



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS EN REDES DE MEDIA TENSIÓN MEDIANTE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA REDUCIR LAS INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO.

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: Kevin René Mora Espinoza

Demilson Joshua Guiracocha Calixto

TUTOR: Ing. Ervin Solano Villegas Mcs.

Guayaquil – Ecuador

2026

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Kevin René Mora Espinoza con documento de identificación N° 0942466848 y Demilson Joshua Guiracocha Calixto con documento de identificación N° 0953277969 manifestamos que:

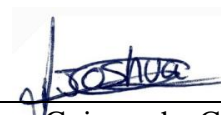
Somos los autores y responsables del presente trabajo y autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 29 de enero del año 2026

Atentamente;



Kevin René Mora Espinoza
CI: 0942466878



Demilson Joshua Guiracocha Calixto
CI: 0953277969

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Kevin René Mora Espinoza con número de identificación N° 0942466848 y Demilson Joshua Guiracocha Calixto de identificación N° 0953277969, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de lo que somos autores del Proyecto Técnico: “IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS EN REDES DE MEDIA TENSIÓN MEDIANTE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA REDUCIR LAS INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero en Electricidad, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

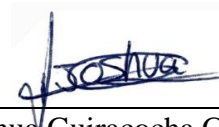
En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en el formato digital a la biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 29 de enero del año 2026

Atentamente;



Kevin René Mora Espinoza
CI: 0942466848



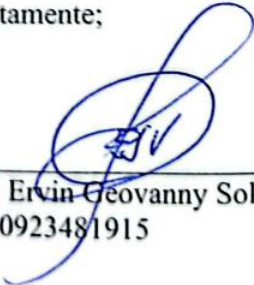
Demilson Joshua Guiracocha Calixto
CI: 0953277969

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Ervin Geovanny Solano Villegas con documento de identificación N° 0923481915 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS EN REDES DE MEDIA TENSIÓN MEDIANTE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA REDUCIR LAS INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO”, realizado por Kevin René Mora Espinoza con número de identificación N° 0942466848 y Demilson Joshua Guiracocha Calixto con número de identificación N°0953277969, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 29 de enero del año 2026

Atentamente;



Ing. Ervin Geovanny Solano, Msc
CI: 0923481915

DECICATORIA

Para mi padre, mi madre, toda mi familia, amigos.

Kevin René Mora Espinoza

A Dios, por su guía, energía y bendiciones a lo largo de este camino, y a mis padres, por su apoyo constante y motivación, fundamentales para alcanzar este logro académico.

Demilson Joshua Guiracocha Calixto

AGRADECIMIENTO

A Dios, por permitirme culminar esta etapa.

A mis padres, por su sacrificio y apoyo constante.

A los ingenieros, por su formación académica.

Kevin René Mora Espinoza

A Dios, quien ha sido mi guía, fortaleza y sustento en cada etapa de este camino. Siguiendo el principio de Mateo 6:33, busqué primero Su reino y Su justicia, confiando en que Él me acompañó y ayudó a lo largo de mi formación académica.

Asimismo, expreso mi más sincero agradecimiento a mis padres, por creer en mí, por motivarme en los momentos difíciles y por brindarme los valores y la fortaleza necesarios para alcanzar este logro.

De manera especial, agradezco a todos los catedráticos, que contribuyeron a mi formación profesional con su conocimiento, experiencia y orientación.

Demilson Joshua Guiracocha Calixto

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	ii
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN	iv
DECICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	xii
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xiv
ACRONIMOS	xv
CAPITULO I	1
1 TITULO	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 INTRODUCCIÓN	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.4 JUSTIFICACIÓN	3
1.5 ALCANCE	3
1.6 BENEFICIARIOS	4
1.7 OBJETIVOS	4
1.7.1 OBJETIVO GENERAL	4
1.7.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
CAPITULO II	5
2.1 FUNDAMENTO TEÓRICO	5
2.1.1. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	5
2.1.2. NUBE CUMULONIMBUS	5
2.1.3. IMPACTOS PRINCIPALES DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	7
2.1.3.1. DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA	8
2.1.3.2. DESCARGA ATMOSFÉRICA INDIRECTA	9
2.1.3.3. VOLTAJE INDUCIDO	10

2.2.	MAPA CERAÚNICO.....	10
2.2.1.	MAPA ISOCERAÚNICO DEL MUNDO.....	10
2.2.1.1.	MAPA ISOCERAÚNICO DEL ECUADOR.....	12
2.2.2.	UBICACIÓN DE LAS ESTACIONES WWLLN	13
2.2.2.1.	MAPA DE DENSIDAD DE RAYOS GLOBAL 2025.....	14
2.2.2.1	FÓRMULA PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA.....	15
2.2.2.2.1	FÓRMULA DE CIGRE	15
2.2.2.2.	FÓRMULA PARA DETERMINAR DESCARGAS ELÉCTRICAS EN TERRENO ABIERTO	16
2.2.2.3.	MODELO ELECTROGEOMÉTRICO.....	16
2.3.	REDES DE MEDIA TENSIÓN	18
2.3.1	REDES AEREAS	18
2.3.2	TIPOS DE LINEAS ELECTRICAS	19
2.3.1.	CLASIFICACIÓN DE LONGITUD	20
2.3.1.1.	LINEAS CORTAS	20
2.3.1.2.	LINEAS MEDIAS.....	20
2.3.1.3.	LINEAS LARGAS	20
2.4.	POSTES DE HORMIGÓN.....	21
2.4.1	ESQUEMA DE CONTENIDO	21
2.4.1.1.	CIMENTACION POSTES DE HORMIGÓN	22
2.4.1.2.	CONDUCTORES PARA LAS REDES AEREAS	23
2.4.1.3.	TIPOS DE CONDUCTORES PARA LINEAS AÉREAS.....	23
2.5.	AISLADORES.....	24
2.5.1.	TIPOS DE AISLADORES	24
2.5.1.1.	AISLADORES TIPO PASADOR.....	24
2.5.1.2.	AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN	25
2.5.1.3.	AISLADORES DE TENSIÓN.....	26
2.5.1.4.	AISLADORES DE GRILLETE.....	26
2.5.1.5.	AISLADORES DE POSTE.....	27
2.5.1.6.	FÓRMULA CFO (ESTRUCTURA).....	27
2.6.	PARARRAYO.....	30
2.6.1.	FÓRMULA PARA MÁRGENES DE PROTECCIÓN	31

2.6.2. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EVALUAR MÁRGENES DE PROTECCIÓN DE PARARRAYO	32
2.7. NORMA IEEE Sdt 1410	35
2.8. IEEE Std C62.22	36
2.8.1. SOFTWARE DIGSILENT.....	37
2.8.2. SOFTWARE ETAP.....	38
CAPITULO III	39
3. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	39
3.1. SELECCIÓN DE FUSIBLES PARA RED DE DISTRIBUSION	41
3.2. ESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICA 24.9KV	44
3.1 IMPLEMENTACION DE LA NORMA IEEE EN EL ESCENARIO	45
3.1.2. NÚMERO DE DESCARGAS ELÉCTRICAS DIRECTAS EN TERRENO ABIERTO.....	46
3.1.3. PARÁMETROS DEL AISLADOR.....	48
3.1.4. SELECCIÓN DE PARARRAYO DE DISTRIBUCIÓN	60
3.2. METODOLOGIA	65
CAPITULO IV	66
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	66
4.1. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION 1	67
4.2. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION 2.....	68
4.3. MODELADO EN DIGSILENT	69
4.4. CONFIGURACIÓN DE PARARRAYO	71
4.5. RED DE DISTRIBUCIÓN CON PARARRAYOS	72
CAPITULO V	83
5. CONCLUSIONES.....	83
5.1. RECOMENDACIONES	83
CAPITULO VI	85
6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	85
6.1. ANEXOS.....	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Nube cumulonimbus.....	5
Ilustración 2. Ciclo de la nube cumulonimbus	6
Ilustración 3. Impacto de rayo	7
Ilustración 4. Descarga directa	8
Ilustración 5. Descarga indirecta	9
Ilustración 6. Mapa isoceraúnico mundial.....	11
Ilustración 7. Mapa INAHMI	12
Ilustración 8. Sensores WWLLN.....	13
Ilustración 9. Densidad de rayos.....	14
Ilustración 10. Modelo electrométrico.....	17
Ilustración 11. Aislador tipo pin-pasador	25
Ilustración 12. Aislador tipo suspensión	25
Ilustración 13. Aislador tipo grillete.....	26
Ilustración 14. Aislador de poste	27
Ilustración 15. Pararrayo.....	31
Ilustración 16. Diagrama de flujo	32
Ilustración 17. Power Factory.....	37
Ilustración 18. Etap.....	38
Ilustración 19. Escenario diagrama unifilar.....	39
Ilustración 20. Curvas de Protección.....	42
Ilustración 21. Curva de Protección	43
Ilustración 22. Estructura con todos los elementos	44
Ilustración 23. Escenario del libro	45
Ilustración 24. Curvas TOV Catalogo Hubbell	62
Ilustración 25. ETAP	66
Ilustración 26. DATOS ETAP	68
Ilustración 27. Datos ETAP	68
Ilustración 28. Digsilent modelado.....	69
Ilustración 29. Corriente en la carga dos	69
Ilustración 30. Voltaje en la carga dos	70

Ilustración 31. Red de distribución.....	70
Ilustración 32. Pararrayo digisilent.....	71
Ilustración 33. Grafica pararrayo.....	71
Ilustración 34. Sistema con pararrayos.....	72
Ilustración 35. Descarga atmosférica.....	73
Ilustración 36. Corriente en la carga 2 con pararrayo.....	73
Ilustración 37. Voltaje en la carga dos con pararrayo	74
Ilustración 38. Flujo de pararrayo.....	74
Ilustración 39. Voltaje residuales pararrayo 3	75
Ilustración 40. Carga uno.....	76
Ilustración 41. Actuación pararrayo	76
Ilustración 42. Voltaje residual pararrayo 1	77
Ilustración 43. Voltaje en la carga tres	77
Ilustración 44. Corriente en la carga tres	78
Ilustración 45. actuación pararrayo	78
Ilustración 46. Voltaje residual pararrayo 4	79
Ilustración 47. Corriente en el banco de capacitores	80
Ilustración 48. Voltaje en el banco de Capacitores	80
Ilustración 49. Actuación pararrayo	81
Ilustración 50. Voltaje residual pararrayo 2	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Actividad atmosférica	13
Tabla 2. CFO componentes primarios.....	29
Tabla 3. CFO componentes secundarios	30
Tabla 4. CFO tercer componente	30
Tabla 5. Tensiones de apartarrayos IEEE	33
Tabla 6. Nivel de protección de apartarrayos IEEE	34
Tabla 7. Protección pararrayos IEEE	35
Tabla 8. Aislador 55-5.....	48
Tabla 9. Aislador 54-2.....	48
Tabla 10. Voltajes de pararrayos.....	60
Tabla 11. Catálogo Hubbell	61
Tabla 12. Márgenes de protección	64
Tabla 13. Datos de línea.....	67

RESUMEN

En el presente trabajo implementaremos protecciones contra descargas atmosféricas, en base a una red de distribución, estas sobretensiones son generadas principalmente por descargas directas e indirectas, este estudio se centra en la implementación de dispositivos de protección para red de distribución, las características del nivel de aislamiento de equipos eléctricos y los parámetros ambientales asociados a la actividad de descarga atmosférica nos ayudarán a establecer una correcta elección de protección.

El caso empleará software para modelar la red de distribución ante descarga atmosférica en condiciones sin protección y con la implementación de dispositivo de protección adecuadamente seleccionado y se determinara si las protecciones son acertadas y cumple con las normas establecidas, los resultados obtenidos evidenciasen un correcto funcionamiento ante sobretensión y una mejora en el desempeño del sistema.

ABSTRACT

In the present work we will implement protection against atmospheric discharges, based on a distribution network, these overvoltages are generated mainly by direct and indirect discharges, this study focuses on the implementation of protection devices for distribution network, the characteristics of the insulation level of electrical equipment and the environmental parameters associated with discharge activity will help us to establish a correct choice of protection.

The case will use software to model the distribution network against lightning discharge in unprotected conditions and with the implementation of properly selected protective device and determine whether the protections are correct and meet the established standards, the results obtained show a correct operation under overvoltage and an improvement in the performance of the system.

ACRONIMOS

ETAP: Electricals Transient and Analysis Program

DIGSILENT: Software de simulación para sistemas de distribución eléctrica.

ARCONEL: Agencia de regulación y control de energía.

CFO: Tensión crítica de flameo

BIL: Basic Insulation Level.

MVA: mega Voltio-amperio.

TOV: Sobretensión temporal

ACSR: Aluminum Conductor Steel Reinforced

MCOV: Máxima tensión continua de operación

MT: Media Tensión.

kA: Kiloamperio.

IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

MV: Medio Voltaje.

CC: Corriente continua.

CA: Corriente Alterna.

kVA: Kilovoltio-amperio.

kV: Kilovoltio.

pu: Por Unidad

WWLLN: World Wide Lightning Location Network

MOV: Metal Oxide Varistor

CAPITULO I

1 TITULO

Implementación de protecciones contra sobretensiones atmosféricas en redes de media tensión mediante dispositivos de protección para reducir las interrupciones del servicio eléctrico.

1.1 ANTECEDENTES

Las sobretensiones en los sistemas eléctricos pueden generarse por eventos externos, como rayos; por eventos internos, como maniobras y fallas; por condiciones internas, como fallas, ferro resonancia, rechazo de carga, pérdida de conexión a tierra o por cualquier combinación de las anteriores, la magnitud de estas sobretensiones puede superar los niveles máximos permisibles y, por lo tanto, es necesario reducirlas y protegerlas para evitar daños a los equipos y un posible rendimiento indeseable del sistema.

Las sobretensiones de rayo que llegan a la entrada de la línea de una estación son causadas por un rayo que termina en el cable o estructura de blindaje aéreo, con una descarga posterior al conductor de fase creando descarga inversa o por un rayo que termina en el conductor de fase provocando un fallo de blindaje, las magnitudes y formas de onda de las sobretensiones producidas por el rayo que entran en una estación dependen de la magnitud, polaridad y forma de la corriente de impacto del rayo, la impedancia de sobretensión de la estructura y la tensión crítica de descarga (CFO) del aislamiento de la línea.

Las sobretensiones de maniobra son muy comunes en los sistemas y generalmente ocurre cuando se enciende interruptores lo cual falla y ocurre la sobretensión. En las líneas de distribución, se debe asumir que cada descarga directa de rayo sobre la línea provoca una descarga disruptiva entre fases, con o sin descarga a tierra, la protección mediante cables de pantalla es inútil, ya que la puesta a tierra de las estructuras y la resistencia del aislamiento no pueden mejorarse económicamente hasta el punto de evitar las descargas disruptivas inversas [1].

1.2 INTRODUCCIÓN

Los rayos son una de las principales causas de fallas en las líneas aéreas de distribución. Estas fallas pueden causar interrupciones momentáneas o permanentes en los circuitos de distribución. La preocupación por la calidad de la energía ha generado un mayor interés en los rayos, y se está considerando mejorar la protección de las líneas aéreas de distribución contra fallas como una forma de reducir el número de interrupciones momentáneas y caídas de tensión.

Los rayos suelen causar fallas temporales en las líneas aéreas de distribución. Si la falla se despeja con un interruptor o un reconectador, el circuito puede reconectarse con éxito. Antes, esto era aceptable, pero ahora, con la proliferación de cargas sensibles, las interrupciones momentáneas son una gran preocupación.

Los sistemas eléctricos generalmente no pueden operar sin protección contra sobretensiones, especialmente si incluyen líneas aéreas, existen diversas soluciones para mejorar el rendimiento de las líneas de distribución frente a rayos, pero ninguna es completamente segura. Por lo tanto, es importante que los diseñadores cuenten con conocimiento de fórmulas y elementos eléctricos lo cual se determine estándar de línea que ofrezca el mejor rendimiento para las condiciones existentes [2].

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los sistemas eléctricos las redes de distribución aérea comúnmente están expuestas a problemas atmosféricos debido a que se encuentran al aire libre y las condiciones climáticas pueden afectar.

Los rayos son una de las principales razones por las que existen fallas en las líneas de distribución aéreas habituales, las fallas ocasionadas provocan interrupciones que pueden ser momentáneas o de tiempo indefinido. La preocupación por garantizar un suministro eléctrico de calidad ha puesto enfoque en los rayos, por este motivo se busca implementar una mejora en protección para descargas atmosféricas con el fin de garantizar el menor número de interrupciones posibles [3].

1.4 JUSTIFICACIÓN

Las redes de distribución en media tensión están expuestas a rayos que llegan a generar sobretensiones causando serios problemas en las líneas a pesar de que este problema es muy grave muchas redes presentan protecciones que no son suficientes o en su caso están mal seleccionadas. Elegir de forma correcta los dispositivos de protecciones es fundamental para garantizar seguridad en la red [4].

Estas sobretensiones pueden alcanzar valores desde 25 pu (sobretensión por rayo) hasta 1,2 pu (sobretensión transitoria) y se producen en diferentes escalas de tiempo, desde unos pocos microsegundos hasta varios ciclos de línea [5].

Podemos encontrar varias soluciones para mejorar la reacción de las redes de distribución frente a descargas atmosféricas y hasta el momento ninguna es perfecta, por esta razón lo mejor es tener una herramienta de calculo que ayude a elegir el estándar de la línea para ofrecer el mejor rendimiento [5].

Las descargas atmosféricas son la causa principal de interrupciones en las redes de distribución, específicamente en aquellas que no cuentan con su respectivo cable de puesta a tierra. Las descargas directas son las que se dan cuando el rayo cae en el cable de guarda, en el poste, o en las fases específicamente en los conductores. Las descargas indirectas se dan cuando el rayo impacta en el suelo y en cosas cercanas, esto es capaz de provocar arcos eléctricos en el aislamiento y a su vez esto conduce a producir cortes en la red [6].

1.5 ALCANCE

El siguiente proyecto tiene como meta el estudio y empleo de protecciones contra sobretensiones atmosféricas centrado en redes de media tensión, específicamente líneas aéreas, esto con el fin de mitigar perdida del servicio eléctrico que ocasionan las descargas atmosféricas. Se utilizarán elementos representativos de un sistema de media tensión usados a nivel nacional, se realizará en un periodo de 2025-2026 tomando como referencia descargas atmosféricas.

El software elegido es Digsilent que sirve de gran ayuda para modelar nuestro sistema de distribución y probar las protecciones utilizadas en el siguiente proyecto, el software brindará resultados y con esto verificaremos el actuar de las protecciones, especialmente en el

aislamiento. El estudio se limita en un caso técnico y luego de simulación cumpliendo el uso de normativas centradas en líneas de media tensión.

1.6 BENEFICIARIOS

Los beneficiarios del proyecto son:

En primer lugar, la universidad politécnica salesiana ya que incorpora un estudio en la aplicación de aislamiento, descargas atmosféricas de diferentes tipos, todo es a base de las normativas y modelos expuestos.

Estudiantes de la carrera de ingeniería eléctrica pueden hacer uso del proyecto para reforzar conocimientos en redes de media tensión frente a descargas atmosféricas. Todo esto fundamentado por normativas.

1.7 OBJETIVOS

1.7.1 OBJETIVO GENERAL

- Establecer un sistema de protección contra sobretensiones atmosféricas en red de media tensión a través del uso de dispositivos de protección, con el fin de minimizar las interrupciones del servicio eléctrico.

1.7.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar las condiciones ambientales de la red de media tensión, mediante datos del clima que cuente con información de descargas tipo rayo, para identificar los niveles de exposición a sobretensiones atmosféricas.
- Seleccionar los dispositivos de protección adecuados con el uso de cálculos y la normativa con el fin de reducir la probabilidad de fallas contra sobretensiones.
- Evaluar el comportamiento eléctrico del sistema mediante simulaciones en software, para verificar la efectividad de los dispositivos de protección seleccionados.

CAPITULO II

2.1. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1.1. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Una tormenta eléctrica está básicamente el crecimiento de la nube cumulonimbus, esto sucede porque existe una célula llamada (célula convectiva), la nube se expande verticalmente hasta llegar a la parte superior de la troposfera, esto se da entre 10-15km.

Dentro de la nube cumulonimbus se forman las llamadas descargas eléctricas, más conocidas como (rayos), generalmente estas descargas atmosféricas no vienen solas, sino que son acompañadas por vientos fuertes, truenos, lluvia intensa.

2.1.2. NUBE CUMULONIMBUS

La nube cumulonimbus se caracteriza por tener un aspecto oscuro, por debajo de la nube se observan otros tipos de nubes (pannus).

Está compuesto por gotitas de agua, en la parte superior de la nube se encuentran cristales de hielo. Posee gotas de lluvia de un gran tamaño [7].



Ilustración 1 Nube cumulonimbus

Fuente: Tomado Atlas

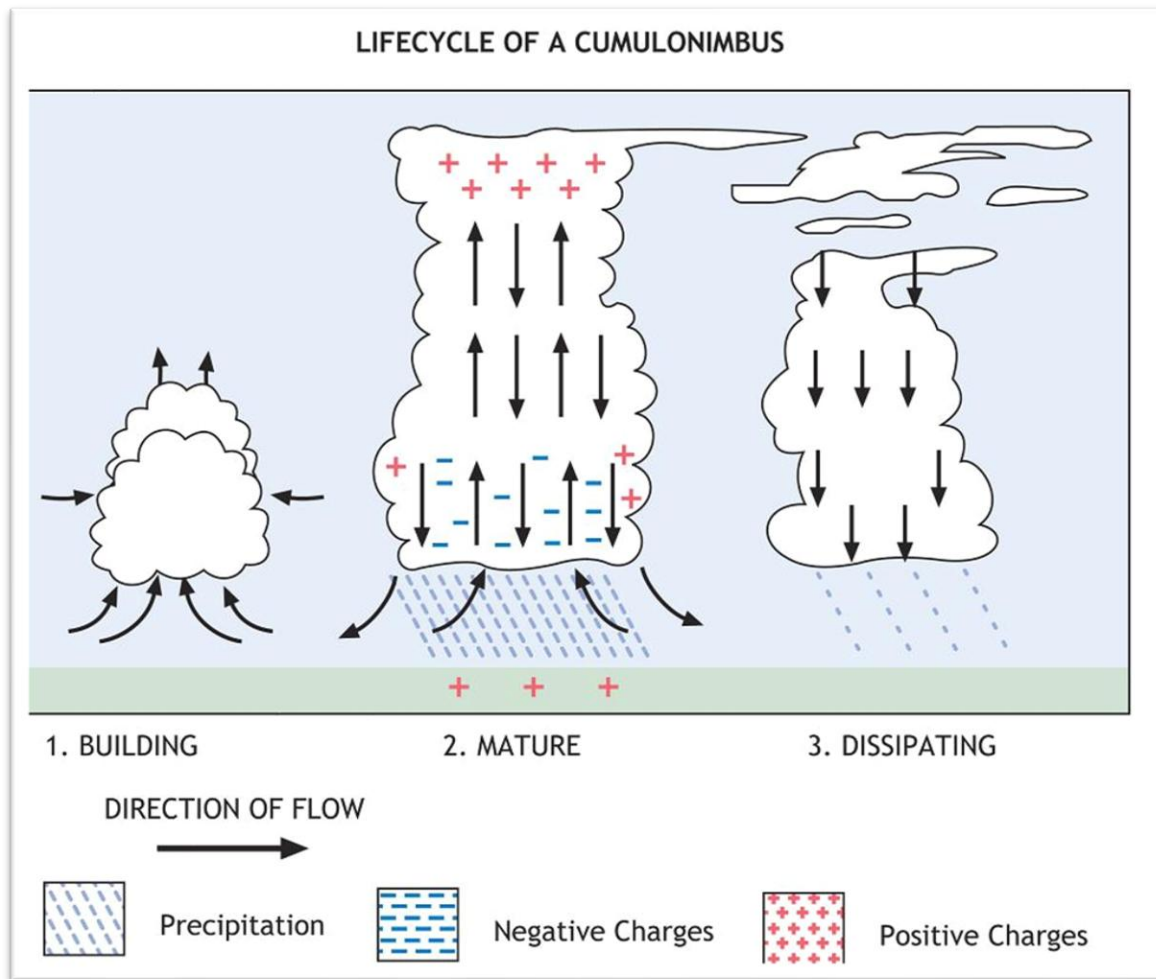


Ilustración 2 Ciclo de la nube cumulonimbus

Fuente: SKY brary

Los rayos pueden originarse en tormentas de lluvia, tormentas de nieve y otros eventos naturales, aunque en la mayoría de las regiones las tormentas de lluvia son la causa principal. Este tipo de tormentas genera rayos dentro de una misma nube, entre nubes y hacia la tierra. Los rayos intranube son los más comunes, mientras que los que caen a tierra son los que afectan directamente a las líneas aéreas de distribución. Durante una tormenta, las fallas en el servicio eléctrico suelen deberse tanto al viento como a los rayos. En ocasiones, se atribuyen a los rayos interrupciones provocadas en realidad por el viento, los árboles o fallas de equipos, lo que puede elevar de forma incorrecta el número de cortes atribuidos a descargas atmosféricas [7].

2.1.3. IMPACTOS PRINCIPALES DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

El principal efecto de una descarga atmosférica en las líneas de distribución sin protección como un pararrayo es la sobretensión que se produce en los elementos que las componen, los cual puede crear pérdidas económicas representan un alto valor económico y, por tanto, deben ser protegidos para evitar daños y cortes en el servicio eléctrico. Entre estos elementos se encuentran los aisladores, que se ven sometidos a sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas de diferentes tipos, tanto directas como indirectas.

Estos fenómenos generan perturbaciones principalmente a nivel eléctrico, pero también tienen un impacto directo en el plano económico, ya que afectan el funcionamiento de las redes de distribución de media tensión y pueden ocasionar daños tanto en los equipos conectados como en los propios componentes de la red, comprometiendo la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

En una red de distribución pueden presentarse dos clases de descargas atmosféricas:

- Descarga Atmosférica Directa
- Descarga Atmosférica Indirecta [8].

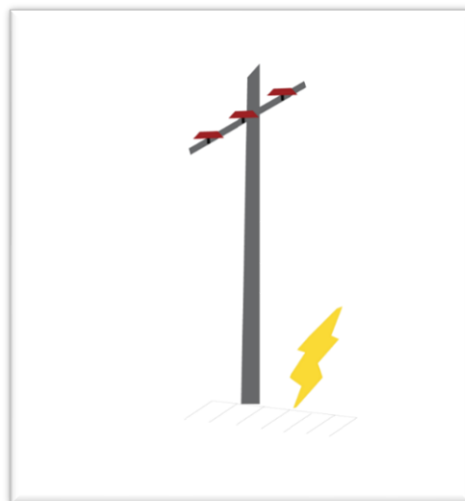


Ilustración 3 Impacto de rayo

Fuente: [Autores]

2.1.3.1. DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA

Cuando un rayo cae sobre una línea directamente, el voltaje aumenta rápidamente en el punto de contacto. Este voltaje, que también se propaga en forma de onda viajera en ambas direcciones desde el punto impactado, intenta elevar el potencial de la línea a la tensión del conductor descendente. Debido a que dicha tensión excede la tensión no disruptiva de línea a tierra del aislamiento del sistema, puede producirse una falla del aislamiento a menos que se proporcione una protección adecuada contra sobretensiones. Obviamente, es preferible que se proporcione una ruta a tierra para la descarga del rayo mediante la operación de pararrayos en lugar de una falla del aislamiento. Cuando se encuentra la ruta, se completa el enlace entre la nube y la tierra y la energía de la nube se libera en forma de sobrecorriente. Dado que el punto de conexión de línea a tierra puede estar alejado del punto de contacto de la descarga, una parte del conductor de línea puede haber servido como parte de la ruta de la corriente del rayo[8].

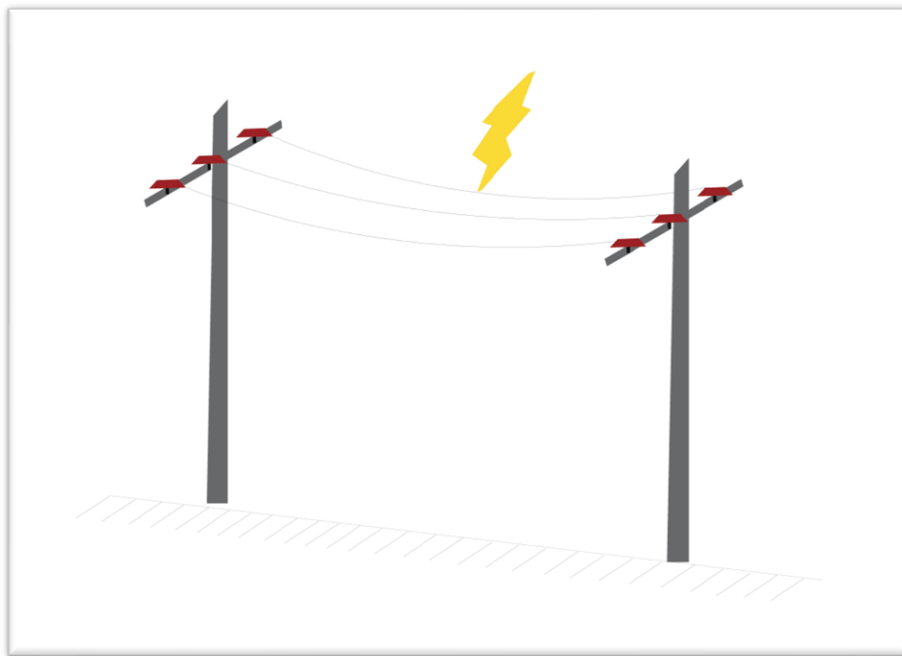


Ilustración 4 Descarga directa

Fuente: [Autores]

2.1.3.2. DESCARGA ATMOSFÉRICA INDIRECTA

Los rayos ni siquiera necesitan entrar en contacto directo con las líneas de energía para causar problemas, ya que las cargas inducidas pueden introducirse en el sistema desde descargas de rayos cercanas a tierra. Aunque las cargas de la nube y la tierra se neutralizan a través de la ruta establecida de nube a tierra, una carga quedará atrapada en la línea.

La magnitud de esta carga atrapada depende del gradiente inicial de nube a tierra y de la proximidad de la descarga a la línea. El voltaje inducido en la línea desde la descarga remota se propagará a lo largo de la línea en forma de onda viajera hasta que se disipe por atenuación, fuga, fallo de aislamiento o funcionamiento del pararrayos. (Las ondas viajeras y las características, la función y el funcionamiento de los pararrayos se analizan en detalle en secciones posteriores) [8].

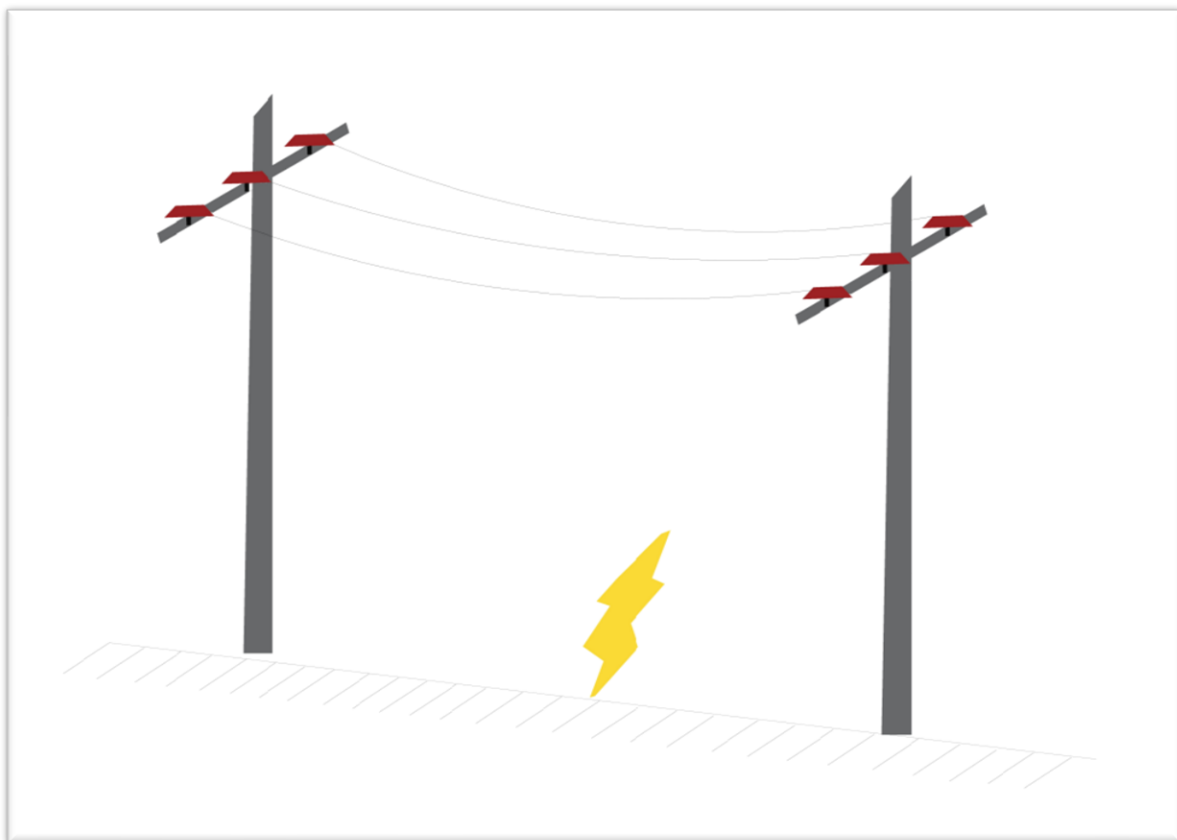


Ilustración 5 Descarga indirecta

Fuente: [Autores]

2.1.3.3. VOLTAJE INDUCIDO

Según la fórmula simplificada de Rusck, el voltaje máximo que se induce en una línea eléctrica en el punto más cercano al impacto viene dado por la ecuación. [10].

Fórmula IEEE

$$V_{\max} = \frac{Z_o I_o h_o}{Y} \left(1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{V}{V_o} \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left(\frac{V}{V_o} \right)^2}} \right)$$

La tensión máxima inducida en una línea eléctrica en el punto más cercano al impacto puede estimarse mediante.

$$V_{\max} = 38.8 \frac{I_o h_o}{Y} [kV]$$

I_o = Es el pico de Corriente máximo

H_o = Es la altura media de la línea sobre el nivel del suelo

Y = Es la distancia más cercana entre la línea y el impacto del rayo

2.2.MAPA CERAÚNICO

2.2.1. MAPA ISOCERAÚNICO DEL MUNDO

En la mayoría de las zonas del mundo, la actividad eléctrica puede obtenerse a partir de datos ceráunicos (días de tormenta al año).

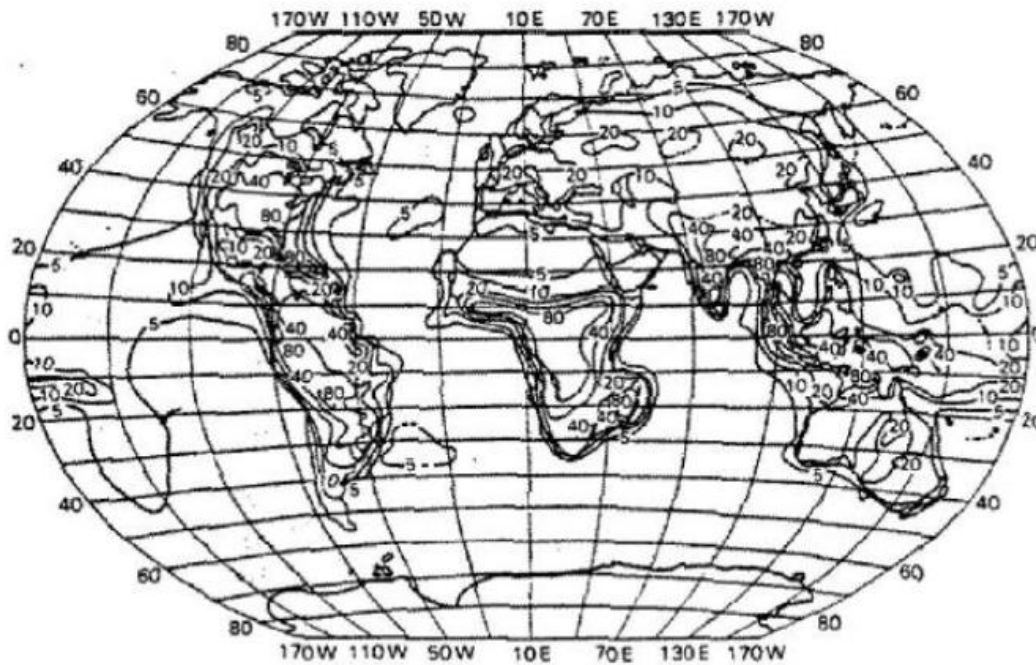


Ilustración 6 Mapa isoceraúnico mundial

Fuente: IEEE-1410

En la mayoría de las zonas del mundo, la actividad eléctrica puede obtenerse a partir de datos ceráunicos (días de tormenta al año).

El nivel ceráunico se refiere al promedio de días en un año en los que ocurre una tormenta eléctrica, es decir, cuando se escucha un trueno y se registra al menos una descarga. En el mapa ceráunico, el riesgo asociado a los rayos se muestra mediante líneas con distintos valores. Cada línea isoceraúnica indica la cantidad estimada de días de tormenta por kilómetro cuadrado al año, en los cuales se presenta al menos un rayo [10].

Rangos de Actividad Atmosférica	
5-15	Nivel bajo
15-30	Nivel medio
30 – 90	Nivel alto
Mayor de 90	Nivel muy alto

Tabla 1 Actividad atmosférica

Fuente: Libro “elementos de protección”

2.2.2. UBICACIÓN DE LAS ESTACIONES WWLLN

La Red Mundial de Localización de Rayos (WWLLN; operada por la Universidad de Washington) es una red de detección de rayos experimental.

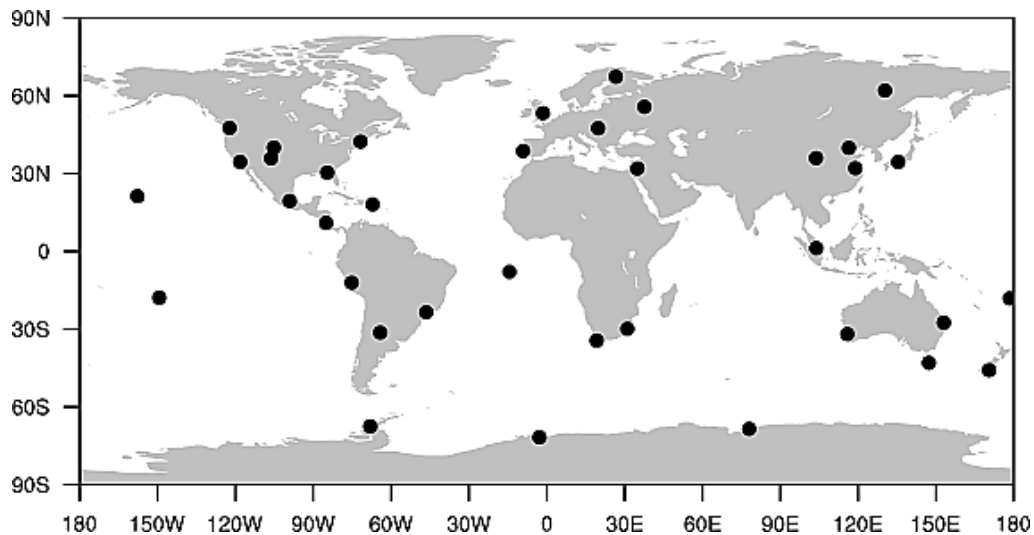


Ilustración 8 Sensores WWLLN

Fuente: tomado de WWLN

La mayoría de las observaciones terrestres en la banda VLF de 3 a 30 kHz están dominadas por señales impulsivas de descargas de rayos, Existe una potencia electromagnética radiada significativa, desde unos pocos hercios hasta varios cientos de megahercios, con la mayor parte de la energía radiada. Con nuestra red mundial de sensores de rayos, generamos mapas regulares de la actividad de rayos en toda la Tierra [11].

2.2.2.1. MAPA DE DENSIDAD DE RAYOS GLOBAL 2025

Las Estaciones WWLLN, determinan mapa de densidad de actividad Atmosférica, donde indican descarga Eléctricas Globales registradas, el color azul muestra baja actividad y el color rojo la zona con mayores descargas Eléctricas registradas.

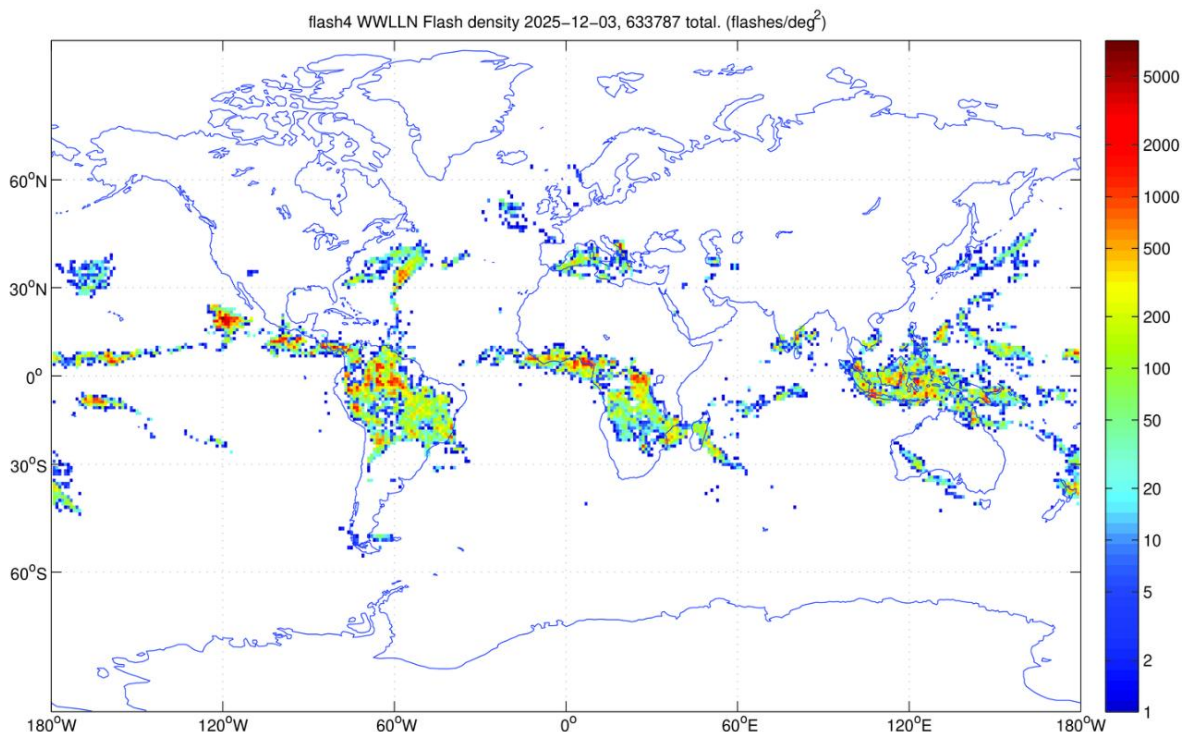


Ilustración 9 Densidad de rayos

Fuente: tomado de WWLN

2.2.2.1 FÓRMULA PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA

Existen dos fórmulas para poder determinar la densidad de descargas a tierra de alguna ciudad o país.

2.2.2.2.1 FÓRMULA DE CIGRE

En la siguiente formula N_g , lo que significa que es la densidad de descargas a tierra lo que queremos encontrar.

El rango de 0.12-0.20 es un coeficiente empírico, ese rango se expresa así porque la relación de los días con tormentas no es precisa a la de rayos caídos [12].

$$N_g = (0.12 - 0.20) DT$$

DT = Días con tormenta anual (Nivel Cerámico)

Se puede observar que la siguiente fórmula está respaldada por la IEEE y se observa un cambio especialmente en el 1.25 que ahora lo vemos en potencia y con esto significa que es más preciso ya que si aumenta la frecuencia de tormentas también subirá las descargas atmosféricas [10].

$$N_g = 0.04 Th^{1.25}$$

Th = Es el número de días de tormenta al año

Formula del IEEE

$$N_g = 0.054 Th^{1.1}$$

Th = Es el número de horas de tormentas al año

Viene siendo similar a la fórmula anterior solo que con un crecimiento más corto.

2.2.2.2. FÓRMULA PARA DETERMINAR DESCARGAS ELÉCTRICAS EN TERRENO ABIERTO

Números de descargas eléctricas directa en terreno abierto

La tasa de captación de rayos, en terreno abierto (sin arboles ni edificios significativos cerca) [10].

$$N = Ng \frac{28 h^{0.6} + b}{10}$$

Ng = Densidad de descargas a tierra.

h= Altura del poste.

b= Ancho de la Estructura.

2.2.2.3. MODELO ELECTROGEOMÉTRICO

Se puede utilizar un modelo electrogeométrico para estimar el factor de blindaje de una sección específica de una línea de distribución.

Un modelo electrogeométrico se basa en la idea de que una línea de distribución u otro objeto tiene un radio de atracción que aumenta con la altura, y que además depende de la magnitud de la corriente del rayo. Si bien se han propuesto varios modelos, la ecuación utilizada para calcular las distancias de impacto.

$$r_s = 10 \times I_o^{0.65}$$

$$r_g = 0.9 r_s$$

r_s es la distancia de impacto al conductor (m),

r_g es la distancia de impacto al suelo (m),

I_o es la corriente pico del rayo (kA).

La distancia mínima y_{min} para la cual el rayo no se desvía hacia la línea se calcula mediante la ecuación. Para ello, r_s y r_g se calculan tomando el límite superior del intervalo de corriente [10].

$$y_{min} = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2}$$

r_s es la distancia de impacto al conductor (m)

r_g es la distancia de impacto al suelo (m), h altura del poste

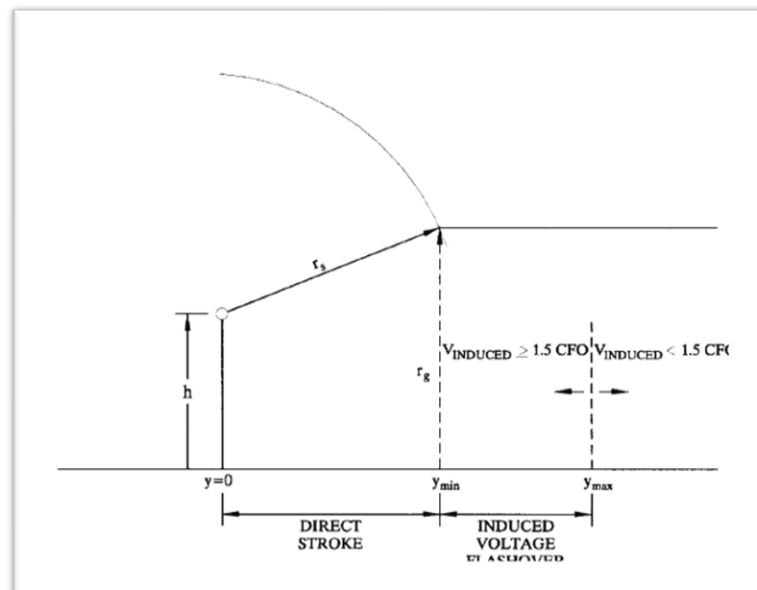


Ilustración 10 Modelo electrométrico

Fuente: tomado de IEEE-1410

2.3. REDES DE MEDIA TENSIÓN

Como primer punto se debe hacer énfasis que en el Ecuador se considera una red de media tensión cuando es mayor a 0.6kV y menor igual a 40kV [13].

Las redes de distribución desde el inicio se caracterizan por ser las encargadas de suministrar energía, son usadas por las empresas eléctricas. Las redes presentan un continuo crecimiento lo que ocasiona que el consumo eléctrico se eleve constantemente y a su vez incrementa el número de fallos en esa red, por esta razón es necesario realizar mantenimiento en el sistema de distribución para que los fallos en la red se reduzcan al menor porcentaje posible es decir mejoraría la calidad del servicio por lo tanto la garantía del sistema de distribución aumenta [14].

Tomando con referencia Ecuador, existen diversos sectores que presentan diferentes tipos de fallas y esto ocurre porque se manifiestan en redes eléctricas gracias a las sobretensiones ocurridas, esto pone en evidencia que no existe una estrategia de aislamiento de las empresas eléctricas [14].

Las causas de los fallos que podemos encontrar en los sistemas eléctricos son:

Fallos por causa de fenómenos debido a sobretensiones.

Las sobretensiones dan como resultado destrucción de los equipos instalados y los materiales equipados en la red.

La coordinación del aislamiento es fundamental porque permite utilizar el correcto aislamiento para que cuando ocurra una sobretensión el aislamiento pueda realizar su función principal que es la de proteger adecuadamente [14].

2.3.1 REDES AEREAS

Las redes eléctricas aéreas también se las conoce como líneas de transmisión, líneas eléctricas, etc. En realidad, son una agrupación de cables y alambres que están suspendidos y su función principal es transportar la energía eléctrica a diferentes ubicaciones

seleccionadas y así los consumidores puedan hacer uso de ella de manera eficaz y principalmente segura.

Una red eléctrica aérea se encarga de transferir ondas electromagnéticas a diferentes niveles de voltaje y la distancia varía según como sea el lugar donde se tenga que llegar con la energía eléctrica en pocas palabras donde se necesite. Los cables de las redes eléctricas están apoyados principalmente por los postes de servicios públicos, los que observamos por la mayoría de los lugares que pasamos, también se usan torres de acero para poder tener suspendidas las líneas en el aire y por seguridad deberían tener una altura considerable, lo que ayuda a que sobre el suelo tengamos un espacio libre cómodo para tener el menor riesgo posible sobre las líneas, lo que suele ocurrir es que se alteren o sufran daño.

Las podemos encontrar en diferentes longitudes, tipos, esto es más que todo para que se puedan adaptar a diferentes niveles de voltaje, lo que concede atrapar todo el espectro de aplicaciones con el suministro de energía industrial y la residencial [15].

2.3.2 TIPOS DE LINEAS ELECTRICAS

Las redes de suministro eléctrico se pueden usar mediante 2 formas de flujo de la corriente:

- Corriente alterna (CA)
- Corriente continua (CC)

En el caso de la corriente alterna (CA) la energía puede cambiar su dirección en cada periodo de tiempo.

En el caso de la corriente continua (CC) la corriente solo circula en un solo sentido, específicamente en una sola dirección.

- Gracias a que la capacidad para funcionar a niveles de voltajes más altos y versatilidad para que la energía eléctrica pueda ser transportada a donde se la

requiera, la corriente alterna (CA) es mucho más común encontrarla en redes de energía eléctrica en la actualidad [15].

2.3.1. CLASIFICACIÓN DE LONGITUD

Se clasifican en: líneas cortas, líneas medias y líneas largas.

2.3.1.1. LINEAS CORTAS

Las líneas cortas abarcan distancias de hasta 50 millas (80km), el nivel de voltaje que pueden transportar va desde 11 hasta 33kV estas son las que comúnmente vemos en nuestros hogares y otras redes eléctricas con poca demanda.

2.3.1.2. LINEAS MEDIAS

Las líneas medianas van desde 50 y 100 millas (80 y 160km) específicamente son líneas de potencia media, manejan niveles de voltaje de 66 y 122 kV, las líneas medianas se pueden subdividir en modelos pi y modelos T. Por ejemplo, en líneas con modelo pi, la capacidad para almacenar una carga eléctrica o mejor conocida como la capacitancia se reúne de manera uniforme a los extremos, en el modelo T sucede una cosa totalmente diferente ya que ahora se va a concentrar en el centro.

2.3.1.3. LINEAS LARGAS

Las líneas largas tienen una distancia mayor a 160 km y el nivel de voltaje que pueden transportar de 132 kV o incluso permite que sea superior, en estas líneas son utilizados 4 parámetros que son:

- Resistencia
- Inductancia
- Capacitancia

- Conductancia

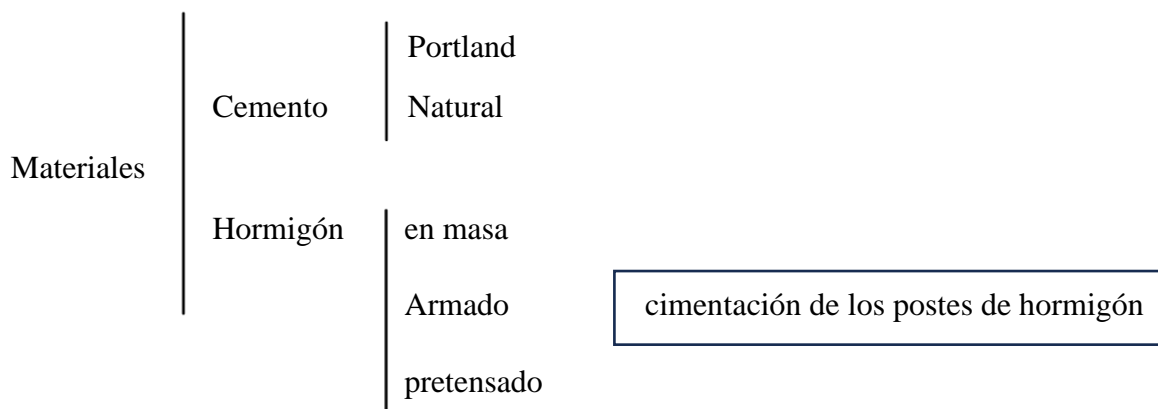
2.4. POSTES DE HORMIGÓN

Los postes de hormigón son muy utilizados en líneas aéreas de distribución más conocidas como redes de media tensión hasta 16 kV.

El principal material de ellos es el hormigón hay distintos postes para estudio pero se ha seleccionado el más común, como fue dicho anteriormente el material principal es el hormigón pero antes de eso han pasado por distintos procesos entre los que encontramos (vibrado, centrifugado y pretensado) esto ayuda a aumentar significativamente la calidad del hormigón más que todo para todo lo que tiene que soportar el poste, cabe recalcar que vinieron a reemplazar a los postes de madera tradicionales, han sido utilizados para sustituir torres metálicas con bajos niveles de tensiones ya que los postes de hormigón pretensado resultan mucho más económicos y son fáciles de instalar en comparación a las torres [16].

2.4.1 ESQUEMA DE CONTENIDO

Existen diversos materiales para la fabricación de postes de distribución, por eso es importante saber materiales que conforman su estructura, así sabremos la resistencia estructural y su desempeño, así como la durabilidad, capacidad de carga, esfuerzo ambiental y sobre todo a esfuerzo eléctrico [16].



Postes de hormigón	armado
	vibrado
	centrifugado
	Prensado

2.4.1.1. CIMENTACION POSTES DE HORMIGÓN

Los postes tienen una longitud a seguir para poder enterrarlos. En caso de la altura necesita cierta profundidad que se detalla a continuación.

$$0.1 H + 0.60\text{m}$$

H = Es la altura del poste expresada en metros

A continuación, un ejemplo práctico para poder entender: un poste de hormigón con una altura de 8m necesita la siguiente profundidad.

$$0.1 (8) + 0.6$$

$$0.8 + 0.6$$

$$1.40 \text{ m}$$

La altura sobre el terreno será:

$$8 - 1.40 = 6.60\text{m}$$

Para otros casos como postes con alturas superiores a 12 metros se aceptan profundidades de empotramiento menores a las encontradas, pero nunca deben de ser inferiores a 1.70 metros

En resumen, hay que tener claro que para redes aéreas se utilizan los siguientes tipos de postes:

- Postes de hormigón armado.

- Postes de hormigón vibrado.
- Postes de hormigón centrifugado.
- Postes de hormigón pretensado.

2.4.1.2. CONDUCTORES PARA LAS REDES AEREAS

Los conductores que están sometidos por aisladores su particularidad es no llevar aislamiento propio, eso significa que usan el aire como aislamiento, los conductores más utilizados para líneas aéreas encontramos cables compuestos por aluminio-acero, cables de aleación de aluminio y cables de aleación de aluminio-acero.

La representación de los cables para redes aéreas es en forma de hilos o cables, hilo o también alambre a una varilla de metal, la longitud es más amplia con respecto al diámetro, hilo desnudo es cuando no contiene aislamiento y el hilo aislado es cuando está cubierto mediante un aislante, cable es un conductor conformado por una agrupación de hilos, estos casi en su mayoría se encuentran trenzados.

2.4.1.3. TIPOS DE CONDUCTORES PARA LINEAS AÉREAS

Encontramos los que se utilizaremos que son los conductores desnudos los cuales se encuentran soportados por aisladores fijados en el poste.

- Alambres de cobre.
- Cables de cobre.
- Alambres de aleación de cobre.
- Cables de aleación de cobre.
- Cables de aluminio.
- Alambres de aleación de aluminio.
- Cables de aleación de aluminio.
- Cables de acero galvanizado.

- Alambres compuestos cobre-acero.
- Cables compuestos cobre-acero.
- Cables compuestos aluminio-acero.
- Cables compuestos aleación de aluminio-acero.

También encontramos conductores con aislamiento resistente a la intemperie [17].

- Cables autoportados por un cable fiador incorporado.
- Cables autosuspendidos mediante un cable tensor exterior.

2.5. AISLADORES

Un aislador es un elemento cuya función es impedir el paso de la corriente eléctrica en partes donde se encuentran energizadas esto se da gracias a los materiales de alta rigidez dieléctrica incorporados en el aislador, lo que garantiza la seguridad y estabilidad en el sistema eléctrico.

En especial las redes eléctricas aéreas los conductores deben mantenerse aislados de los apoyos que se encuentran en el lugar [17].

2.5.1. TIPOS DE AISLADORES

Existen diferentes tipos de material para aisladores, son fundamentales en los sistemas eléctricos tanto en media tensión y alta tensión, están sometidos para que puedan soportar esfuerzos ambientales, mecánicos y eléctricos.

2.5.1.1. AISLADORES TIPO PASADOR

Son los más básicos y antiguos, se requieren en aplicaciones de bajo voltaje, como se observa es una sola pieza de porcelana y está montado sobre un travesaño.



Ilustración 11 Aislador tipo pin-pasador

Fuente: tomado de Power-Telco

2.5.1.2. AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN

Los aisladores de suspensión pueden ser de porcelana o de vidrio y se conectan mediante enlaces de un material metálico son utilizados en niveles donde el voltaje es muy alto por lo que proporciona una mejor resistencia mecánica.



Ilustración 12 Aislador tipo suspensión

Fuente: tomado de Power-Telcom

2.5.1.3. AISLADORES DE TENSIÓN

Son utilizados para tensiones mecánicas comúnmente en líneas de transmisión específicamente en callejones sin salida y su material es porcelana y vidrio al igual que los aisladores de tipo suspensión.

2.5.1.4. AISLADORES DE GRILLETE

También se los conoce como aisladores de tensión y son usados en redes de distribución de bajo voltaje su colocación es horizontal.



Ilustración 13 Aislador tipo grillete

Fuente: tomado de Power-Telcom

2.5.1.5. AISLADORES DE POSTE

Son usados en voltajes superiores tienen un aislamiento muy bueno y mayor resistencia en comparación con aisladores de pasador. Son de porcelana o de polímero SS [17].



Ilustración 14 Aislador de poste

Fuente: tomado de Power-Telcom

2.5.1.6. FÓRMULA CFO (ESTRUCTURA)

Tensión crítica de Flameo es el valor de tensión a partir del cual el aislamiento “falla” y se produce una descarga eléctrica a través del aire o del aislador.

CFO = Tensión Crítica de Flameo

Fórmula de IEEE

Fórmula para 2 Componentes

$$CFO_T = CFO_{ins} + CFO_{add.sec}$$

CFO_{ins} es el CFO del componente principal

CFO_{add.sec} es el CFO añadido del componente secundario

Fórmula para 3 o más Componentes

$$CFO_T = CFO_{ins} + CFO_{add.sec} + CFO_{add.third} + \dots + CFO_{add.nth}$$

CFO_{add.third} es el CFO añadido por el tercer componente

CFO_{add.nth} es el CFO añadido por n componentes

Los valores indicados en las tablas se refieren a condiciones húmedas, lo cual se recomienda para la estimación del CFO.

Para valores de CFO en condiciones secas obtenidos del fabricante o mediante ensayos de impulso en laboratorio, se debe multiplicar el valor en seco por 0,8 para estimar el CFO en condiciones húmedas, el CFO en condiciones húmedas suele estar entre 0,7 y 0,9 del CFO en condiciones secas.

Un conductor neutro conectado a tierra o un cable de guarda aéreo reducirá la tensión a través del aislamiento mediante un factor que depende de la calidad de la puesta a tierra y de la proximidad del conductor conectado a tierra a los conductores de fase. Este factor K se encuentra típicamente entre 0,6 y 0,9.

- Si la sobretensión > CFO_T → falla.
- Si la sobretensión < CFO_T → no hay falla [10]

Representación de niveles recomendados por IEEE, para la determinación de Tención Crítica de Flameo, para componente primario como es el Aislador en condiciones húmedo y seco.

Aporte de Tensión Crítica de Flameo de Componentes Primario				
Elementos	Material		Tensión Crítica de Flameo	
			Húmedo	seco
Aislador Tipo Pin	Porcelana	ANSI 55-4	105 kV	130 kV
		ANSI 55-5	120 kV	150 kV
		ANSI 55-6	140 kV	160 kV
Poste	Madera		330 kV	400 kV
	Hormigón		0 kV	0 kV
Cruceta	Madera		330 kV	450 kV
	acero		0kV	0 kV
Aire	-		600 kV	600 kV

Tabla 2 CFO componentes primarios

Fuente: IEEE-1410

Representación de niveles recomendados por IEEE, para la determinación de Tención Crítica de Flameo, para componente Secundario como es el poste y Cruceta

Aporte de tensión Crítica de Flameo de Componentes Secundarios		
Cruceta de madera	Aislador de Pasador Vertical	250 kV/m
Cruceta de madera	Aislador de Suspensión Vertical	160 kV/m
Cruceta de madera	Aislador de Suspensión Horizontal	295 kV/m
Poste de madera	Aislador de Pasador Vertical	235 kV/m
Poste de madera	Aislador de Suspensión	90 kV/m

Cruceta de fibra de Vidrio	Aislante	250 kV/m
Separador de Fibra de Vidrio	Aislante	315 kV/m

Tabla 3 CFO componentes secundarios

Fuente: IEEE-1410

Representación de niveles recomendados por IEEE, para la determinación de Tensión Crítica de Flameo, para Tercer Componente como es el poste y separador Aislador.

Aporte de tensión Crítica de Flameo de tercer componente		
Elemento	Material	Tensión Crítica de Flameo
Poste	Madera	65 kV
	Hormigón	65 kV
Separador Aislador	Fibra de Vidrio	200 kV

Tabla 4 CFO tercer componente

Fuente: IEEE-1410

2.6. PARARRAYO

Un pararrayo es una protección que se va instalado en este caso líneas eléctricas, también se lo puede utilizar en edificios, torres, etc. Es un sistema de atracción que tiene como objetivo interceptar la descarga eléctrica (rayo) para mediante este mismo poder llevarla a tierra, se instala como protección para poder cuidar elementos más importantes y en el caso de edificios sirve para que no afecte a las personas.

El descargador cumple una serie de parámetros, debe de ir instalado en la parte más alta de la estructura para que de este modo al momento que ocurra una descarga eléctrica ayudará a que la electricidad viaje a tierra [18].

En resumen, lo que realiza un pararrayo es:

- Atraer el rayo

- Hacer viajar la corriente de forma segura a tierra.
- Evacuar la corriente del rayo.
- Salvaguardar contra efecto secundarios del rayo.

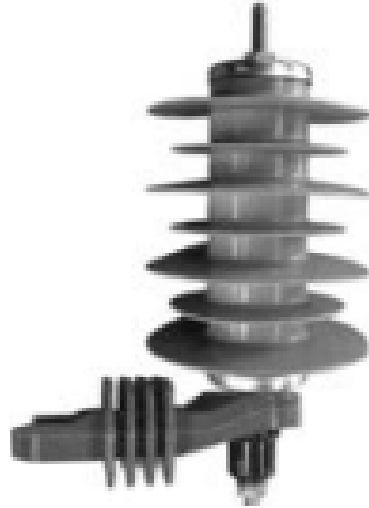


Ilustración 15 Pararrayo

Fuente: tomado de Electrotaz

2.6.1. FÓRMULA PARA MÁRGENES DE PROTECCIÓN

Para la correcta elección de Pararrayo hay que tener en cuenta las condiciones de operación, así como CFO, el BIL del equipo eso asegurara que los márgenes de protección MP_1 , MP_2 Y MP_3 sea adecuando, el valor de protección según IEEE tiene que ser mayor al 20 % para los descargadores de Sobretensión [9].

$$MP_1 = \frac{\text{Nivel de Proteccion de Frente de Onda Cortada}}{\text{Nivel de Proteccion de Frente de Onda Equivalente}} - 1$$

$$MP_2 = \frac{\text{BIL del Equipo}}{\text{Voltaje de descarga del pararrayos}} - 1$$

$$MP_3 = \frac{83 \times \text{BIL del Transformador}}{\text{Nivel de Proteccion de Conmutacion Equivalente}}$$

2.6.2. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EVALUAR MÁRGENES DE PROTECCIÓN DE PARARRAYO

Esquema para determinar si es correcta la elección del Pararrayo para las condiciones de la red, este proceso es necesario realizarlo ya que verifica la capacidad límite de la sobretensión dentro de un nivel seguro de operación, si escogemos un incorrecto dispositivo podríamos causar daños en los aisladores, líneas y transformadores.

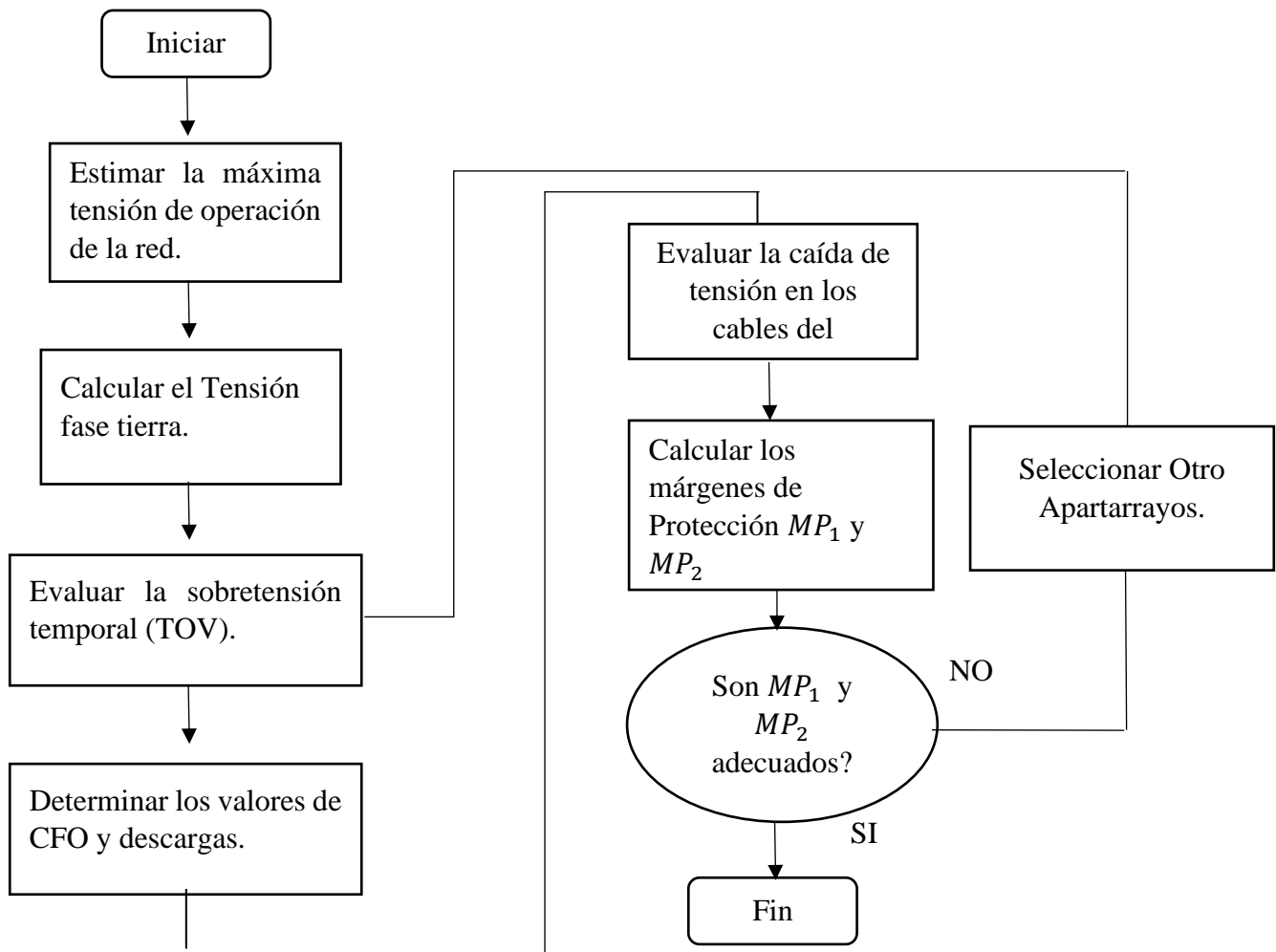


Ilustración 16 Diagrama de flujo

Fuente: [Autores]

Valores típicos de MCOV, para distintos niveles de tensión nominal de media tensión, con neutro aterrizado, sin neutro aterrizado, con sistema puesta a tierra, con alta y baja impedancia.

Tensiones de apartarrayos de Oxido Metálico para sistemas de Distribución				
Voltaje del sistema		Voltaje nominal (kV rms) de Apartarrayos (MCOV) en sistemas de distribución		
Voltaje nominal	Voltaje Máximo	hilos con neutro Multiconectado a tierra	Sistema trifásico sin neutro, aterrizado con baja Impedancia	Sistema Trifásico con puesta a tierra con impedancia Alta
13 200Y / 7620	13 970Y/ 8070	10 (8.4)	15(12.7)	
13 800Y / 7970	14 520Y/ 12 700	10 (8.4) - 12(10.2)	15(12.7)	
13 800	14 520			18(15.3)
20 780Y/12000	22 000Y/12 700	15 (12.7)	21(17)	
22 860Y/12 000	22 000Y/12 700	15(12.7)	21(17)	
23 000	24 340			30(24.4)
24 940Y/14400	26400Y/15 240	18(15.3)	27(22)	
27 600Y/15 935	29 255Y/16 890	21(17)	30(24.4)	
34 500Y/19 920	36 510Y/21 080	27(22)	36(29)	

Tabla 5 Tensiones de apartarrayos IEEE

Fuente: IEEE-Std C62.22

Los valores de pararrayo de distribución frente a descarga Atmosférica, cambia según el tipo de sistema, los cuales pueden ser estándar, reforzado, conexión a cable subterráneo, cada tipo tiene niveles de protección lo cual permite seleccionar un dispositivo adecuado para la red.

Niveles de Protección de Apartarrayos de distribución de tensiones de descargas e impulsos atmosféricos							
Tensiones nominales de Apartarrayos	MCOV	Nivel de Protección de Frente de Onda			Tensión de descargas con pulso 8/20 us		
		5 kA Apartarrayos estándar de distribución	10 kA Apartarrayos Reforzado	10 kA línea aérea entra a cable subterráneo	5 kA Apartarrayos estándar de distribución	10 kA Apartarrayos Reforzado	10 kA línea aérea entra a cable subterráneo
6	5.1	22.3-25.5	26.5-53.3	17.4-18	20.3-24	18.2-25	16.2
9	7.65	33.5-36	26.5-53.3	22.5-36	30-33.5	21.7-31.5	20-24.9
10	8.4	36-37.2	29.4-39.2	26-36	31.5-34	24.5-35	22.5-26.6
12	10.2	44.7-50	35.3-50	34.8-38	41-44	32-44	30-32.4
15	12.7	54-58.5	42-59	39-54	51-52	35.9-52	33-40.2
18	15.3	63-67	51-68	47-63	58-61	43.3-61	40-48
21	17	73-80	57-81	52-63.1	64-75	47.8-75	44-56.1
24	19.5	89-92	68-93	63-72.5	81-83	57.6-83	53-64.7
27	22	94-100.5	77-102	71-82	87-91	65.1-91	60-72.1
30	24.4	107-180	85-109.5	78-85	94.5-99	71.8-99	66-79.5
36	29	125	99-136	91-103	116	83.7-125	77-96

Tabla 6 Nivel de protección de apartarrayos IEEE

Fuente: IEEE-std 62.22

Las características protectoras cambian según la clasificación del pararrayo, a medida que aumenta corriente de descarga Atmosférica se eleva el voltaje residual, lo cual indica el nivel de tensión que deja pasar el pararrayo al momento de que se produzca una descarga Atmosférica.

Características protectoras de pararrayos de varistor de óxido metálico								
Clasificación de Pararrayo	MCOV	Nivel de protección contra frentes de onda	Voltaje máximo de descarga / Onda de corriente de 8/20us.					
			1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
3	2.55	11.5	8.60	9.10	9.5	10.4	11.5	13
6	5.10	23	17.2	18.2	19.1	20.8	23	25.9
9	7.65	33.1	24.8	26.3	27.5	30.0	33.2	37.4
10	8.40	34.4	25.8	27.4	28.6	31.2	34.5	38.9
12	10.2	43.3	32.4	34.4	35.9	39.2	43.3	48.8
15	12.7	54.1	40.4	43.0	44.9	49.0	54.2	61
18	15.3	64.9	48.5	51.6	53.9	58.8	65	73.2
21	17	68.9	51.5	54.7	57.2	62.4	69	77.7
24	19.5	80.3	60.1	63.9	66.7	72.8	80.5	90.7
27	22	90.9	68	72.3	75.5	82.4	91.1	103
30	24.4	101	75.8	80.5	84.1	91.8	101	114
33	27	113	84.2	89.5	93.5	102	113	127
36	29	121	90.8	96.5	101	110	122	137

Tabla 7 Protección pararrayos IEEE

Fuente: IEEE 1243

2.7. NORMA IEEE Sdt 1410

Esta norma es una referencia realizada por Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), se basa en mejorar la funcionabilidad de las redes aéreas de distribución contra descargas atmosféricas.

Se encarga de entregar criterios, metodologías para según eso minimizar interrupciones que afecten al servicio eléctrico, especialmente rayos que impacten en redes de media tensión. Esta norma acepta el uso de mapas isocerámicos para poder llevar un control de descargas que caen en la zona, con esto se puede controlar en entorno y saber las descargas atmosféricas de una red de distribución.

Podemos encontrar parámetros para obtener el nivel de aislamiento en las líneas, introduciendo estudios de la tensión crítica de flashover (CFO) y su asociación a las sobretensiones atmosféricas (rayos), con todo eso presente se pasa a la recopilación y coordinación de aisladores para que mediante esto reducir el porcentaje de flashover y no dañar el aislamiento, el siguiente aspecto importante es la selección de dispositivos de protección contra las sobretensiones, en la norma habla de los descargadores de sobretensión que deben coordinarse correctamente a el nivel de aislamiento del sistema.

En resumen, la norma IEEE Std 1410 sirve para diseñar, mejorar las líneas aéreas de distribución con esto ayuda a minimizar las interrupciones del sistema eléctrico ya que optimiza la coordinación de aislamiento y en caso de sobretensiones atmosféricas se encuentra una protección [10].

2.8. IEEE Std C62.22

Esta norma se basa en la coordinación de descargados de sobretensiones también incluye redes de media tensión, el objetivo es reducir sobretensiones transitorias, en las sobretensiones podemos encontrar atmosféricas o de maniobra para que así no ocurra la ruptura del aislamiento, asegurando continuidad y a su vez mayor confiabilidad.

Los parámetros de la normativa que considera esenciales son la tensión nominal, tensión máxima de operación, nivel de protección residual y capacidad de absorción de energía todo esto ayuda al descargador a funcionar a condiciones normales y también en situaciones donde ocurra sobretensiones, también recalca la importante de la coordinación de aislamiento.

El nivel de protección en el descargador debe ser menor al nivel de aislamiento (BIL), la explicación es porque el descargador debe actuar primero para que entre en conducción y desvíe la corriente del rayo, pero esto no quiere decir que va a eliminar la tensión total del rayo, la lleva a su nivel de protección establecido por eso si es mayor que el BIL ocurre lo llamado flashover o la ruptura dieléctrica.

La norma además explica ubicación de descargadores, longitud de los conductores para que la protección efectiva, la normativa es complementaria a la norma IEEE Std 1410 explicada anteriormente y su objetivo es tener la menor cantidad de interrupciones a causa de rayos [9].

2.8.1. SOFTWARE DIGSILENT

Digsilent Power Factory es un software utilizado para modelar, simular se sistemas eléctricos, es una herramienta muy versátil y dinámica, nos permite colocar generadores, transformadores, dispositivos de protección, líneas, entre muchas cosas más.

Con esto se puede realizar el análisis del flujo de carga, coordinación de protecciones, etc.

Es una herramienta muy valiosa para el caso a estudiar en este documento ya que se podrá modelar las líneas de distribución, para así adaptar las protecciones contra sobretensiones y niveles de aislamiento [19].



Ilustración 17 Power Factory

Fuente: Digsilent

2.8.2. SOFTWARE ETAP

ETAP, es un software que se dedica a la simulación al igual que digsilent, se puede simular sistemas eléctricos de potencia, en nuestro caso servirá como complemento para completar parámetros que se necesita en digsilent [20].

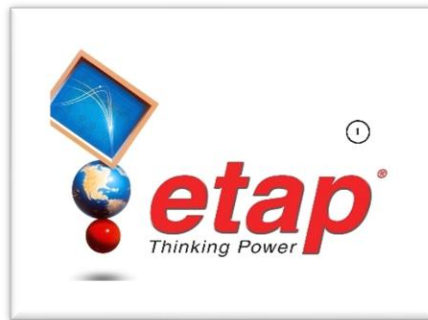


Ilustración 18 Etap

Tomado de: Etap

CAPITULO III

3. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

Las líneas aéreas de media tensión se encuentran al aire libre y están expuestas a descargas atmosféricas o mejor conocidos como rayos, el impacto puede generar que existan mayores esfuerzos eléctricos sobre las redes, transformadores, entre otros.

El caso de estudio utilizado fue escogido del libro “Electrical distribution system protection - cooper power systems”

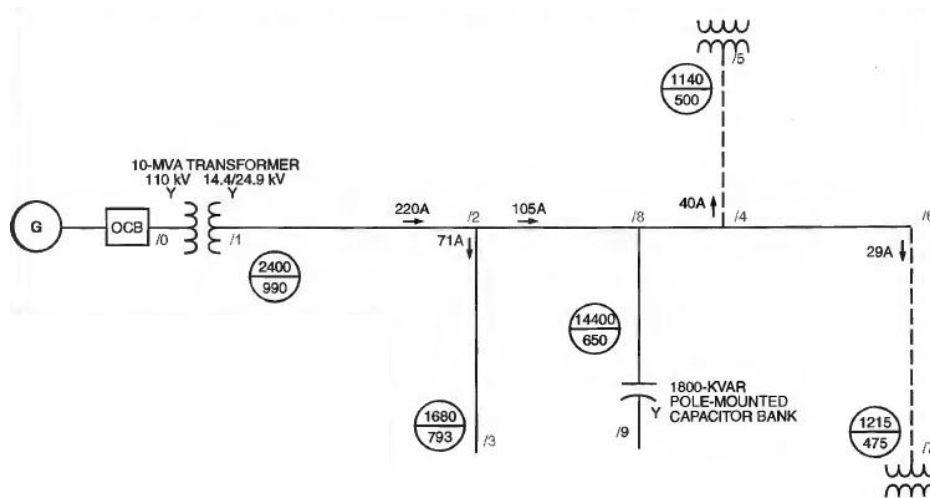


Ilustración 19 Escenario diagrama unifilar

Fuente: Libro "Electrical distribution system protection"

Elementos del sistema:

- Generador de 110 kV
- Transformador de 110kV/24.9 kV
- Banco de Capacitor de 1800 KVAR
- Transformador de distribución 24.9kV/240V

- Transformador de distribución 24.9kV/240V

La red de distribución tiene como componentes un Generador que alimenta a un transformador con 110Kv con una potencia de 10 MVA y un Voltaje primario de 110 kV y en el lado secundario de 24.9 kV.

En el lado secundario del transformador ubicado en el nodo 1, alimenta los elementos de distribución en el cual tiene una distancia de 500 metros hasta el nodo 2 en el cual tiene un recorrido hasta el nodo 3 en el cual va a tener una carga.

Del nodo 1 hasta el nodo 2 tenemos los datos de corriente de cortocircuito mínima 990 A y máxima con 2400, como una corriente de máxima carga de 220 A.

Del nodo 2 hasta el nodo 3 tenemos los datos de corriente de cortocircuito mínima 793 A y máxima con 1680 A, con una corriente de máxima carga de 71 A.

Del nodo 2 hacia el nodo 8 hay una distancia de 200 metros en el cual hay un recorrido de 300 metros hasta el nodo 9 en el cual se encuentra un banco de capacitores de 1800 KVAR.

Del nodo 2 hasta el nodo 8, con una corriente de máxima carga de 105 A.

Del nodo 8 hasta el nodo 9 tenemos los datos de corriente de cortocircuito mínimo 650 A y máxima con 14400, con una corriente de máxima carga de 105 A.

Del nodo 8 hacia el nodo 4 hay una distancia de 100 metros en el cual hay un recorrido de 300 metros hacia el nodo 5 en el cual se encuentra un transformador de distribución de 24.9 kV/240 V.

Del nodo 4 hasta el nodo 5 tenemos los datos de corriente de cortocircuito mínimo 500 A y máxima 1140 A, con una corriente de máxima carga de 40 A

Del nodo 4 hacia el nodo 6 hay una distancia de 200 metro en el cual un recorrido de 200 hasta el nodo 7 en el cual se encuentra un transformador de distribución de 24.9 kV/240 V.

Del nodo 4 hasta el nodo 6, con una corriente de máxima carga de 29 A.

Del nodo 6 hasta el nodo 7 tenemos los datos de corriente de cortocircuito mínima 475 A y máxima de 1215 A, con una corriente máxima de carga de 29 A.

3.1. SELECCIÓN DE FUSIBLES PARA RED DE DISTRIBUCION

Fusible 40 K:

El banco de capacitores ubicado en el ramal del Nudo 8 es un banco montado en poste, no puesto a tierra, de 1800 kVAr, con un voltaje nominal de 24.9 kV, los fusibles de capacitores suelen ser dispositivos de protección fijos, y en este caso el fusible recomendado es un enlace de estaño tipo K de 40 amperios.

Para la falla de una unidad de capacitor, la corriente máxima de falla es tres veces la corriente nominal cuando el banco no está puesto a tierra.

$$I - falla = \frac{Kvar \ 1\phi}{Kv_{L-N}} = \frac{600}{14.4} = 41.67 \ A$$

$$I - max = I - falla \times 3 = 41.67 \times 3 = 125 \ A$$

el fusible tipo K de 40 amperios la despejará.

Fusible 65 T:

La ubicación de los fusibles estará ubicada para proteger el conductor y la carga ante Corriente de cortocircuitos, se utilizará un fusible de 65 T, porque tanto en el ramal /4 a /5 y ramal /6 a /7 las corrientes de máxima carga son de 40 A y 29 A, por lo tanto, si proteger esos tramos debo tener una fusible con una corriente nominal superior a esas.

El fusible cumple con esa normativa, las corrientes mínimas de cortocircuito 500 A (/5) y 475 (/7), esos valores son muy altos a comparación de 65 A, por lo tanto, ante una falla el fusible, despeja la falla y cumple con el requerimiento.

Fusibles de 65 T:

Función de protección:

Aíslan el ramal servido (/4 a /5 o /6 a /7) en caso de una falla permanente en ese ramal.

Fusible de 40 K:

Función de protección:

Aísla el banco de capacitores en caso de falla del capacitor.

La gráfica es la curva tiempo, corriente del fusible 40K y muestra que a su corriente nominal de 40 A el fusible no opera es infinito, lo que confirma que soporta la carga normal del banco de capacitores, sin embargo, cuando la corriente aumenta a valores como 125 A que es la corriente calcula de falla, el fusible sí se funde en un tiempo corto, y para corrientes aún mayores el despeje es muy rápido, lo que valida que el 40K protege correctamente sin disparos indebidos en condiciones normales.

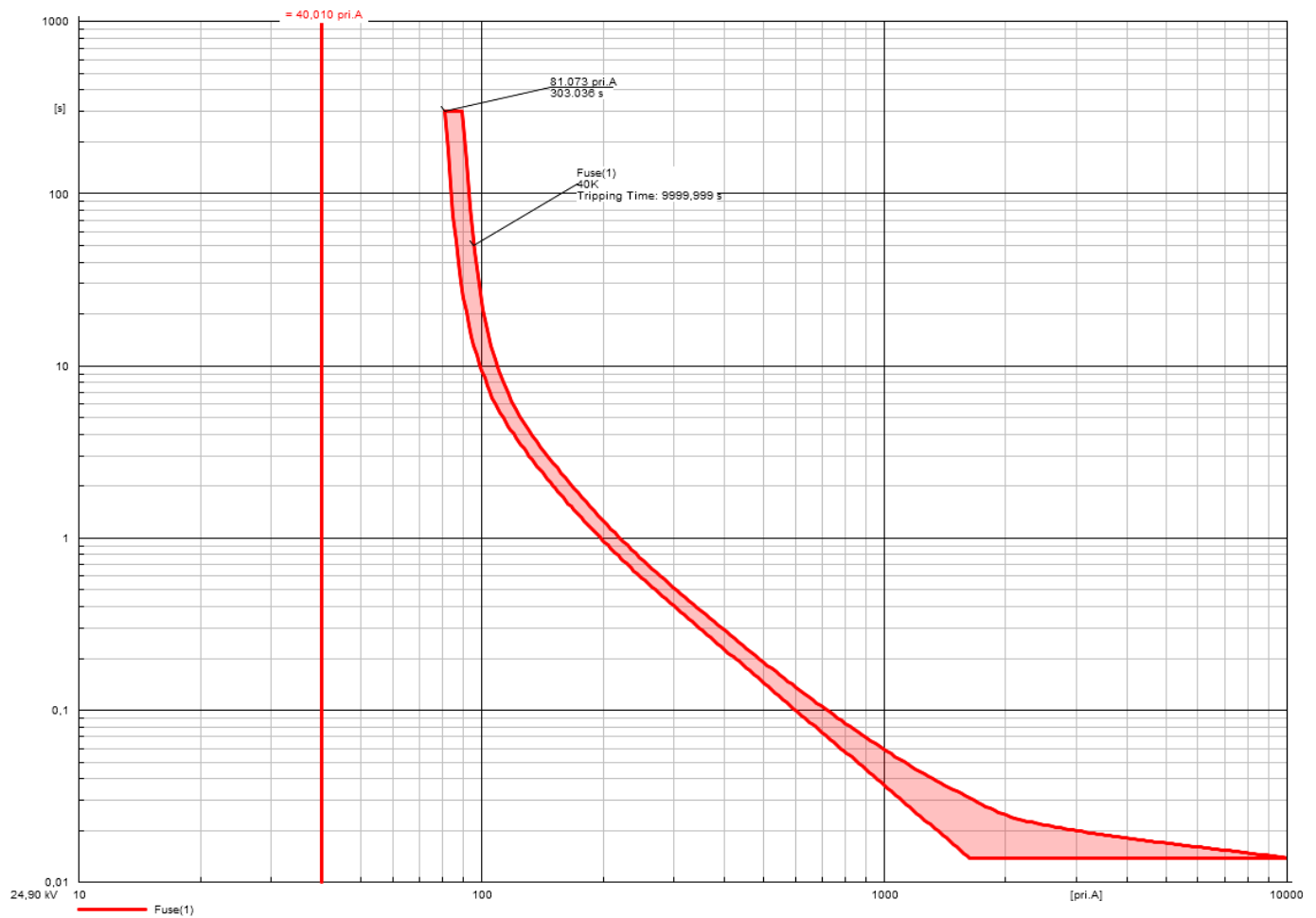


Ilustración 20 Curvas de Protección

Fuente: [autores]

La gráfica muestra la curva tiempo, corriente del fusible 65T y confirma que a corrientes normales del ramal 4 a /5 y 6 a /7 de 18 A, 29 A y 40 A el tiempo de disparo es infinito, por lo que no se funde en operación normal, sin embargo, cuando la corriente aumenta a valores elevados propios de una falla 140 A, 475 A y 500 A que son las corriente de cortocircuitos mininas, el tiempo de operación disminuye considerablemente y el fusible despeja en fracciones de segundo, lo que demuestra que protege correctamente el ramal sin producir disparos indebidos en condiciones normales.

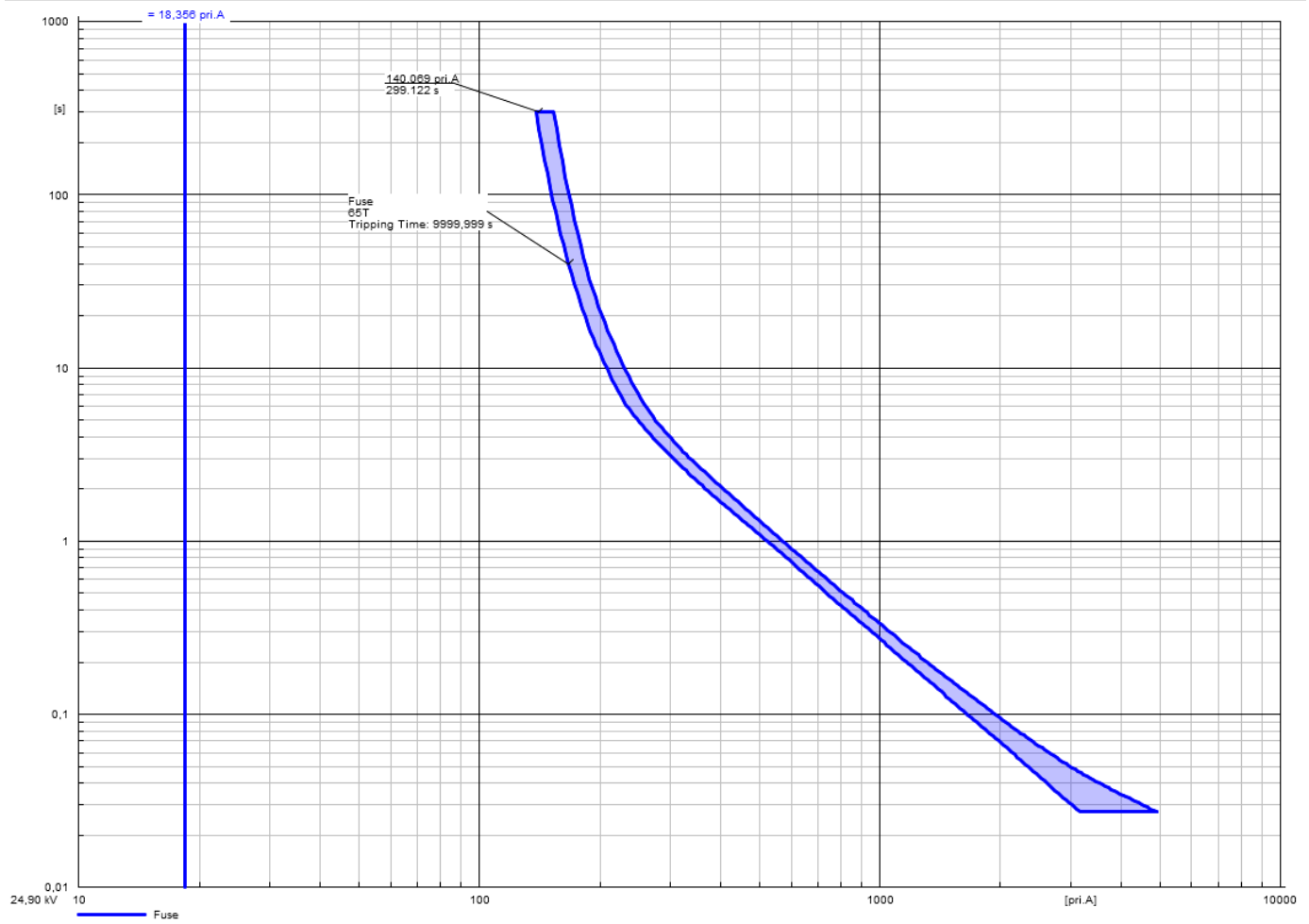


Ilustración 21 Curva de Protección

Fuente: [autores]

3.2. ESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICA 24.9KV

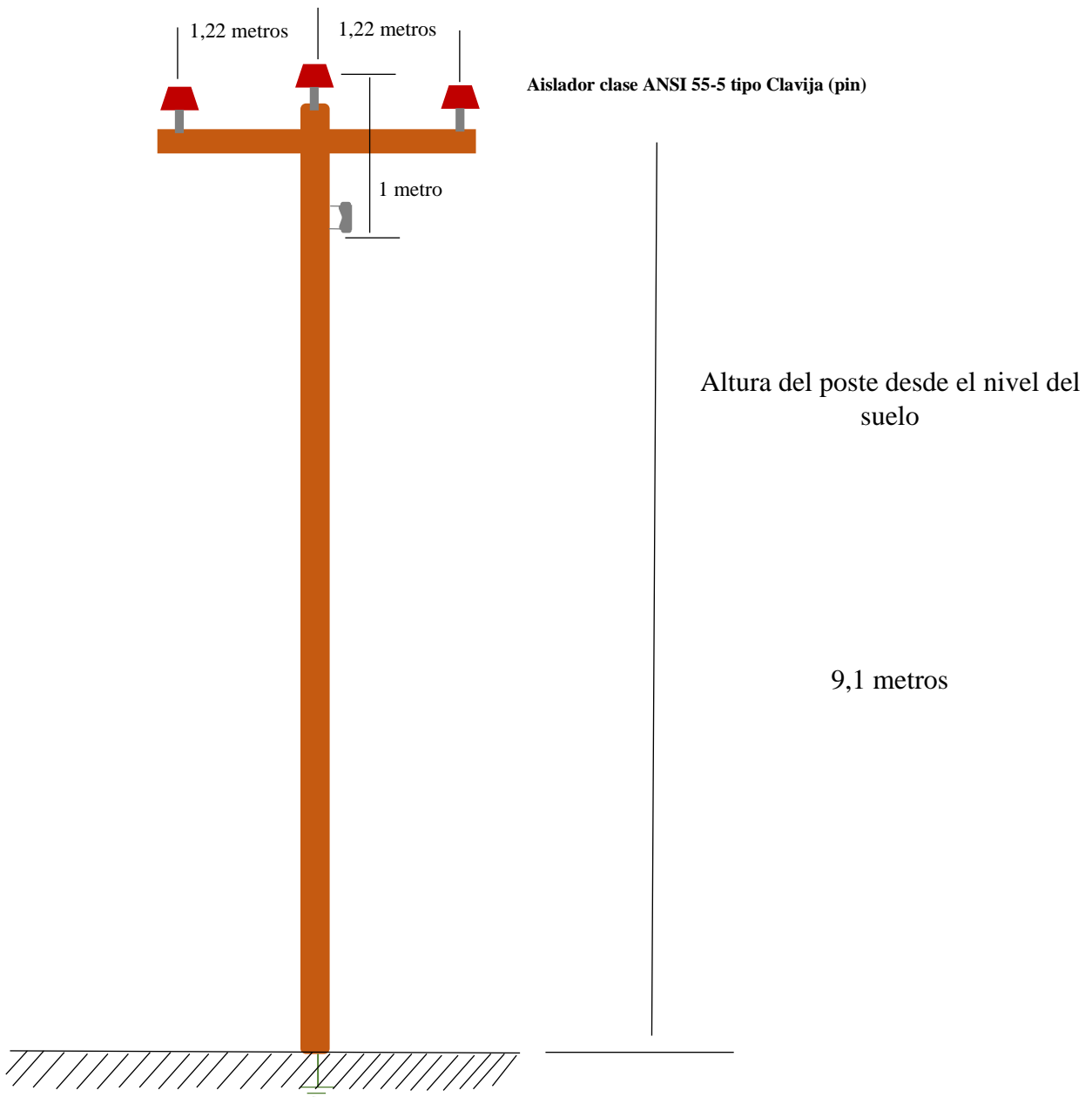


Ilustración 22 Estructura con todos los elementos

Fuente: [autores]

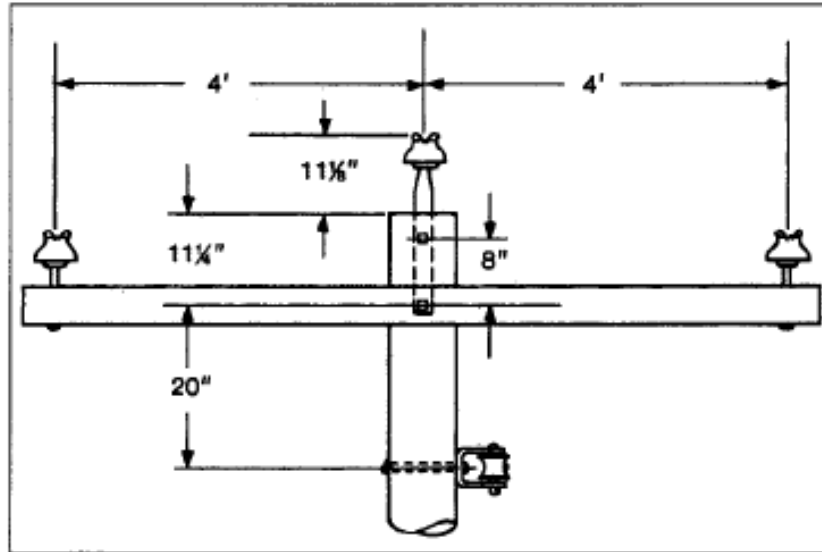


Ilustración 23 Escenario del libro

Fuente: Libro "Electrical distribution system protection"

3.1 IMPLEMENTACION DE LA NORMA IEEE EN EL ESCENARIO

Calcularemos el nivel de densidad de descargas a tierra, para determinar el riesgo de descargas Atmosféricas, asumiremos que se encuentra en Ecuador en la ciudad de Guayaquil para realizar cálculos correspondientes:

$$N_g = 0.04 T h^{1.25}$$

Th = Es el número de días de tormenta al año

$$N_g = 0.04 (20)^{1.25}$$

$$N_g = 0.04(42.294)$$

$$N_g = 1,691 \text{ descargas} / \text{Km}^2 / \text{año}$$

3.1.2. NÚMERO DE DESCARGAS ELÉCTRICAS DIRECTAS EN TERRENO ABIERTO

$$N = Ng \frac{28 h^{0.6} + b}{10}$$

Ng = Densidad de descargas a tierra

h= Altura del poste

b= Ancho de la Estructura

$$N = 1.691 \left(\frac{28 \cdot 9.1^{0.6} + 2.44}{10} \right)$$

$$N = 1.691 \left(\frac{105,337 + 2.44}{10} \right)$$

$$N = 1.691 \left(\frac{107,777}{10} \right)$$

$$N = (1.691) (10,777)$$

$$N = 18,223 \text{ descargas}/100 \text{ km/año}$$

Los árboles y los edificios pueden desempeñar un papel importante en el comportamiento de las líneas de distribución frente a los rayos. Pueden interceptar muchos rayos que, de otro modo, habrían impactado en una línea. El factor de apantallamiento Sf, se define como la porción por unidad de la línea de distribución protegida por objetos cercanos.

Hay que considerar que si hay edificación o arboles alrededor se determinara con los factores de protección de las condiciones geográficas.

$$N_s = N[1 - (Sf_{derecho} + Sf_{izquierdo})]$$

$$N_s = 18.223[1 - (0.23 + 0.4)]$$

$$N_s = 6.742 \text{ descargas}/100 \text{ km/año}$$

Como en nuestro caso no hay arboles ni edificios se tomará los valores referidos de la IEEE para demostrar que pasaría si hay edificio y arboles cercanos.

Si no hay Edificios ni arboles hay que determinar descarga disruptiva inducidas a campo abierto.

$$\text{descarga disruptiva inducida (campo abierto) } = N_g \text{ (2)}$$

$$\text{descarga disruptiva inducida (campo abierto) } = 1.691 \text{ (2)}$$

$$\text{descarga disruptiva inducida (campo abierto) } = = 3.382 \text{ descargas/100 km/año}$$

Numero de descargas disruptivas indirectas en campo abierto 3.382 descargas/100 km/año

El número de impactos directo en campo abierto 18.223 descargas/100 km/año

Flameos inducidos:

$$\text{Flameo inducido} = 2 \text{ (descarga disruptiva inducida (campo abierto))}$$

$$\text{Flameo inducido} = 2(3.382) = 6.764 \text{ descargas/100 km/año}$$

Para determinar las fallas totales se consideran las descargas directas y inducidas.

Para campo abierto:

$$\text{Fallas totales} = \text{directas}(N) + \text{inducidas}$$

$$\text{Fallas totales} = 18.223 + 6.764$$

$$\text{Fallas totales} = 24.987 \text{ fallas/100 km/año}$$

Considerando Arboles y edificios

$$\text{Fallas totales} = \text{directas}(N_s) + \text{inducidas}$$

$$\text{Fallas totales} = 6.742 + 6.764$$

$$\text{Fallas totales} = 13.506 \text{ fallas/100 km/año}$$

3.1.3. PARÁMETROS DEL AISLADOR

En la siguiente tabla de encuentran datos del aislador usados para los conductores y serán utilizados en los siguientes cálculos [21].

Características del aislador	
Norma de fabricación	Norma ANSI/NEMA C29.5
Material	Porcelana de proceso húmedo
Dimensiones del cuello del aislador	73 mm
Tolerancia	±3mm
Distancia de fuga	305 mm
Voltaje de flameo crítico al impulso +	130 kV
Voltaje de flameo crítico al impulso -	150 kV
Diámetro rosca del aislador	23 mm
Clase	ANSI 55-5

Tabla 8 Aislador 55-5

Fuente: Ministerio de energía y minas

Datos del aislador de retenida:

Características del aislador	
Aislador de Retenida	
Norma de fabricación	
Clase	ANSI 54-2
Voltaje de flameo de baja frecuencia en seco	30kV
Voltaje de flameo de baja frecuencia en húmedo	15kV

Tabla 9 Aislador 54-2

Fuente: Ministerio de energía y minas

Cálculo de CFO Estructural:

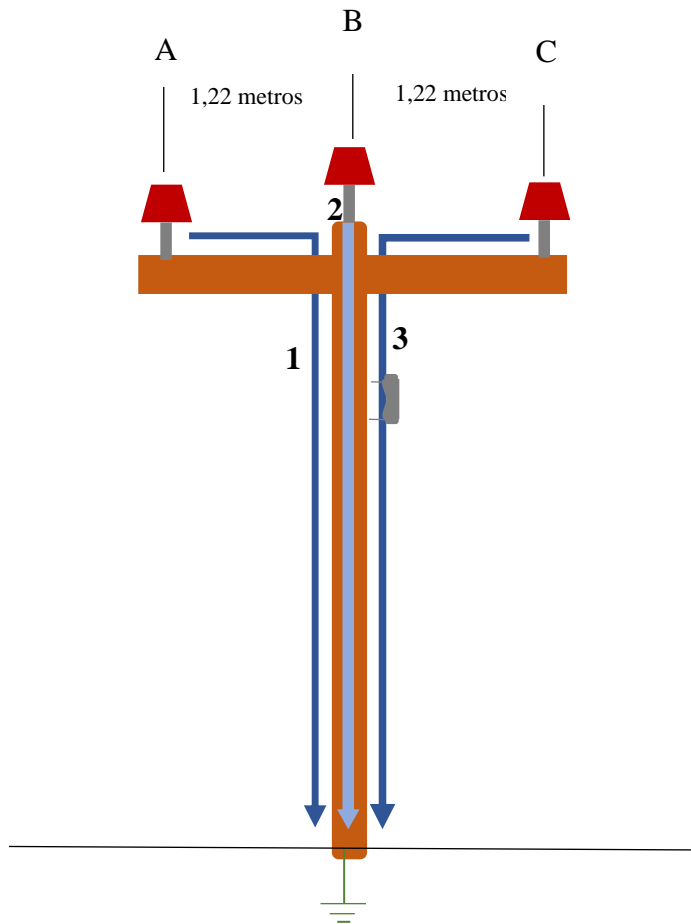


Ilustración 22 Estructura de madera 24.9 kV

Fuente: [autores]

Trayectoria 1

Fase A – aire- Aislador de fase -Cruceta. Acero – Poste. Hormigón

$$CFO_T = CFO_{ins} + CFO_{add.sec} + CFO_{add.third} + \dots + CFO_{add.nth}$$

$$CFO_{ins} = 600 \frac{kV}{m} \times 1.22 = 732 \text{ kV}$$

$$CFO_{add.sec} = 0.45 \times 150 = 65.5 \text{ kV}$$

$$CFO_{add.third} = 0.2 \times CFO_{-Cruceta.Acero} = 0.2 \times 250 = 50 \text{ kV}$$

$$CFO_{T1} = CFO_{ins} + CFO_{add.sec} + CFO_{add.third}$$

$$CFO_{T1} = 732 + 65.5 + 50 = 847.5 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{add.four1}} = 0.45 \times CFO - \text{Poste madera} = 0.45 \times 235 = 105.75$$

$$CFO_{\text{add.four}} = CFO_{\text{add.four1}} \times h \text{ poste} = 105.75 \frac{\text{kV}}{\text{m}} \times 9.1 \text{ m} = 962.32 \text{ kV}$$

$$CFO_{T1} = CFO_{\text{ins}} + CFO_{\text{add.sec}} + CFO_{\text{add.third}} + CFO_{\text{add.four}}$$

$$CFO_{T1} = 732 + 65.5 + 50 + 962.32 = 847.5 \text{ kV}$$

$$CFO_{T1} = 1809.82 \text{ kV}$$

Trayectoria 2

Fase B – Aislador de fase – Cruceta. Acero – Poste. Hormigón

$$CFO_T = CFO_{\text{ins}} + CFO_{\text{add.sec}} + CFO_{\text{add.third}} + \dots + CFO_{\text{add.nth}}$$

$$CFO_{\text{ins}} = 150 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{ins1}} = 250 \frac{\text{kV}}{\text{m}} \times 1.22 \text{ m} = 305 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{add.sec}} = 0.45 \times CFO_{\text{ins1}} = 0.45 \times 305 = 137.25 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{ins2}} = \text{poste} \frac{\text{kV}}{\text{m}} \times h \text{ poste} = 235 \times 9.1 = 2138.5 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{add.third}} = 0,2 \times CFO_{\text{ins2}} = 0,2 \times 2138.5 = 427.7 \text{ kV}$$

$$CFO_{T2} = CFO_{\text{ins}} + CFO_{\text{add.sec}} + CFO_{\text{add.third}}$$

$$CFO_{T2} = 150 + 137.25 + 427.7$$

$$CFO_{T1} = 714.9 \text{ kV}$$

Trayectoria 3

Fase C – aire- Aislador de fase -Cruceta. Acero – Poste. Hormigón

$$CFO_T = CFO_{\text{ins}} + CFO_{\text{add.sec}} + CFO_{\text{add.third}} + \dots + CFO_{\text{add.nth}}$$

$$CFO_{\text{ins}} = 600 \frac{\text{kV}}{\text{m}} \times 1.22 = 732 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{add.sec}} = 0.45 \times 150 = 65.5 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{add.third}} = 0.2 \times CFO - \text{Cruceta. Acero} = 0.2 \times 250 = 50 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{add.four1}} = 0.45 \times CFO - \text{Poste madera} = 0.45 \times 235 = 105.75$$

$$CFO_{\text{add.four}} = CFO_{\text{add.four1}} \times h_{\text{poste}} = 105.75 \frac{\text{kV}}{\text{m}} \times 9.1 \text{ m} = 962.32 \text{ kV}$$

$$CFO_{T_3} = CFO_{\text{ins}} + CFO_{\text{add.sec}} + CFO_{\text{add.third}} + CFO_{\text{add.four}}$$

$$CFO_{T_3} = 732 + 65.5 + 50 + 962.32 = 1809.82 \text{ kV}$$

$$CFO_{T_3} = 1809.82 \text{ kV}$$

Debido a que el escenario promociona elementos aislantes como el poste de madera y la cruceta de madera, se tomara el diseño de la misma estructura, pero con diferente material de construcción, como la cruceta de Acero y poste Hormigón [22].

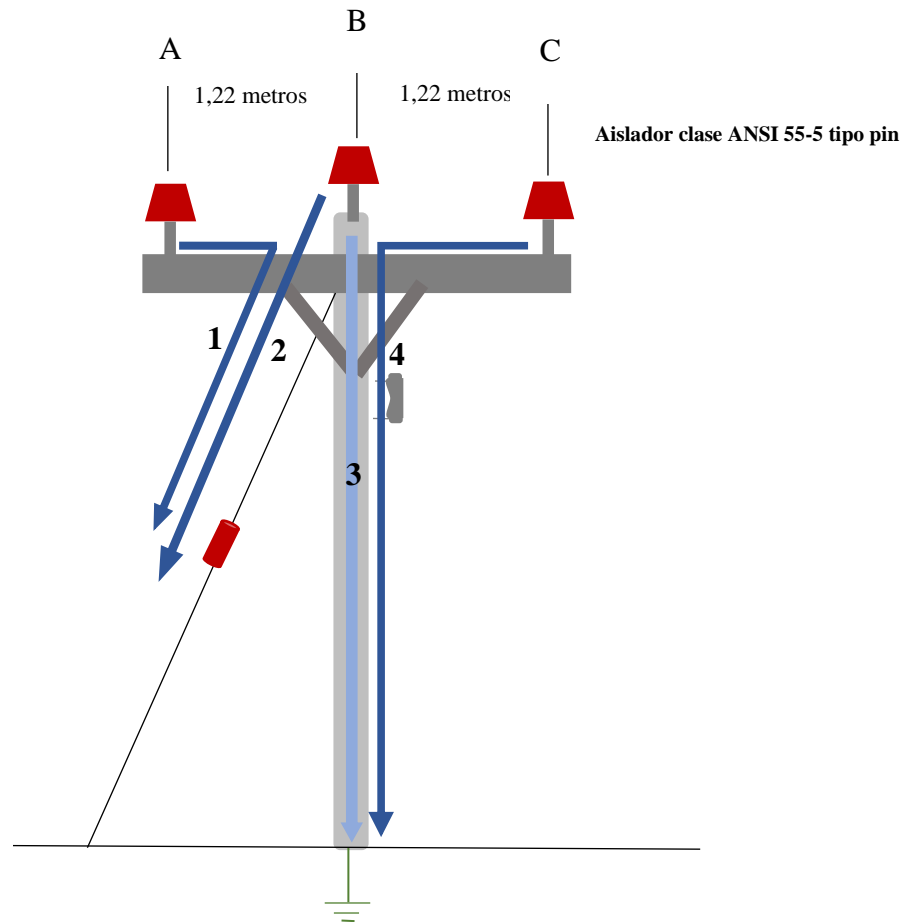


Ilustración 23 Estructura de Hormigón 24.9 kV

Fuente: [autores]

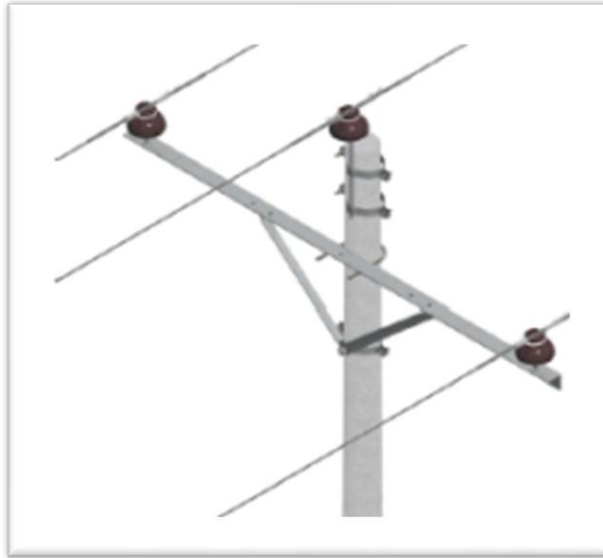


Ilustración 24 Estructura 3CP

Fuente: CNEL

Trayectoria 1

Fase A – aire – Aislador de fase - Cruceta. Acero– A. Retenida

$$CFO_T = CFO_{ins} + CFO_{add.sec} + CFO_{add.third} + \dots + CFO_{add.nth}$$

$$CFO_{ins} = 600 \frac{kV}{m} \times 1.22 = 732 \text{ kV}$$

$$CFO_{add.sec} = 0.45 \times 150 = 65.5 \text{ kV}$$

$$CFO_{add.third} = 0.2 \times TFO - \text{Cruceta. Acero} = 0.2 \times 0 = 0 \text{ kV}$$

Aislador de retenida no cuenta como cuarto componente, por lo tanto, es 0

$$CFO_{T1} = CFO_{ins} + CFO_{add.sec} + CFO_{add.third}$$

$$CFO_{T1} = 732 + 65.5 + 0 + 0 = 797.5 \text{ kV}$$

Trayectoria 2

Fase B – Aislador de fase – Cruceta. Acero– A. Retenida

$$CFO_{ins} = 150 \text{ kV}$$

$$CFO_{add.sec} = 0 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{add.third}} = 0.2 \times TCF - A. \text{retenida} = 0.2 \times 15 = 3 \text{ kV}$$

$$CFO_{T_2} = CFO_{\text{ins}} + CFO_{\text{add.sec}} + CFO_{\text{add.third}}$$

$$CFO_{T_2} = 150 + 0 + 3 = 153 \text{ kV}$$

Trayectoria 3

Fase B – Aislador de fase – Cruceta. Acero – Poste. Hormigón

$$CFO_T = CFO_{\text{ins}} + CFO_{\text{add.sec}} + CFO_{\text{add.third}} + \dots + CFO_{\text{add.nth}}$$

$$CFO_{\text{ins}} = 150 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{ins.1}} = 0 \frac{\text{kV}}{\text{m}} \times 1.22 \text{ m} = 0$$

$$CFO_{\text{add.sec}} = 0.45 \times CFO_{\text{ins.1}} = 0.45 \times 0 = 0$$

$$CFO_{\text{ins.2}} = 0 \frac{\text{kV}}{\text{m}} \times \text{h poste} = 0 \times 9.1 = 0$$

$$CFO_{\text{add.third}} = 0.2 \times CFO_{\text{ins.2}} = 0 \text{ kV}$$

$$CFO_{T_3} = CFO_{\text{ins}} + CFO_{\text{add.sec}} + CFO_{\text{add.third}}$$

$$CFO_{T_3} = 150 + 0 + 0$$

$$CFO_{T_3} = 150 \text{ kV}$$

Trayectoria 4

Fase C – aire- Aislador de fase -Cruceta. Acero – Poste. Hormigón

$$CFO_{\text{ins}} = 600 \frac{\text{kV}}{\text{m}} \times 1.22 = 732 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{add.sec}} = 0.45 \times 150 = 65.5 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{add.third}} = 0.2 \times CFO - \text{Cruceta. Acero} = 0.2 \times 0 = 0 \text{ kV}$$

$$CFO_{\text{add.four1}} = 0.45 \times CFO_{\text{ins.1}} = 0.45 \times 0 = 0$$

$$CFO_{\text{add.four}} = CFO_{\text{add.four1}} \frac{\text{kV}}{\text{m}} \times \text{h poste} = 0 \times 9.1 = 0$$

$$CFO_{T_4} = CFO_{\text{ins}} + CFO_{\text{add.sec}} + CFO_{\text{add.third}} + CFO_{\text{add.four}}$$

$$CFO_{T_4} = 732 + 65.5 + 0 + 0 = 797.5 \text{ kV}$$

La CFO de 150 kV es vulnerable, por lo tanto, es el nivel de más crítico lo cual será el CFO que estaremos analizando.

Cálculo de modelo Electrogeométrico:

$$V_{\max} = \frac{Z_o I_o h_o}{Y} \left(1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{V}{V_o} \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left(\frac{V}{V_o} \right)^2}} \right)$$

$$V_{\max} = \frac{Z_o I_o h_o}{Y} \left(1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{\frac{V}{V_o}}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left(\frac{V}{V_o} \right)^2}} \right)$$

$$v = 1.2 \times 10^8 \frac{m}{s}$$

$$v_o = 3 \times 10^8 \frac{m}{s}$$

$$\frac{V}{V_o} = \frac{1.2 \times 10^8 \frac{m}{s}}{3 \times 10^8 \frac{m}{s}}$$

$$\frac{V}{V_o} = 0.4$$

Es la impedancia efectiva del espacio libre que aparece cuando se modela el acoplamiento electromagnético rayo-línea.

$$Z_o = \frac{1}{4\pi} \sqrt{\frac{u_o}{\epsilon_o}}$$

$$u_o = 4\pi \times 10^{-7}$$

$$\epsilon_o = 8.85 \times 10^{-12}$$

$$Z_o = \frac{1}{4\pi} \sqrt{\frac{4\pi \times 10^{-7}}{8.85 \times 10^{-12}}}$$

$$Z_o = \frac{377}{4\pi}$$

$$Z_o = 30 \Omega$$

$$V_{\max} = \frac{Z_o I_o h_o}{Y} \left(1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{0.4}{\sqrt{1 - \frac{1}{2}(0.4)^2}} \right)$$

$$V_{\max} = \frac{Z_o I_o h_o}{Y} \quad (1.294)$$

$$V_{\max} = \frac{30 I_o h_o}{Y} \quad (1.294)$$

$$V_{\max} = \frac{30 I_o h_o}{Y} \quad (1.294)$$

$$V_{\max} = 38.8 \frac{I_o h_o}{Y} [Kv]$$

$$V_{\max} = 1.5 \times CFO - VLN$$

$$Y_{\max} = 38.8 \frac{I_o h_o}{V_{\max}} [Kv]$$

$$Y_{\max} = 38.8 \frac{I_o h_o}{1.5 \times CFO - VLN} [Kv]$$

Para simplificar la ecuación utilizamos una constante numérica K_t

$$K_t = \frac{(38.8) I_o h_o}{1.5 \times CFO - VLN}$$

$$y_{\min} = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2}$$

Para determinar La corriente mínima de un rayo capaz de producir flameo en los aisladores de una línea aérea, esto ayudara a saber si la línea es vulnerable a descargas atmosféricas.

$$\sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} = \frac{(38.8)I_o h o}{1.5 x CFO - VLN}$$

$$r_s = 10 x I_o^{0.65}$$

$$r_g = 0.9 r_s$$

$$r_g = 0.9 x 10 x I_o^{0.65}$$

$$r_g = 9 x I_o^{0.65}$$

$$\sqrt{(10 x I_o^{0.65})^2 - (9 x I_o^{0.65} - h)^2}$$

$$\sqrt{(10 x I_o^{0.65})^2 - (9 x I_o^{0.65} - h)^2} = \frac{(38.8)I_o h o}{1.5 x CFO - VLN}$$

$$(10 x I_o^{0.65})^2 - (9 x I_o^{0.65} - h)^2 = \left(\frac{(38.8)I_o h o}{1.5 x CFO - VLN} \right)^2$$

$$100 x I_o^{1.3} - (9 x I_o^{0.65} - h)^2 = \left(\frac{(38.8)I_o h o}{1.5 x CFO - VLN} \right)^2$$

$$(a - b)^2 = a^2 - 2ab + b^2$$

$$(9 x I_o^{0.65} - h)^2 = 81I_o^{1.3} - 18 h I_o^{0.65} + h^2$$

$$100 x I_o^{1.3} - 81I_o^{1.3} + 18 h I_o^{0.65} - h^2 = \left(\frac{(38.8)I_o h o}{1.5 x CFO - VLN} \right)^2$$

$$(100 - 81)I_o^{1.3} + 18 h I_o^{0.65} - h^2 = \left(\frac{(38.8)I_o h o}{1.5 x CFO - VLN} \right)^2$$

$$19I_o^{1.3} + 18 h I_o^{0.65} - h^2 = \left(\frac{(38.8)I_o h o}{1.5 x CFO - VLN} \right)^2$$

$$19I_o^{1.3} + 18 h I_o^{0.65} - h^2 = (Kt I_o)^2$$

$$19I_o^{1.3} + 18 h I_o^{0.65} - h^2 = Kt^2 I_o^2$$

$$Kt^2 I_o^2 - 19I_o^{1.3} - 18 h I_o^{0.65} + h^2 = 0$$

Se escoge la tensión crítica de flameo negativa del aislador IEEE nos dice escoger el caso más crítico y el 90 % de las descargas atmosféricas son de polaridad negativa por lo tanto el diseño se hace para descarga negativa.

CFO negativo 150 kV

VLN = 14.4 kV

$$Kt = 38.8 \frac{I_o h_o}{1.5 \times CFO - VLN} [Kv]$$

$$Kt = 38.8 \frac{(10) (9.1)}{1.5 (150)(14.4)} [Kv]$$

$$Kt = 1.0897$$

$$h = 9.1 \text{ m}$$

$$Kt^2 I_o^2 - 19 I_o^{1.3} - 18 h I_o^{0.65} + h^2 = 0$$

$$(1.0897)^2 I_o^2 - 19 I_o^{1.3} - 18 (9.1) I_o^{0.65} + (9.1)^2 = 0$$

$$1.18744 I_o^2 - 19 I_o^{1.3} - 163.8 I_o^{0.65} + 82.81 = 0$$

$$I_o = I_o.\text{min} = 89.44 \text{ kA}$$

Esta es la corriente mínima para poder sobre pasar la tensión crítica de flameo de los aisladores de la línea.

Paso para determinar Ymin

$$r_s = 10 \times I_o^{0.65}$$

$$r_s = 10 \times (89.44)^{0.65}$$

$$r_s = 185.56$$

$$r_g = 0.9 r_s$$

$$r_g = 0.9 \times 185.5648282$$

$$r_g = 167.0083454$$

Y min sirve para determinar, si el rayo cae a una distancia menor que y min, se considera un golpe directo al sistema, normalmente al poste o al conductor más cercano.

$$y \min = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2}$$

$$y \min = \sqrt{185.56^2 - (167.0083454 - 9.1)^2}$$

$$y \min = 97.45495397 \text{ m}$$

Y max sirve para marcar hasta qué distancia un rayo que cae cerca todavía puede causar problemas por tensión inducida en tu línea.

Y max sirve para marcar hasta qué distancia un rayo que cae cerca todavía puede causar problemas por tensión inducida en tu línea, se utiliza un rayo de 200 kA, ese es el límite recomendado por IEEE, que representa un caso extremo y así obtener la zona de riesgo máximo frente a descarga Atmosférica

$$Y_{\max} = 38.8 \frac{I_o h_o}{1.5 \times CFO - VLN} [kV]$$

$$Y_{\max} = 38.8 \frac{(200)(9.1)}{1.5 \times 150 - 14.4} [kV]$$

$$Y_{\max} = 335.30 \text{ m}$$

Voltaje fase tierra:

$$VLL = 24.9 \text{ kv}$$

$$V_{\phi-t} = \frac{VLL}{\sqrt{3}}$$

$$V_{\phi-t} = \frac{24.9 \text{ kv}}{\sqrt{3}}$$

$$V_{\phi-t} = 14.37 \text{ kV}$$

Despeje de fórmula para determinar en qué zonas produce flameo la estructura.

$$Y = \frac{38.8 \times I_o \times h_o}{1.5 \times CFO - VLN}$$

$$Y = (1.5 \times CFO - VLN) = 38.8 \times I_o \times h_o$$

$$I_o.min = \frac{1.5 \times CFO - VLN}{38.8 \times h_o} (Y)$$

$$VLN = 14.4 \text{ kV}$$

CFO negativo 150 kV

$$h = 9.1 \text{ m}$$

$$I_o.min = \frac{1.5 \times 150 - 14.4}{38.8 \times 9.1} (Y)$$

$$I_o.min = \frac{210.6}{353.08} (Y)$$

$$I_o.min = 0.5965(Y)$$

Para Y min = 97.4549 m

$$I_o.min = 0.5965(97.4549)$$

$$I_o.min = 58.1318 \text{ kA}$$

Para Ymax = 335.30 m

$$I_o.min = 0.5965(335.30)$$

$$I_o.min = 200.0064 \text{ kA}$$

Hay riesgo por descarga directa, por eso implementaremos pararrayo para proteger la línea ante una descarga Atmosféricas.

3.1.4. SELECCIÓN DE PARARRAYO DE DISTRIBUCIÓN

Para poder seleccionar correctamente de la red, hay que tomar en cuenta de los armónicos en la red, ya que, en una red de distribución, existen consumidores que utilizan equipos electrónicos, IEEE establece el 5% de la sobretensión, este valor es llamado VLL-Máximo (U_m).

$$U_m = 1,05 \times V_{ll.nom} = 1,05 \times 24.9 = 26.145 \text{ kV}$$

Voltaje de operación del pararrayo (MOCV):

$$\text{MCOV} = \frac{1,05 \times V_{ll.nom}}{\sqrt{3}} = \frac{1,05 \times 24.9}{\sqrt{3}} = 15.09 \text{ kV}$$

Según los cálculos el pararrayo seleccionado es de 18 kV voltaje nominal con un MCOV de 15.3 kV.

MCOV para diversos voltajes de media tensión			
VLL – Nominal	VLL-Máximo	Sistema con neutro eficazmente conectado	Sistema con conexión a tierra y sin conexión a tierra
2.40	2.54	2.55	2.55
4.16	4.40	2.55	5.10
4.80	5.08	5.10	5.10
6.90	7.26	5.10	7.65
11	11.60	7.65	12.70
12	12.20	7.65	12.70
12.47	13.20	7.65	15.30
13.20	13.97	8.40	15.30
13.80	14.52	8.40	15.30
20.78	22	12.70	22
22	23.30	15.30	24.40
22.86	24.20	15.30	24.40
23	24.34	15.30	24.40
24.94	26.40	15.30	29
33	34.90	22	-
34.50	36.51	22	-

Tabla 10 Voltajes de pararrayos

Fuente: [Autores]

Los valores de pararrayo de distribución frente a descarga Atmosférica, de catalogo Hubbell Power System.

Características Eléctricas									
Voltaje Nominal	MCOV	Voltaje residual							
		Frente empujado 0.5 us	Impulso 8/20us						sobretensión de conmutación
			5 kA	1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	
3	2.55	10.5	8.1	8.7	9.2	10.4	12	15	7.3
6	5.1	20.7	16.3	17.3	18.5	20.8	24	30	14.6
9	7.65	30	23.6	25.1	26.8	30.2	34.9	43.6	21.1
10	8.41	33.3	26.3	28	29.8	33.6	38.8	48.5	23.5
12	10.2	39.8	31.5	33.5	35.7	40.2	46.5	58.1	28.11
15	12.7	50.6	39.9	42.5	45.3	51	58.9	73.7	35.7
18	15.3	59.7	47.2	50.3	53.6	60.3	69.7	87.1	42.2
21	17	67.2	53.2	56.6	60.3	67.9	78.5	98.1	47.5
24	19.5	79.7	62.9	67	71.4	80.4	95.9	116.2	56.3
27	22	89.6	70.8	75.4	80.4	90.5	104.6	130.7	63.3
30	24.4	99.5	78.7	83.8	89.3	100.6	116.2	145.2	70.4
360	29	119.3	94.4	100.5	107.2	120.7	139.4	174.3	84.5

Tabla 11 Catálogo Hubbell

Fuente: [Autores]

Hay que tomar en cuenta coeficiente de falla a tierra IEEE recomienda un valor de

$K_e = 1.35$, Sistema de puesta a tierra muy efectivo es el cual vamos a analizar.

Para este tipo de casos se utiliza un tiempo de despeje de falla de 1 segundo

$$TOV1 = \frac{Um}{\sqrt{3}} K_e = \frac{26.4}{\sqrt{3}} (1.35) = 20.58 \text{ kV}$$

$$TOV10 = TOV1 \times \left(\frac{Tf}{10}\right)^{0.02} = 20.58 \left(\frac{1}{10}\right)^{0.02} = 19.65 \text{ kV}$$

$$\text{Factor de sobretension temporal (KTOV)} = \frac{TOV10}{\text{Tension Nominal (Ur)}} = \frac{19.65}{18} = 1.10$$

La imagen muestra el punto de intersección calcula con la curva del fabricante de la marca Hubbell, esto quiere decir que el pararrayo seleccionado soporta sobretensiones temporales (TOV).

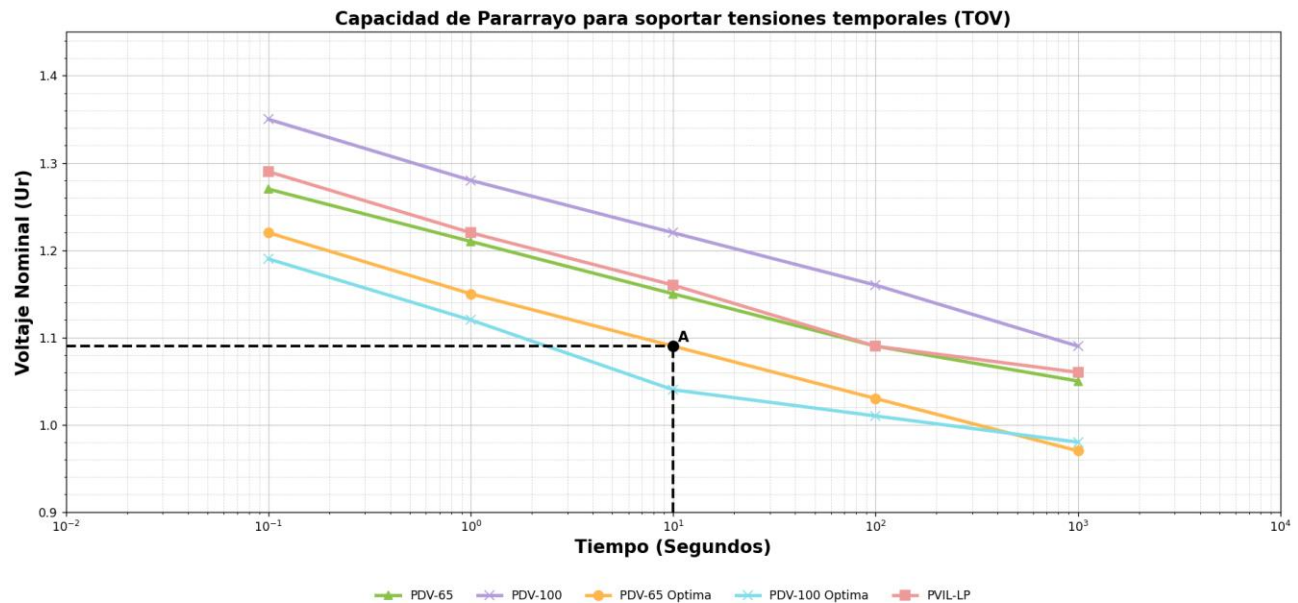


Ilustración 24 Curvas TOV Catalogo Hubbell

Fuente: [autores]

Cálculo de Márgenes de Protección:

El nivel máximo de protección equivalente de frente de onda es de 66 kV y la tensión máxima de descarga a 10 kA es de 60 kV.

BII del EQUIPO = 150 Kv

Voltaje de Descarga del Pararrayo = 60 Kv

$$\text{Margen de protección } MP_2 = \frac{150 \text{ kV}}{60 \text{ kV}} - 1$$

$$MP_2 = 1.5$$

$$MP_2 = 150 \%$$

El margen de Protección es mayor que el 20 % para los descargadores de Sobretensión MOV, pero hay que tomar en cuenta el margen por el efecto de caída de tensión en los cables de conexión del descargador, por eso se toma 1,6 kV a 2,0 kV por pie de cables de conexión a la tensión de descarga del descargador.

Si asumimos una longitud típica de cable de 1,5 metros y 1,8 kV por pie.

$$\text{Margen de protección } MP_2 = \frac{\text{BIL del Equipo}}{\text{Voltaje de descarga del pararrayos}} - 1$$

$$MP_2 = \frac{150}{60 + (5 \times 1.8)} - 1$$

$$MP_2 = 1.17$$

$$MP_2 = 117 \%$$

Margen de Protección tomando en cuenta caída de tensión en los cables de conexión del descargador.

Margen de Protección para el Transformador:

Nivel de Protección de Frente de Onda Cortada del transformador es de 175 kV y la BIL es de 150 kV. Sustituyendo estos valores en las fórmulas MP1 y MP2.

Ambos márgenes deben ser del 20 % o superiores.

$$MP_1 = \frac{\text{Nivel de Proteccion de Frente de Onda Cortada}}{\text{Nivel de Proteccion de Frente de Onda Equivalente}} - 1$$

$$MP_1 = \frac{175 \text{ kv}}{66 \text{ Kv}} - 1$$

$$MP_1 = \frac{175 \text{ kv}}{66 \text{ Kv}} = 1.65$$

$$MP_1 = 165 \%$$

$$MP_2 = \frac{BIL \text{ del Equipo}}{\text{Voltaje de descarga del pararrayos}} - 1$$

$$MP_2 = \frac{150}{60} - 1$$

$$MP_2 = 1.5$$

$$MP_2 = 150 \%$$

$$MP_2 = \frac{150}{60 + (5 \times 1.8)} - 1$$

$$MP_2 = 1.17$$

$$MP_2 = 117 \%$$

Margen de Protección para banco de Capacitores:

BIL del banco de condensadores de 125 kV.

$$MP_2 = \frac{BIL \text{ del Equipo}}{\text{Voltaje de descarga del pararrayos}} - 1$$

$$MP_2 = \frac{125}{60} - 1$$

$$MP_2 = 1.08$$

$$MP_2 = 108 \%$$

$$MP_2 = \frac{125}{60 + (5 \times 1.8)} - 1$$

$$MP_2 = 0.81$$

$$MP_2 = 81\%$$

Resumen de márgenes de Protección

Elementos del Sistema	BIL (kV)	CWW (kV)	Margen de Protección contra Pararrayo		
			MP ₂ %	MP ₂ %	MP ₁
Transformador	150	175	150	117	165
Banco de condensadores	125		108	81	

Tabla 12 Márgenes de protección

Fuente: [autores]

3.2. METODOLOGIA

ENFOQUE METODOLÓGICO

El desarrollo del siguiente proyecto es el análisis de las descargas atmosféricas y el impacto que causa en las líneas de media tensión, todo esto absolutamente respaldado por normas, herramientas de simulación y criterios.

La modelación en la red de media tensión se realizará mediante el software digisilent en el cual se colocará dispositivos de protección como por ejemplo el pararrayos en puntos donde la normativa recomienda y así mismo la correcta coordinación de aislamiento.

- 1. Se elaborará un estudio climático para las condiciones ambientales de la red mediante el análisis de datos meteorológicos en el Ecuador, enfocados en descargas tipo rayo y patrones climáticos.**
- 2. Se seleccionarán los dispositivos de protección de media tensión, mediante cálculos eléctricos.**
- 3. Verificar si los equipos analizados cumplen los parámetros obtenidos en los cálculos, así justificando cada elección según su efectividad para minimizar interrupciones del servicio.**
- 4. Investigar diferentes dispositivos de protección, mediante catalogo con normativas de diferentes fabricantes, para comparar rangos de fallas.**
- 5. Se modelará y simulará el sistema eléctrico en software especializado, evaluando diferentes escenarios de sobretensiones atmosféricas y verificando el comportamiento del sistema ante las descargas, así comprobar la efectividad de los dispositivos de protección seleccionados.**
- 6. Se analizarán los resultados de las simulaciones comparando con los cálculos realizados y la normativa vigente, para elaborar conclusiones sobre la efectividad del sistema de protecciones.**

CAPITULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como primer punto se procede a realizar el modelado en el software Etap, que sirve para obtener valores de las impedancias del cable, de esta forma al tener los datos se debe elegir el calibre del conductor y ese nos expone los valores, así mismo se sigue el procedimiento para visualizar la ampacidad, una vez recolectado los datos se procede a introducirlos en digilent.

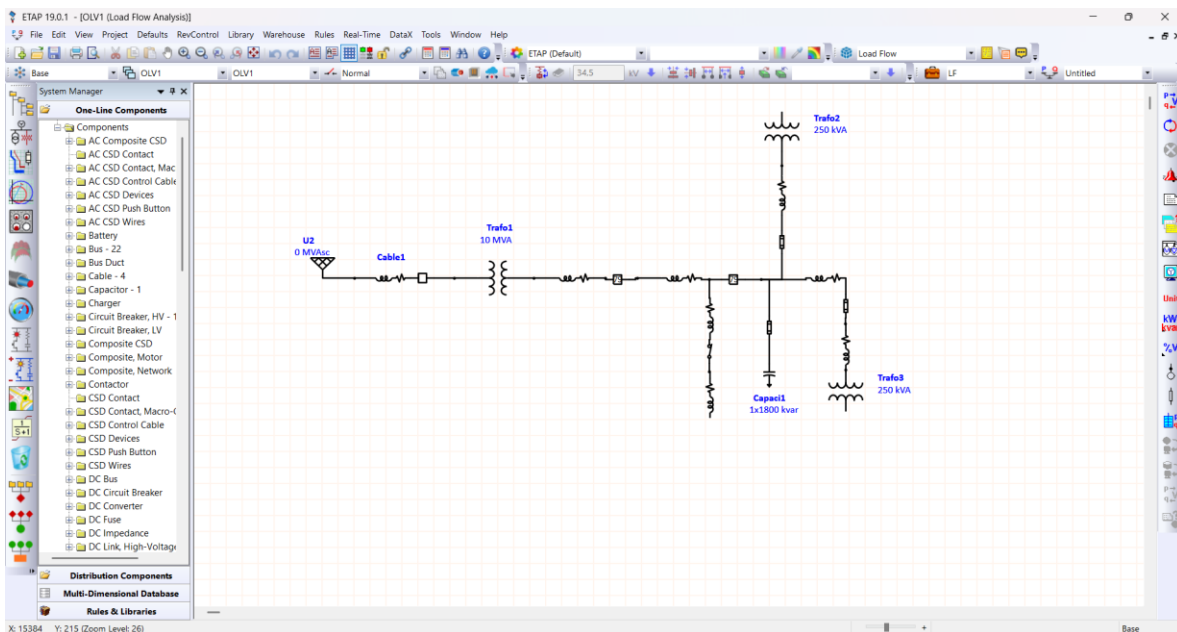


Ilustración 25 ETAP

Fuente: [Autores]

En la siguiente tabla se encuentra datos de línea, encontramos.

- Corriente máxima de carga
- Corriente In incrementada
- Calibre
- Ampacidad
- Distancia

Datos de línea				
Corriente máxima de Carga	Corriente Incrementada	Calibre de Cable ACAR	Ampacidad	Distancias
220	275	2/0	271	200 m
71	88,75	4	135	200 m
70	85.5	4	135	100 m
105	131,25	4	135	500 m
40	50	4	135	200 m
29	36,25	4	135	200 m

Tabla 13 Datos de línea

Fuente: [Autores]

$$I. \text{ incrementada} = K * I_{\text{max}}$$

$$I. \text{ Incrementada} = 1.25 * 220 = 275 \text{ A}$$

$$I. \text{ Incrementada} = 1.25 * 71 = 88.75 \text{ A}$$

$$I. \text{ Incrementada} = 1.25 * 70 = 85.5 \text{ A}$$

$$I. \text{ Incrementada} = 1.25 * 105 = 131.25 \text{ A}$$

$$I. \text{ Incrementada} = 1.25 * 40 = 50 \text{ A}$$

$$I. \text{ Incrementada} = 1.25 * 29 = 36.25 \text{ A}$$

4.1. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION 1

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \times V \times I$$

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \times 24.9 \times 29$$

$$S_{3\phi} = 1250 \text{ kVA}$$

$$I_{240} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \times V_{BT}}$$

$$I_{240} = \frac{1250 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0.24 \text{ kV}}$$

$$I_{240} = 3008.75 \text{ A}$$

4.2. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION 2

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \times V \times I$$

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \times 24.9 \times 40$$

$$S_{3\phi} = 1725 \text{ kVA}$$

$$I_{240} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \times VBT}$$

$$I_{240} = \frac{1725 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0.24 \text{ kV}}$$

$$I_{240} = 4150 \text{ A}$$

Como se observa en la ilustración 23 al momento de escoger nuestro conductor en el software Etap podemos acceder a ver impedancias del cable y además se podrá tener la ampacidad de nuestro conductor.

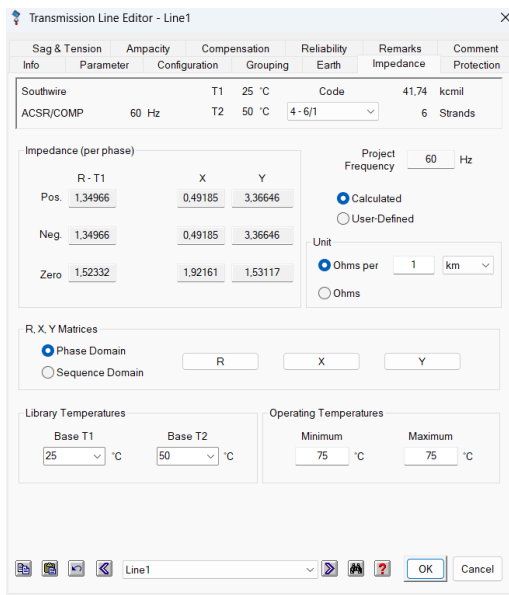


Ilustración 26 DATOS ETAP

Fuente: [Autores]

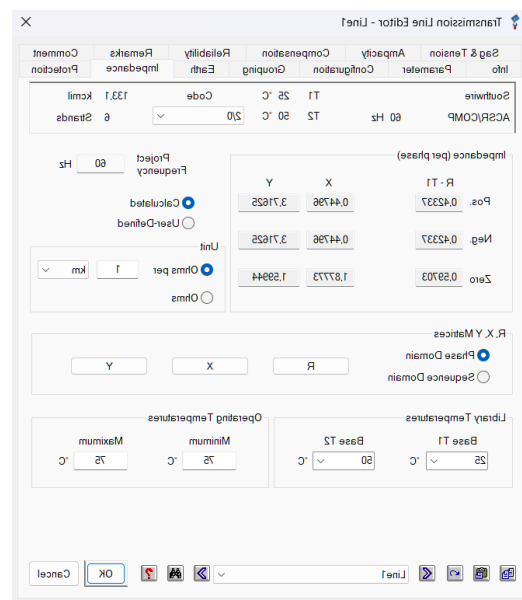


Ilustración 27 Datos ETAP

Fuente: [Autores]

4.3. MODELADO EN DIGSILENT

En el software digsilent se modela nuestro escenario y con los datos que se obtuvieron en Etap, se los introduce en los cables modelados en digsilent, así mismo se da valores a los otros elementos.

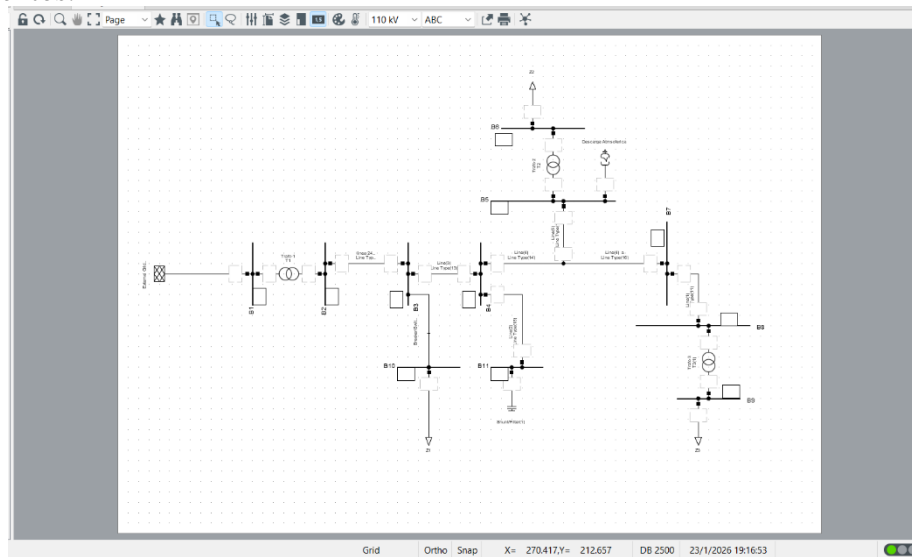


Ilustración 28 Digsilent modelado

Fuente: [Autores]

Corriente en la carga dos sin protección ante descarga atmosférica:

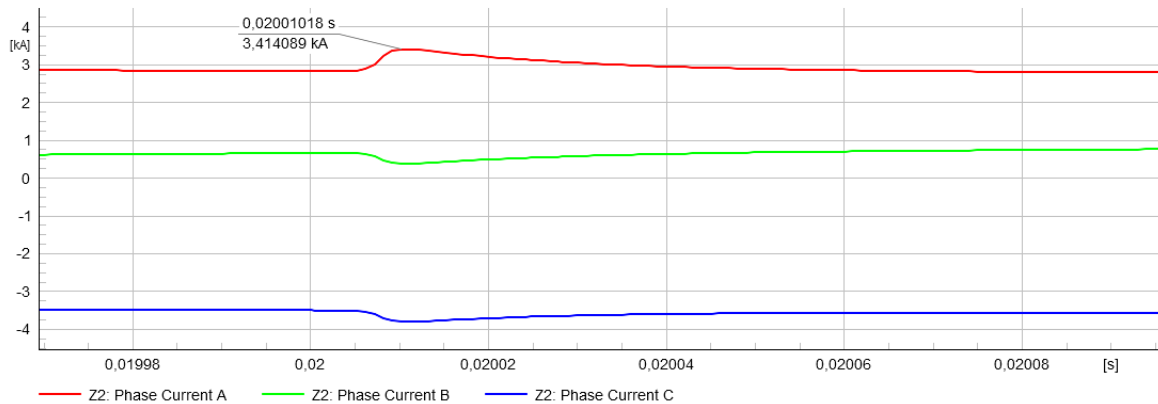


Ilustración 29 Corriente en la carga dos

Fuente: [Autores]

Voltaje en la carga dos sin protección ante descarga atmosférica:

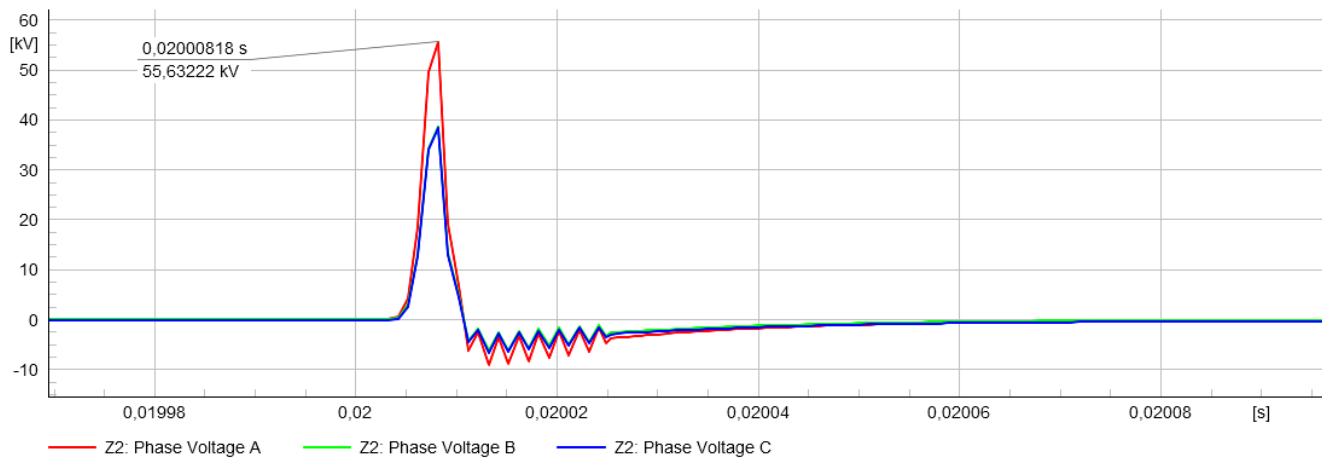


Ilustración 30 Voltaje en la carga dos

Fuente: [Autores]

Red de distribución 24.9 kV sin protección propenso a una descarga Atmosférica que pueda generar daños.

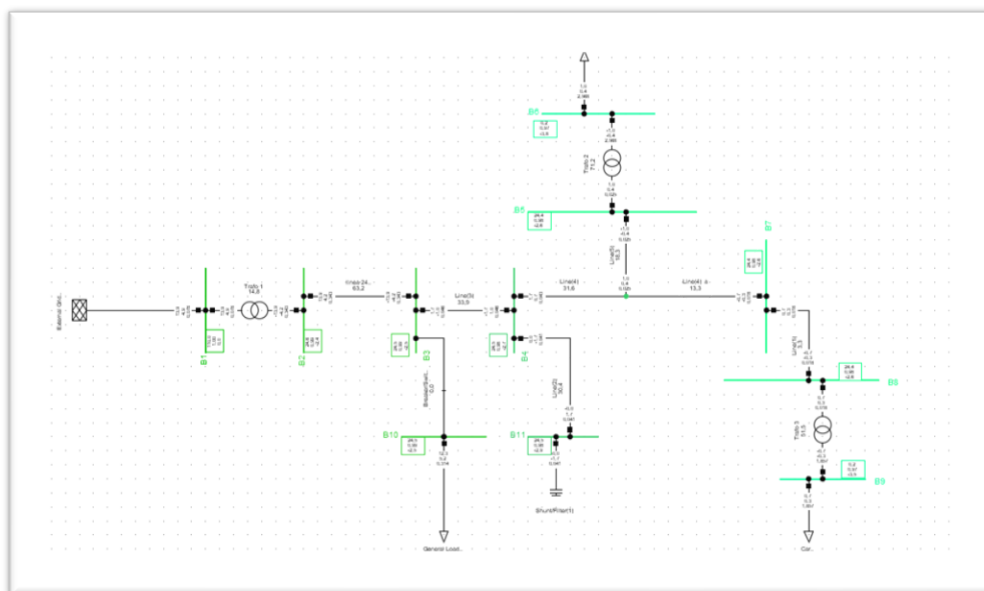


Ilustración 31 Red de distribución

Fuente: [Autores]

4.4. CONFIGURACIÓN DE PARARRAYO

Se colocan parámetros de corriente y de voltaje en el pararrayo, esto se necesita para la simulación EMT.

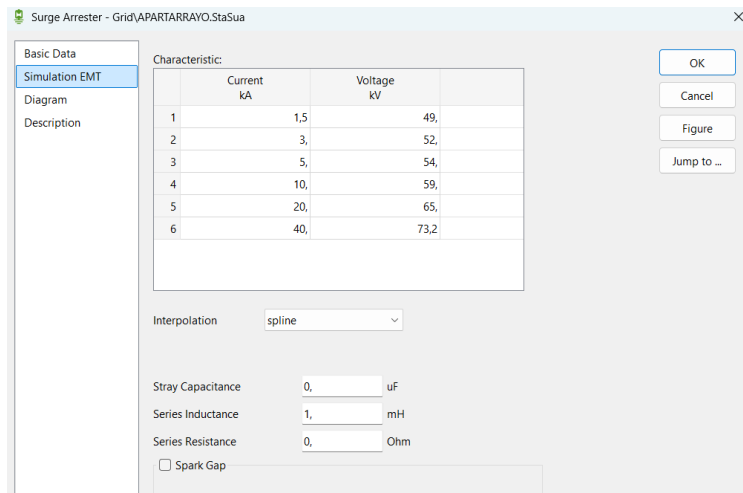


Ilustración 32 Pararrayo digisilent

Fuente: [Autores]

En la ilustración 25 se observa la curva de voltaje-corriente en el pararrayo

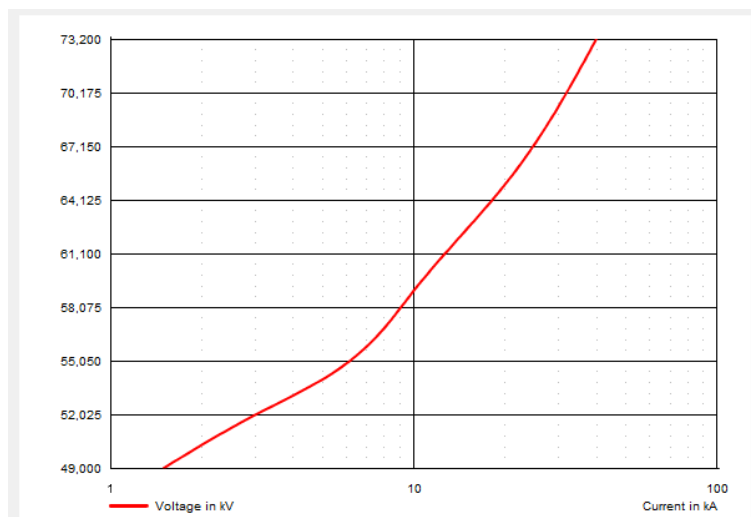


Ilustración 33 Grafica pararrayo

Fuente: [Autores]

Pulso de la descarga atmosférica:

Para simular la descarga Atmosférica nos ayudaremos con el componente impulse source, que simulara un rayo de 5KA de un tiempo de 8/20us.

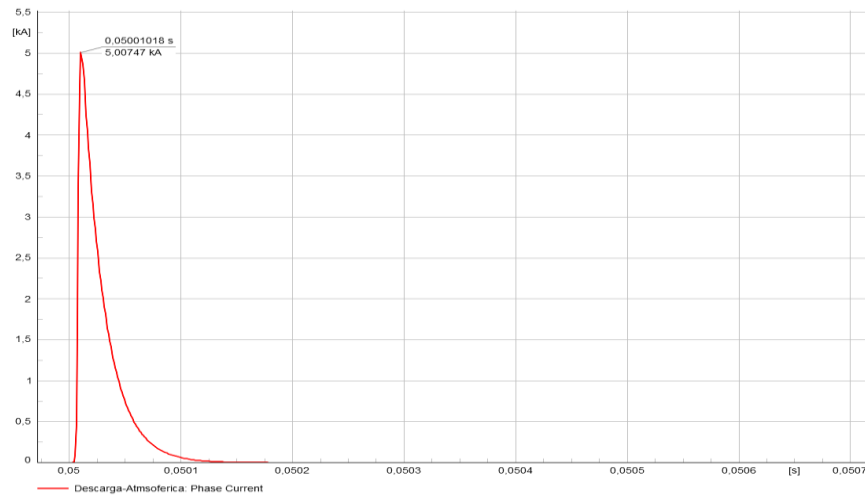


Ilustración 35 Descarga atmosférica

Fuente: [Autores]

Descarga reflejada en la carga dos con protección ante descarga atmosférica:

La descarga atmosférica impacta en la barra 5 por lo cual el transformador 2 que alimenta la carga 2 serían los más afectados.

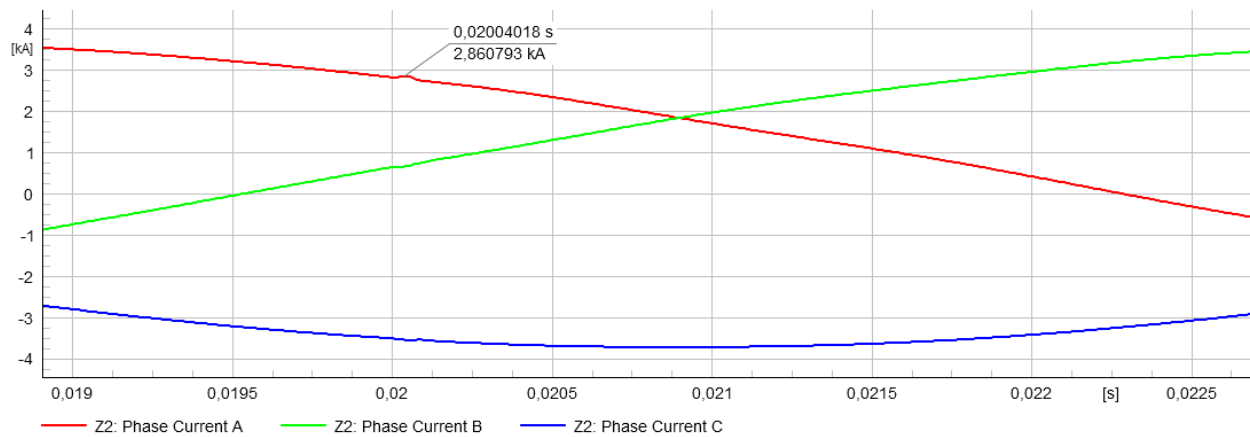


Ilustración 36 Corriente en la carga 2 con pararrayo

Fuentes: [Autores]

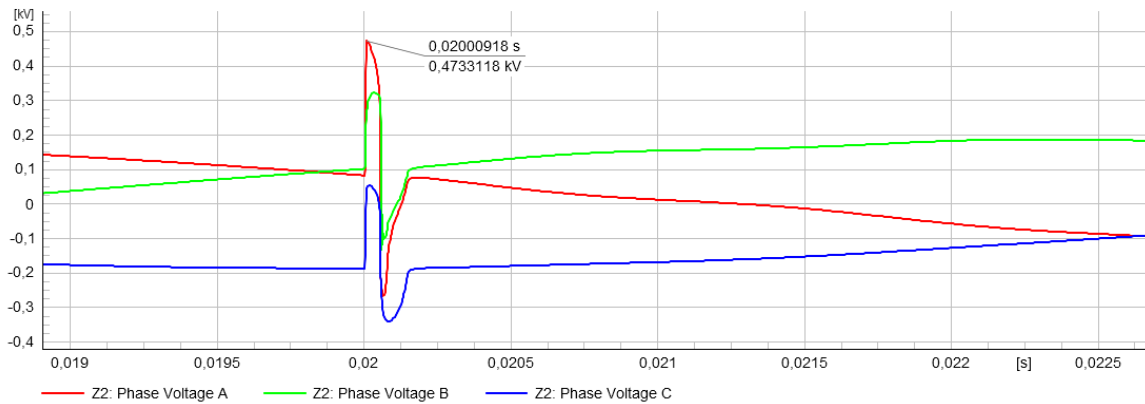


Ilustración 37 Voltaje en la carga dos con pararrayo

Fuentes: [Autores]

Actuación de pararrayo 3:

La grafica muestra que en la fase a hubo un pico de corriente de 2.9 kA, mientras que el voltaje queda limitado a 50 kV y las demás fases ocurre un menor impacto.

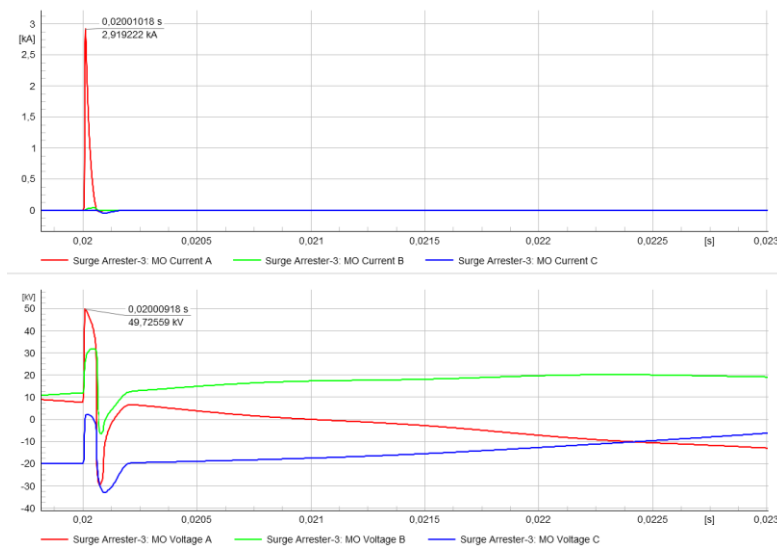


Ilustración 38 Flujo de pararrayo

Fuente: [Autores]

Voltajes residuales en el pararrayo 3:

La grafica muestra que el voltaje se limita a un valor menor al sistema y se observa la corriente descargada a tierra.

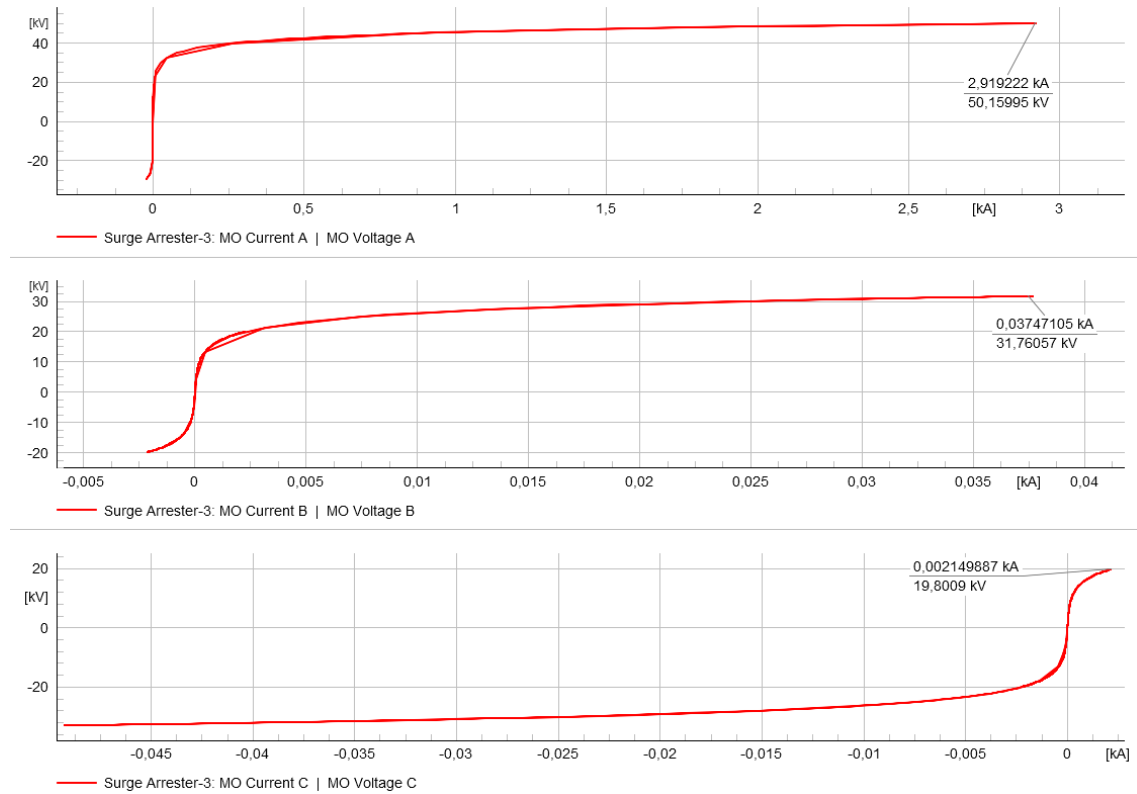


Ilustración 39 Voltaje residuales pararrayo 3

Fuente: [Autores]

Descarga atmosférica reflejada en la carga1:

Analizaremos ahora la descarga Atmosférica que cayó en la barra 5, en la carga número uno, en cual no está muy afectada.

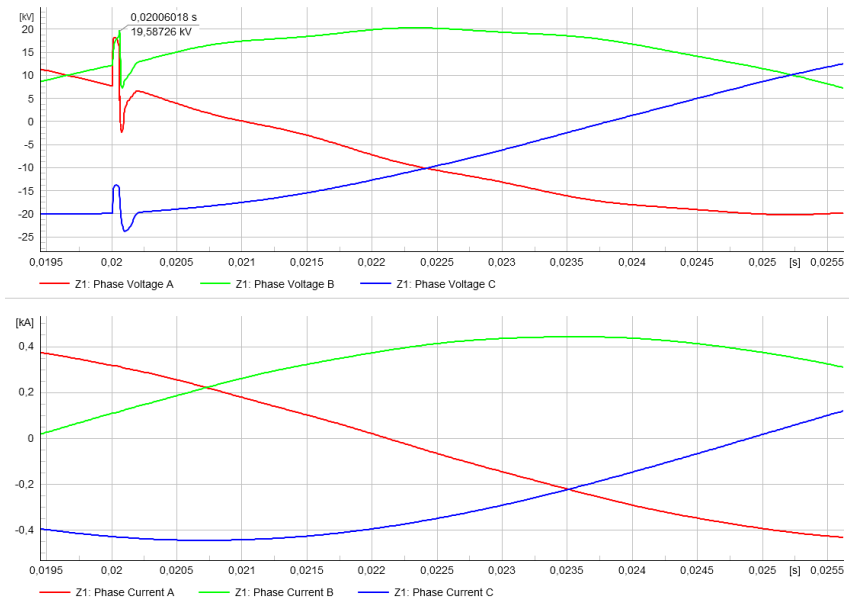


Ilustración 40 Carga uno

Fuente: [Autores]

Actuación de pararrayo 1:

La grafica muestra que en la fase a hubo un pico de corriente la cual está siendo descargada a tierra, y las fases del voltaje no están tan afectadas y están siendo descargada a tierra.

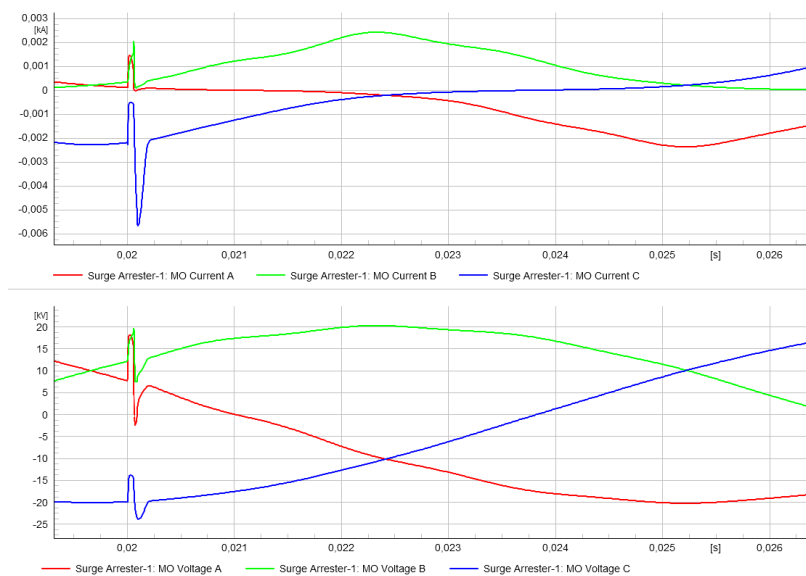


Ilustración 41 Actuación pararrayo

Fuente: [Autores]

Voltajes residuales en el pararrayo 1:

La grafica muestra que el voltaje se limita a un valor menor al sistema y se observa la corriente descargada a tierra.

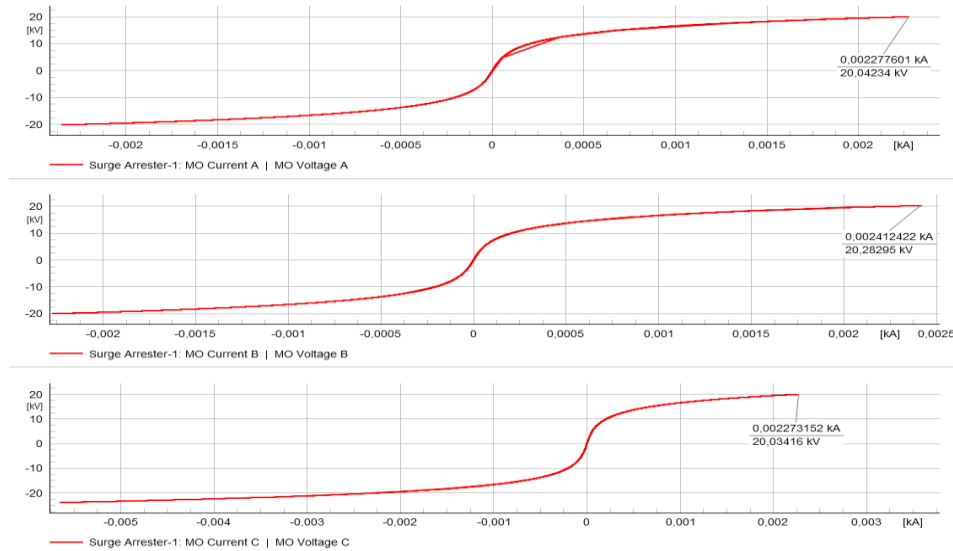


Ilustración 42 Voltaje residual pararrayo 1

Fuente: [Autores]

Descarga atmosférica reflejada en la carga3:

Analizaremos ahora la descarga Atmosférica que cayó en la barra 5, en la carga número tres.

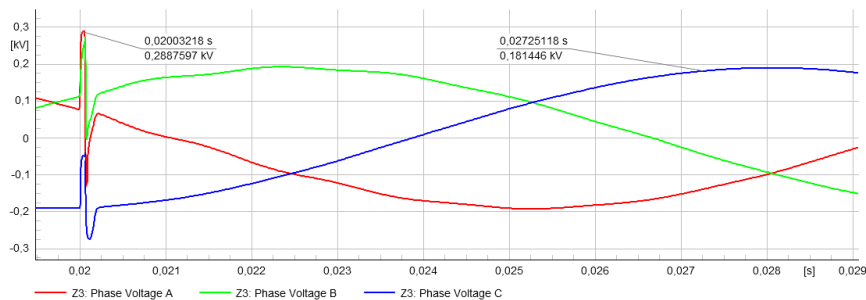


Ilustración 43 Voltaje en la carga tres

Fuente: [Autores]

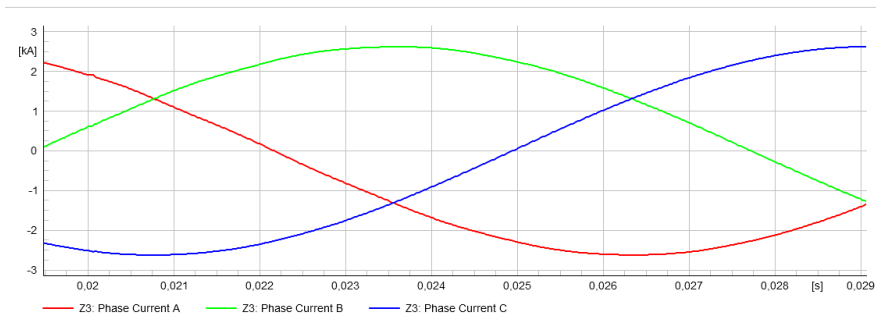


Ilustración 44 Corriente en la carga tres

Fuente: [Autores]

Actuación de pararrayo 4:

En la gráfica se muestra a descarga a tierra tanto del voltaje como la corriente, después el sistema se normaliza a los voltajes y corriente nominales.

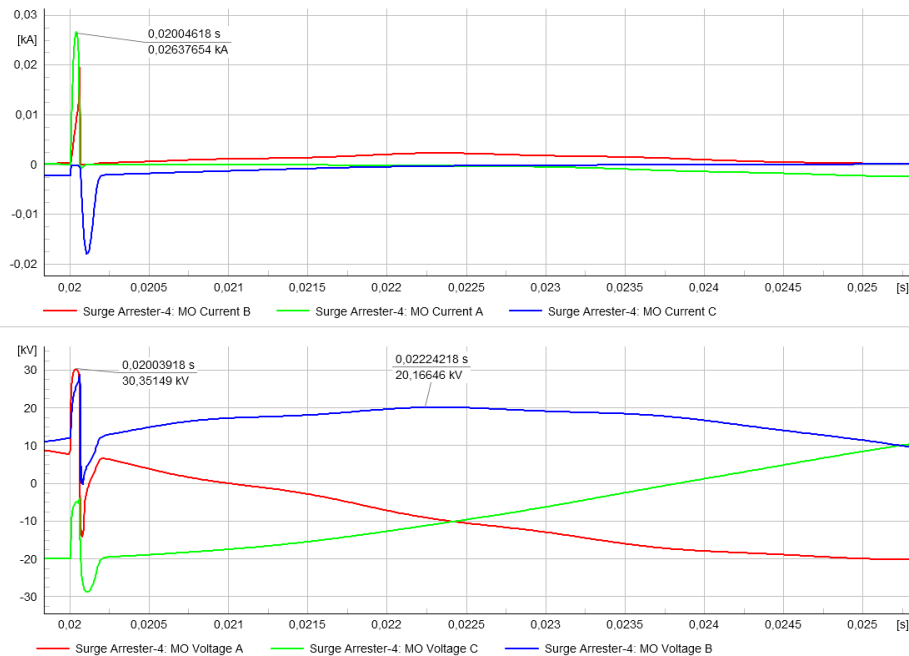


Ilustración 45 actuación pararrayo

Fuente: [Autores]

Voltaje residual en el pararrayo 4:

La grafica muestra que el voltaje se limita a un valor menor al sistema y se observa la corriente descargada a tierra.

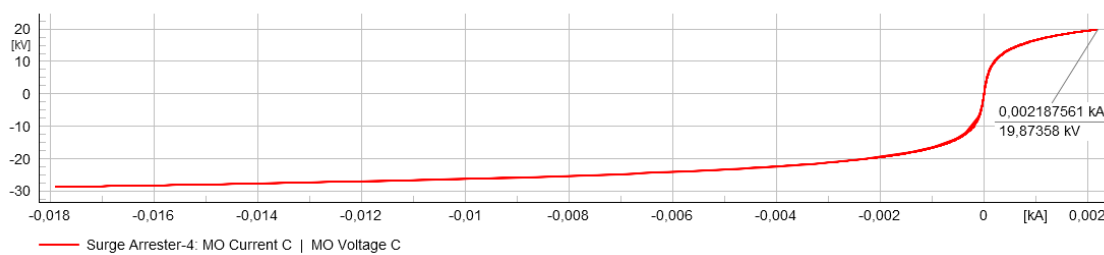
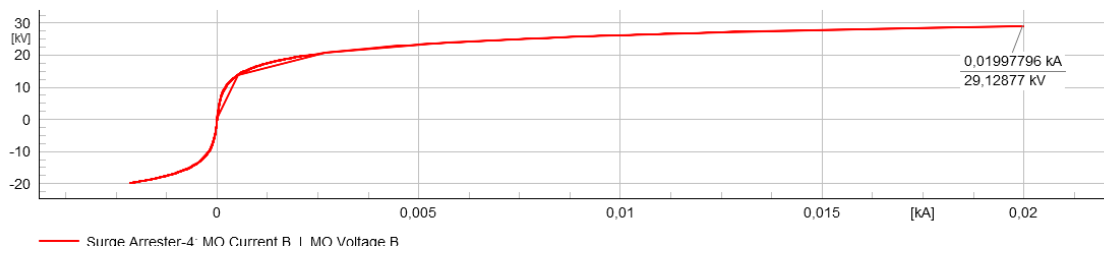
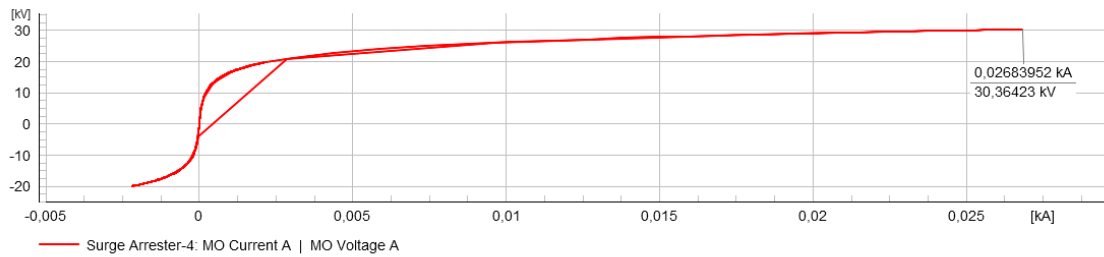


Ilustración 46 Voltaje residual pararrayo 4

Fuente: [Autores]

Corriente en el banco de capacitores:

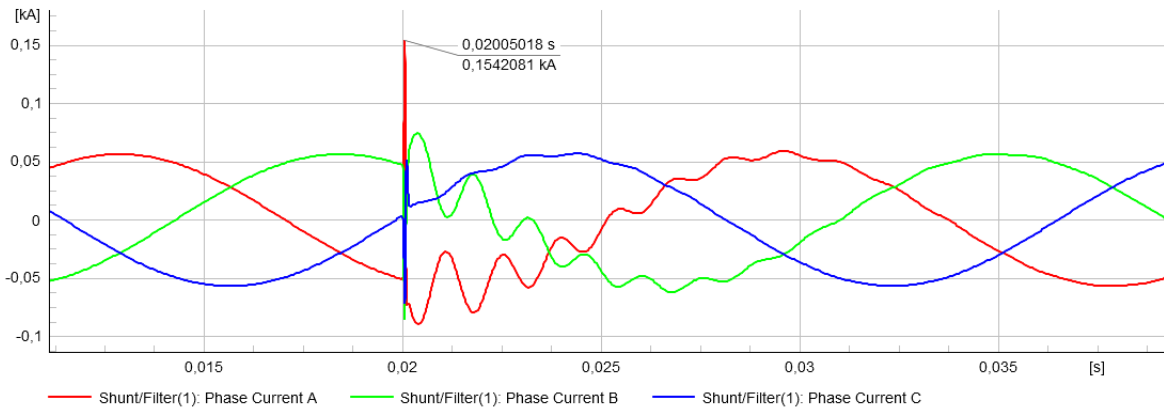


Ilustración 47 Corriente en el banco de capacitores

Fuente: [Autores]

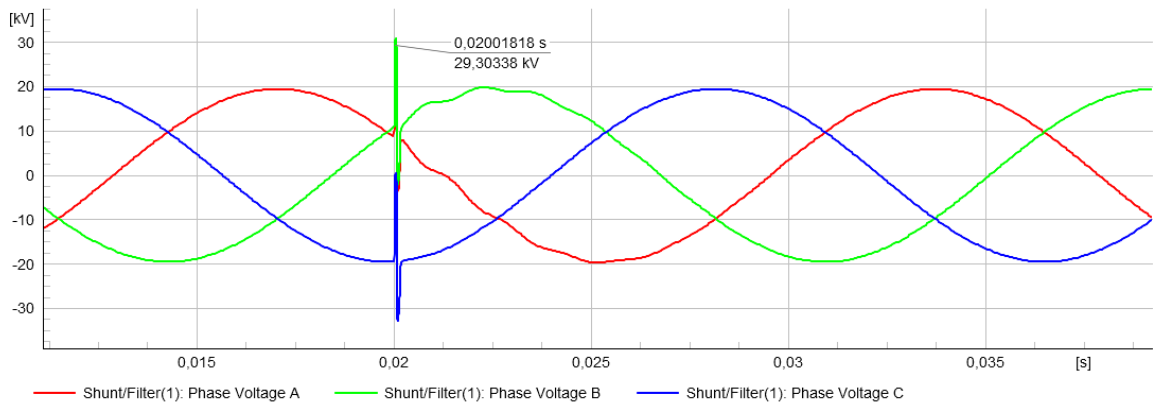


Ilustración 48 Voltaje en el banco de Capacitores

Fuente: [Autores]

Actuación del pararrayo 2:

La grafica muestra que en la fase a hubo un pico de corriente la cual está siendo descargada a tierra, y las fases del voltaje no están tan afectadas y están siendo descargada a tierra.

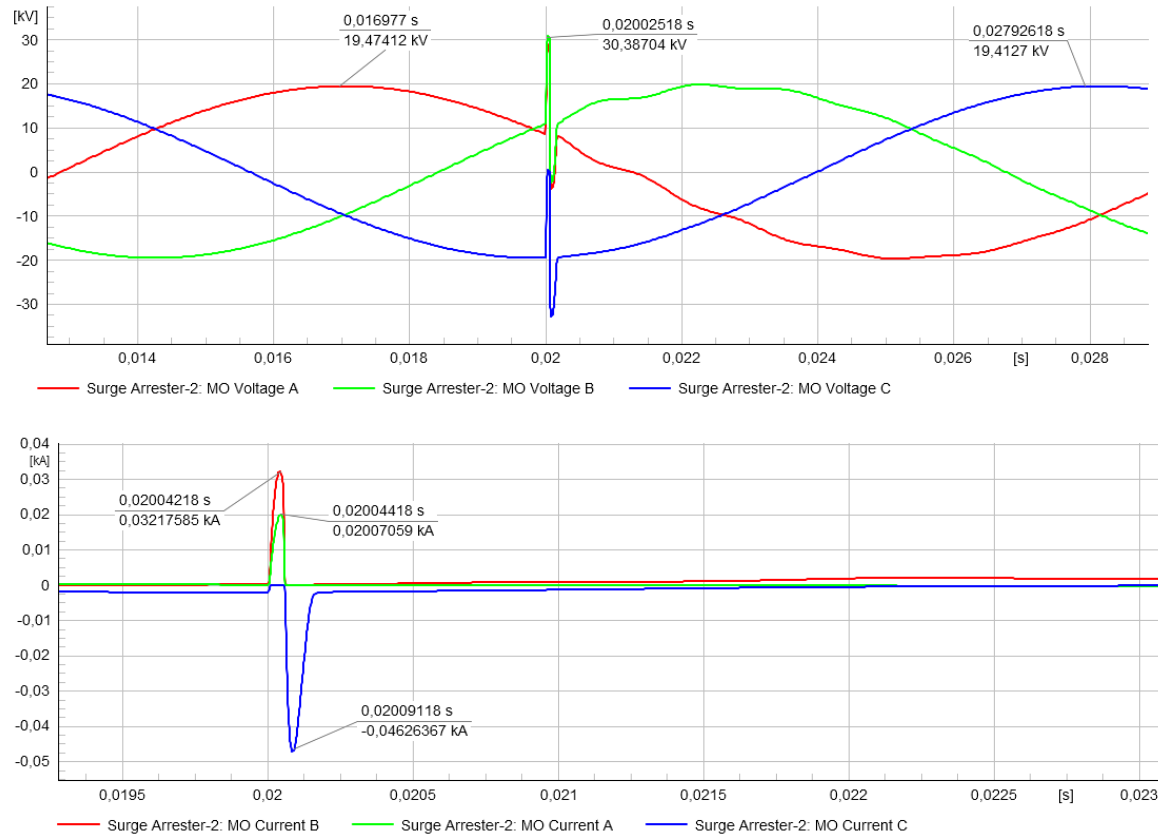


Ilustración 49 Actuación pararrayo

Fuente: [Autores]

Voltajes residuales el pararrayo 2:

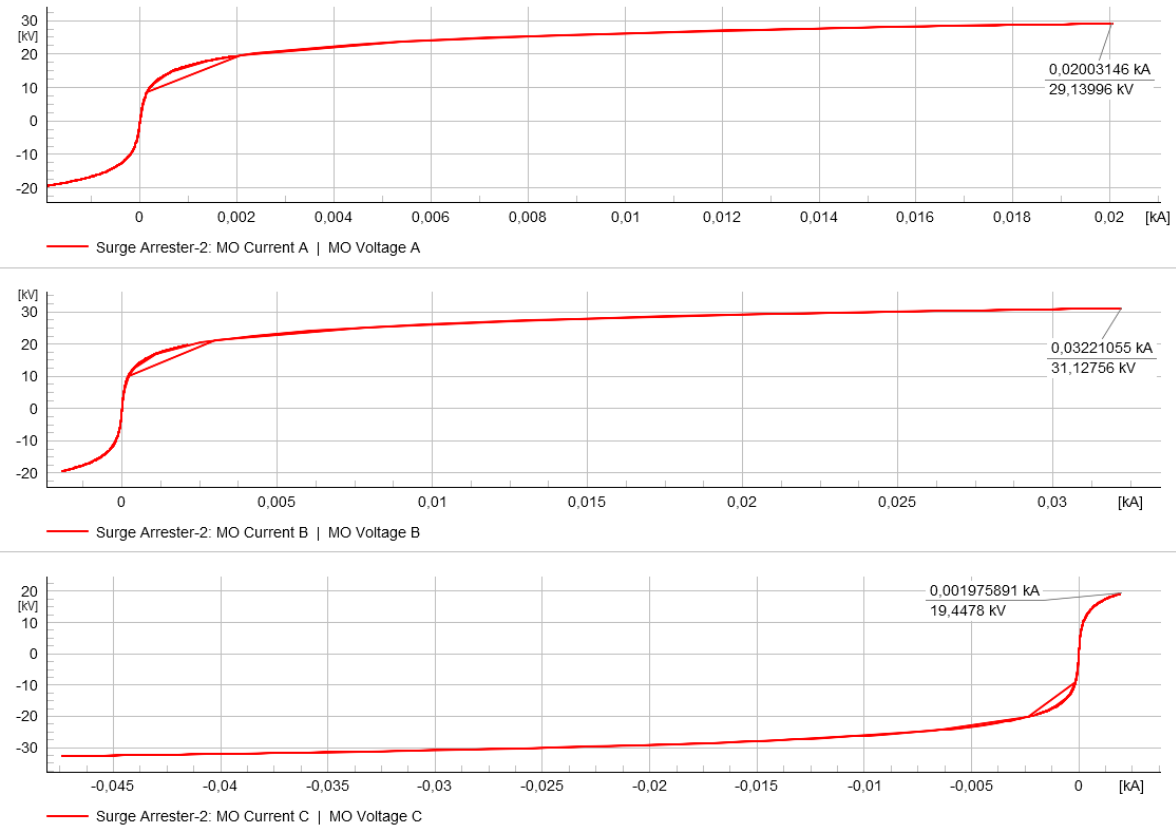


Ilustración 50 Voltaje residual pararrayo 2

Fuente: [Autores]

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES

- Mediante el siguiente caso de estudio en donde abarca descargas atmosféricas, las sobretensiones son una amenaza constante en las redes de distribución ya que ocasionan daños de consideración a elementos como el transformador, reconectores, etc. Esto afecta a la continuidad del servicio eléctrico y hace que se vuelva menos confiable.
- La correcta implementación de los pararrayos y coordinación de aislamiento es un método muy efectivo para mitigar niveles de sobretensiones a valores más recomendados lo que equivale a reducir la probabilidad de daños a equipos.
- El software usado nos demuestra que es muy importante para observar el sistema de maneras más detallada y permitieron simular escenarios que sean realistas sobre el impacto de un rayo.

5.1. RECOMENDACIONES

- La elección de pararrayos se debe realizar mediante estudios en concreto de sobretensiones atmosféricas, en estos estudios va incluido el N_g , es la densidad de descargas a tierra, se realiza ese método para así mediante la ubicación se coloca en puntos más desprotegidos del sistema.
- Es recomendable tener un nivel adecuado de CFO (critical flashover voltage) en los aisladores, estructuras y en distancias de fuga, esto es como una medida de protección

en caso de que el pararrayo falle y no opere de forma correcta. Tener un buen CFO garantiza una barrera más para que no ocurran daños más críticos.

- Es recomendable colocar los pararrayos cerca de las redes de distribución, transformadores, extremos de la línea, la razón es porque son más sensibles de las sobretensiones atmosféricas y afecta la continuidad.

CAPITULO VI

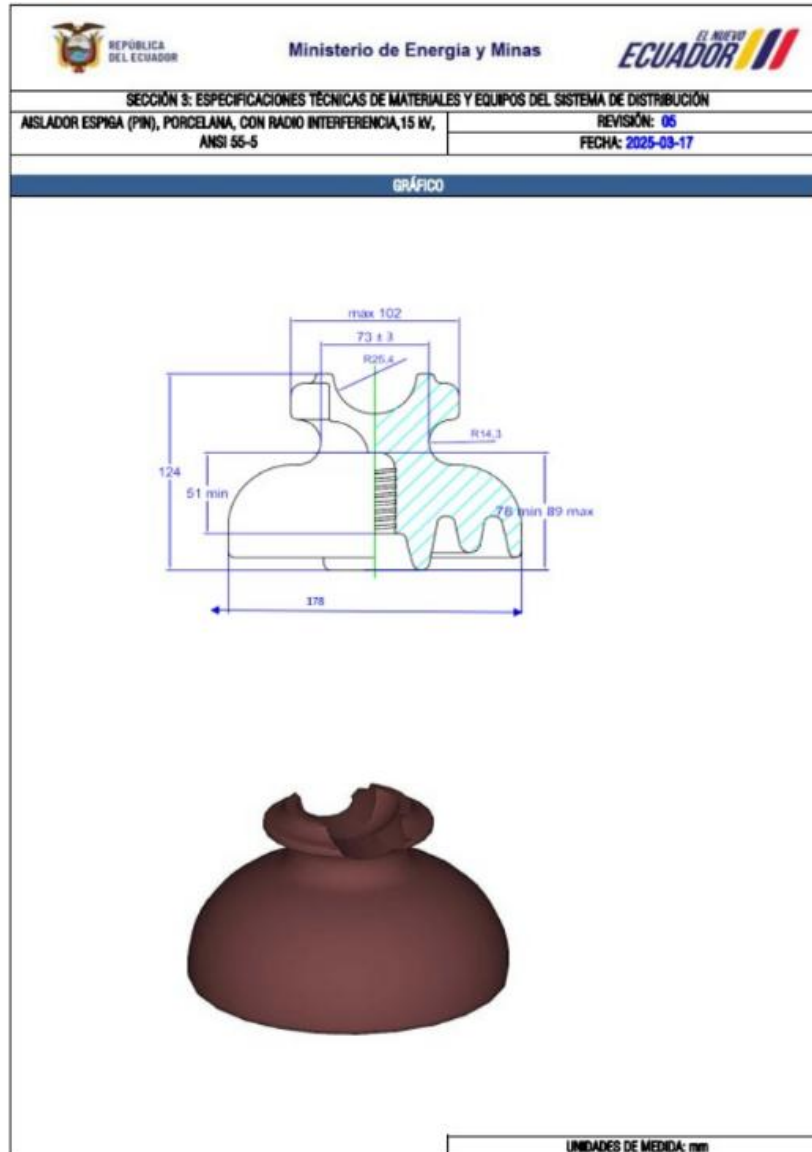
6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] “Resumen de las recomendaciones de las normas IEC para la protección contra rayos en sistemas eléctricos de alta tensión mediante pararrayos | Publicación de la conferencia IEEE | IEEE Xplorar.” Accessed: Jan. 20, 2026. [Online]. Available: <https://ieeexplore-ieee-org.ecups.idm.oclc.org/document/6973402/authors#authors>
- [2] “IEC-60071-2:1996”.
- [3] “IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines,” Feb. 2004, doi: 10.1109/IEEESTD.2004.94577.
- [4] C. T. Mata and T. Bonilla, “Lightning Risk Assessment tool, implementation of the IEC 62305-2 standard on lightning protection,” *2012 31st International Conference on Lightning Protection, ICLP 2012*, 2012, doi: 10.1109/ICLP.2012.6344320.
- [5] A. Vetrivelan and A. Q. Huang, “AC Crowbar Protection Scheme for Medium-Voltage Solid-State Transformers,” *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 2024, doi: 10.1109/IECON55916.2024.10905267.
- [6] “IEEE Xplore Full-Text PDF:” Accessed: Nov. 18, 2025. [Online]. Available: <https://ieeexplore-ieee-org.ecups.idm.oclc.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1315281>
- [7] “Descargas eléctricas atmosféricas. Origen, impactos y sistemas de protección - Suramericana.” Accessed: Jan. 20, 2026. [Online]. Available: https://suramericana.com/blog/salud_planetaria/descargas-electricas-atmosfericas/
- [8] Cooper Power Systems, *Electrical distribution system protection*. 240AD.
- [9] “C62.22-2009 - Guía IEEE para la aplicación de pararrayos de óxido metálico en sistemas de corriente alterna | Estándar IEEE | IEEE Xplore.” Accessed: Jan. 20, 2026. [Online]. Available: <https://ieeexplore-ieee-org.ecups.idm.oclc.org/document/6093926>
- [10] T. Thanasaksiri, “Lightning flashover rates of overhead distribution lines applying volt time curve from testing and IEEE Std.1410-2004,” *ECTI-CON 2011 - 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011*, pp. 661–664, 2011, doi: 10.1109/ECTICON.2011.5947926.

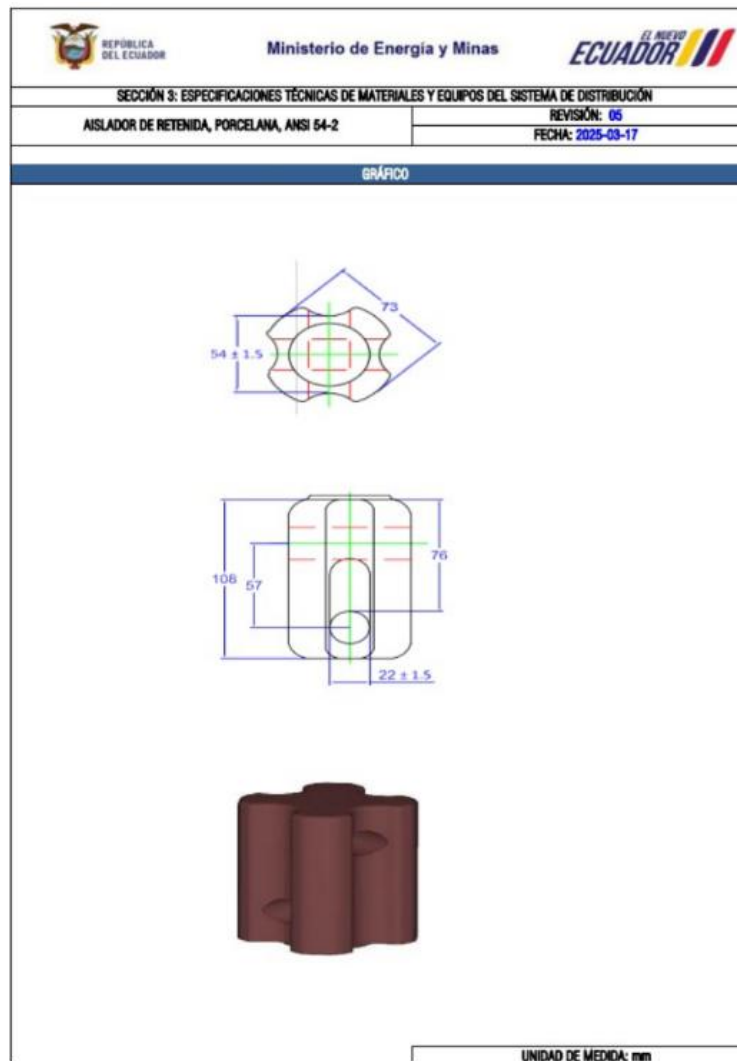
- [11] “WWLLN.” Accessed: Jan. 20, 2026. [Online]. Available: <https://wwlln.net/>
- [12] Enríquez Harper, *Elementos de Protección de Sistemas Eléctricos Teoría y Practica* . 2011.
- [13] “EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD-ARCONEL”.
- [14] “IEEE Standard for Insulation Coordination--Definitions, Principles, and Rules,” Dec. 2010, doi: 10.1109/IEEESTD.2011.5754137.
- [15] “Cables eléctricos aéreos y sus componentes: la guía definitiva - Rax Industry.” Accessed: Jan. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.hbjinyong.com/es/overhead-transmission-line-guide/>
- [16] José Ramírez Vázquez, *Manual Autodidáctico de LINEAS AEREAS* . 1986.
- [17] “Tipos de aisladores de líneas aéreas y sus aplicaciones - Powertelcom.” Accessed: Jan. 20, 2026. [Online]. Available: <https://www.powertelcom.com/es/types-of-overhead-line-insulators/>
- [18] “¿Qué es un pararrayos?” Accessed: Jan. 20, 2026. [Online]. Available: <https://at3w.com/blog/que-es-un-pararrayos/>
- [19] “Power System Solutions - DIgSILENT.” Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/>
- [20] “Software del sistema de distribución | Análisis de red de distribución | ADMS | ETAP.” Accessed: Jan. 15, 2026. [Online]. Available: <https://etap.com/es/sectors/distribution>
- [21] “Unidades de la propiedad.” Accessed: Jan. 28, 2026. [Online]. Available: <https://www.unidadespropiedad.com/pdf/2d/Secc3-EspTec/Aisladores2.pdf>
- [22] “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS ANEXO 1 ESTRUCTURAS Contenido”.

6.1. ANEXOS



Anexo 1. Aislador ANSI 55-5



Anexo 2. Aislador ANSI 54-2



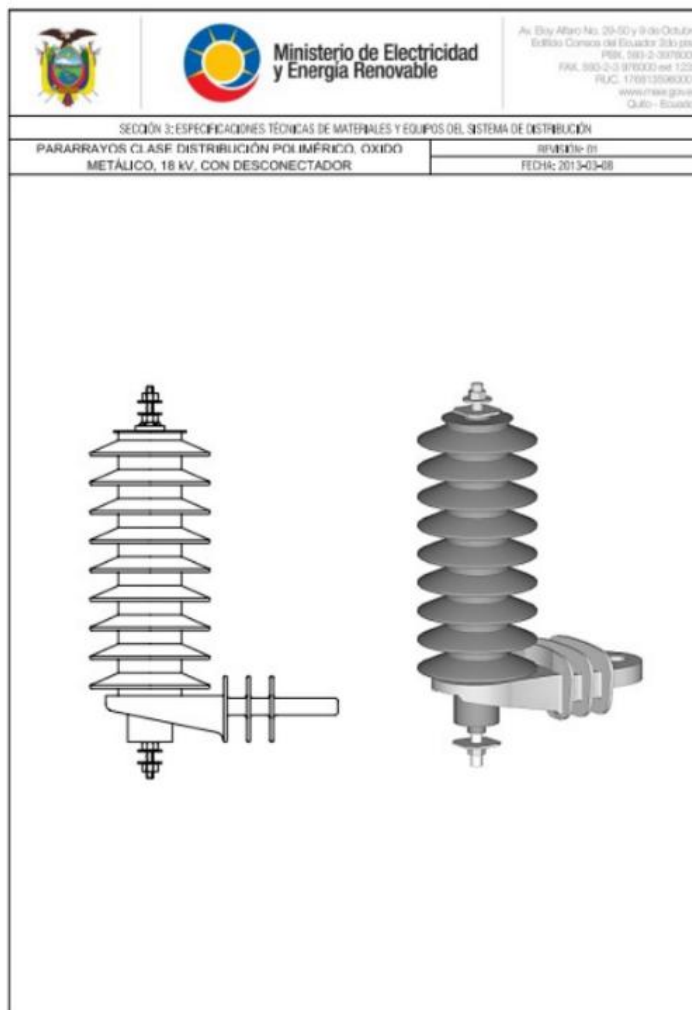
Anexo 3. Datos pararrayo de 18kV distribución

  Ministerio de Electricidad y Energía Renovable		<small>Av. Eloy Alfaro No. 204-93 y 93 de Octubre Esf. 5to. Correo del Ecuador 250100 P.O. Box 250100-9300 QUITO, ECUADOR TEL: 2241 1234 FÁX: 2241 1234 www.mider.gov.ec QUITO - Ecuador</small>												
SECCIÓN 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES Y EQUIPOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN														
PARARRAYOS CLASE DISTRIBUCIÓN POLIMÉRICO, ÓXIDO METÁLICO, 18 KV, CON DESCONECTOR		REVISIÓN: 04 FECHA: 2013-04-15												
ESPECIFICACIONES GENERALES														
ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN												
NOTAS:														
1	<p>Para condiciones anormales de servicio se deberá considerar el anexo A de la norma IEC 60099-4 ed2.2, entre las cuales pueden estar:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Temperatura ambiente que exceden los valores indicados en el numeral 1.1.2 2.- Altitudes superiores a 1 000 m 3.- Gases o vapores que puedan causar deterioro de la superficie de aislamiento o de accesorios de montaje. 4.- Exceso de contaminación por humo, polvo, niebla salina u otros materiales conductores 5.- Exposición excesiva a la humedad, vapor o gotas de agua 6.- Lavada del descargador en caliente 7.- Mezclas explosivas de polvo, gases o humos 8.- Anormales condiciones mecánicas (terremotos, vibraciones, altas velocidades del viento, altas cargas de hielo, tensiones alta de cantilever 9.- Inusual transportación o almacenamiento 10.- Frecuencias nominales inferiores a 48 Hz y superiores a los 62 Hz 11.- Fuentes de calor cercanas al descargador 12.- Velocidad del viento mayor a 34 m/s 13.- Montaje no vertical y montaje suspendido 14.- Terremoto 15.- Carga de torsión del descargador 16.- Carga de tracción del descargador 17.- Uso del descargador como soporte mecánico 18.- Cualesquiera otras condiciones inusuales conocidas por las EDs. 													
2	Según requerimientos de la Distribuidora se podrá optar por los siguientes materiales para la envolvente del pararrayos: 1) Polímero o caucho siliconado 2) Concreto de polímero.													
3	<p>Para los propósitos de estandarización, se consideran 4 clases de niveles de contaminación, definidos por la norma IEC 60099-4 ed2.2, desde la contaminación muy liviana hasta la contaminación muy pesada. A continuación se definen como sigue:</p> <p>a.- Liviano; b.- Medio; c.- Pesado; d.- Extra pesado</p> <p>La norma IEC 60099-4 ed2.2, hace referencia a la norma IEC 600815, considera factores por la contaminación ambiental, para la distancia mínima de fuga. El nivel de contaminación está asociado a un factor en mm/kV, el cual debe ser seleccionado por las EDs. Se adjunta tabla para la selección del factor según el nivel de contaminación, para corrección de distancia de fuga del descargador.</p> <table border="1" data-bbox="594 1268 976 1444"> <thead> <tr> <th colspan="2">Tabla II</th> </tr> <tr> <th>Nivel de contaminación</th> <th>Minima línea de fuga (mm/kV)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Liviano</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>Mediano</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>Pesado</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>Extra-pesado</td> <td>31</td> </tr> </tbody> </table>	Tabla II		Nivel de contaminación	Minima línea de fuga (mm/kV)	Liviano	16	Mediano	20	Pesado	25	Extra-pesado	31	
Tabla II														
Nivel de contaminación	Minima línea de fuga (mm/kV)													
Liviano	16													
Mediano	20													
Pesado	25													
Extra-pesado	31													
4	<p>Desconecador removible, colocado en el circuito de puesta a tierra del descargador.</p> <p>El descargador estará provisto en su terminal vivo de MV, de un protector universal tipo capuchón autoajustable, con apertura que protege de animales silvestres.</p>													
5	<p>El Pararrayo deberá ser marcado en forma legible, indeleble y durable en el tiempo con la siguiente información como mínimo:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Clasificación del pararrayo 2. Nombre o marca del fabricante 3. Número de identificación 4. Voltaje nominal 5. Voltaje máximo de operación continua 6. Corriente nominal de descarga 7. Año de manufacturación 													
6	<p>El fabricante deberá proporcionar la información de las pruebas de diseño para cada rango máximo de descarga voltaje-corriente del pararrayos, bajo las siguientes condiciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Medirá el voltaje de pico, utilizando corrientes de cresta de 1 500 A, 3 000 A, 5 000 A, 10 000 A, 20000 A y 40 000 A, con una forma de onda 8/20. 2. Anexará un cuadro con los resultados de las pruebas que deberán ser entregadas conjuntamente con las especificaciones de su producto. 													

Anexo 4. Datos pararrayo de 18kV distribución

  Ministerio de Electricidad y Energía Renovable		Av. Eloy Alfaro No. 259-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2505 0000 P.O. Box 593-2-3970000 FAX: 593-2-3970000 ext. 12255 RUC: 1709135980001 www.meer.gov.ec QUITO - Ecuador
SECCIÓN 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES Y EQUIPOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		
PARARRAYOS CLASE DISTRIBUCIÓN POLIMÉRICO, ÓXIDO METÁLICO, 18 KV, CON DESCONECTOR		REVISIÓN: 04 FECHA: 2013-04-15
ESPECIFICACIONES GENERALES		
ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
7	Los accesorios deberán cumplir las especificaciones técnicas de cada material, las mismas que deberán ser exigidas por la empresa distribuidora y utilizadas en el proceso de fabricación.	
8	Los bienes deberán ser embalados, de manera que no sufran deterioro durante el manipuleo, transporte y almacenaje. El transporte de los materiales se hará por cuenta y riesgo del proveedor.	
9	Los certificados de conformidad de producto o de cumplimiento de normas exigidos en el presente documento, deben ser emitidos por organismos de certificación acreditados, documentación que será avalada por el OAE. Para el caso de los reportes de ensayo, estos deben ser emitidos por los laboratorios acreditados, documentación que será avalada por el OAE. Estos certificados y reportes, serán un requisito que los oferentes presenten para los procesos de adquisición.	

Anexo 5. Datos pararrayo de 18kV distribución



Anexo 6. Catálogo Hubbell para 5kA

Table 15: PDV-65 Optima Electrical Characteristics											
Rated Voltage U_r kV	Continuous Operating Voltage U_c kV	Catalog Number		Residual Voltage kV							
		Imperial hardware	Metric hardware	0.5 μ s Steep front 5 kA	8/20 Impulse Wave						Switching Surge 0.5 kA
					1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	
3	2.55	217253	294003	10.5	8.1	8.7	9.2	10.4	12.0	15.0	7.3
6	5.1	217255	294005	20.7	16.3	17.3	18.5	20.8	24.0	30.0	14.6
9	7.65	217258	294008	30.0	23.6	25.1	26.8	30.2	34.9	43.6	21.1
10	8.4	217259	294009	33.3	26.3	28.0	29.8	33.6	38.8	48.5	23.5
12	10.2	217560	294010	39.8	31.5	33.5	35.7	40.2	46.5	58.1	28.1
15	12.7	213263	294013	50.6	39.9	42.5	45.3	51.0	58.9	73.7	35.7
18	15.3	213265	294015	59.7	47.2	50.3	53.6	60.3	69.7	87.1	42.2
21	17	213267	294017	67.2	53.2	56.6	60.3	67.9	78.5	98.1	47.5
24	19.5	217570	294020	79.7	62.9	67.0	71.4	80.4	92.9	116.2	56.3
27	22	213272	294022	89.6	70.8	75.4	80.4	90.5	104.6	130.7	63.3
30	24.4	213274	294024	99.5	78.7	83.8	89.3	100.6	116.2	145.2	70.4
36	29	213279	294029	119.3	94.4	100.5	107.2	120.7	139.4	174.3	84.5

Anexo 7. Catálogo Hubbell para 10kA

Table 17: PDV-100 Optima Arresters Electrical Characteristics											
Rated Voltage U_r kV	Continuous Operating Voltage U_c kV	Catalog Number		Residual Voltage kV							
		Imperial hardware	Metric hardware	0.5 μ s Steep front 10 kA	8/20 Impulse Wave						Switching Surge 0.5 kA
					1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	
3	2.55	213703	294203	11.5	8.0	8.6	9.1	9.9	11.2	13.3	7.3
6	5.1	213705	294205	22.4	16.0	17.1	18.2	19.8	22.5	26.5	14.7
9	7.65	213708	294208	32.7	23.5	25.1	26.6	29.0	32.9	38.8	21.5
10	8.4	213709	294209	35.5	25.6	27.4	29.0	31.6	35.9	42.3	23.4
12	10.2	213710	294210	42.1	30.4	32.6	34.5	37.6	42.7	50.3	27.8
15	12.7	213713	294213	53.8	38.7	41.4	43.8	47.8	54.3	64.0	35.4
18	15.3	213715	294215	63.1	45.6	48.8	51.7	56.4	64.1	75.5	41.7
21	17	213717	294217	71.0	51.4	55.0	58.2	63.5	72.1	85.0	47.0
24	19.5	213720	294220	85.5	61.6	66.0	69.9	76.2	86.6	102.0	56.4
27	22	213722	294222	95.9	69.2	74.0	78.4	85.5	97.1	114.5	63.3
30	24.4	213724	294224	105.2	76.0	81.4	86.2	94.0	106.8	125.9	69.6
36	29	213729	294229	126.3	91.3	97.8	103.5	112.9	128.3	151.2	83.5
42	34	213734	294234	134.2	97.1	103.9	110.0	120.0	136.3	160.7	94.0