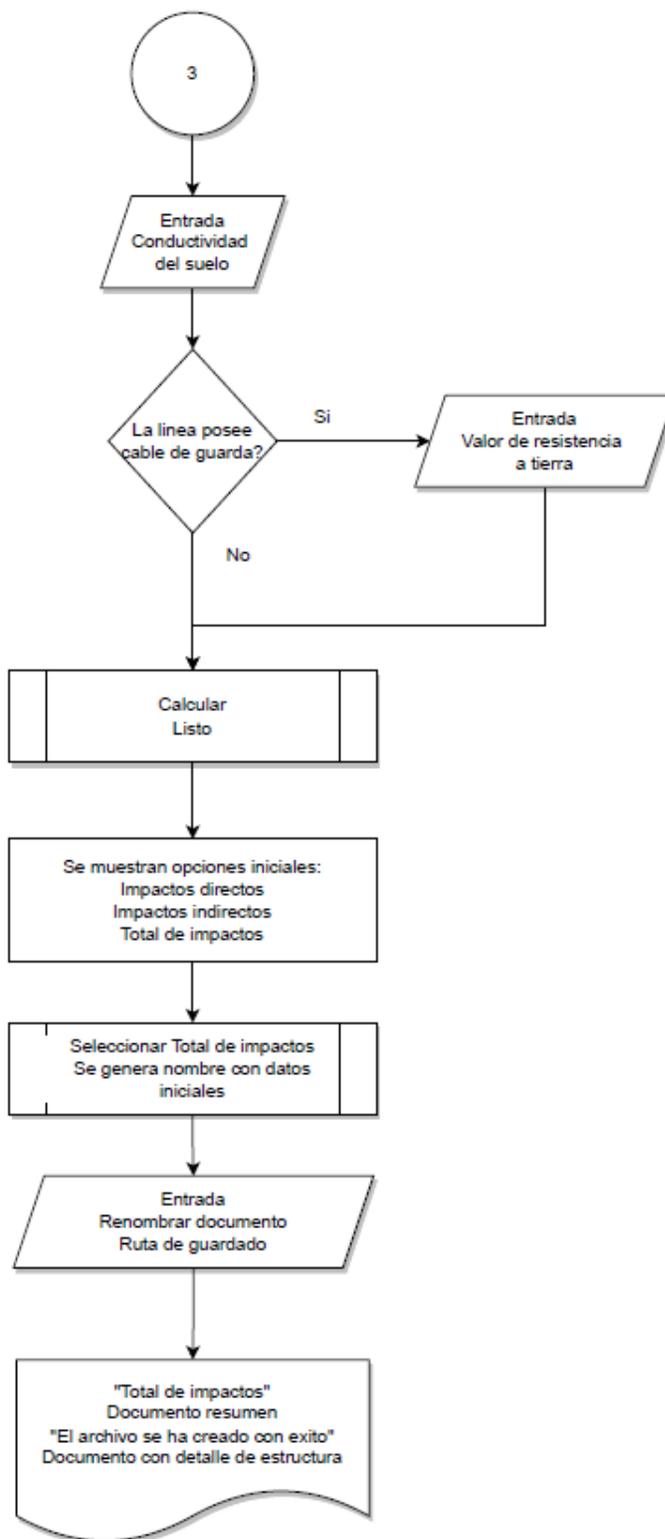
El programa se realizó en lenguaje vb.net y se desarrolló en Visual Studio 2019, es un lenguaje de programación orientado a objetos que se puede considerar una evolución de Visual Basic implementada sobre el framework .NET. Su introducción resultó muy controvertida, ya que debido a cambios significativos en el lenguaje VB.NET no es retro compatible con Visual Basic, pero el manejo de las instrucciones es similar a versiones anteriores de Visual Basic, facilitando así el desarrollo de aplicaciones más avanzadas con herramientas modernas. Para mantener eficacia en el desarrollo de las aplicaciones. La gran mayoría de programadores de VB.NET utilizan el entorno de desarrollo integrado Microsoft Visual Studio en alguna de sus versiones (desde el primer Visual Studio .NET hasta Visual Studio .NET 2019, que es la última versión de Visual Studio para la plataforma .NET), aunque existen otras alternativas, como SharpDevelop (que además es libre).

6.1. FLUJOGRAMA DE INTERACCIÓN CON EL USUARIO

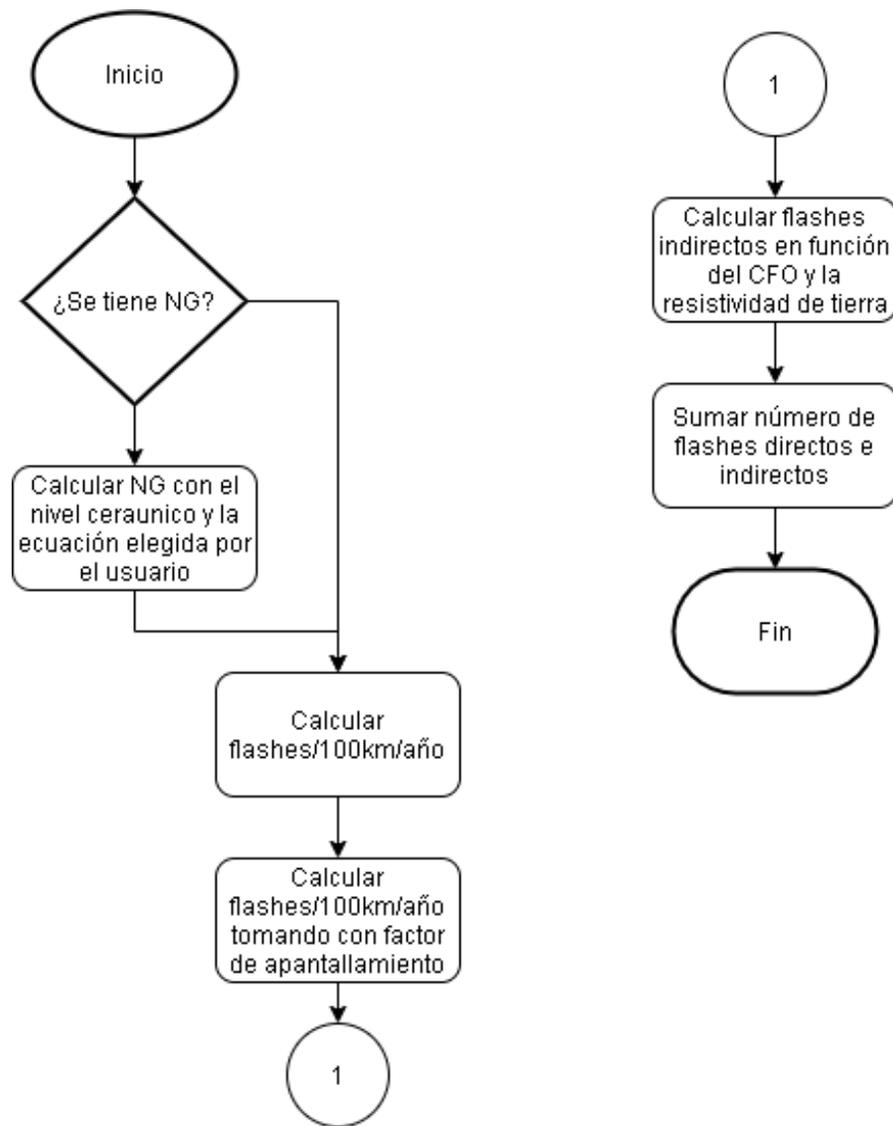




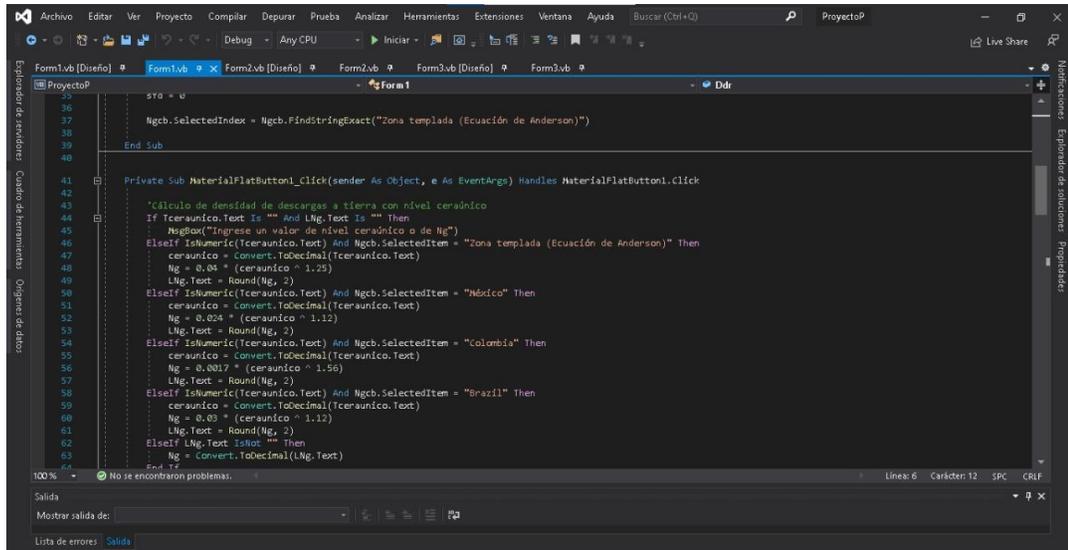




6.2. FLUJOGRAMA DE CÁLCULOS



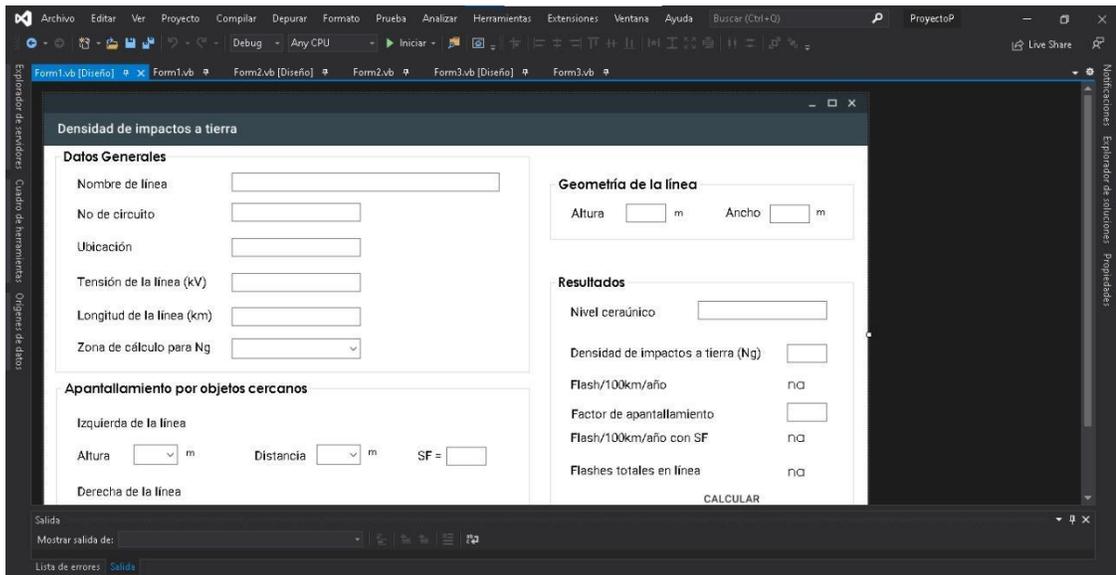
Una vista del entorno de programación



```
35  sta = 0
36
37  Ngcb.SelectedIndex = Ngcb.FindStringExact("Zona templada (Ecuación de Anderson)")
38
39  End Sub
40
41  Private Sub MaterialFlatButton1_Click(sender As Object, e As EventArgs) Handles MaterialFlatButton1.Click
42
43  'Cálculo de densidad de descargas a tierra con nivel cerámico
44  If Tceramico.Text Is "" And LNG.Text Is "" Then
45      MsgBox("Ingreso un valor de nivel cerámico o de Ng")
46  ElseIf IsNumeric(Tceramico.Text) And Ngcb.SelectedItem = "Zona templada (Ecuación de Anderson)" Then
47      ceramico = Convert.ToDecimal(Tceramico.Text)
48      Ng = 0.04 * (ceramico ^ 1.25)
49      LNG.Text = Round(Ng, 2)
50  ElseIf IsNumeric(Tceramico.Text) And Ngcb.SelectedItem = "Húmedo" Then
51      ceramico = Convert.ToDecimal(Tceramico.Text)
52      Ng = 0.024 * (ceramico ^ 1.12)
53      LNG.Text = Round(Ng, 2)
54  ElseIf IsNumeric(Tceramico.Text) And Ngcb.SelectedItem = "Colombia" Then
55      ceramico = Convert.ToDecimal(Tceramico.Text)
56      Ng = 0.0017 * (ceramico ^ 1.56)
57      LNG.Text = Round(Ng, 2)
58  ElseIf IsNumeric(Tceramico.Text) And Ngcb.SelectedItem = "Brasil" Then
59      ceramico = Convert.ToDecimal(Tceramico.Text)
60      Ng = 0.03 * (ceramico ^ 1.12)
61      LNG.Text = Round(Ng, 2)
62  ElseIf LNG.Text IsNot "" Then
63      Ng = Convert.ToDecimal(LNG.Text)
64  End If
65
66  End Sub
```

Ilustración 23 Entorno de programación

Una vista de la interfaz del programa:



Densidad de impactos a tierra

Datos Generales

Nombre de línea

No de circuito

Ubicación

Tensión de la línea (kV)

Longitud de la línea (km)

Zona de cálculo para Ng

Apantallamiento por objetos cercanos

Izquierda de la línea

Altura m Distancia m SF =

Derecha de la línea

Geometría de la línea

Altura m Ancho m

Resultados

Nivel cerámico

Densidad de impactos a tierra (Ng)

Flash/100km/año

Factor de apantallamiento

Flash/100km/año con SF

Flashes totales en línea

CALCULAR

Ilustración 24 Interfaz del programa

6.3. MANUAL DEL USUARIO

Al iniciar el programa se mostrará una ventana con 3 botones:



Ilustración 25 Pantalla de inicio del programa "Flashover"

Para obtener el total de impactos se deben llenar los dos formularios disponibles, el formulario de impactos directos y el de impactos indirectos, comenzaremos con el de impactos directos, clickeamos en el botón de impactos directos.

Densidad de impactos a tierra

Datos Generales

Nombre de línea

No de circuito

Fecha **domingo, octub** v

Ubicación

Tensión de la línea (kV)

Longitud de la línea (km)

Zona de cálculo para Ng **Zona templada (Ecu** v

Apantallamiento por objetos cercanos

Se conoce el apantallamiento total

Izquierda de la línea

Altura **na** v m Distancia **na** v m SFI =

Derecha de la línea

Altura **na** v m Distancia **na** v m SFD =

Geometría de la línea

Altura m Ancho m

Resultados

Nivel ceraúnico

Densidad de impactos a tierra (Ng)

Flash/100km/año **na**

Factor de apantallamiento **na**

Flashes con apantallamiento **na**

Flashes totales en línea **na**

CALCULAR

LISTO



Ilustración 26 Ventana de cálculo de impactos directos

Esto nos llevará al formulario de impactos directos, el cual deberemos rellenar con los datos de la trayectoria de línea que simularemos, este formulario se divide en cuatro partes importantes:

1. Datos generales
2. Apantallamiento por objetos cercanos
3. Geometría de la línea
4. Resultados

En el apartado número uno rellenaremos todos los datos generales de la línea, y también podremos elegir el método de cálculo de la densidad de impactos a tierra.

Datos Generales

Nombre de línea: Linea de prueba

No de circuito: 107-2-16

Fecha: domingo, octubre

Ubicación: San Salvador

Tensión de la línea (kV): 23

Longitud de la línea (km): 2

Zona de cálculo para Ng:

- Ubicación de Anderson
- Zona templada (Ecuaci
- México
- Colombia
- Brazil

Apantallamiento por objetos

Ilustración 27 Espacio para ingresar los datos generales de la línea en estudio

El siguiente apartado es el apantallamiento por objetos cercanos, se pueden hacer de dos maneras, elegir los tamaños de los elementos y su distancia a la línea o consultar si se conoce el apantallamiento total y escribirlo.

Método de llenado 1:

Apantallamiento por objetos cercanos

Se conoce el apantallamiento total

Izquierda de la línea

Altura: [na] m Distancia: [na] m SFI =

Derecha de la línea

Altura: [na] m Distancia: [na] m SFD =

5

7.5

10

15

20

30

na

Ilustración 28 Sección para describir el factor de apantallamiento por objetos cercanos (altura)

Apantallamiento por objetos cercanos

Se conoce el apantallamiento total

Izquierda de la línea

Altura m Distancia m SFI =

Derecha de la línea

Altura m Distancia m SFD =

5
10
15
20
25
30
35
40
45
50
55
65
70
75
80
85
90
95
100
na

Ilustración 29 Sección para describir el factor de apantallamiento por objetos cercanos (distancia)

Método de llenado 2:

Apantallamiento por objetos cercanos

Se conoce el apantallamiento total

Izquierda de la línea

Altura m Distancia m SFI =

Derecha de la línea

Altura m Distancia m SFD =

Ilustración 30 Método de apantallamiento por objetos cercanos cuando conocemos previamente el factor

Luego dependiendo del tipo de estructura, asignaremos la geometría de esta:

Geometría de la línea

Altura m Ancho m

E ingresaremos el nivel isoceráunico de la zona en la que realizaremos el estudio, hacemos clic en calcular y nos muestra los valores calculados según los datos ingresados:

Resultados

Nivel ceraúnico	<input type="text" value="71"/>
Densidad de impactos a tierra (Ng)	<input type="text" value="8.24"/>
Flash/100km/año	96.27
Factor de apantallamiento	0.6
Flashes con apantallamiento	38.51 /2km
Flashes totales en línea	0.77

CALCULAR

LISTO

Ilustración 31 Caja de resultados dependiendo del nivel isoceráunico elegido

Luego clickeamos el botón “Listo” y esto nos regresa al formulario inicial.

Incidencia de las descargas atmosféricas en las líneas de distribución



IMPACTOS DIRECTOS

IMPACTOS INDIRECTOS

TOTAL DE IMPACTOS

Ilustración 32 Menú principal

Clickeamos el botón “Impactos indirectos”, y nos llevará al siguiente formulario:

Impactos Indirectos

Se conoce el CFO total de la estructura

Primer elemento	Tipo	CFO del elemento
<input type="text"/>	<input type="text"/>	na
Segundo elemento		
<input type="text"/>	<input type="text"/>	na
Longitud del elemento (m)	<input type="text"/>	
Tercer elemento		
<input type="text"/>		na
Longitud del elemento (m)	<input type="text"/>	

CFO con estructura de SIGET

Estructura de 13.2kV Estructura de 23kV

Cerámico Polimérico

CFO de la estructura

Propiedades del suelo

Conductividad del suelo

Posee cable de guarda

Resistencia a tierra

Factor de reducción de impactos directos na

Resultado

Impactos indirectos	na	flashovers/100 km/yr
---------------------	----	----------------------

LISTO CALCULAR

Ilustración 33 Ventana para el cálculo de impactos indirectos

En este caso podemos proceder de 3 formas para elegir el CFO a usar:

Método 1: CFO por valores brindados por la IEEE

Elegimos el elemento que compone la estructura a analizar, el siguiente es un ejemplo de un poste de 10 m de madera con un crucero de madera de 2m y aisladores de tipo pin ANSI 55-4.

CFO

Se conoce el CFO total de la estructura

Primer elemento	Tipo	CFO del elemento
Aislador cerámico tip	ANSI 55-4	105
Segundo elemento		
Madera	Crucero	500
Longitud del elemento (m)	2	
Tercer elemento		
Poste de madera		
Longitud del elemento (m)	10	650
CFO total de la estructura		1255

Ilustración 34 Apartado para definir el arreglo en serie de los aislamientos

Método 2: CFO conocido de la estructura

Chequeamos la check box y escribimos el valor del CFO conocido de la estructura

CFO

Se conoce el CFO total de la estructura

Primer elemento	Tipo	CFO del elemento
<input type="text"/>	<input type="text"/>	na
Segundo elemento		
<input type="text"/>	<input type="text"/>	na
Longitud del elemento (m)	<input type="text" value="na"/>	
Tercer elemento		
<input type="text"/>		
Longitud del elemento (m)	<input type="text" value="na"/>	na
CFO total de la estructura		0

Ilustración 35 Método conociendo el CFO total de la estructura

Método 3: utilizamos los valores que se encuentran en el estándar de la SIGET

Elegimos el nivel de tensión disponible, seleccionamos el tipo de aislamiento que posee la estructura a simular, y elegimos el tipo de estructura normada por la SIGET, esto nos brindará el CFO de la estructura que elegimos.

CFO con estructura de SIGET

Estructura de 13.2kV Estructura de 23kV

Cerámico Polimérico

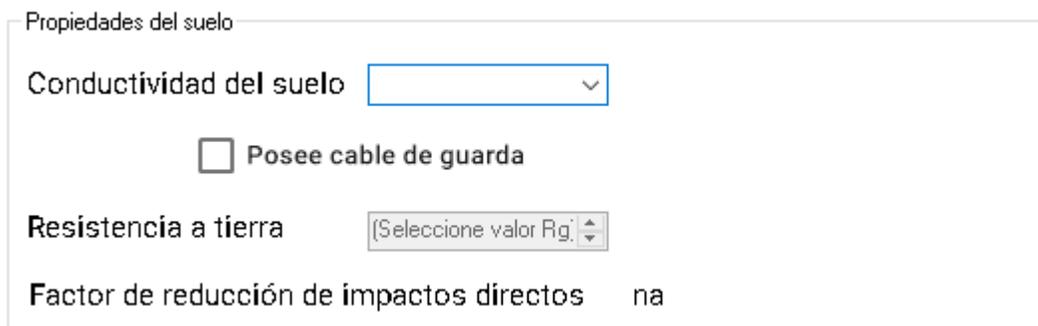
CFO de la estructura

▼

- Tangente doble en H
- Corte en marco sencillo
- Corte horizontal en H
- Corte en marco doble
- Tangente sencilla**
- Tangente doble
- Tangente asimétrica
- Tangente doble asimétrica
- Volada sencilla
- Volada doble
- Corte horizontal
- Remate horizontal
- Prolongación de fases
- Cruce horizontal doble remate

Ilustración 36 Método utilizando los estándares de construcción de SIGET

Luego de asignar el valor del CFO por cualquiera de los métodos anteriores, corresponde ingresar los datos de las propiedades del suelo:



Propiedades del suelo

Conductividad del suelo

Posee cable de guarda

Resistencia a tierra

Factor de reducción de impactos directos na

Ilustración 37 Apartado para definir las propiedades del suelo.

Primero ingresaremos la conductividad del suelo, la normativa brinda valores para un suelo ideal, un suelo de 10mS/m y 1mS/m, para este caso elegiremos un valore de 10mS/m.



Propiedades del suelo

Conductividad del suelo

Posee cable de guarda

Resistencia a tierra

Factor de reducción de impactos directos na

Ilustración 38 Opciones de conductividad del suelo según la norma IEEE std 1410-2010

Dependiendo de la configuración de la línea, se chequeará el check box de “posee cable de guarda”, y asignaremos el valore de resistencia a tierra medida en el lugar.



Propiedades del suelo

Conductividad del suelo

Posee cable de guarda

Resistencia a tierra

Factor de reducción de impactos directos na

Ilustración 39 Check box si la línea posee cable de guarda

En este caso se asigna un valor de 10 Ohmios, cliqueamos el botón calcular y luego listo.

The screenshot shows a software window titled "Impactos Indirectos". It is divided into two main sections. The left section, titled "CFO", contains a checkbox "Se conoce el CFO total de la estructura" which is unchecked. Below it is a table with three columns: "Primer elemento", "Tipo", and "CFO del elemento". The table has three rows, all with "na" in the "CFO del elemento" column. At the bottom of this section, it shows "CFO total de la estructura" as 150. The right section, titled "CFO con estructura de SIGET", has a checkbox "Estructura de 13.2kV" unchecked and "Estructura de 23kV" checked. It also has checkboxes for "Cerámico" (checked) and "Polimérico" (unchecked). Below these are dropdown menus for "Tangente sencilla" and "Propiedades del suelo" with "Conductividad del suelo" set to "10 mS/m". There is a checked checkbox "Posee cable de guarda". "Resistencia a tierra" is set to "10". "Factor de reducción de impactos directos" is "0.22". The "Resultado" section shows "Impactos indirectos" as "1.7" and "flashovers/100 km/yr". At the bottom right are buttons for "LISTO" and "CALCULAR".

Ilustración 40 Resultados de impactos indirectos.

Volvemos al formulario principal y damos clic en “Total de impactos”

The screenshot shows the main software window titled "Incidencia de las descargas atmosféricas en las líneas de distribución". It features the "FLASH OVER" logo at the top, which includes a lightning bolt and a cloud with a lightning bolt. Below the logo is a vertical stack of three buttons: "IMPACTOS DIRECTOS", "IMPACTOS INDIRECTOS", and "TOTAL DE IMPACTOS". The "TOTAL DE IMPACTOS" button is highlighted with a white border.

Nos aparecerá una ventana pidiéndonos la ubicación del archivo de salida, elegimos la ruta.

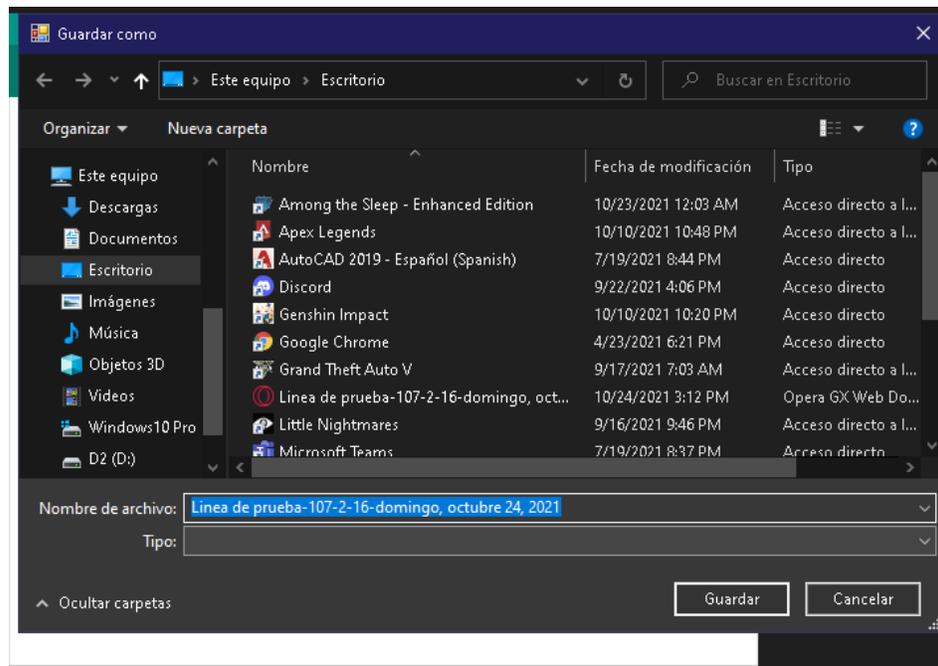


Ilustración 41 Ventana para seleccionar la ubicación del archivo de salida.

Se nos genera un informe en pdf en la ruta especificada y nos salta un cuadro de dialogo con el total de flashes calculados para la simulación:



Ilustración 42 Icono del documento .pdf generado en la ruta elegida.



Ilustración 43 Ventana con el resultado total de los impactos de rayo.

El archivo queda de la siguiente manera:



Universidad de El Salvador
 Facultad de ingeniería
 Escuela de Ingeniería Eléctrica

FLASHOVER

Estudio del desempeño de las líneas de distribución ante los rayos

Datos Generales:

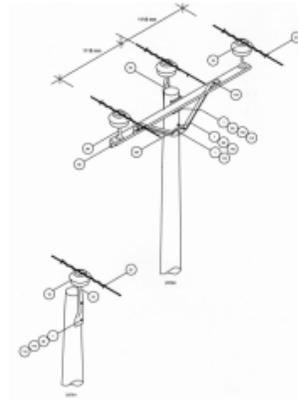
Nombre de la Línea:	Línea de prueba	Fecha:	domingo, octubre 24, 2021
Ubicación:	San Salvador	# Circuito:	107-2-16
Densidad de impactos a tierra(Ng):	8.24	Tensión:	23 kV
		Longitud:	2 km

Caracterización de la línea:

Altura: 10.5 m Ancho: 2 m

Cable de guarda: Si

Apantallamiento:		0.6	
Izquierda		Derecha	
Altura	Distancia	Altura	Distancia
na	na	na	na
SFI =		SFD =	
CFO estructura			
CFO 1er elemento		na	
CFO 2do elemento		na	
CFO 3er elemento		na	
CFO total		150	



Resultados:

Flash over por impactos directos		Flash over por impactos indirectos	
Flash/100km/año:	96.27	CFO:	150
Flash/100km/año(SF):	38.51	Conductividad:	10 mS/m
Flashes directos:	0.77	Flashes indirectos:	1.7

Total de impactos: 1.7308

Ilustración 44 Documento de salida generado con todas las especificaciones de la línea en estudio.

7. CAPITULO V: EJEMPLOS DE APLICACIONES

A continuación, se resuelve con la herramienta de calcula los ejemplos que la norma IEEE Std 1410-2010 plantea en anexo A.

7.1. EJEMPLO 1. DISEÑO DE CRUCERO DE MADERA DE 15 KV

Se realiza una revisión de un diseño estándar de 15 kV, la estructura se encuentra en un área con una densidad de descargas de 12 descargas por km² por año. Los aisladores son de porcelana tipo clavija de clase ANSI 55-4. El tamaño estándar del poste es de 12.2 m con una profundidad de 2 m. el objetivo es estimar el nivel de rendimiento ante los rayos del diseño actual e investigar mejoras.

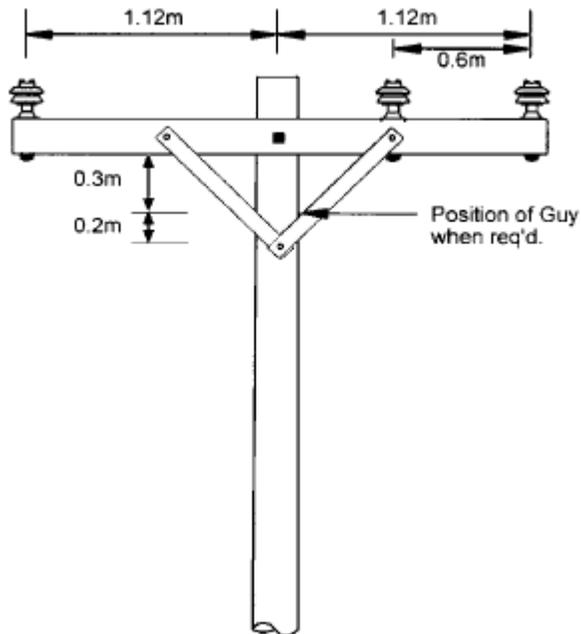


Ilustración 45 Ejemplo 1 de línea de 15 kV del estándar IEEE-1410.

La versión 2010 de la norma nos recomienda que cuando no hay un valor de GFD (densidad de descargas a tierra) pero se conoce una densidad de descargas obtenida de la observación de los destellos, el GFD se puede calcular como el tercio de la densidad de destellos observados.

$$N_g = \frac{12}{3} = 4 \text{ descargas}/\text{km}^2/\text{año}$$

El conductor más alto de la estructura con respecto a tierra está a 10.2 m con un ancho de cruce de 2.24 m, entonces el número de descargas directas en terreno abierto es:

$$N = \frac{4[28 * (10.2)^{0.6} + 2.24]}{10} = 46 \text{ descargas}/100\text{km}/\text{año}$$

Se asume un factor de protección por objetos cercanos de 0.75, entonces se estima el número de impactos directos:

$$N_s = 46(1 - 0.75) = 11.5 \text{ descargas}/100\text{km}/\text{año}$$

Las descargas indirectas pueden ser estimadas a partir de grafica usando el camino de CFO más bajo en la estructura de 152 kV (del aislador al cable de guarda pasando por el poste de madera) y una conductividad moderada de 10 mS/m.

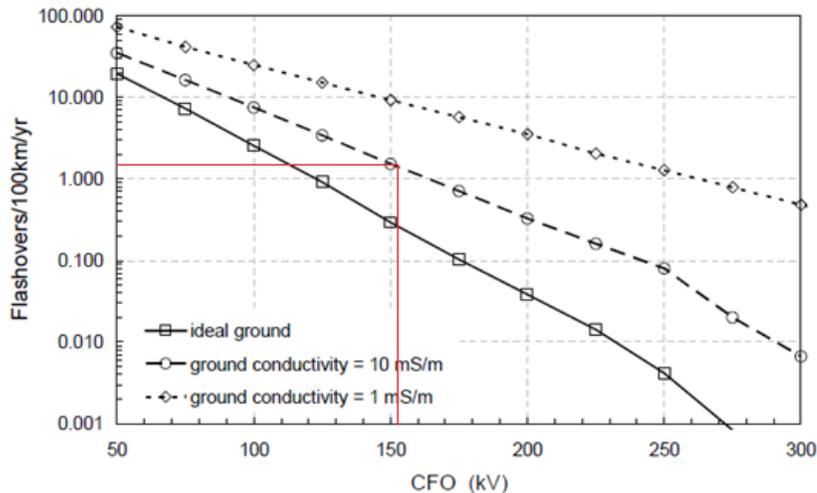


Ilustración 46 Elección del índice de fallas indirectas a partir de conocer el CFO más crítico.

Podemos aproximar la lectura a 2 descargas/100km/año

$$\begin{aligned} \text{descargas inducidas en terreno abierto} &= N_g * 2 \text{ descargas}/100\text{km}/\text{año} \\ &= 8 \text{ descargas}/100\text{km}/\text{año} \end{aligned}$$

El número de descargas inducidas debe estar entre el número de descargas inducida en campo abierto y el número de descargas directas en campo abierto, porque, debido a que gran parte de la línea de distribución está protegida la mayoría de impactos producirán

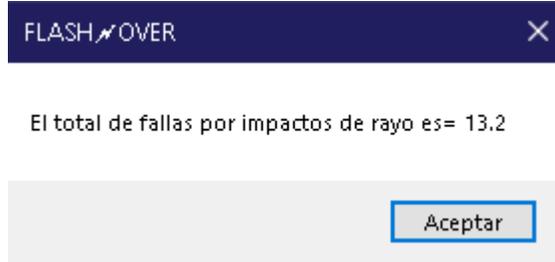
mayor cantidad de descargas inducidas en la línea. En este caso consideraremos dos veces las descargas inducidas ósea 16 descargas/100km/año.

El total de fallas será:

$$Total\ de\ fallas = directas + indirectas = 11.5 + 16 = 27.5\ fallas/100km/año$$

Estas estimaciones pueden ser calculados por la herramienta creada:

Ventana de impactos indirectos.



Resultado del total de fallas por impactos de rayos.

El archivo de salida del problema en estudio es:



Universidad de El Salvador
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica

FLASHOVER

Estudio del desempeño de las líneas de distribución ante los rayos

Datos Generales:

Nombre de la Línea:	Ejemplo 1 IEEE	Fecha:	domingo, noviembre 07, 2021
Ubicación:	na	# Circuito:	na
Densidad de impactos 4 a tierra(Ng):		Tensión:	15 kV
		Longitud:	100 km

Caracterización de la línea:

Altura: 10.2 m Ancho: 2.24 m

Cable de guarda: No

Apantallamiento: 0.75
Izquierda Derecha

Altura	Distancia	Altura	Distancia
na	na	na	na

SFI = SFD =

CFO estructura

CFO 1er elemento	na
CFO 2do elemento	na
CFO 3er elemento	na
CFO total	152

FLASHOVER

Resultados:

Flash over por impactos directos		Flash over por impactos indirectos	
Flash/100km/año:	46.02	CFO:	152
Flash/100km/año(SF):	11.5	Conductividad:	10 mS/m
Flashes directos:	11.5	Flashes indirectos:	1.7

Total de impactos: 13.2

Ilustración 47 Archivo de salida del ejemplo 1 de la norma IEEE std 1410-2010

7.2. EJEMPLO 2. LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN DE 35 KV CON CABLE DE GUARDA.

La línea será construida en un área con un factor de protección de 0.5 por los objetos cercanos y la densidad de descargas a tierra es de 6.7 descargas/km²/año. La línea utiliza poste de 15.24 m y cada poste esta aterrizado con una resistencia de 10 Ω o menor.

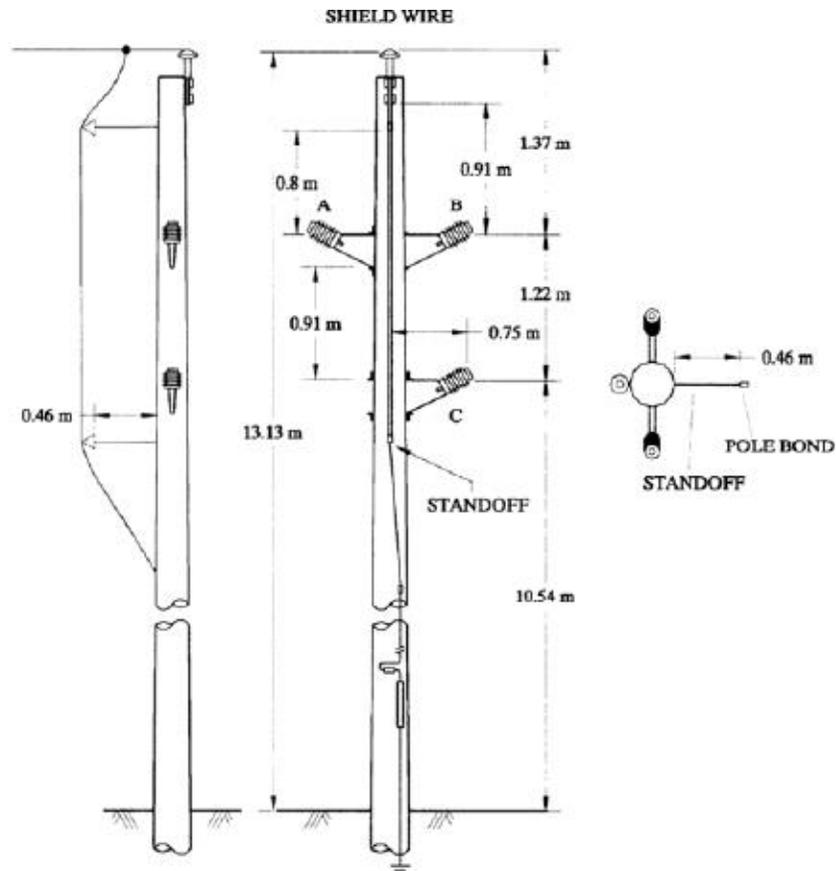


Ilustración 48 Línea de distribución con cable de guarda a 35 kV

$$N = \frac{6.7[28 * 13.1^{0.6} + 1.5]}{10} = 88.8 \frac{\text{descargas}}{100\text{km} * \text{año}}$$

Con un factor de protección de 0.5 las descargas directas de la línea son de 44.4 descargas/100km/año.

Debido a que la línea de distribución es aterrizada en cada poste y el ángulo de apantallamiento es menos a 45 grados, se asume que todas las descargas impactaran el cable

de guarda. El número de contorneos entonces puede ser determinado utilizando el gráfico de porcentaje de descargas que producirán contorneo, para este caso es de 4% con una resistencia de tierra de 10 ohm para 350 kV de CFO. Entonces Las descargas directas que producirán contorneo es el 4% de las descargas, ósea, 1.8 contorneo/100km/año.

Las descargas indirectas se asumen cero porque la línea tiene un CFO de 325 kV y excede el eje horizontal de las gráficas para un suelo de conductividad de 10mS/m.

De la herramienta de cálculo:

Densidad de impactos a tierra

Datos Generales

Nombre de línea: Ejemplo 2 IEEE

No de circuito: na

Fecha: domingo, novier

Ubicación: na

Tensión de la línea (kV): 35

Longitud de la línea (km): 100

Zona de cálculo para Ng: Zona templada (Ecu)

Apantallamiento por objetos cercanos

Se conoce el apantallamiento total: 0,5

Izquierda de la línea

Altura: na m Distancia: na m SFI =

Derecha de la línea

Altura: na m Distancia: na m SFD =

Geometría de la línea

Altura: 13,1 m Ancho: 1,5 m

Resultados

Nivel cerámico: []

Densidad de impactos a tierra (Ng): 6,7

Flash/100km/año: 88,83

Factor de apantallamiento: 0,5

Flashes con apantallamiento: 44,41 /100km

Flashes totales en línea: 44,41

CALCULAR

LISTO

FLASHOVER

Impactos Indirectos

CFO

Se conoce el CFO total de la estructura

Primer elemento	Tipo	CFO del elemento
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="na"/>	na
Longitud del elemento (m)	<input type="text" value="na"/>	
Segundo elemento	<input type="text" value="0"/>	na
Longitud del elemento (m)	<input type="text" value="na"/>	
Tercer elemento	<input type="text" value="0"/>	na
Longitud del elemento (m)	<input type="text" value="na"/>	
CFO total de la estructura		325

CFO con estructura de SIGET

Estructura de 13.2kV Estructura de 23kV Estructura de 46kV

Cerámico Polimérico CFO de la estructura

Propiedades del suelo

Conductividad del suelo

Posee cable de guarda

Resistencia a tierra

Factor de reducción de impactos directos 0,04

Resultado

Impactos indirectos 0 flashovers/100 km/yr

FLASHOVER

LISTO CALCULAR

El total de fallas seria:

FLASHOVER

El total de fallas por impactos de rayo es= 1.7764

Aceptar

Archivo de salida generado:



Universidad de El Salvador
Facultad de ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica

FLASHOVER

Estudio del desempeño de las líneas de distribución ante los rayos

Datos Generales:

Nombre de la Línea:	Ejemplo 2 IEEE	Fecha:	domingo, noviembre 07, 2021
Ubicación:	na	# Circuito:	na
Densidad de impactos a tierra(Ng):	6.7	Tensión:	35 kV
		Longitud:	100 km

Caracterización de la línea:

Altura: 13.1 m Ancho: 1.5 m

Cable de guarda: Si

Apantallamiento:		0.5	
Izquierda		Derecha	
Altura	Distancia	Altura	Distancia
na	na	na	na
SFI =		SFD =	

FLASHOVER

CFO estructura	
CFO 1er elemento	na
CFO 2do elemento	na
CFO 3er elemento	na
CFO total	325

Resultados:

Flash over por impactos directos		Flash over por impactos indirectos	
Flash/100km/año:	88.83	CFO:	325
Flash/100km/año(SF):	44.41	Conductividad:	10 mS/m
Flashes directos:	44.41	Flashes indirectos:	0

Total de impactos: 1.7764

Ilustración 49 Archivo de salida del ejemplo 2 de la norma IEEE std 1410-2010

7.3. APLICACIÓN DE “FLASHOVER” EN UN CASO REAL

Para el ejemplo de aplicación utilizaremos un tramo del circuito 107-2-16 que parte desde la subestación San Antonio Abad hasta el seccionador 48650 lo cual representa un tramo de **2.55** kilómetros.

Se decidió utilizar esta ruda debido a que es el primer seccionador que se encuentra al verificar el unifilar del circuito 107-2-16

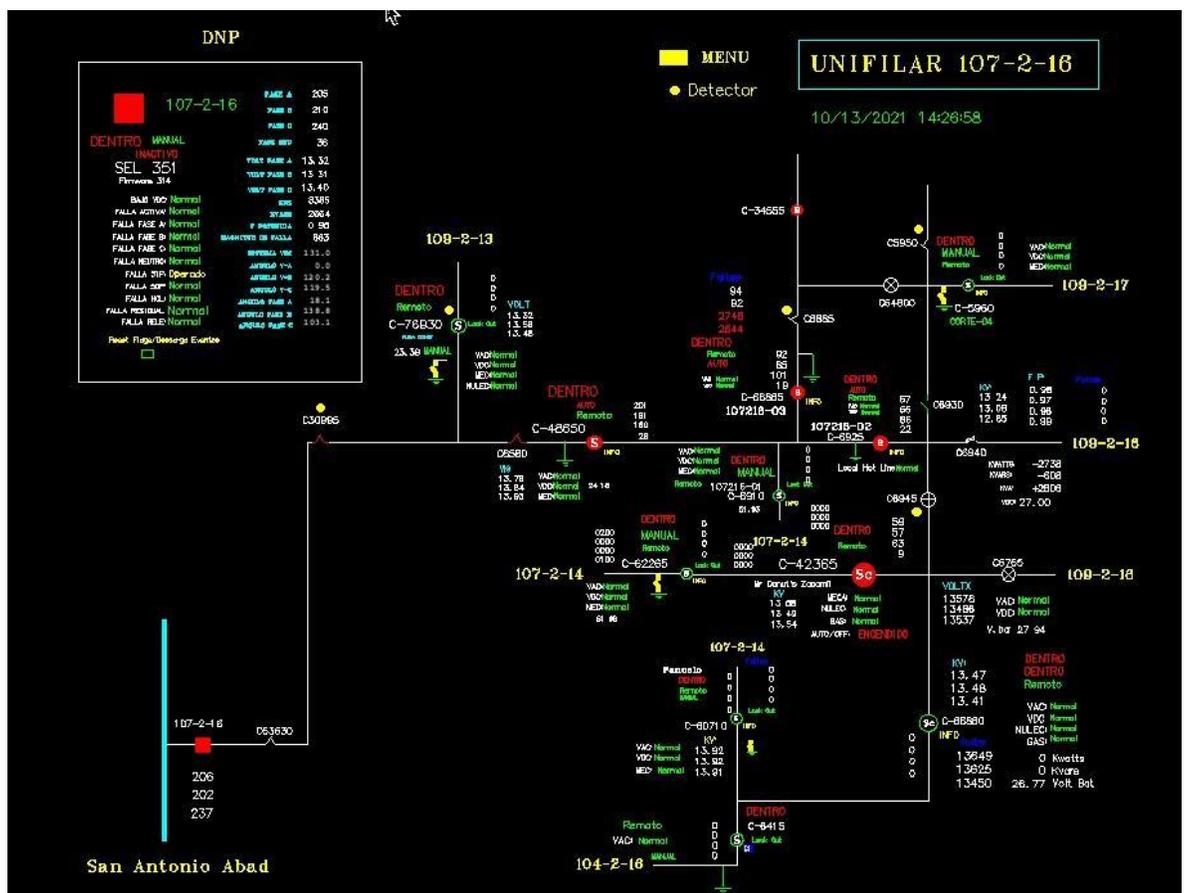
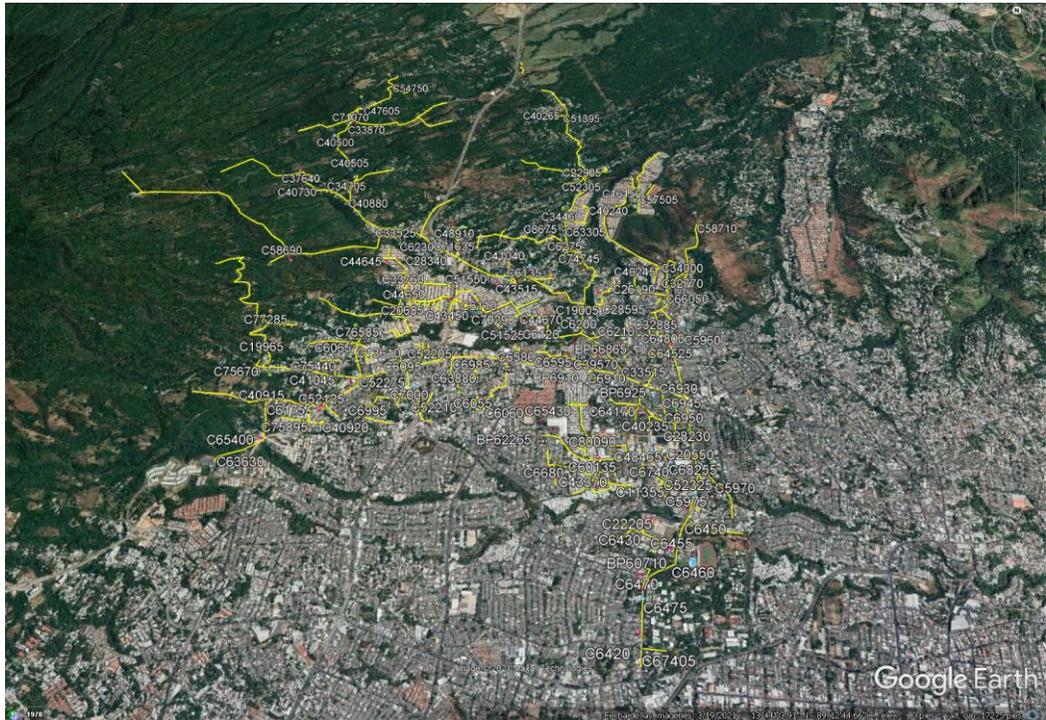


Ilustración 50 Unifilar circuito 107-2-16 visto desde sistema SCADA

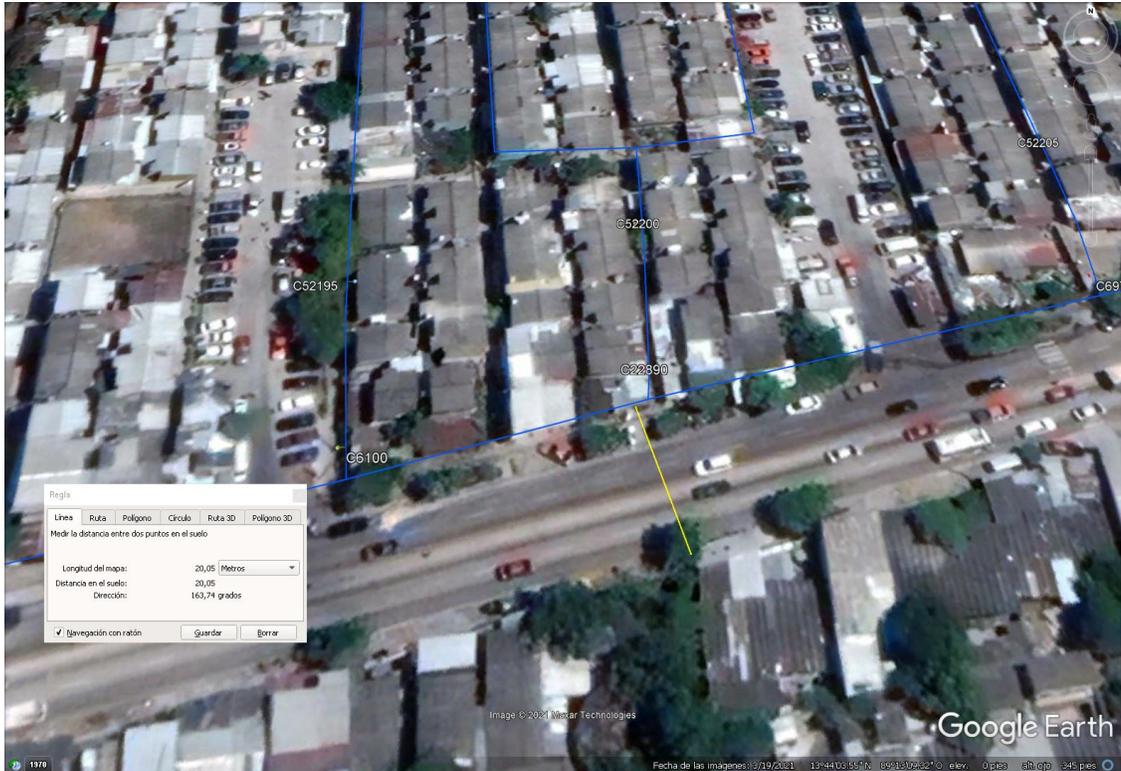


Recorrido total del circuito 107-2-16



Subestación san Antonio Abad circuito 107-2-16

La ruta se localiza mayoritariamente en una zona residencial por lo cual los factores de apantallamiento dependerán de la altura de las casas y su distancia media a la línea,



Según la información mostrada por Google Earth podemos definir que al lado derecho aguas abajo de la subestación las casas se encuentran aproximadamente a 20 metros de la línea y al lado izquierdo aproximadamente a 5 metros.

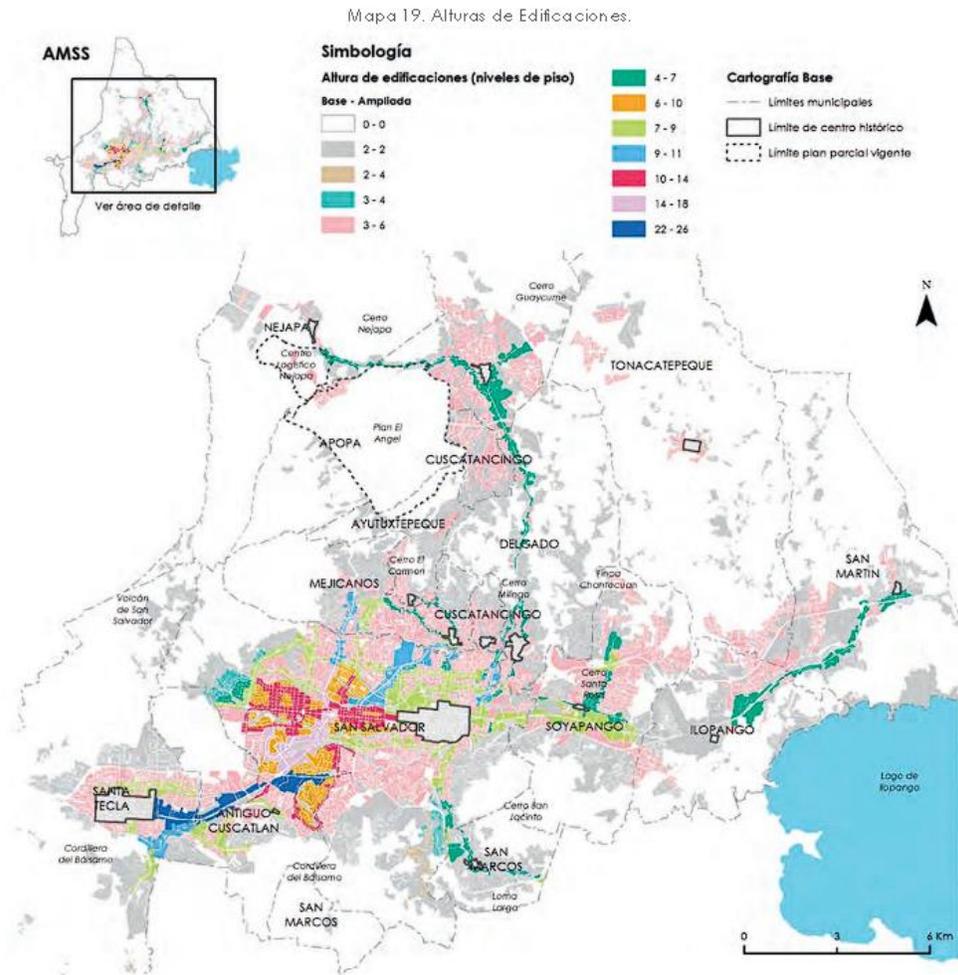


Tabla 10. Normativa de Edificabilidad e Impermeabilización Aplicada al Resto de Tratamientos Urbanísticos.

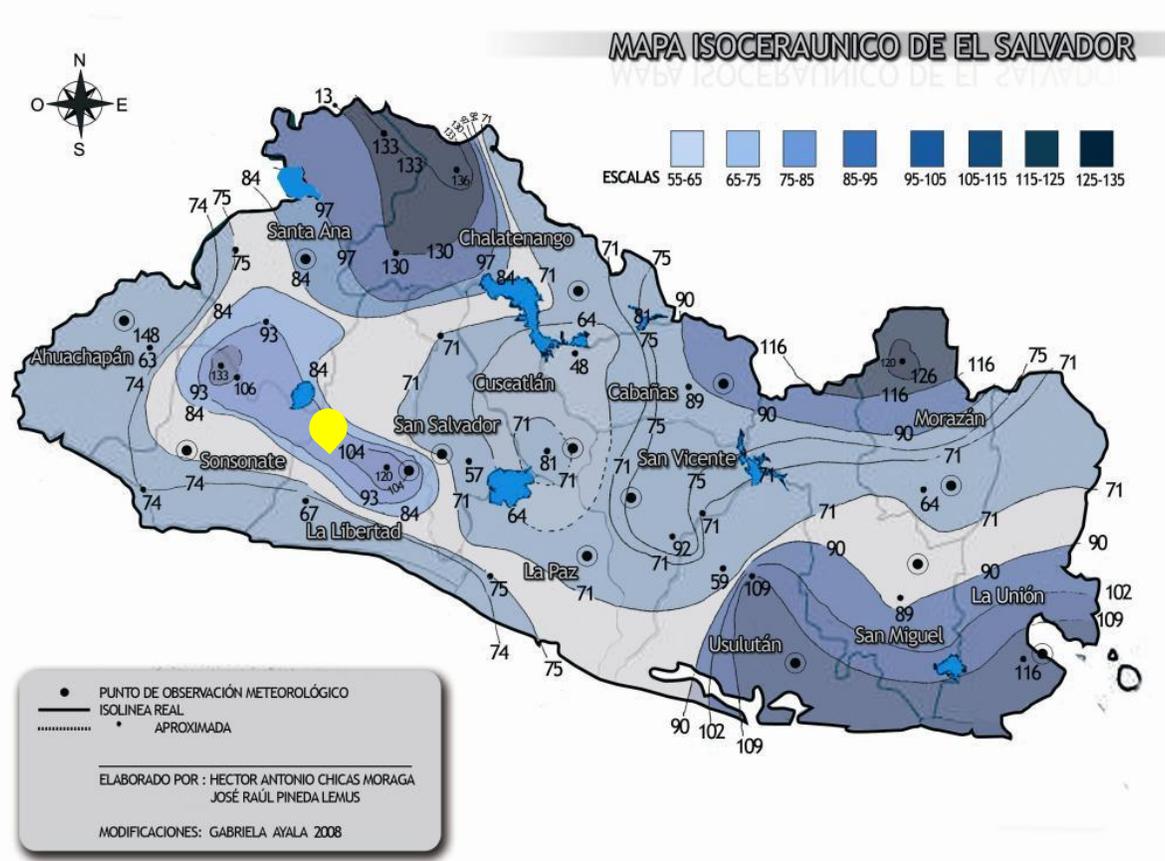
Tipo Tratamiento	Aptitud	Altura (niveles de piso)		Índice de Edificabilidad (IE)		Índice de Impermeabilización	
		Base	Ampliado	Base	Ampliado	Base (%)	Ampliado (%)
Estabilización	Habitacional-1 (zona de altura intermedia)	3	6	1,7	3,0	70	80
	Comercial-1 (zona de altura intermedia)	3	6	1,7	3,0	70	80
	Industrial-1 (zona de altura intermedia)	3	6	1,7	3,0	70	80
	Institucional-1 (zona de altura intermedia)	3	6	1,7	3,0	70	80
	Habitacional-2 (zona de mayor altura)	6	10	3,3	5,0	70	80
	Comercial-2 (zona de mayor altura)	6	10	3,3	5,0	70	80
	Habitacional-3 (zona de menor altura)	2	2	1,1	1,1	70	80
	Consolidación	N/A	2	2	1,1	1,1	25
Centro histórico	N/A	3	6	1,7	3,0	70	80
Recuperación ambiental	N/A	2	2	1,1	1,0	25	50
Mitigación de borde urbano	Mixta	4	7	2,7	3,5	70	80
	Habitacional-1	3	4	1,7	2,0	70	80
	Habitacional-2	2	2	1,1	1,1	25	50
	Ambiental	2	2	1,1	1,1	25	50
Rural edificado	Rural aislado	2	2	1,1	1,1	25	50
	Núcleo rural	2	2	1,1	1,1	25	50
	Núcleo rural eco-turístico	2	2	1,1	1,1	25	50

La altura de las edificaciones, según el esquema director del AMSS del año 2016, en la zona de Mejicanos y Ayutuxtepeque es de 3 a 6 m, por lo cual utilizaremos la altura de 5 m que está disponible en las gráficas brindadas por la IEEEE 1410.

Utilizaremos la ecuación de Anderson para clima templado para calcular la densidad de impactos a tierra.

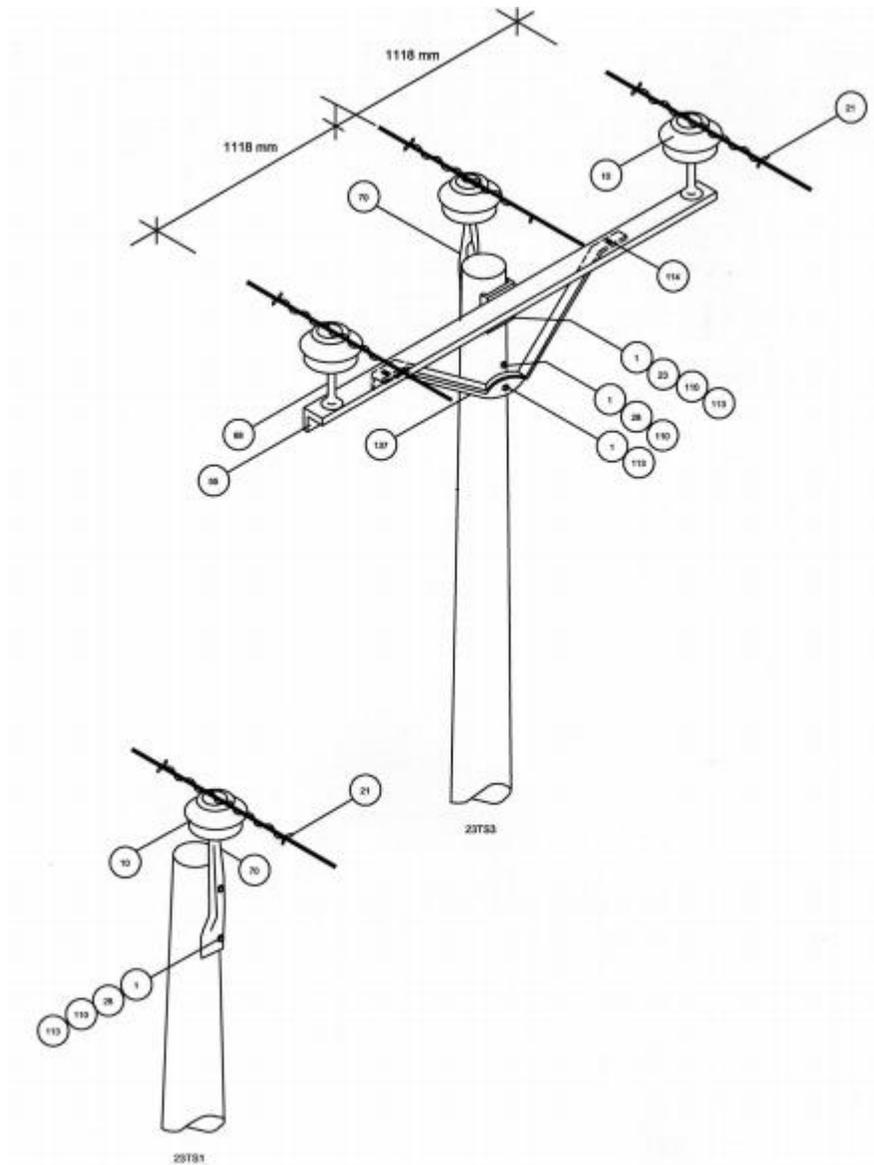
$$Ng = 0.04 * Td^{1.25}$$

Para obtener los días trueno por año, utilizaremos el mapa isoceráunico desarrollado por la escuela de física de Universidad de El Salvador:



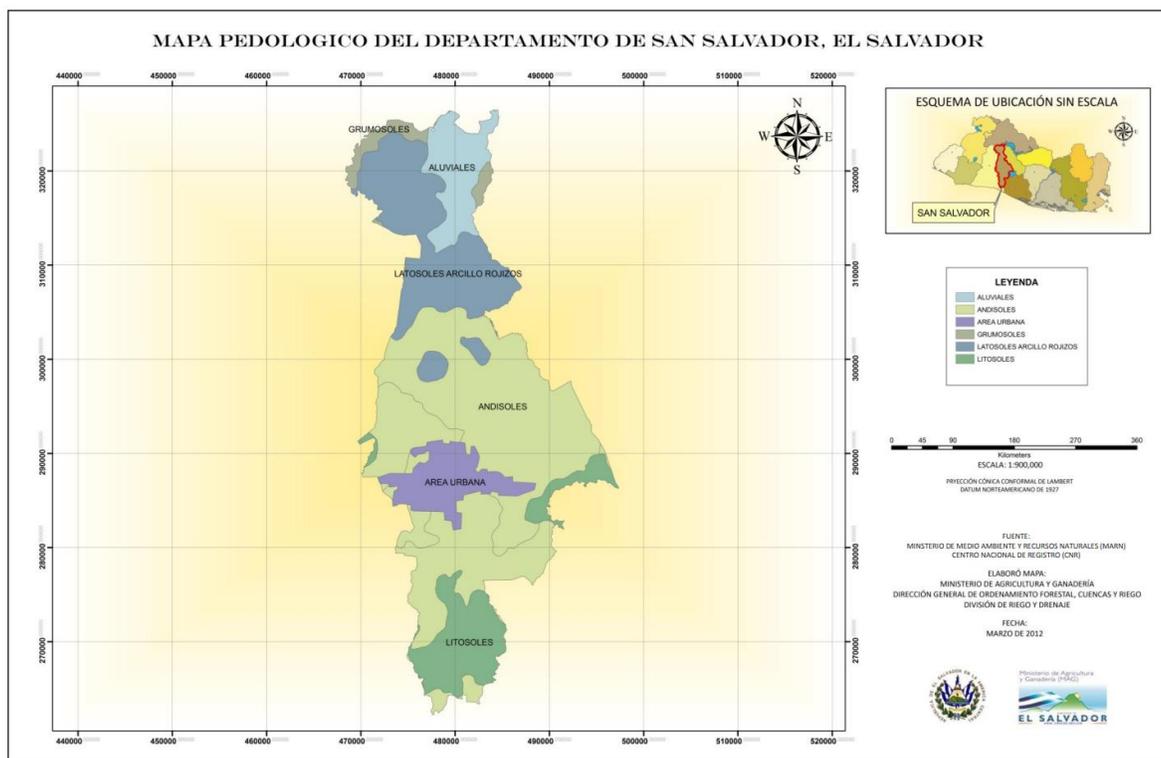
Para la zona de Mejicanos donde se encuentra la línea el nivel isoceraúnico es de 71.

Para la geometría de la línea consideraremos que toda la línea está construida con la estructura que presenta el CFO más crítico, en este caso, asumiremos una estructura de tangente sencilla con aisladores de tipo cerámico ANSI 56-1 con un CFO de 150.



La estructura presenta un ancho de 2.236 m y una altura de 35 ft lo cual es aproximadamente 10.67 m.

El tipo de suelo según el informe del MAG en el año 2012, indica que el suelo en el municipio de mejicanos es del tipo Andisoles,



Mejicanos	Chancala	Andisoles
Mejicanos	San Miguel	Andisoles, Área Urbana
Mejicanos	San Roque	Andisoles, Área Urbana
Mejicanos	Zacamil	Andisoles, Área Urbana

Según la Base referencial mundial del recurso suelo 2014, los suelos de tipo Andisol tienen una composición mayoritaria de Humus, y tomando en cuenta los valores de resistividad comunes para este tipo de suelo:

TIPO DE SUELO	RANGO DE RESISTIVIDAD (Ωm)
Lama	5 - 100
Humus	10 - 150
Limo	20 - 100
Arcilla	80 - 330
Caliza fisurada	500 - 1000
Caliza compacta	1000 - 5000
Granito	1500 - 10000
Arena común	3000 - 9000
Basalto	10000 - 20000

Por lo que la conductividad sería de 0.1 S a 6mS, por lo cual utilizaremos 10mS para nuestro análisis.

Cálculo manual según IEEE 1410

Datos requeridos:

Nombre		Valor
Nivel Isoceraúnico		71
Ecuación a utilizar		Ec. Anderson
Altura de la estructura		10.67 m
Ancho de la estructura		2.24 m
Longitud de línea		2.55 km
Apantallamiento		
Izquierda		
	Altura del objeto	5 m
	Distancia respecto a la línea	5 m
Derecha		
	Altura del objeto	5 m
	Distancia respecto a la línea	20 m
Propiedades del suelo		
Conductividad		10 mS
Resistencia a tierra		

Cálculo de impactos directos en la línea

1. Densidad de impactos a tierra:

$$Ng = 0.04 Td^{1.25}$$

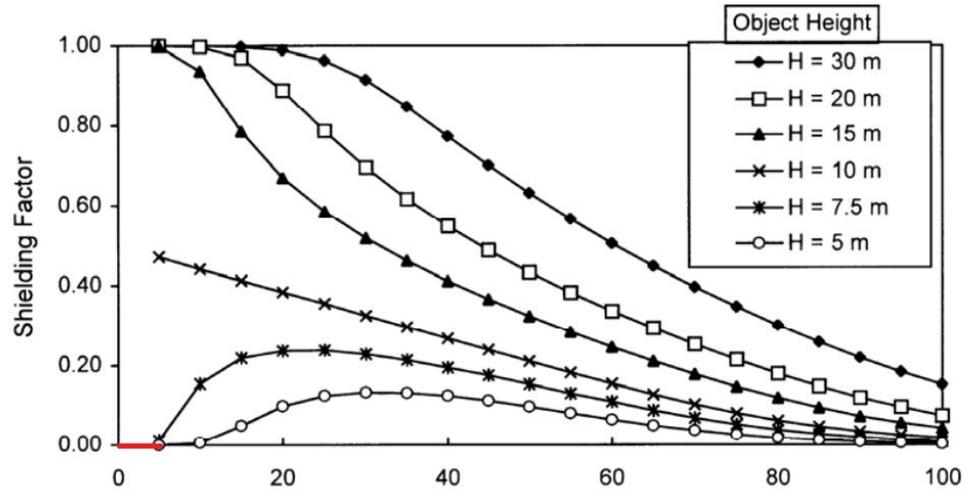
$$Ng = 0.04 (71)^{1.25} = 8.24 \text{ flashes por km}^2$$

2. Impactos directos sin apantallamiento:

$$N = Ng \left(\frac{28h^{0.6} + b}{10} \right) = 8.24 * \left(\frac{28(10.67)^{0.6} + (2.24)}{10} \right) = 97.34 \frac{\text{flashes}}{100 \text{ km}^2} \times \text{año}$$

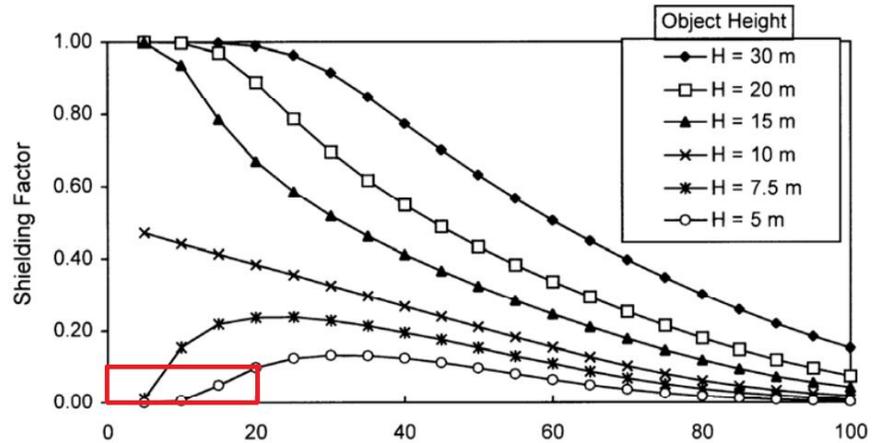
3. Apantallamiento:

a. Izquierda



Factor de apantallamiento del lado izquierdo(Sfi) = 0.0

b. Derecha



Factor de apantallamiento Derecho(Sfd) = 0.1

Factor de apantallamiento total (Sf) = Sfd + Sfi = 0+0.1 = 0.1

4. Total, de impactos

$$N_{sf} = N * [1 - Sf] = 97.34 * [1 - 0.1] = 87.61 \frac{\text{flash}}{100\text{km}} \times \text{año}$$

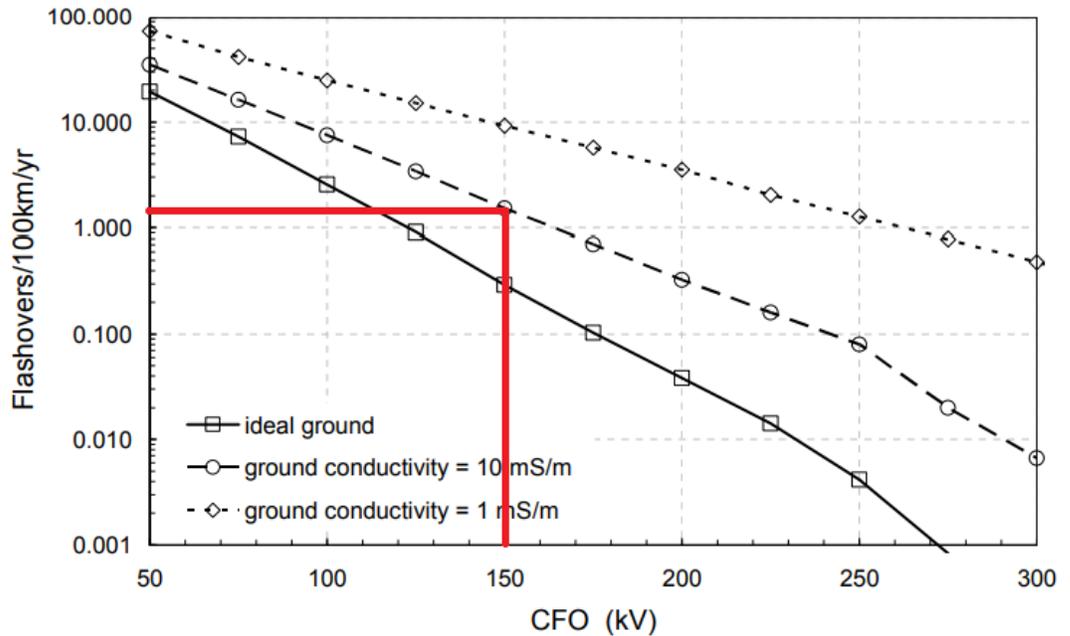
a. Para una línea de 2.55 km

$$N_{línea} = N_{sf} * \frac{l}{100 \text{ km}} = 87.61 * \frac{2.55 \text{ km}}{100 \text{ km}} = 2.23 \text{ flashes } \times \text{ año}$$

Cálculo de impactos indirectos

1. Cálculo de CFO

Estructura tipo tangente sencilla para la cual según el análisis obtenemos un CFO de 150 en la ruta de falla más crítica con aislador cerámico, para una conductividad de 10 mS obtenemos:



Flashes indirectos = 1.6 flash/100km/año

2. Flashes indirectos totales

$$N_{\text{linea}} = N_{\text{indirecto}} * \frac{l}{100 \text{ km}} = 1.6 * \frac{2.55 \text{ km}}{100 \text{ km}} = 0.04 \text{ flashes } x \text{ año}$$

Flashes totales en la línea

$$F_{\text{total}} = F_{\text{indirecto}} + F_{\text{directo}} = 0.04 + 2.23 = 2.27 \text{ flashes } x \text{ año}$$

Resultados obtenidos con la herramienta de simulación

Densidad de impactos a tierra

Datos Generales

Nombre de línea:

No de circuito:

Fecha:

Ubicación:

Tensión de la línea (kV):

Longitud de la línea (km):

Zona de cálculo para Ng:

Geometría de la línea

Altura: m Ancho: m

Apantallamiento por objetos cercanos

Se conoce el apantallamiento total

Izquierda de la línea

Altura: m Distancia: m SFI = 0

Derecha de la línea

Altura: m Distancia: m SFD = 0.09

Resultados

Nivel ceraúnico:

Densidad de impactos a tierra (Ng):

Flash/100km/año: 97.39

Factor de apantallamiento: 0.09

Flashes con apantallamiento: 88.62 /2.55km

Flashes totales en línea: 2.26

CALCULAR

LISTO



Impactos Indirectos

CFO

Se conoce el CFO total de la estructura

Primer elemento	Tipo	CFO del elemento
<input type="text"/>	<input type="text"/>	na
Longitud del elemento (m)	<input type="text"/>	
Segundo elemento	<input type="text"/>	na
Longitud del elemento (m)	<input type="text"/>	
Tercer elemento	<input type="text"/>	na
Longitud del elemento (m)	<input type="text"/>	
CFO total de la estructura		150

CFO con estructura de SIGET

Estructura de 13.2kV Estructura de 23kV CFO de la estructura: 150

Cerámico Polimérico

Tangente sencilla:

Propiedades del suelo

Conductividad del suelo:

Posee cable de guarda

Resistencia a tierra:

Factor de reducción de impactos directos: na

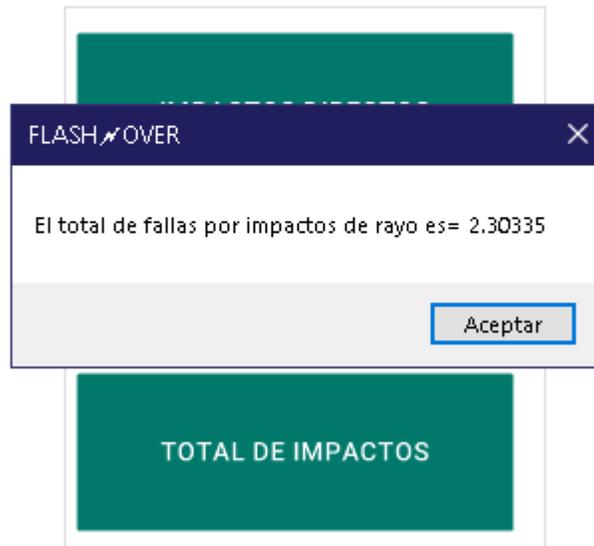
Resultado

Impactos indirectos: 1.7 flashovers/100 km/yr

LISTO CALCULAR



Incidencia de las descargas atmosféricas en las líneas de distribución



FLASH OVER

El total de fallas por impactos de rayo es= 2.30335

Aceptar

TOTAL DE IMPACTOS

7.4. COSTO BENEFICIO

Analizando los costos y el CFO de diferentes estructuras para encontrar la relación costo/beneficio de implementar las distintas soluciones, todos los precios son reales obtenidos del SAP de una empresa distribuidora del país:

- Línea a 23 kV

Estructura tangente sencilla 23 cerámico		
Elemento	Precio	cfo
POSTE CONCRETO 35 pies	\$ 214.02	0
AISLADOR ESPIGA 23KV ANSI 56-1	\$ 6.05	150
CRUCERO GALV. 1/4 X 3 X 3 X 94 PULG.	\$ 37.52	0
Total	\$ 257.59	150

Estructura tangente sencilla sobre aislada 23 cerámico		
Elemento	Precio	cfo
POSTE CONCRETO 35 pies	\$ 214.02	0
AISLADOR ESPIGA 46KV ANSI 57-3	\$ 28.67	210
CRUCERO GALV. 1/4 X 3 X 3 X 94 PULG.	\$ 37.52	0
Total	\$ 280.21	210

Estructura tangente sencilla sobre aislada 23 polimérico		
Elemento	Precio	cfo
POSTE CONCRETO 35 pies	\$ 214.02	0
AISLADOR COLUMNNA SINTETICO 46KV	\$ 52.16	300
CRUCERO GALV. 1/4 X 3 X 3 X 94 PULG.	\$ 37.52	0
Total	\$ 303.71	300

Estructura tangente sencilla crucero madera 23		
Elemento	Precio	cfo
POSTE CONCRETO 35 pies	\$ 214.02	0
AISLADOR ESPIGA 23kV	\$ 5.86	150
CRUCERO MADERA 3 3/8 X 4 3/4 X 94 PULG. (desde el aislador de en medio hasta el tirante distancia = 2')	\$ 146.00	283.333333
Total	\$ 365.88	263.333333

Estructura tangente sencilla 23 pararrayo		
Elemento	Precio	cfo
POSTE CONCRETO 35 pies	\$ 214.02	0
AISLADOR ESPIGA 23KV ANSI 56-1	\$ 6.05	150
PARARRAYO 21KV TIPO LINEA	\$ 130.81	0
CRUCERO GALV. 1/4 X 3 X 3 X 94 PULG.	\$ 37.52	0
Total	\$ 388.41	150

- Línea a 46 kV

Estructura tangente sencilla 46 cerámico		
Elemento	Precio	cfo
POSTE CONCRETO 40 PIES	\$ 268.03	0
AISLADOR ESPIGA 46KV ANSI 57-3	\$ 28.67	210
CRUCERO GALV. 1/4 X 3 X 3 X 120 PULG.	\$ 47.83	0
Total	\$ 344.52	210

Estructura tangente sencilla 46 polimérico		
Elemento	Precio	cfo
POSTE CONCRETO 40 PIES	\$ 268.03	0
AISLADOR COLUMNA SINTETICO 46KV	\$ 52.16	300
CRUCERO GALV. 1/4 X 3 X 3 X 120 PULG.	\$ 47.83	0
Total	\$ 368.02	300

Estructura tangente sencilla 46 polimérico sobre aislado		
Elemento	Precio	cfo
POSTE CONCRETO 40 PIES	\$ 268.03	0
AISLADOR COLUMNA SINTETICO 69KV	\$ 96.31	425
CRUCERO GALV. 1/4 X 3 X 3 X 120 PULG.	\$ 47.83	0
Total	\$ 412.16	425

Estructura tangente sencilla crucero madera 46		
Elemento	Precio	cfo
POSTE CONCRETO 40 PIES	\$ 268.03	0
AISLADOR ESPIGA 46KV ANSI 57-3	\$ 28.67	210
CRUCERO MADERA 3 3/8 X 4 3/4 X 94 PULG. (desde el aislador de en medio hasta el tirante distancia=2')	\$ 146.00	283.333333
Total	\$ 442.70	323.333333

Estructura tangente sencilla 46 pararrayo		
Elemento	Precio	cfo
POSTE CONCRETO 40 PIES	\$ 268.03	0
AISLADOR ESPIGA 46KV ANSI 57-3	\$ 28.67	210
PARARRAYO 46KV TIPO LINEA	\$ 767.30	0
CRUCERO GALV. 1/4 X 3 X 3 X 120 PULG.	\$ 47.83	0
Total	\$ 1,111.82	210

Luego de realizar el análisis de las estructuras por separado, realizaremos la comparación de todos los escenarios:

Nivel de tensión	Estructura	PRECIO	CFO
23	Estructura tangente sencilla 23 cerámico	\$ 257.59	150
23	Estructura tangente sencilla sobre aislada 23 cerámico	\$ 280.21	210
23	Estructura tangente sencilla sobre aislada 23 polimérico	\$ 303.71	300
23	Estructura tangente sencilla crucero madera 23	\$ 365.88	263
23	Estructura tangente sencilla 23 pararrayo	\$ 388.41	150
46	Estructura tangente sencilla 46 cerámico	\$ 344.52	210
46	Estructura tangente sencilla 46 polimérico	\$ 368.02	300
46	Estructura tangente sencilla 46 polimérico sobre aislado	\$ 412.16	425
46	Estructura tangente sencilla crucero madera 46	\$ 442.70	323
46	Estructura tangente sencilla 46 pararrayo	\$ 1,111.82	210

Nivel de tensión	Estructura	FLASHOVER/100 Km/año	costo total
23	Estructura tangente sencilla 23 cerámico	98.7	\$ 10,303.72
23	Estructura tangente sencilla sobre aislada 23 cerámico	97.63	\$ 11,208.37
23	Estructura tangente sencilla sobre aislada 23 polimérico	97.397	\$ 12,148.26
23	Estructura tangente sencilla crucero madera 23	97.435	\$ 14,635.32
23	Estructura tangente sencilla 23 pararrayo	1.7	\$ 15,536.29
46	Estructura tangente sencilla 46 cerámico	106.24	\$ 13,780.87
46	Estructura tangente sencilla 46 polimérico	106.007	\$ 14,720.75
46	Estructura tangente sencilla 46 polimérico sobre aislado	106	\$ 16,486.48
46	Estructura tangente sencilla crucero madera 46	106	\$ 17,707.83
46	Estructura tangente sencilla 46 pararrayo	0.24	\$ 44,472.84

Nivel de tensión	Estructura	%aumento caso base	%reducción caso base
23	Estructura tangente sencilla 23 cerámico	0%	0.00%
23	Estructura tangente sencilla sobre aislada 23 cerámico	9%	1.08%
23	Estructura tangente sencilla sobre aislada 23 polimérico	18%	1.32%
23	Estructura tangente sencilla crucero madera 23	42%	1.28%
23	Estructura tangente sencilla 23 pararrayo	51%	98.28%
46	Estructura tangente sencilla 46 cerámico	0%	0.00%
46	Estructura tangente sencilla 46 polimérico	7%	0.22%
46	Estructura tangente sencilla 46 polimérico sobre aislado	20%	0.23%
46	Estructura tangente sencilla crucero madera 46	28%	0.23%
46	Estructura tangente sencilla 46 pararrayo	223%	99.77%
Nivel de tensión	Estructura	Costo anual ENS	Retorno de la inversión
23	Estructura tangente sencilla 23 cerámico	\$ 4,033.77	0.0
23	Estructura tangente sencilla sobre aislada 23 cerámico	\$ 3,990.04	20.7
23	Estructura tangente sencilla sobre aislada 23 polimérico	\$ 3,980.52	34.6
23	Estructura tangente sencilla crucero madera 23	\$ 3,982.07	83.8
23	Estructura tangente sencilla 23 pararrayo	\$ 69.48	1.3
46	Estructura tangente sencilla 46 cerámico	\$ 4,033.77	0.0
46	Estructura tangente sencilla 46 polimérico	\$ 4,024.92	106.2
46	Estructura tangente sencilla 46 polimérico sobre aislado	\$ 4,024.66	296.9
46	Estructura tangente sencilla crucero madera 46	\$ 4,024.66	430.9
46	Estructura tangente sencilla 46 pararrayo	\$ 9.11	7.6

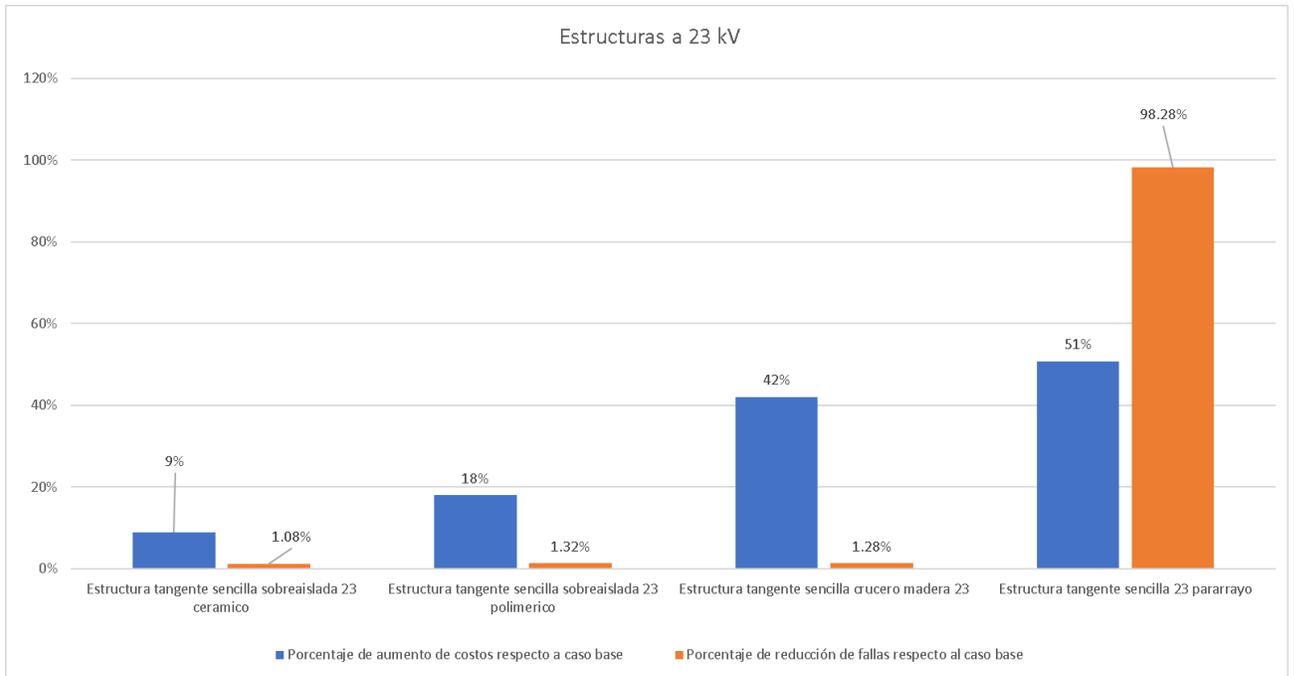


Ilustración 51 Grafico comparativo porcentual de costos de diferentes estructuras para 23 kV

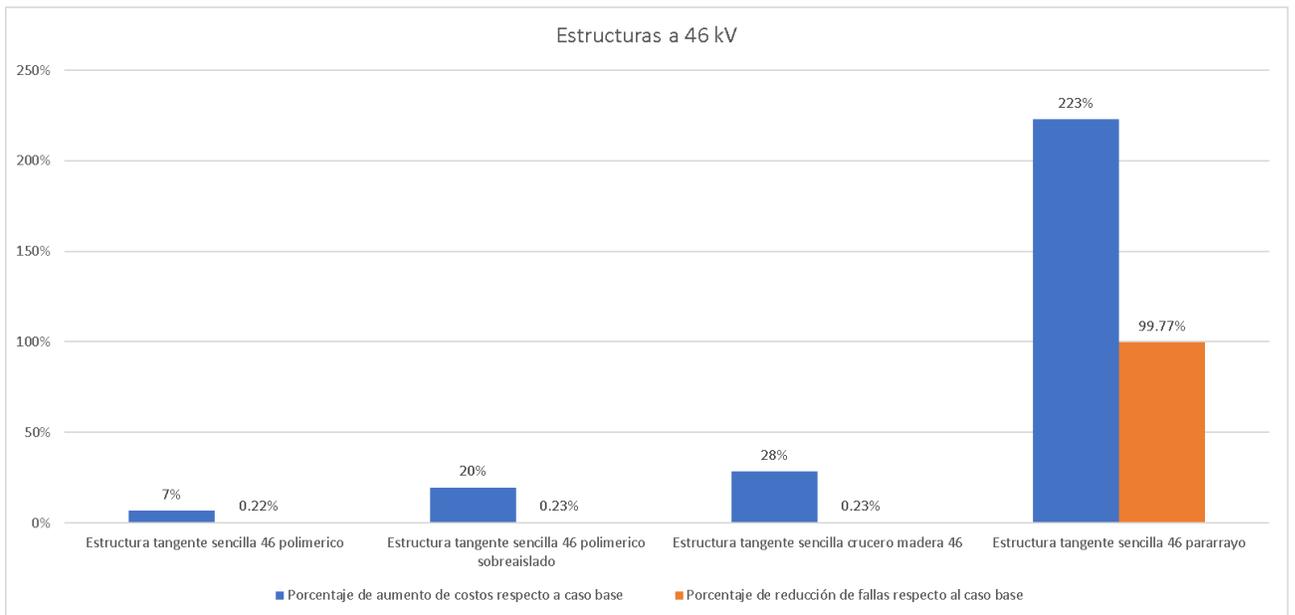


Ilustración 52 Ilustración 51 Grafico comparativo porcentual de costos de diferentes estructuras para 46 kV

8. CONCLUSIONES

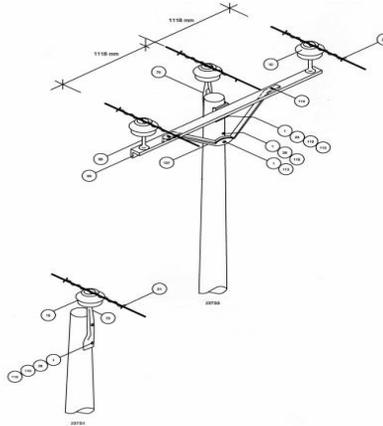
- El uso de contrapesos en líneas de distribución es una medida innecesaria y costosa, siendo esta una solución desarrollada y utilizada principalmente en las torres de transmisión para mejorar la efectividad del cable de guarda, reduciendo la resistencia a tierra, y ayudando con esto a reducir las fallas por impactos directos, pero, debido a que en distribución no es una práctica común el utilizar cable de guarda, no resulta necesaria esta medida, además, ya se cuenta con métodos efectivos para la mejora de este parámetro, por medio del sistema multi-aterrizado utilizado en el país.
- La incidencia de las fallas por impactos indirectos de descargas atmosféricas en líneas de distribución representa un porcentaje menor en las fallas provocadas por descargas atmosféricas totales presentadas en los circuitos, el mayor porcentaje de fallas se da debido a los impactos directos, por lo que las soluciones propuestas deberán centrarse principalmente a mitigar este tipo de fallas, tanto por medio de cables de guarda o pararrayos.
- El método más eficaz para reducir las fallas por impactos de descargas atmosféricas en los circuitos de distribución es la instalación de descargadores de sobretensión de distribución, la metodología descrita por la IEEE consiste en la ubicación de descargadores de sobretensión cada cierta cantidad de vanos, mientras menor sea la cantidad de vanos que separa cada pararrayo, mejor será la protección ante las descargas atmosféricas que originan una falla por impacto directo, al realizar el análisis de relación costo/beneficio y retorno de inversión, este resulta la opción idónea para mejorar el desempeño de las líneas de distribución ante las descargas atmosféricas aumentando este su efectividad de manera significativa con la instalación de pararrayos de manera consecutiva en cada vano.

- Debido a los datos con los que se desarrolló la ecuación de Anderson es probable que la densidad de impactos a tierra calculados para el país tenga un alto índice de error, como sucedió en Colombia, Brasil y México, donde los valores medidos por los equipos de CIGRE diferían de los valores calculados con la ecuación de Anderson para climas templados en hasta un 1568%, por lo que es necesario desarrollar una ecuación utilizando los datos de descargas atmosféricas locales. El desarrollo de una expresión que describa la densidad de impactos a tierra en el país no es viable en este momento, debido a que la instalación de los equipos que detectan las magnitudes necesarias, descargas de nube a nube y descargas de nube a tierra, se instalaron entre el 2019 y 2020, y la metodología del CIGRE describe que es necesario tener al menos 10 años de mediciones para poder obtener una ecuación que describa de forma fiable el comportamiento de la densidad de impactos de rayos a tierra en un área determinada.

9. ANEXOS

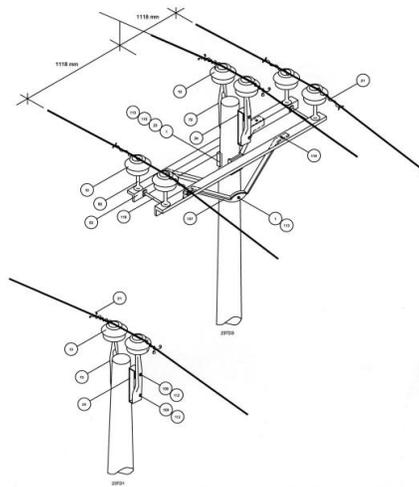
9.1. RUTA CFO EN ESTRUCTURAS SIGET A 23 kV

- Tangente sencilla



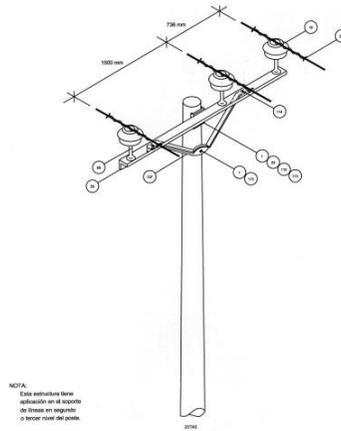
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 56-1 Cruce angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 56-1 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 56-1 Cruce angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
4	Fase 1 o 3 Aislador de espiga ANSI 56-1 Cruce angular de hierro (1.118 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 2	=150kV+0.4*150kV 210 kV
5	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 56-1 Cruce angular de hierro (2.388 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 3	=150kV+0.4*150kV 210 kV

Tangente doble



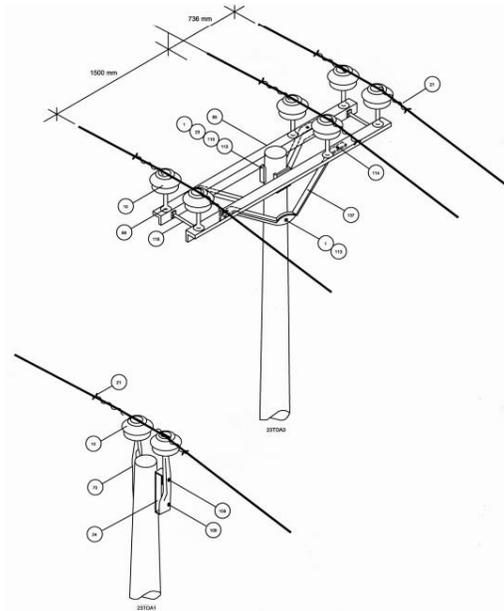
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
2	Fase 2 (Medio) Espiga punta de poste 18" Aislador de espiga ANSI 56-1 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
4	Fase 1 o 3 Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (1.118 m) Espiga punta de poste 18" Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 2	=150kV+0.4*150kV 210 kV
5	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (2.388 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 3	=150kV+0.4*150kV 210 kV

Tangente asimétrica



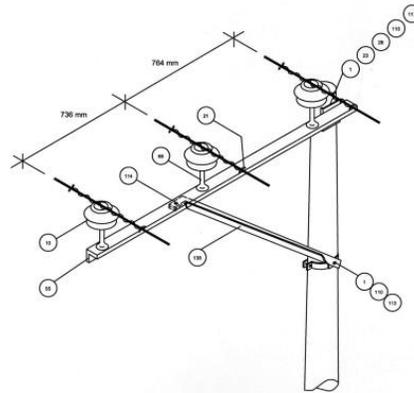
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (0.382 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
4	Fase 1 o 3 Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (0.382 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 2	=150kV+0.4*150kV 210 kV
5	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (2.388 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 3	=150kV+0.4*150kV 210 kV

Tangente doble asimétrica



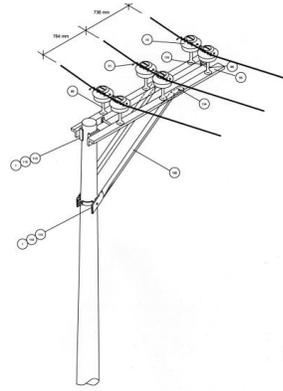
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 56-1 Cruce angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 56-1 Cruce angular de hierro (0.382 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 56-1 Cruce angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
4	Fase 1 o 3 Aislador de espiga ANSI 56-1 Cruce angular de hierro (0.382 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 2	=150kV+0.4*150kV 210 kV
5	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 56-1 Cruce angular de hierro (2.388 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 3	=150kV+0.4*150kV 210 kV

Volada sencilla



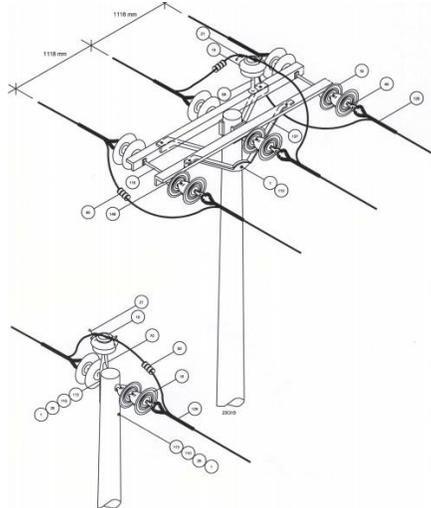
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (0.736 m) Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 56-1 Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (0.764 m) Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
4	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (0.736 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 2	=150kV+0.4*150kV 210 kV
5	Fase 3 Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (0.764 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 2	=150kV+0.4*150kV 210 kV
6	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (1.5 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 3	=150kV+0.4*150kV 210 kV

Volada doble



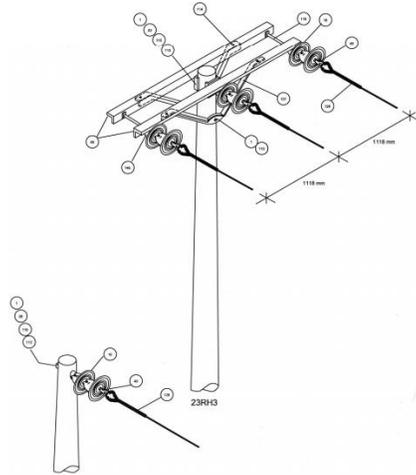
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (0.736 m) Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 56-1 Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (0.764 m) Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
4	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (0.736 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 2	=150kV+0.4*150kV 210 kV
5	Fase 3 Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (0.764 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 2	=150kV+0.4*150kV 210 kV
6	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 56-1 Crucero angular de hierro (1.5 m) Aislador de espiga ANSI 56-1 Fase 3	=150kV+0.4*150kV 210 kV

Corte horizontal



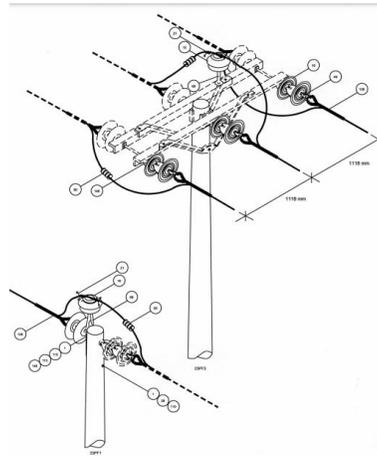
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=125+(125*0.45)$ 181.25 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 56-1 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
3	Fase 2 (Medio) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-4 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=125+(125*0.45)$ 181.25 kV
4	Fase 3 (Derecha) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=125+(125*0.45)$ 181.25 kV

Remate horizontal



Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-4 Crucero angular de hierro Tirante en "V" 75" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=125+(125*0.45)$ 181.25 kV
2	Fase 2 (Medio) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-4 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=125+(125*0.45)$ 181.25 kV
3	Fase 3 (Derecha) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-4 Crucero angular de hierro Tirante en "V" 75" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=125+(125*0.45)$ 181.25 kV

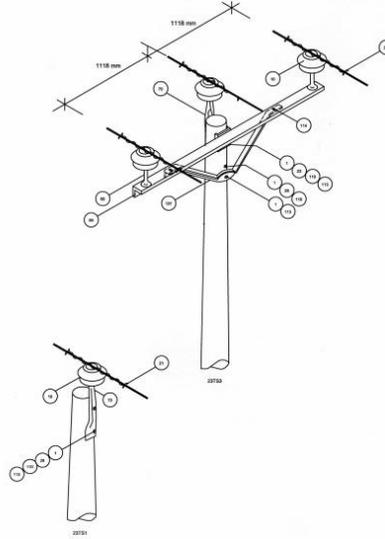
Prolongación de fases



Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=125+(125*0.45)$ 181.25 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 56-1 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	150 kV
3	Fase 2 (Medio) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-4 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=125+(125*0.45)$ 181.25 kV
4	Fase 3 (Derecha) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=125+(125*0.45)$ 181.25 kV

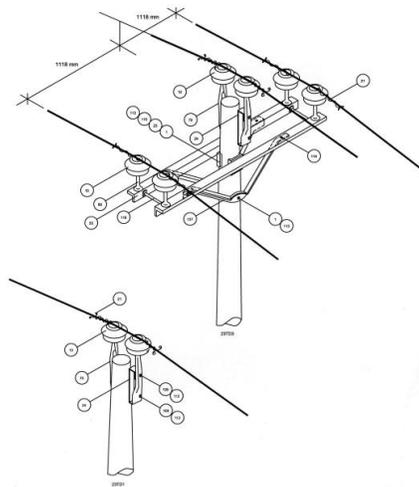
9.2. RUTA CFO EN ESTRUCTURAS SIGET A 13.2 kV

Tangente sencilla



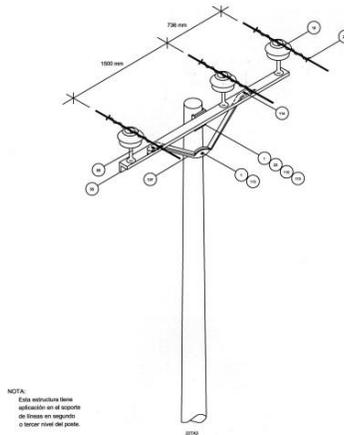
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 55-4 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
4	Fase 1 o 3 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 2	$=110\text{kV}+0.45*110\text{kV}$ 159.5
5	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (2.388 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 3	$=110\text{kV}+0.45*110\text{kV}$ 159.5 kV

Tangente doble



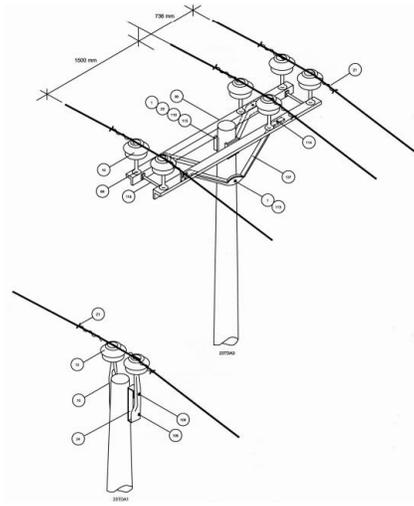
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110kV
2	Fase 2 (Medio) Espiga punta de poste 18" Aislador de espiga ANSI 55-4 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
4	Fase 1 o 3 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Espiga punta de poste 18" Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 2	$=110kV+0.45*110kV$ 159.5 kV
5	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (2.388 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 3	$=110kV+0.45*110kV$ 159.5 kV

Tangente asimétrica



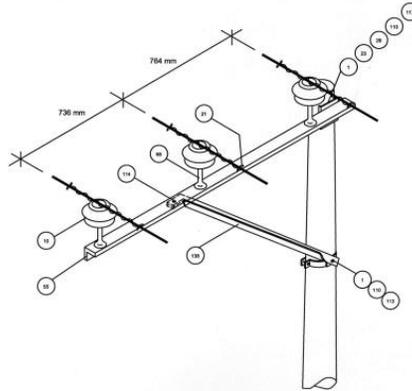
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 55-4 Cruce angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 55-4 Cruce angular de hierro (0.382 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 55-4 Cruce angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
4	Fase 1 o 3 Aislador de espiga ANSI 55-4 Cruce angular de hierro (0.382 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 2	$=110\text{kV}+0.45*110\text{kV}$ 159.5 kV
5	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 55-4 Cruce angular de hierro (2.388 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 3	$=110\text{kV}+0.45*110\text{kV}$ 159.5 kV

Tangente doble asimétrica



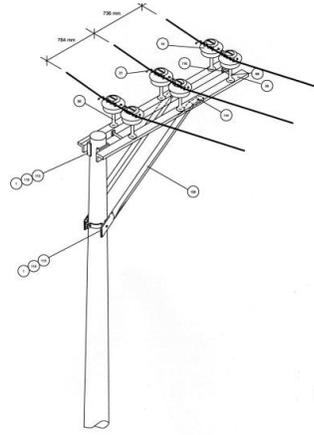
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (0.382 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (1.118 m) Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
4	Fase 1 o 3 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (0.382 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 2	$=110\text{kV}+0.45*110\text{kV}$ 159.5 kV
5	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (2.388 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 3	$=110\text{kV}+0.45*110\text{kV}$ 159.5 kV

Volada sencilla



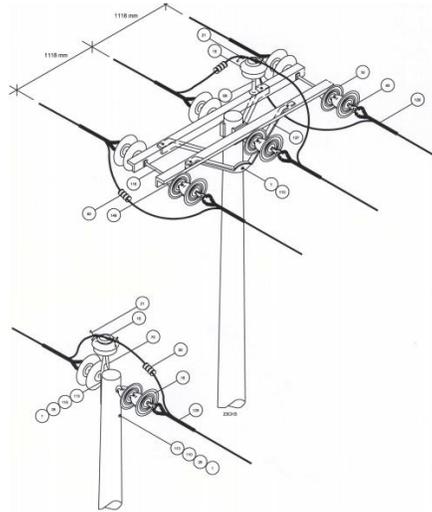
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (0.736 m) Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 55-4 Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (0.764 m) Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
4	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (0.736 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 2	=110kV+0.45*110kV 159.5 kV
5	Fase 3 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (0.764 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 2	=110kV+0.45*110kV 159.5 kV
6	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (1.5 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 3	=110kV+0.45*110kV 159.5 kV

Volada doble



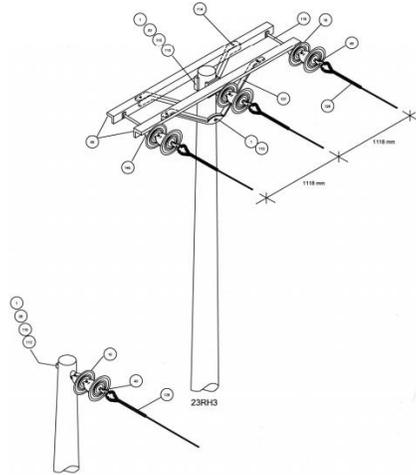
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (0.736 m) Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 55-4 Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
3	Fase 3 (Derecha) Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (0.764 m) Tirante 72" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
4	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (0.736 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 2	=110kV+0.45*110kV 159.5 kV
5	Fase 3 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (0.764 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 2	=110kV+0.45*110kV 159.5 kV
6	Fase 1 Aislador de espiga ANSI 55-4 Crucero angular de hierro (1.5 m) Aislador de espiga ANSI 55-4 Fase 3	=110kV+0.45*110kV 159.5 kV

Corte horizontal



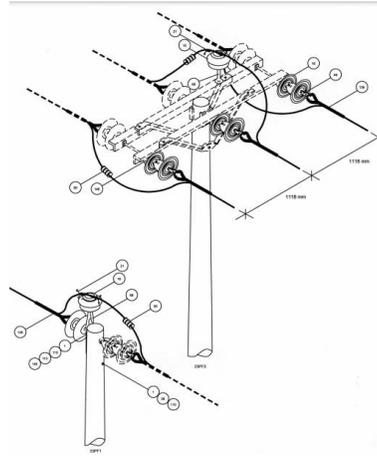
Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-1 Crucero angular de hierro (1.118 m) Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=100+(100*0.45)$ 145 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 55-4 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
3	Fase 2 (Medio) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-1 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=100+(100*0.45)$ 145 kV
4	Fase 3 (Derecha) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-1 Crucero angular de hierro (1.118 m) Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=100+(100*0.45)$ 145 kV

Remate horizontal



Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-1 Crucero angular de hierro Tirante en "V" 75" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=100+(100*0.45)$ 145 kV
2	Fase 2 (Medio) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-1 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=100+(100*0.45)$ 145 kV
3	Fase 3 (Derecha) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-1 Crucero angular de hierro Tirante en "V" 75" Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=100+(100*0.45)$ 145 kV

Prolongación de fases



Ruta	Descripción de ruta de falla	CFO de la ruta
1	Fase 1 (Izquierda) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-1 Cruce angular de hierro (1.118 m) Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=100+(100*0.45)$ 145 kV
2	Fase 2 (Medio) Aislador de espiga ANSI 55-4 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	110 kV
3	Fase 2 (Medio) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-1 Poste de concreto centrifugado Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=100+(100*0.45)$ 145 kV
4	Fase 3 (Derecha) 2 aisladores de suspensión ANSI 52-1 Cruce angular de hierro (1.118 m) Abrazadera completa 6-6 5/8" Cable de retenida	$=100+(100*0.45)$ 145 kV

10.BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE. (2011, enero). *IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines*. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2011.5706451>
- [2] Grzybowski, S., & Disyadej, T. (2008, 22 abril). *Electrical Performance of Fiberglass Crossarm in Distribution and Transmission Lines* [Diapositivas]. IEEE Web Hosting. https://ewh.ieee.org/conf/tdc/Fiberglass_crossarm.pdf
- [3] Grzybowski, S., Gao, G., Feilat, E. A., & Mullinax, E. C. (2000, abril). *Added Critical Flashover Voltage By Fiberglass Distribution Line Pole*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/elinsl.2000.845490>
- [4] Salguero, L. F. (2017, febrero). *Metodología Para Evaluar El Nivel Del Riesgo Al Cual Son Sometidos Los Sistemas De Media Tensión*. <https://core.ac.uk/download/92123102.pdf>
- [5] Ramos, G. A., & Valle, A. J. (2017, octubre). *Aplicación De Normativas Internacionales A La Coordinación De Aislamiento En Las Redes De Distribución De Media Tensión En El Salvador*. <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/15129/1/Aplicación%20de%20normativas%20internacionales%20a%20la%20coordinación%20de%20aislamiento%20en%20las%20redes%20de%20distribución%20de%20media%20tensión%20en%20El%20Salvador.pdf>
- [6] Fajardo, L. E., & Rivera, P. E. (2005, octubre). *Diseño e implementación de un sistema de monitoreo remoto de descargas atmosféricas*. <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/3893/1/Diseño%20e%20implementacion%20de%20>

un%20sistema%20de%20monitoreo%20remoto%20de%20descargas%20atmosfericas
.pdf

- [7] Avila, I. L. (2016). *Estudio de los Efectos de las Descargas Atmosféricas sobre la Confiabilidad de las Líneas Aéreas de Transporte de Energía*.
https://www.researchgate.net/publication/314404718_Estudio_de_los_Efectos_de_las_Descargas_Atmosfericas_sobre_la_Confiabilidad_de_las_Lineas_Aereas_de_Transporte_de_Energia
- [8] Gómez, B. W., Mejía, C. A., & Valladares, J. D. (2017, Enero). *Elaboración De Una Propuesta Técnica Y Económica Para Mejorar El Desempeño De Líneas Eléctricas*.
http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/12738/1/Elaboración%20de%20una%20propuesta%20técnica%20y%20económica%20para%20mejorar%20el%20desempeño%20de%20líneas%20eléctricas.pdf?fbclid=IwAR3bGhIEcHgoI4WH7T_KVoW44EUpk9yr2JS9_NossqAb2iOPi4jp8bIRvmQ
- [9] Cooray, V. (1986, febrero). *Response of CIGRE and CCIR Lightning Flash Counters to the Electric Field Changes From Lightning' A Theoretical Study*.
<https://doi.org/10.1029/jd091id02p02835>
- [10] Comments To IEEE Std 1410–2004 Guide For Improving The Lightning Performance Of Electric Power Overhead Distribution Lines. [Comentario Sobre El Artículo “Guide For Improving The Lightning Performance Of Electric Power Overhead Distribution Lines.”]. (2005, julio). *IEEE Web Hosting*.
https://ewh.ieee.org/soc/pes/lpdl/archive/gfd_comments_torres.pdf

- [11] Kuleshov, Y., & Jayaratne, E. R. (2004, marzo). *Estimates of lightning ground flash density in Australia and its relationship to thunder-days*.
<https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.222.6988&rep=rep1&type=pdf>
- [12] Jinliang, He & Gao, Yanqing & Zeng, R. & Zou, Jun & Liang, Xidong & Zhang, Bo & Lee, Jaebok & Chang, Sughun. (2005). Effective Length of Counterpoise Wire Under Lightning Current. *Power Delivery, IEEE Transactions on*. 20. 1585 - 1591. 10.1109/TPWRD.2004.838457.
- [13] SIGET. (2000, junio). *Normas Tecnicas De Diseño, Seguridad Y Operación De Las Instalaciones De Distribucion Eléctrica*.
- [14] Sestasombut, P. & Ngaopitakkul, A.. (2017). *Lightning protection of MEA's 24 kV distribution lines using overhead ground wires*. 1-5. 10.1109/ISGT-Asia.2017.8378452.
- [15] "IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System," in *IEEE Std 81-2012 (Revision of IEEE Std 81-1983)*, vol., no., pp.1-86, 28 Dec. 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6392181.
- [16] Ministerio De Agricultura Y Ganadería., & Romero, B. N. (2012, marzo). *Clasificación de suelos por división politica de El Salvador, C.A.*