



**FACULTAD DE INGENIERÍA ARQUITECTURA Y
URBANISMO**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA**

TESIS

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN
DE DESCARGADORES VALVULARES PARA
MEJORAR LA CALIDAD DE ENERGÍA EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CORACORA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
MECÁNICO ELECTRICISTA**

Autor

Bach. Manayay Sanchez Fernando Alonso
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-9594-0739>

Asesor

Mtro. Vives Garnique Juan Carlos
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0988-9881>

Línea de Investigación

Infraestructura, Tecnología y Medio Ambiente

Pimentel – Perú

2024

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DESCARGADORES
VALVULARES PARA MEJORAR LA CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA
ELÉCTRICO RURAL CORACORA.**

Aprobación del jurado

Dra. GASTIABURÚ MORALES SILVIA YVONE

Presidente del Jurado de Tesis

MSc. ROJAS CORONEL ANGEL MARCELO

Secretario del Jurado de Tesis

Mtro. VIVES GARNIQUE JUAN CARLOS

Vocal del Jurado de Tesis




DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD

Quien(es) suscribe(n) la DECLARACIÓN JURADA, soy(somos) egresado (s) del Programa de Estudios de **Ingeniería Mecánica Eléctrica** de la Universidad Señor de Sipán S.A.C, declaro (amos) bajo juramento que soy (somos) autor(es) del trabajo titulado:

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DESCARGADORES VALVULARES PARA MEJORAR LA CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CORACORA.

El texto de mi trabajo de investigación responde y respeta lo indicado en el Código de Ética del Comité Institucional de Ética en Investigación de la Universidad Señor de Sipán, conforme a los principios y lineamientos detallados en dicho documento, en relación con las citas y referencias bibliográficas, respetando el derecho de propiedad intelectual, por lo cual informo que la investigación cumple con ser inédito, original y autentico.

En virtud de lo antes mencionado, firma:

Manayay Sánchez Fernando Alonso	DNI: 76543354	
---------------------------------	---------------	---

Pimentel, 30 de marzo del 2024.

Dedicatoria

Dedico este trabajo con mucho cariño especial a mi padre, y a mi madre en algún lugar de mis recuerdos, a quienes atribuyo mi formación personal.

Agradecimientos

A Dios, como fiel creyente de la grandeza infinita que trasciende por sobre la materia y la ciencia, y es inspiración de los hombres de bien.

A mi familia, padres y hermanos, que a pesar de las adversidades de la vida supieron encaminar mis pasos por el sendero de la educación.

Asimismo, mi profundo agradecimiento y admiración a los maestros Dra. Gastiaború Morales Silvia Yvone y Mtro. Vives Garnique Juan Carlos, dignos representantes de la plana docente de la Universidad Señor de Sipán, casa de estudios que me otorgó la oportunidad de realizar mi tan anhelada carrera profesional.

Índice

Dedicatoria	4
Agradecimientos	5
Índice de tablas, figuras y fórmulas	7
Abstract	11
I. INTRODUCCIÓN	12
1.1. Realidad problemática.	12
1.2. Formulación del problema.....	20
1.3. Hipótesis.....	20
1.4. Objetivos.....	20
1.5. Teorías relacionadas al tema.....	21
II. MATERIALES Y MÉTODO	40
2.1. Tipo y Diseño de Investigación	40
2.2. Variables, Operacionalización.....	40
2.3. Población de estudio, muestra, muestreo y criterios de selección.....	42
2.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad..	42
2.5. Procedimiento de análisis de datos.....	43
2.6. Criterios éticos	44
III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	45
3.1. Resultados.....	45
3.2. Discusión	103
IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	105
4.1. Conclusiones	105
4.2. Recomendaciones	106
REFERENCIAS	107

Índice de tablas, figuras y fórmulas

Tablas.

Tabla 1: Operacionalización de las variables de estudio.....	41
Tabla 2: Técnicas, instrumentos, validez y confiabilidad de datos.....	42
Tabla 3: Mediciones de campo de resistividad de terreno.....	47
Tabla 4: Resumen de resultados de medición de resistividad de terreno.....	47
Tabla 5: Resultados de medición de SPAT's.....	48
Tabla 6: Resumen de datos históricos de fallas.....	51
Tabla 7: Distancias acumuladas de estructuras con apartarrayos.....	53
Tabla 8: Factores de aterrizamiento o factores de falla a tierra.....	55
Tabla 9: Valores garantizados por proveedor.....	56
Tabla 10: Resumen cálculos de descargador.....	62
Tabla 11: Datos geométricos del conductor.....	64
Tabla 12: Coordenadas tensión corriente.....	66
Tabla 13: Nueva ubicación de descargadores valvulares.....	100
Tabla 14: Nueva data de ocurrencia de fallas.....	101

Figuras.

Figura 1: Causa de falla según tipo de actividad.....	14
Figura 2: SAIFI y SAIDI por departamento.....	15
Figura 3: Representación de caída de rayo sobre una línea eléctrica.....	22
Figura 4: Mapa Ceraunico del Perú.....	23
Figura 5: Diagrama representativo de un SER primario trifásico de tres hilos.....	24
Figura 6: Fotografía real de un SER primario trifásico de tres hilos.....	25
Figura 7: Diagrama representativo de un SER primario monofásico de dos hilos... ..	25
Figura 8: Fotografía real de un SER primario monofásico de dos hilos.....	26
Figura 9: Diagrama representativo de un SER primario monofásico de un hilo.....	26
Figura 10: Fotografía real de un SER primario monofásico de un hilo.....	27
Figura 11: Puesta a tierra esquema tipo TT.....	28
Figura 12: Puesta a tierra esquema tipo TN-S.....	28
Figura 13: Puesta a tierra esquema tipo TN-C.....	28
Figura 14: Puesta a tierra esquema tipo IT.....	29
Figura 15: Representación de puesta a tierra tipo PAT-1C.....	30
Figura 16: Representación de puesta a tierra tipo PAT-1.....	30
Figura 17: Gráfica representativa de sobretensiones transitorias.....	31
Figura 18: Gráfica representativa de una sobretensión permanente.....	31
Figura 19: Representación de flameo en línea aérea.....	32
Figura 20: Representación de flameo inverso en línea aérea.....	33
Figura 21: Disposición del cable de guarda en línea aérea.....	34
Figura 22: Partes de un apartarrayos de línea.....	35
Figura 23: Fotografía de instalación de apartarrayos.....	36
Figura 24: Esquema de flujo general para selección de apartarrayos.....	37
Figura 25: Diagrama unifilar del SER Coracora.....	45

Figura 26: Historial de fallas - Alimentador 01.	51
Figura 27: Historial de fallas - Alimentador 02.	52
Figura 28: Historial de fallas - Alimentador 03.	52
Figura 29: TOV / MCOV vs tiempo de duración de la sobretensión.	58
Figura 30: Selección de línea de fuga específica.	61
Figura 31: Esquema típico de estructura con descargadores.	63
Figura 32: Modelado de la línea eléctrica.	64
Figura 33: Modelado de fuente de tensión.	64
Figura 34: Modelado de aislador y apantallamiento de estructura.	65
Figura 35: Modelado descargador valvular en ATPDraw.	65
Figura 36: Modelado onda tipo rayo.	67
Figura 37: Forma de onda tipo rayo aplicada 8/20 μ s.	67
Figura 38: Escenarios de simulación.	68
Figura 39: Vista superior tramo 01 (C-2).	68
Figura 40: Vista alzada tramo 01 (C-2).	69
Figura 41: Superposición tramo 01 (C-2).	69
Figura 42: Esquema tramo 01 (C-2) - Impacto en estructura.	70
Figura 43: Tensión en la fuente, T1C2IE.	70
Figura 44: Tensión en cola, T1C2IE.	71
Figura 45: Tensión en aislador de estructura impactada, T1C2IE.	71
Figura 46: Corriente en aislador de estructura impactada, T1C2IE.	72
Figura 47: Esquema tramo 01 (C-2) - Impacto en fase.	72
Figura 48: Tensión de aislador en cola, T1C2IF.	73
Figura 49: Corriente de aislador en cola, T1C2IF.	73
Figura 50: Tensión en cola T1C2IE, optimizada.	74
Figura 51: Corriente en aislador de estructura impactada T1C2IE, optimizada.	75
Figura 52: Vista superior tramo 02 (C-3).	75
Figura 53: Vista alzada tramo 02 (C-3).	76
Figura 54: Superposición tramo 02 (C-3).	76
Figura 55: Esquema tramo 02 (C-3) - Impacto en estructura.	77
Figura 56: Tensión de aislador en zona amarilla, T2C3IE.	77
Figura 57: Tensión de aislador sin descargador en zona roja, T2C3IE.	78
Figura 58: Corriente de aislador sin descargador en zona roja, T2C3IE.	78
Figura 59: Esquema tramo 02 (C-3) - Impacto en fase.	79
Figura 60: Tensión de aislador sin descargador en zona amarilla, T2C3IF.	79
Figura 61: Tensión de aislador sin descargador en zona roja, T2C3IF.	79
Figura 62: Tensión de aislador en zona amarilla T2C3IE, optimizada.	80
Figura 63: Corriente aislador sin descargador en zona roja T2C3IE, optimizada.	81
Figura 64: Vista superior tramo 03 (C-2).	81
Figura 65: Vista alzada 1 tramo 03 (C-2).	82
Figura 66: Vista alzada 2 tramo 03 (C-2).	82
Figura 67: Superposición tramo 03 (C-2).	83
Figura 68: Esquema tramo 03 (C-2) - Impacto en estructura.	83
Figura 69: Tensión de línea estructura impactada zona no protegida, T3C2IE.	84
Figura 70: Tensión aislador estructura impactada zona no protegida, T3C2IE.	84
Figura 71: Esquema tramo 03 (C-2) - Impacto en fase.	85
Figura 72: Tensión línea en estructura impactada zona no protegida, T3C2IF.	85

Figura 73: Tensión aislador en fases impactadas zona no protegida, T3C2IF.	85
Figura 74: Tens. Lín. estruc. impactada zona no protegida T3C2IE, optimizada.	86
Figura 75: Tens. Lín. estruct impactada zona no protegida T3C2IF, optimizada.	87
Figura 76: Vista superior tramo 04 (C-1).	87
Figura 77: Vista alzada 1 tramo 04 (C-1).	88
Figura 78: Vista alzada tramo 05 (C-1).	88
Figura 79: Superposición tramo 04 y 05 (C-1).	89
Figura 80: Esquema tramo 04 y 05 (C-1) - Impacto en estructura.	89
Figura 81: Tensión al inicio de descargadores, T45C1IE.	90
Figura 82: Tensión de línea en estructura evaluada, T45C1IE.	90
Figura 83: Tensión en cola de tramo 4, T45C1IE.	91
Figura 84: Corriente en aisladores de estructura graficada, T45C1IF.	91
Figura 85: Perfil de tensión en cola de tramo 4, T45C1IF.	92
Figura 86: Tensión al inicio de descargadores T45C1IE, optimizada.	93
Figura 87: Perfil de tensión en cola de tramo 4 T45C1IF, optimizada.	93
Figura 88: Vista alzada tramo 06 (C-1).	94
Figura 89: Vista alzada tramo 07 (C-1).	94
Figura 90: Superposición tramo 06 y 07 (C-1).	95
Figura 91: Esquema tramo 06 y 07 (C-1) - Impacto en estructura.	96
Figura 92: Tensión de línea cercana a estructura impactada, T67C1IE.	96
Figura 93: Tensión en cola, T67C1IE.	96
Figura 94: Esquema tramo 06 y 07 (C-1) - Impacto en fase.	97
Figura 95: Corriente en medio tramo, T67C1IF.	97
Figura 96: Tensión en cola, T67C1IF.	98
Figura 97: Tensión línea cercana a estructura impactada T67C1IE, optimizada.	99
Figura 98: Corriente en aisladores con descargador T67C1IE, optimizada.	99
Figura 99: Optimización de fallas - Alimentador 01.	101
Figura 100: Optimización de fallas - Alimentador 02.	102
Figura 101: Optimización de fallas - Alimentador 03.	102
Figura 102: Porcentaje de optimización de fallas estimado.	103

Fórmulas.

Fórmula 1: Resistividad de terreno.	47
Fórmula 2: Tensión máxima de operación continua.	54
Fórmula 3: Sobretensión temporal.	55
Fórmula 4: Margen de protección en frente de onda.	59
Fórmula 5: Margen de protección en frente de onda.	59
Fórmula 6: Factor de corrección por altitud.	60
Fórmula 7: Línea de fuga mínima.	60
Fórmula 8: Nivel de Aislamiento Básico mínimo.	61
Fórmula 9: Tensión de referencia del descargador.	65
Fórmula 10: Tensión de referencia del descargador.	66

Resumen

La presente investigación fue realizada con el objetivo de determinar el diseño óptimo del sistema de protección de descargadores valvulares para mejorar la calidad de energía en el Sistema Eléctrico Rural Coracora desde el punto de vista técnico, para ello, empleando el programa ATPDraw se efectuaron simulaciones de escenarios cuando la descarga eléctrica impacta sobre la estructura y cuando impacta sobre las fases, a fin de conocer las características y valores admisibles de impedancia de base y corriente de descarga soportada por el sistema, llegándose a determinar que, el diseño óptimo del sistema de protección de descargadores valvulares se logra con las nuevas ubicaciones de los descargadores propuestas, así como con la reducción de las impedancias de estructuras hasta un valor de 5Ω , con lo cual, el sistema eléctrico podrá soportar sin inconvenientes la corriente de descarga nominal de 10 kA, esperándose una reducción de la tasa de fallas en un 43,10% para los meses con mayor ocurrencia de rayos.

Palabras Clave: Apartarrayos, descargas atmosféricas, sobretensiones, calidad de servicio eléctrico.

Abstract

The present investigation was carried out with the objective of determining the optimal design of the valve arrester protection system to improve the quality of energy in the Coracora Rural Electrical System from a technical point of view, for this, using the ATPDraw program, simulations of scenarios when the electric discharge impacts the structure and when it impacts the phases, in order to know the characteristics and admissible values of base impedance and discharge current supported by the system, determining that the optimal design of the protection system of valve arresters is achieved with the new locations of the arresters proposed, as well as with the reduction of structure impedances to a value of 5Ω , with which the electrical system will be able to support the nominal discharge current of 10 kA without problems. , expecting a reduction in the failure rate by 43.10% for the months with the highest occurrence of lightning.

Keywords: Lightning arresters, atmospheric discharges, surges, quality of electrical service.

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Realidad problemática.

A diario caen sobre el planeta cerca de 4 millones de rayos esparcidos en diversos puntos de la superficie terrestre, según la investigación realizada por [1], quienes, basados en datos recopilados por la NASA durante un periodo de 16 años, afirman que la frecuencia de descargas atmosféricas nube a tierra es de aproximadamente 44 rayos por segundo. Sin embargo, los valores estimados no han permanecido ni permanecerán constantes en el paso de los años, así lo revela una segunda investigación la cual sustenta que, por cada grado en el que aumenta la temperatura global del planeta, el número de descargas atmosféricas crece en un $12 \pm 5 \%$, en consecuencia, si la temperatura del planeta continúa incrementando a ritmo actual, para fines del presente siglo XXI la cantidad de rayos que caen sobre la tierra habrá aumentado hasta en un 50 % más con respecto a la cantidad actual estimada [2]. A raíz de estas investigaciones es evidente el riesgo al que se encuentran expuestas las líneas aéreas que atraviesan zonas de constantes descargas eléctricas, teniendo en cuenta que son estas instalaciones las más vulnerables ante los impactos de rayos, conforme lo señala [3].

Las descargas atmosféricas son consideradas una de las principales causas de interrupciones en las líneas eléctricas, así lo sostienen [4], quienes además afirman que es en las temporadas de primavera y verano donde se da la mayor ocurrencia de fallas en las líneas eléctricas debido al aumento de las temperaturas ambientales.

Ciertamente, el estudio del fenómeno atmosférico es un análisis complejo de realizar, debido a la naturaleza aleatoria propia de las descargas atmosféricas, lo cual se puede evidenciar en la investigación realizada por [5], quienes con el afán de identificar los valores probables de tensión de ruptura del medio dieléctrico, llegan a la conclusión que su modelo empleado no se ajusta a la realidad y recomiendan en posteriores investigaciones agregar exactitud y confiabilidad para el cálculo de los parámetros referidos.

Otro de los factores que intensifican la ocurrencia de fallas por descargas atmosféricas en las líneas eléctricas, es el diseño de las mismas. Esta problemática fue analizada en Brasil,

donde la escasez de espacio y derechos de paso, obliga a construir las líneas eléctricas de tal manera que los conductores de diferentes valores de voltaje compartan estructuras a lo largo de la línea, ocasionando que, debido a la altura de las estructuras y los acoplamientos electromagnéticos producto de la combinación de circuitos, se incremente la probabilidad de impactos de rayos, con respecto a las descargas que se generarían en líneas con circuitos independientes [6]. Misma realidad fue tratada en la Universidad de São Paulo – Brasil, donde se analizó el comportamiento ante sobretensiones atmosféricas de una línea existente híbrida frente a impactos directos, que por limitaciones de espacio fue construida con circuitos combinados de 138 kV, 13,8 kV y 220 V, tal situación fue tratada por [7], lo cual deja a relucir la problemática común del país.

Así como los diseños de las líneas son de gran implicancia en la incidencia de rayos y los circuitos combinados representan casos particulares, es indispensable dimensionar las protecciones contra sobretensiones atmosféricas de las líneas de forma específica según la zona de instalación. Por ejemplo, en el departamento de Santander – Colombia, Ardila y otros [8], detectaron que en dicha zona los rayos descargan corrientes menores a los 20 kA que es el valor habitual, en consecuencia, afirman que las protecciones contra rayos deben ser diseñadas para proteger a las instalaciones tanto de las pequeñas y grandes corrientes generadas.

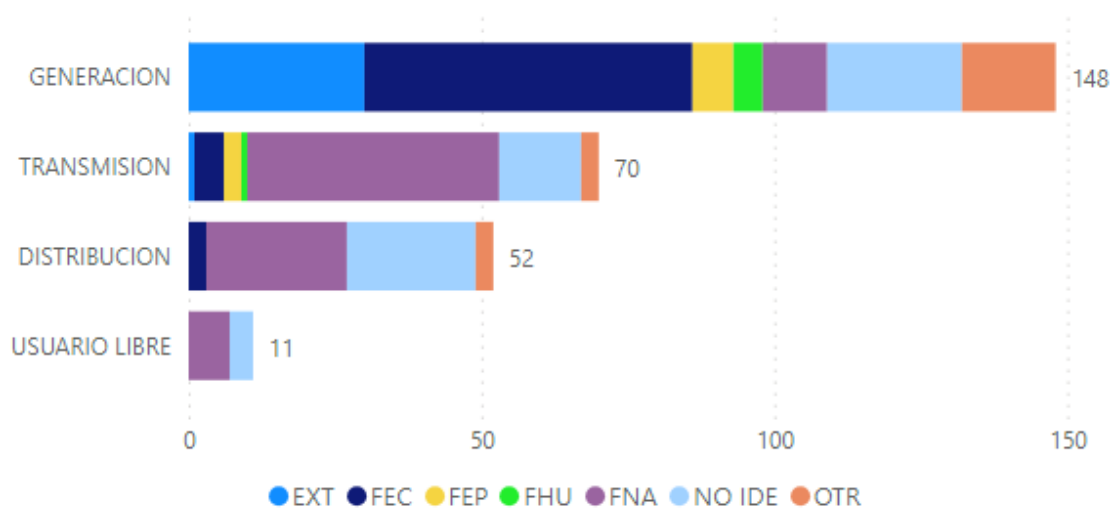
Es el fenómeno atmosférico el principal causante de interrupciones eléctricas, así lo reafirman Ugsha y otros, indicando también que los sistemas eléctricos deben encontrarse preparados para actuar en el plazo más breve frente a una interrupción, en vista de lo que significa un corte de energía para las diversas cargas consumidoras, que pueden ser desde cargas domiciliarias hasta cargas de atención médica y además teniendo en cuenta que cada interrupción reduce la confiabilidad del sistema eléctrico, y que a su vez estas pueden ser motivo de sanción o pago de compensaciones en perjuicio de las empresas distribuidoras de energía del Ecuador [9].

Del mismo modo, en el Perú todos los suministradores de energía se encuentran sujetos al pago de compensaciones por mala calidad de servicio eléctrico, en el marco de la

Ley de Concesiones Eléctricas D.L. 25844, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y sus modificatorias [10]. Una mala calidad de suministro eléctrico se caracteriza por presentar constantes salidas de servicio, variación de la tensión eléctrica, distorsión de onda, frecuencia inadecuada, entre otros.

Asimismo, con la información extraída de la estadística de fallas del COES SINAC – Perú [11], se puede verificar que gran porcentaje de fallas en la actividad de transmisión y distribución de la energía eléctrica, es ocasionado por fenómenos naturales y ambientales (FNA), dentro de los cuales se encuentran las descargas atmosféricas, tal como se visualiza a continuación.

Figura 1: Causa de falla según tipo de actividad.



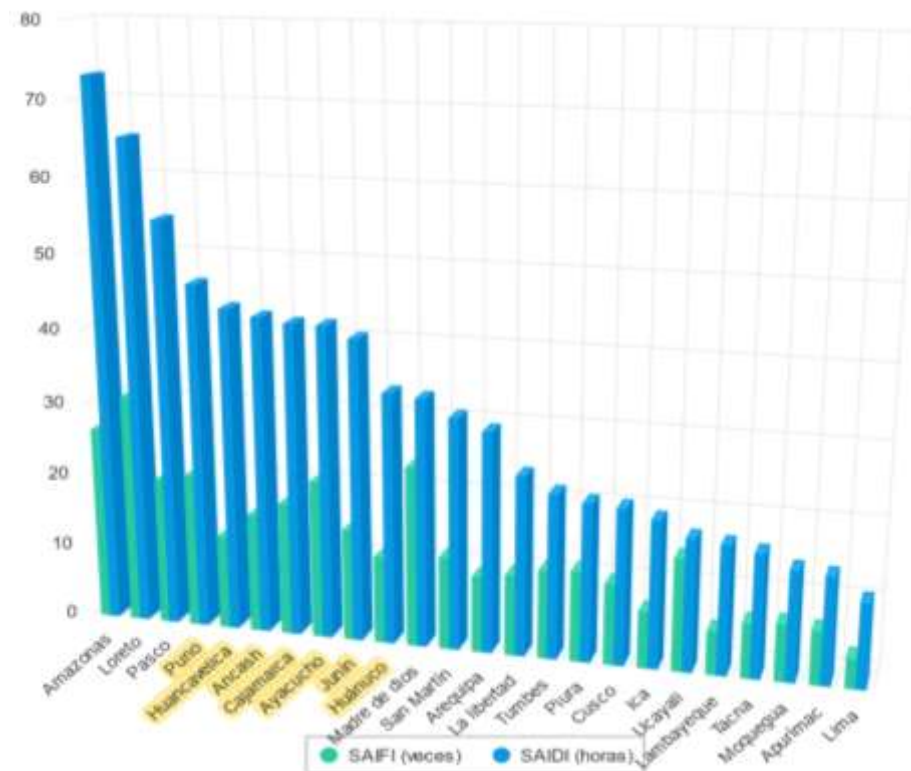
Fuente: COES SINAC – Perú [11].

Se sabe que, determinados métodos ya establecidos son empleados para el diseño de protecciones contra sobretensiones, sin embargo, en ciertas ocasiones las metodologías empleadas no son suficientes. En Perú la presencia de las líneas eléctricas de Muy alta Tensión (MAT) han elevado la ocurrencia de sobretensiones en el sistema Eléctrico Interconectado Nacional, ocasionando que las metodologías establecidas en la norma internacional IEC 60071 resulten insuficiente, por lo que es necesario mayor cantidad de descargadores de sobretensión, según lo afirman [12].

Cabe resaltar que las regiones andinas con menor calidad de servicio eléctrico en el

país, después de las regiones que conforman la selva peruana, son: Puno, Huancavelica, Ancash, Cajamarca, Ayacucho, Junín y Huánuco, siendo Ayacucho quien mayor cantidad de veces al año presenta desconexiones eléctricas no programadas, mientras que Puno es quien lidera con la mayor cantidad de horas sin servicio eléctrico por año, esto según información del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin [13], quien se encarga de elaborar indicadores a fin de analizar el número de veces sin servicio al año de cada región (SAIFI), representado mediante barras color cian, e indicadores del número de horas sin servicio al año de cada región (SAIDI), representado mediante barras color azul, tal como se visualiza en la siguiente imagen.

Figura 2: SAIFI y SAIDI por departamento.



Fuente: [13].

Previamente, Oña y Ruales [14], publicaron su artículo académico denominado **Análisis de sobrevoltajes por impulso atmosférico en sistemas de Transmisión con discontinuidades líneas de transmisión aéreas y cables aislados, usando ATP**, que tiene por objetivo analizar las sobretensiones generadas durante las descargas atmosféricas que

caen sobre una línea de transmisión la cual cuenta con un tramo aéreo con conductor desnudo y un tramo con conductor aislado. Empleando el programa ATP, llegan a analizar las situaciones cuando el rayo impacta sobre el cable de guarda, cuando impacta en la estructura de Alta Tensión y cuando impacta en una de las fases de la línea. Una de sus conclusiones afirma que los valores de tensión obtenidos en los extremos del cable aislado no son capaces de provocar daños en el mismo, por lo que, no es indispensable la instalación de pararrayos al inicio del conductor aislado. Esta investigación guarda gran relación con la presente tesis, en el sentido de que en ciertas ocasiones es necesario el uso de conductores aislados a fin de cumplir con distancias de seguridad, para este tipo de situaciones es necesario evaluar el uso de pararrayos en los extremos de los cables aislados.

Carrión y otros [15], publicaron el artículo **Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de media tensión**, que expone el desarrollo metodológico para realizar la coordinación de protecciones en líneas primarias de Media Tensión, dicho estudio aplica procedimientos de cálculo donde se evalúan los distintos factores intervinientes en el dimensionamiento del adecuado nivel de aislamiento. Sus resultados indican que para perpetrar una correcta coordinación de aislamiento es necesario conocer los parámetros de operación del sistema a evaluar para posteriormente definir las características que poseerán los descargadores de sobretensión (pararrayos). Una de sus conclusiones más importantes afirma que la metodología plasmada en la norma CEI60071-1 proporciona gran efectividad en el análisis de los niveles de tensión de los sistemas de distribución primaria con base en su valor nominal de tensión de operación.

Mariño y otros [16], en su artículo **“Influencia de los sistemas de puesta a tierra descritos en el estándar IEEE 1243 en la tasa de fallas por rayos de líneas de transmisión”**, emplean los dos modelos de puesta a tierra contemplados en el estándar IEEE 1243, ellos son, diseño de puesta a tierra con varilla y el diseño con contrapeso a fin de determinar la influencia de estos dos sobre la tasa de fallas en las líneas de transmisión, para lo cual, analizaron el efecto de variar los parámetros de cada modelo, en cuanto a variación de la resistividad, sobre la ocurrencia de fallas por impacto de rayos a la torre de transmisión

o al hilo de guarda, en terrenos de distintas resistividades. Valiéndose del programa ATPDraw obtuvieron las corrientes críticas que luego usaron para obtener la tasa de fallas en la línea, asimismo analizaron la implicancia de la cantidad, longitud, radio y enterramiento de los electrodos en la ocurrencia de fallas, llegando a obtener porcentajes de reducción en la tasa de fallas por rayos que van desde 50 hasta 95% para las líneas de transmisión.

Mercado y otros [17], afirman que, para asegurar la calidad de servicio de los sistemas eléctricos es necesario analizar las correctas conexiones de sus sistemas de puesta a tierra, por lo que, en su artículo titulado **“Calidad de la energía eléctrica bajo la perspectiva de los sistemas de puesta a tierra”**, realizan una completa revisión bibliográfica enfocada en investigar los mejores métodos de diseño, construcción y mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra. Asimismo, analizando datos históricos de un sistema eléctrico particular de Venezuela, pudieron demostrar que el 30% de las interrupciones y perturbaciones en las líneas de transmisión se deben al producto de altos valores de resistencia de puesta a tierra. Llegando a concluir que, resistencias menores a 20 Ω y descargas atmosféricas mayores de 20 kA, originan sobretensiones que no constituyen riesgo para la instalación, mientras que, resistencias menores a 20 Ω y descargas atmosféricas mayores de 20 kA, originan sobretensiones que superan la tensión soportada por la línea, provocando flameos que podrían sacar de servicio la línea de transmisión.

Hernández [18], en su tesis de maestría **“SISTEMA DE PROTECCIONES CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LA LÍNEA ELÉCTRICA DE LA MINA YAGRUMAJE”**, empleando MATLAB, realizó simulaciones de sobretensiones por descargas atmosféricas aplicadas al esquema de la línea de distribución eléctrica trifásica de MT de 6,3 kV con neutro aislado de la minera Yagrumaje, a fin de determinar el comportamiento de los descargadores valvulares, llegando a concluir que el uso de tres niveles de descargadores valvulares ubicados a lo largo de la línea resulta ser la mejor opción, debido a que reduce considerablemente los valores de sobretensión y representa un coste aceptable.

Martínez y Castro [19], en su artículo llamado **“MODELING OF OVERHEAD TRANSMISSION LINES FOR LIGHTNING OVERVOLTAGE CALCULATIONS”** analizaron

las pautas para modelación de líneas de transmisión para el análisis de sobretensiones atmosféricas. Indican que, para un correcto modelado de las líneas de transmisión en el análisis de sobretensiones, debe considerarse diversos elementos de la línea, como: puesta a tierra, torres, cables de fase, distancias en el aire y pararrayos en caso lo contenga. Señala que el uso de pararrayos protege la línea frente a golpes directos a las fases. Asimismo, se deberá tener en cuenta que las descargas eléctricas presentan un comportamiento aleatorio. Una de sus conclusiones más resaltantes indica que para el modelado de las líneas eléctricas es necesario incluir y considerar los conductores del descargador, debido a su influencia en los voltajes de los aisladores.

Valcárcel y Ramírez [20], publicaron su artículo **“Análisis del efecto de diferentes parámetros en la magnitud de la corriente que penetra en las estructuras de una línea de transmisión impactada por un rayo”**, a fin de analizar los parámetros que intervienen en el valor de la corriente que penetra las estructuras de transmisión durante un impacto por descarga eléctrica. Empleando el programa ATPDraw, pudieron demostrar que la magnitud de dicha corriente depende del valor de impedancia, valor de puesta a tierra y longitud de vanos de las estructuras.

Ramírez y Valcárcel [21], mediante su artículo **“Modelación en ATP de posibles transitorios que pueden ocurrir en redes de distribución eléctrica”**, plantearon el objetivo de conocer las variantes de potencial que producen sobretensiones transitorias en las líneas de distribución eléctrica, en el cual desarrollaron un modelo de simulación mediante ATPDraw. Indicaron que la caída cercana de rayos son la principal fuente de sobretensiones en las redes, y que la decisión de interconectar o separar los aterramientos en las estructuras, debe ser evaluada de manera minuciosa, analizando cada parámetro que conforma un sistema de puesta a tierra e individualizando cada proyecto.

Vásquez y otros [22], en su artículo **“Alternativas para disminuir las interrupciones del servicio eléctrico por descargas atmosféricas en Barquisimeto”** resumen la realización de un estudio técnico – económico a fin de proponer recomendaciones de alternativas para disminuir las interrupciones por descargas atmosféricas, llegando a concluir

que el uso de descargadores de sobretensión instalados con resistencia de puesta a tierra de valor inferior a 7Ω , resulta una alternativa de gran efectividad y practica para proteger las líneas de distribución eléctrica de Media Tensión contra las descargas atmosféricas en la ciudad de Barquisimeto.

Oscanoa [23], en su tesis de pregrado titulada **METODOLOGÍA DE UBICACIÓN DE PARARRAYOS PARA OPTIMIZAR SU DISTRIBUCIÓN EN LA LINEA DE TRANSMISIÓN MOLLEPATA - CANGALLO 69 kV**, con el objetivo de plantear una metodología que permita realizar la ubicación óptima de los pararrayos en la Línea de Transmisión Mollepata – Cangallo de 69 kV, planteó un modelo electro-geométrico, en el que, al igual que Mariño y otros [16], empleando el programa ATPDraw obtuvo las corrientes críticas con las cuales determinó la probabilidad de flameo en la línea, valiéndose también del mapa cerámico del Perú, llegando así a presentar la cantidad mínima de pararrayos de línea necesarios para asegurar la confiabilidad de la línea, sin embargo, deja en claro que la implementación de estos dependerá de factores económicos por parte del propietario de la instalación.

Machaca [24], en su tesis de pregrado titulada **“EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV SAN GABÁN - MAZUKO ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS”**, se planteó el objetivo de proporcionar mejoras en el desempeño de la línea de transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko ante interrupciones por impactos de rayos, para ello empleó el programa ATPDraw y evaluó los diversos componentes de la línea como: cable de guarda, infraestructura de puesta a tierra e historial de actuación del relé de protección. Con el estudio realizado logró mejorar el sistema de puesta a tierra y ubicar de manera óptima los descargadores de sobretensión, permitiéndole reducir la tasa de interrupciones hasta en un 95%, en la línea de transmisión.

Los factores principales que originan la presente investigación describen la problemática del incremento de los fenómenos atmosféricos en las zonas altoandinas, así como la existencia de un vacío legal en la normatividad técnica vigente que rigen los diseños de sistemas de descargadores valvulares en los Sistemas Eléctricos Rurales, razón por lo cual, mediante la presente, se proponen mejoras a los detalles constructivos de la

infraestructura de descargadores valvulares (apartarrayos) del Sistema Eléctrico Rural (SER) Coracora. Con los resultados obtenidos se pudo determinar un diseño óptimo de las protecciones frente a descargas atmosféricas del Sistema Eléctrico Rural Coracora, por tanto, se considera esencialmente necesario la realización de una investigación que discrimine entre los diseños empleados a fin de contribuir con la idea de brindar una mejor calidad de servicio eléctrico en las comunidades altoandinas del país.

1.2. Formulación del problema

¿Cuál es el diseño óptimo del sistema de protección de descargadores valvulares para mejorar la calidad de energía en el Sistema Eléctrico Rural Coracora?

1.3. Hipótesis

Mediante el análisis de parámetros eléctricos como, impedancia de estructura y corriente de descarga, es posible optimizar el sistema de protección de descargadores valvulares para mejorar la calidad de energía en el Sistema Eléctrico Rural Coracora.

1.4. Objetivos

Objetivo general

Determinar el diseño óptimo del sistema de protección de descargadores valvulares para mejorar la calidad de energía en el Sistema Eléctrico Rural Coracora.

Objetivos específicos

- Obtener los parámetros de simulación requeridos.
- Simular el comportamiento actual del sistema de protección frente a descargas de impacto directo a estructura, mediante el uso del programa ATPDraw.
- Simular el comportamiento actual del sistema de protección frente a descargas de impacto directo a fase, mediante el uso del programa ATPDraw.

1.5. Teorías relacionadas al tema

Formación de los rayos.

A la fecha existen debates respecto al origen y formación de los rayos, sin embargo, una de las teorías con mayor aceptación en el medio afirma que todo parte producto de la fricción generada entre las partículas de agua o hielo que rozan entre sí durante los procesos de lluvia y evaporación. Lo incuestionable es que las nubes una vez cargadas positiva o negativamente, son las causantes de la diferencia de potencial con respecto a la tierra, mientras que el aire contenido entre ellas es el aislante que los mantiene separados, hasta el momento en que la diferencia de potencia es extremadamente suficiente como para romper la rigidez dieléctrica del aire y convirtiéndolo en un conductor eléctrico capaz de transportar la descarga de energía en los puntos más cercanos entre la nube y la tierra. Este fenómeno es conocido como rayo. Existen diferentes tipos de rayos los más conocidos son los rayos de nube a aire, dentro de la nube y de nube a tierra. Asimismo, es importante diferenciar entre rayo, trueno y relámpago, estos dos últimos son los efectos producto de la descarga atmosférica conocida como rayo, siendo el trueno el efecto sonoro del rayo, y el relámpago el efecto visual del mismo [25].

Figura 3: Representación de caída de rayo sobre una línea eléctrica.



Fuente: Depositphotos [26].

Reporte de caída de rayos.

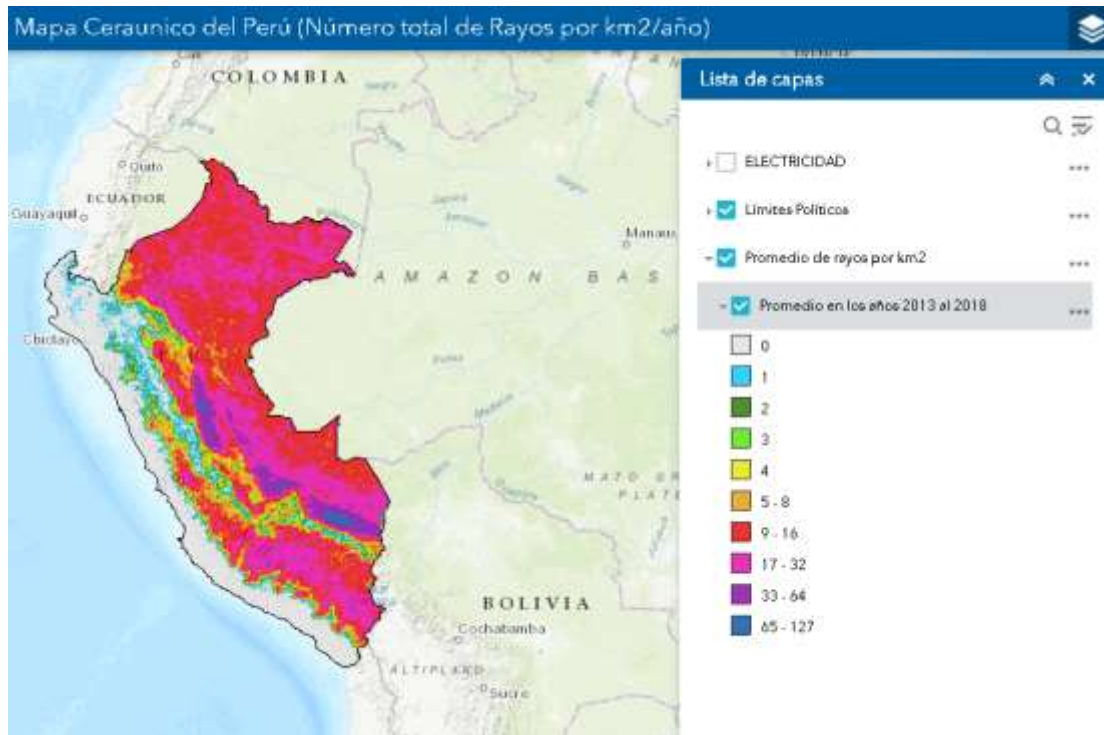
La incidencia de descargas atmosféricas se intensifica según los meses del año. En Perú es posible conocer las zonas con mayor incidencia de rayos valiéndose de los datos proporcionados por las diversas estaciones meteorológicas instaladas en distintas regiones del país, cuyos datos históricos han sido recopilados durante largos periodos y son tomados por investigadores para el estudio de fenómenos atmosféricos u otros fines [27].

Mapa ceraunico del Perú.

El valor ceraunico de un lugar indica la cantidad de descargas atmosféricas por unidad de área contabilizados durante un determinado periodo de tiempo. En el territorio peruano, estos valores se encuentran tipificados en un mapa que proporciona el nivel ceraunico de cada región del país, denominado Mapa Ceraunico del Perú. En este se puede visualizar que, las regiones con nivel ceraunico nulo forman parte de la costa peruana, donde difícilmente ocurren descargas atmosféricas, mientras que las regiones que conforman la sierra y selva del Perú presentan mayor nivel ceráunico, llegándose a encontrar zonas donde la ocurrencia

de descargas es de hasta 127 rayos por cada km² al año, conforme se muestra en la siguiente imagen.

Figura 4: Mapa Ceraunico del Perú.



Fuente: Osinergmin [13].

Las condiciones ambientales del territorio peruano se caracterizan por ser frecuentemente variables. Cuando las temperaturas en la costa son elevadas, en la sierra se producen lluvias que traen consigo precipitaciones y las consecuentes descargas atmosféricas, motivo por el cual, las tormentas eléctricas en las serranías se intensifican durante los meses de diciembre a marzo, es decir, precisamente en la estación de verano, época en la que coincidentemente se da la mayor cantidad de interrupciones eléctricas en los Sistemas Eléctricos Rurales altoandinos.

Sistemas Eléctricos Rurales altoandinos del Perú.

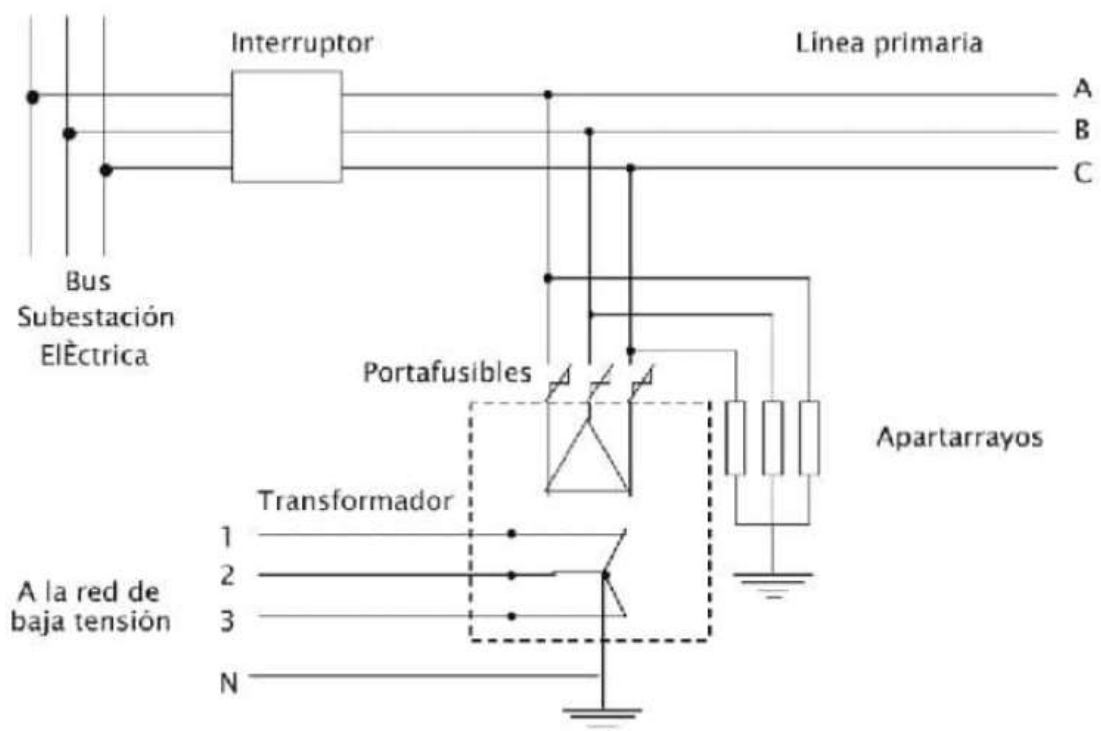
Los Sistemas Eléctricos Rurales (SERs) son instalaciones de transporte de energía eléctrica destinados a servir a zonas rurales, localidades aisladas o de frontera del país, son reconocidos como tal por el Ministerio de Energía y Minas y reglamentados en el marco de la Ley general de electrificación rural [28].

Los sistemas eléctricos rurales se pueden catalogar por el número de hilos conductores y tipo de sistema. En las zonas altoandinas del país es común encontrar sistemas en los cuales, por razones económicas, no contienen la segunda o tercera fase, caracterizándose como una variación resumida de un sistema de tres fases. Los Sistemas Eléctricos Rurales altoandinos del Perú se clasifican con las siguientes características.

- **Sistema trifásico de tres hilos.**

Se caracterizan por contener las tres fases eléctricas y su relación entre las tensiones de línea y tensiones de fase con respecto a tierra. Son estables operativamente, sin embargo, requieren de una correcta distribución de las cargas a alimentar con la finalidad de evitar desbalances en su operación.

Figura 5: Diagrama representativo de un SER primario trifásico de tres hilos.



Fuente: Extraído de [29].

Figura 6: Fotografía real de un SER primario trifásico de tres hilos.

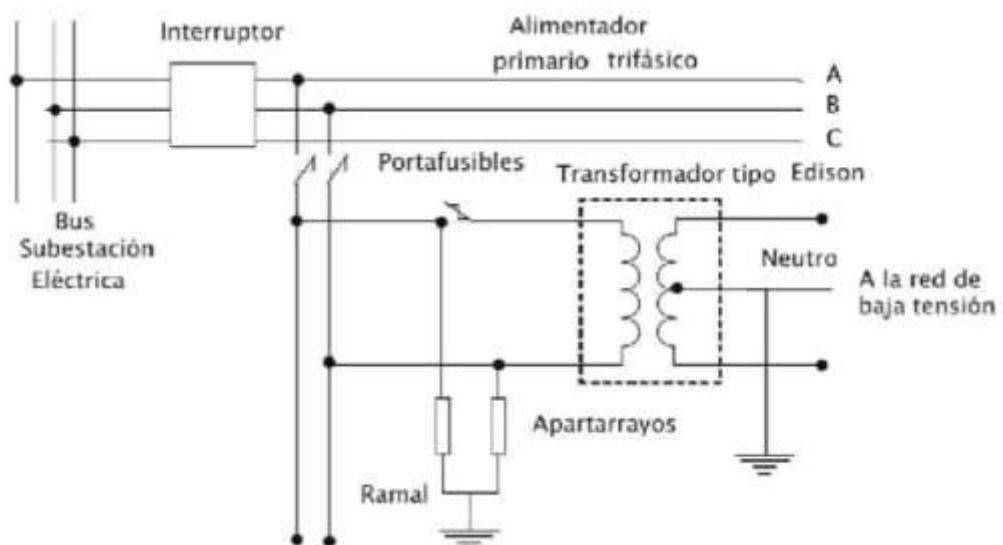


Fuente: Autoría propia.

- **Sistema monofásico de dos hilos.**

Nacen de sistemas trifásicos y constituye una derivación con dos de las tres fases.

Figura 7: Diagrama representativo de un SER primario monofásico de dos hilos.



Fuente: Extraído de [29].

Figura 8: Fotografía real de un SER primario monofásico de dos hilos.

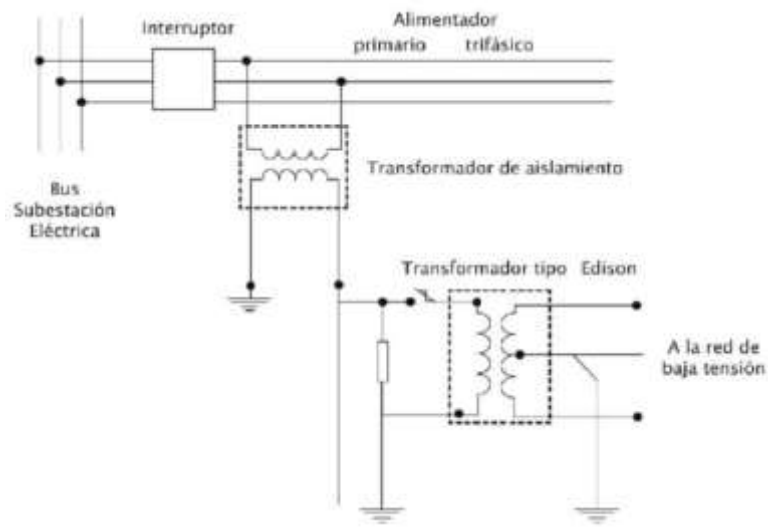


Fuente: Autoría propia.

- **Sistema monofásico de un hilo (MRT).**

Nacen de sistemas trifásicos de tres hilos o de sistemas monofásico de dos hilos. Se emplean para abastecer pequeñas localidades que no demandan una carga considerable. Estas instalaciones hasta la fecha existen sin embargo ya no está permitido su construcción.

Figura 9: Diagrama representativo de un SER primario monofásico de un hilo.



Fuente: Extraído de [29].

Figura 10: Fotografía real de un SER primario monofásico de un hilo.



Fuente: Autoría propia.

Sistemas de puesta a tierra en líneas eléctricas.

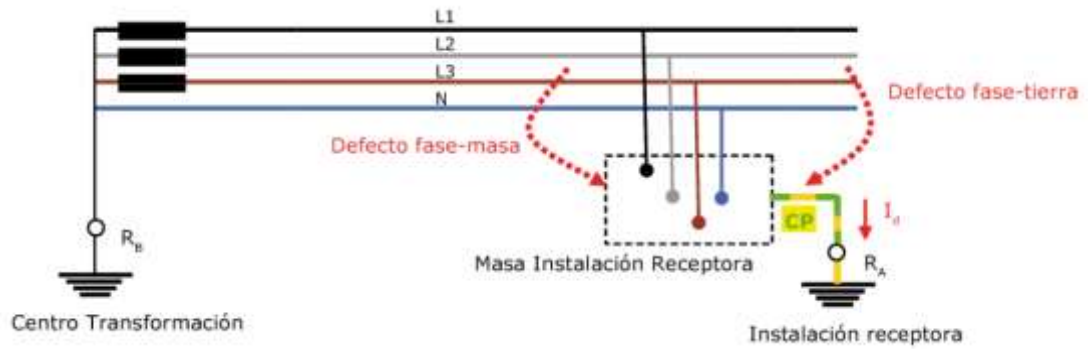
Como todo tipo de instalación eléctrica, los Sistemas Eléctricos Rurales cuentan con sistemas de puesta a tierra que pueden ser clasificados según su esquema de instalación y según su tipo de sistema.

- Según esquema de instalación.

En el esquema tipo TT, el neutro en la zona de alimentación es conectado a tierra, y al mismo tiempo las partes metálicas de la instalación son aterradas hasta un punto de tierra independiente (ver figura 11). En el esquema tipo TN-S, el neutro es conectado a la puesta a tierra de la alimentación, asimismo, independientemente de conductor neutro, se emplea el conductor de tierra al cual se encuentran conectadas las masas (ver figura 12). En el esquema TN-C no existe individualidad entre el neutro y el conductor de tierra, existe un conductor común que cumple funciones de neutro y puesta a tierra, al cual se conectan las masas (ver figura 13). El esquema IT presenta el neutro de la alimentación conectado a tierra por medio

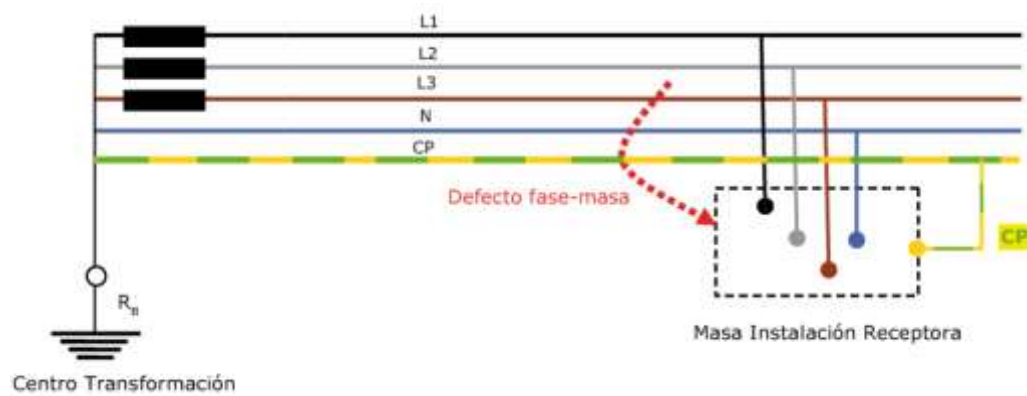
de una impedancia, mientras que las masas de la instalación cuentan con puesta a tierra independiente (ver figura 14) [30].

Figura 11: Puesta a tierra esquema tipo TT.



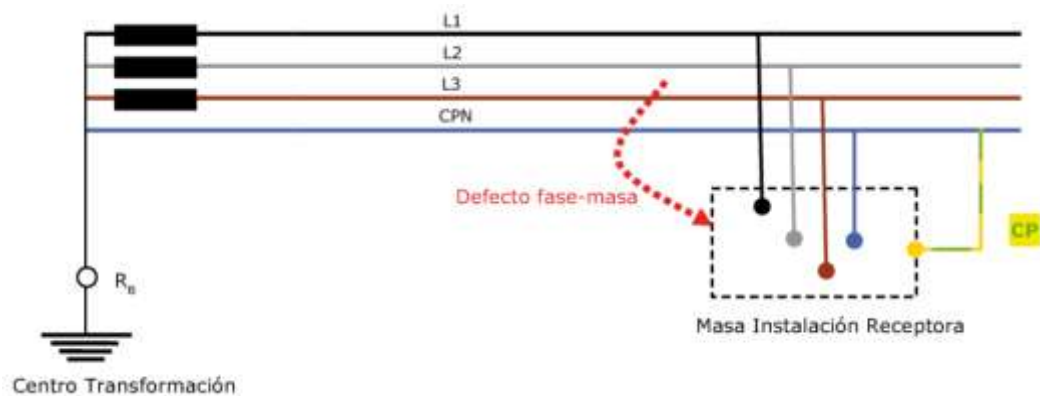
Fuente: Extraído de [30].

Figura 12: Puesta a tierra esquema tipo TN-S.



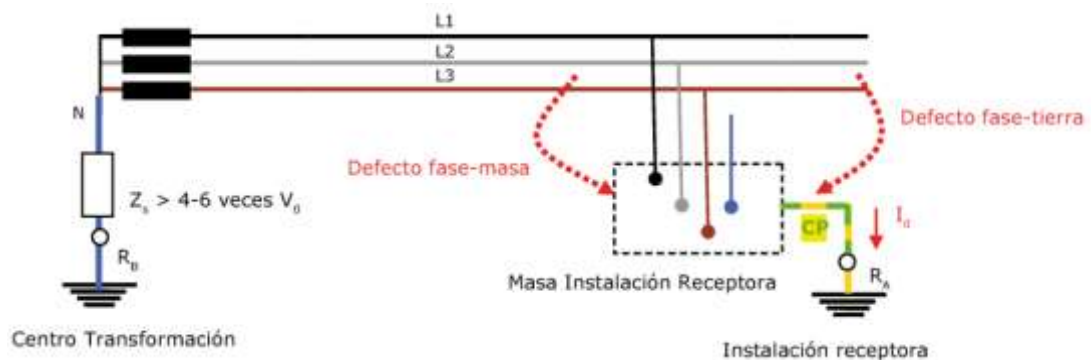
Fuente: Extraído de [30].

Figura 13: Puesta a tierra esquema tipo TN-C.



Fuente: Extraído de [30].

Figura 14: Puesta a tierra esquema tipo IT.



Fuente: Extraído de [30].

En los Sistemas Eléctricos Rurales de distribución primaria se emplean en su mayoría los esquemas de puesta a tierra tipo TT, para aterramiento de carcasas, partes metálicas o cualquier otro equipo que amerite, sin embargo, también es posible el uso de otros tipos de esquema.

- **Según tipo de sistema.**

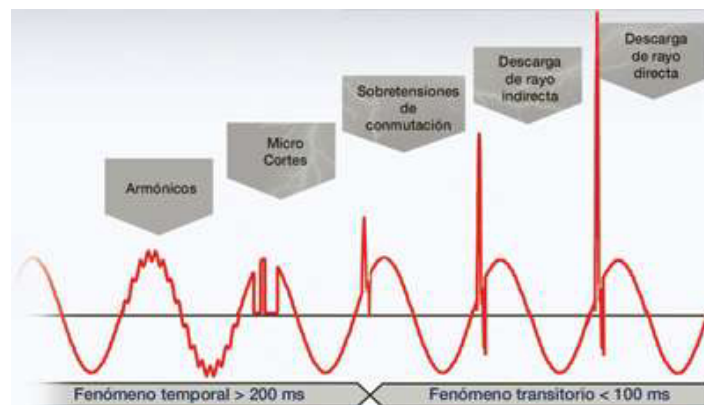
Habitualmente los SERs de distribución primaria que surcan zonas de cordillera cuentan con dos modalidades de aterramiento según su tipo de sistema de puesta a tierra, las puestas a tierra con contrapeso y las puestas a tierra con electrodo vertical. Un contrapeso es un mecanismo considerado suficiente para contrarrestar una determinada resistencia, se denominan PAT-1C y la forma común de instalación consiste en enterrar un conductor enrollado en forma de bobinado, estos sistemas sirven para aterrizar cualquier parte metálica de las estructuras que podrían energizarse durante una falla (ver figura 15). Por otro lado, se denominan PAT-1 a las infraestructuras de aterramiento conformadas por un electrodo cubierto con tierra de conductividad mejorada, al cual se conecta el conductor de bajada a tierra que puede encontrarse aterrando partes metálicas, puntos de retorno o cualquier otra descarga de operación necesaria proveniente de un equipo como transformador, regulador, descargador, entre otros. La cantidad de varillas aterradas por lo general dan la designación al nombre de estos, por ejemplo, PAT-2 significa dos electrodos enterrados y PAT-3, tres electrodos (ver figura 16) [31].

Sobretensiones.

Una línea eléctrica de distribución está preparada para soportar permanentemente un determinado nivel de tensión para el cual fue diseñada, pero también debe estar preparada para actuar de manera rápida y de forma transitoria frente a valores de tensiones no previstas, como las que se generan durante un corto circuito o durante el impacto directo de un rayo.

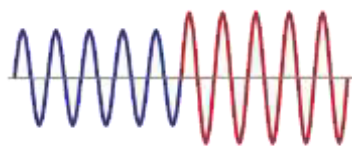
Una sobretensión es el aumento de la tensión eléctrica por encima de los valores nominales de la instalación capaz de poner en peligro el buen funcionamiento de los equipos o la operación de la misma, pueden producirse en cualquier nivel de tensión, baja, media, alta o muy alta tensión, puede producir ruptura de los medios aislantes de la instalación averiando seriamente equipos o produciendo fallas futuras. Son también causantes del acortamiento de vida útil de los conductores aéreos [32]. Existen dos tipos de sobretensiones, las sobretensiones permanentes que pueden originarse en una sobrecarga, por ejemplo, y las sobretensiones transitorias, producto de cortocircuitos o impacto de rayos.

Figura 17: Gráfica representativa de sobretensiones transitorias.



Fuente: Extraído de [33].

Figura 18: Gráfica representativa de una sobretensión permanente.



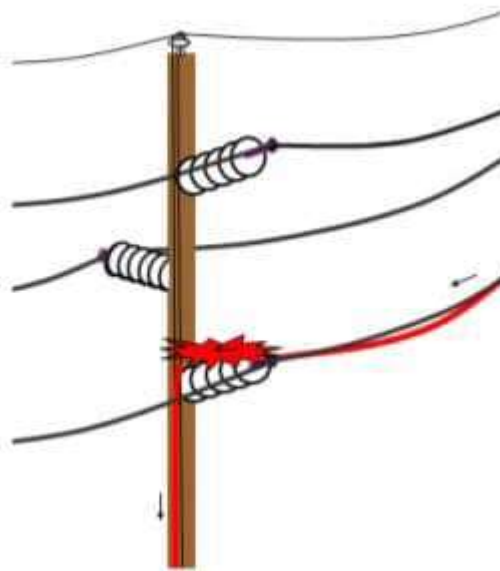
Fuente: Extraído de [33].

Flameos en línea aérea.

Según el sentido de la sobretensión producida, pueden producirse dos tipos de flameo, el flameo propiamente dicho y el flameo inverso.

Flameo: De la sobretensión producida en los conductores de fase, se pueden producir descargas eléctricas con dirección hacia la estructura, motivo por el cual se denomina flameo a la rotura dieléctrica del aire que se encuentra alrededor de los aisladores que sostienen los conductores de fase, este camino ofrecido es por donde se conduce el arco eléctrico que va a descargarse directamente en la estructura [34]. Dicho fenómeno también es conocido como contorneo o flashover.

Figura 19: Representación de flameo en línea aérea.

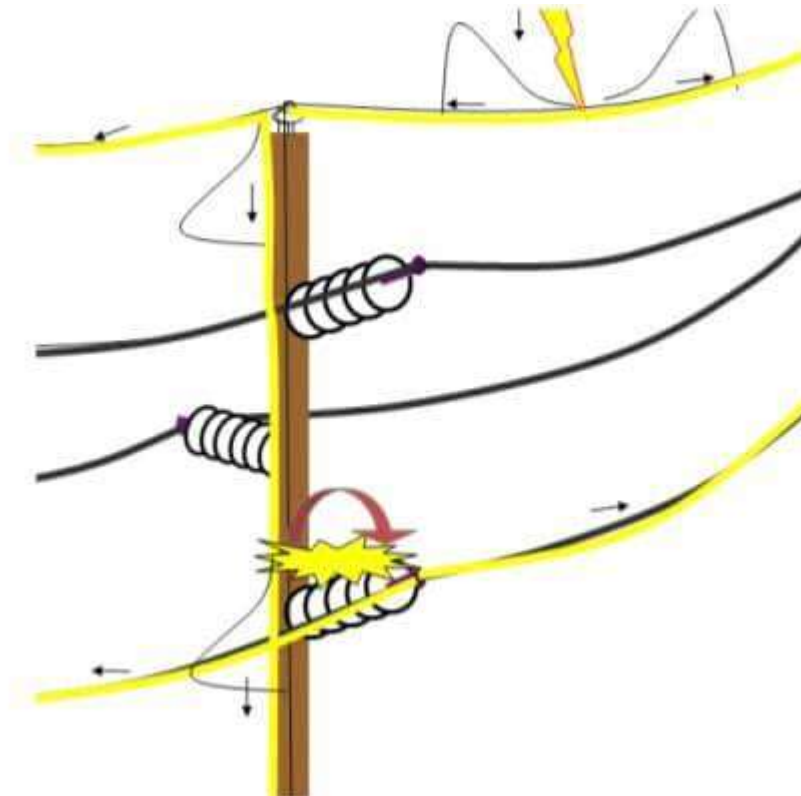


Fuente: Extraído de [35].

Flameo inverso: Cuando una descarga eléctrica impacta sobre el cable de guarda o sobre la estructura misma, el valor de tensión al cual se ve sometida la estructura podría llegar a superar el valor de tensión en el cual se encuentran los conductores de fase, mucho más si el sistema de aterramiento de la estructura presenta una elevada resistencia, como consecuencia de esto, la propiedad dieléctrica de aire y de los aisladores se ve burlada ocasionando que se produzca un arco eléctrico o flameo desde la parte de la estructura hasta el conductor de fase, dejando el camino abierto para posteriores descargas aún después de

acontecido el rayo, a este fenómeno se le conoce como flameo inverso, contorneo inverso, o backflashover [36].

Figura 20: Representación de flameo inverso en línea aérea.



Fuente: Extraído de [35].

Métodos de protección contra rayos.

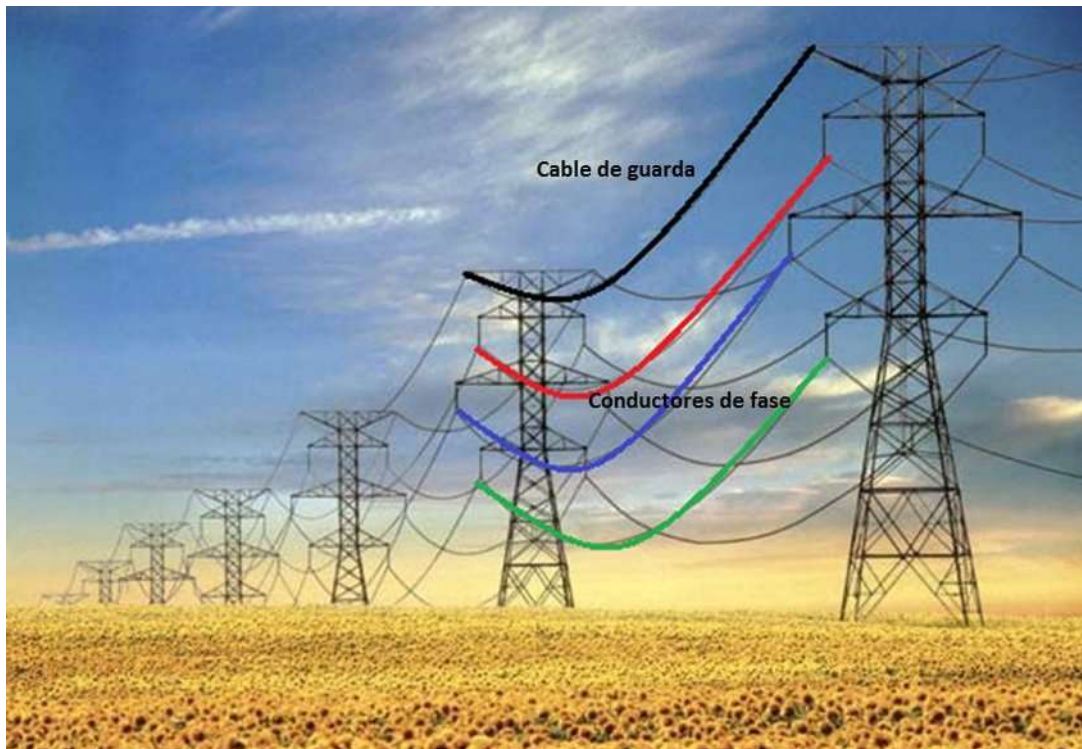
Básicamente existen dos alternativas para proteger a las líneas aéreas ante descargas atmosféricas, mediante el uso de cables de guarda a implementando descargadores de sobretensión. En algunas ocasiones, se emplean ambas alternativas en líneas de transmisión eléctrica.

- Uso de cable de guarda.

Es un conductor eléctrico que se instala en los puntos más altos de las estructuras y se tiende a lo largo de toda la línea el cual se encuentra conectado a tierra, su función es recibir los impactos de rayos antes de que estos puedan alcanzar las fases, y desviar la descarga a tierra, comportándose como un blindaje para la línea. Los cables de guarda son empleados en las líneas de transmisión o subtransmisión según lo requieran, sin embargo,

raras veces son utilizados en las líneas de mediana tensión principalmente debido a su menor espaciamiento entre fases que por lo general hace inútil su uso.

Figura 21: Disposición del cable de guarda en línea aérea.



Fuente: Extraído de [37].

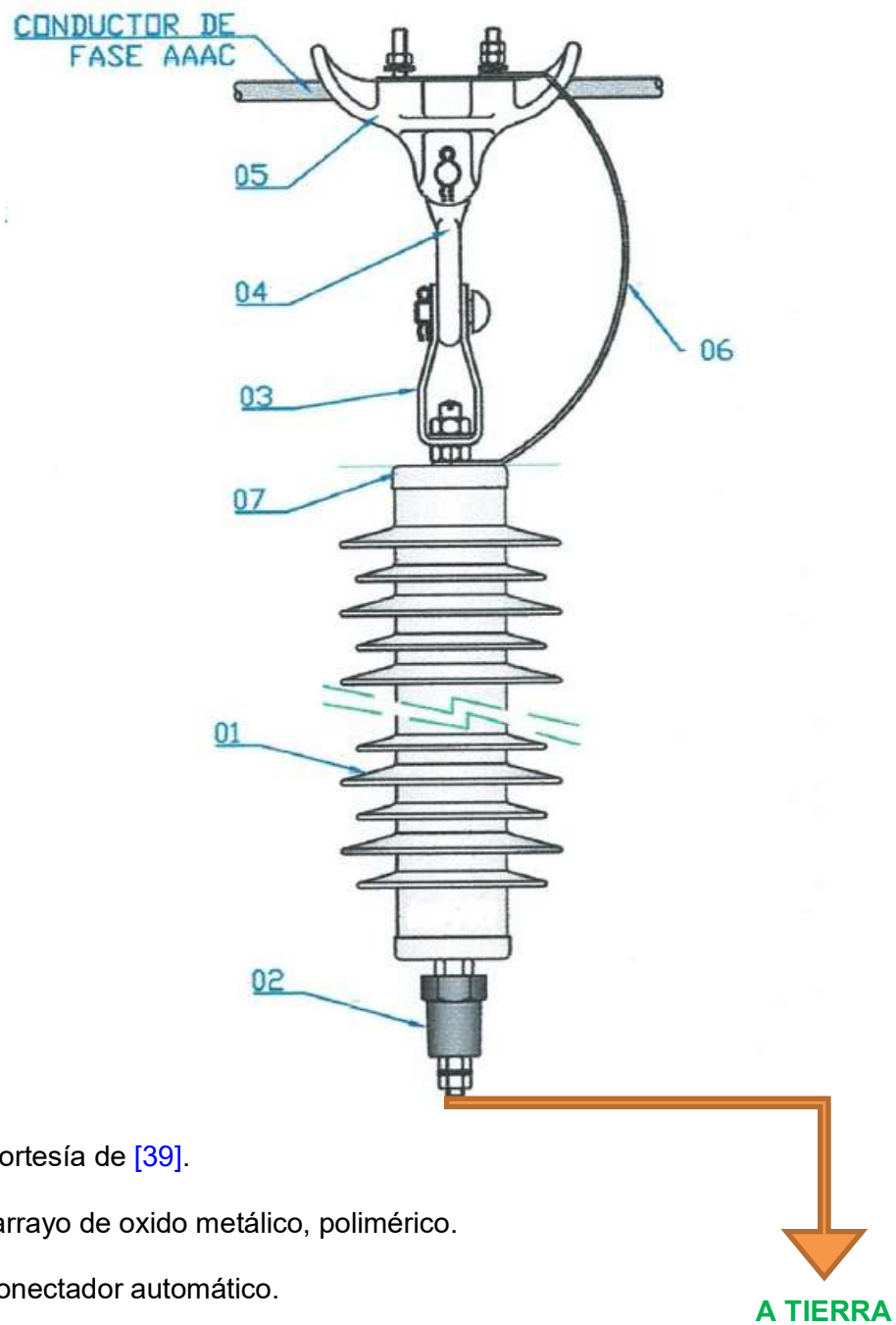
- **Descargadores valvulares (Apartarrayos).**

En sistemas de distribución eléctrica, el uso de apartarrayos de línea es sin lugar a dudas el método más usado para la protección contra sobretensiones. Su diseño consta de entrehierros que aíslan la línea eléctrica de la tierra en condiciones normales, pero permiten la descarga de las corrientes transitorias durante el tiempo que dure la sobretensión, volviendo a ofrecer un alto valor de impedancia a la corriente que aparece después de la corriente transitoria [38].

El Ministerio de Energía y Minas del Perú establece que, el suministro de apartarrayos destinados a ser instalados en Sistemas Eléctricos de Electrificación Rural debe cumplir con las normas internaciones IEC 99-1 e IEC 99-4, sus modificatorias, o normas relacionadas a estas, según las vigencias de las mismas. A continuación, se muestra una fotografía donde

se puede visualizar la instalación real de los apartarrayos de línea.

Figura 22: Partes de un apartarrayos de línea.



Fuente: Cortesía de [39].

01) Apartarrayo de óxido metálico, polimérico.

02) Desconectador automático.

03) Adaptador tipo clevis.

04) Adaptador tipo anillo - ojal.

05) Grapa de suspensión, de 35 a 95 mm².

06) Cinta flexible de conexión de 35 mm².

07) Placa de características.

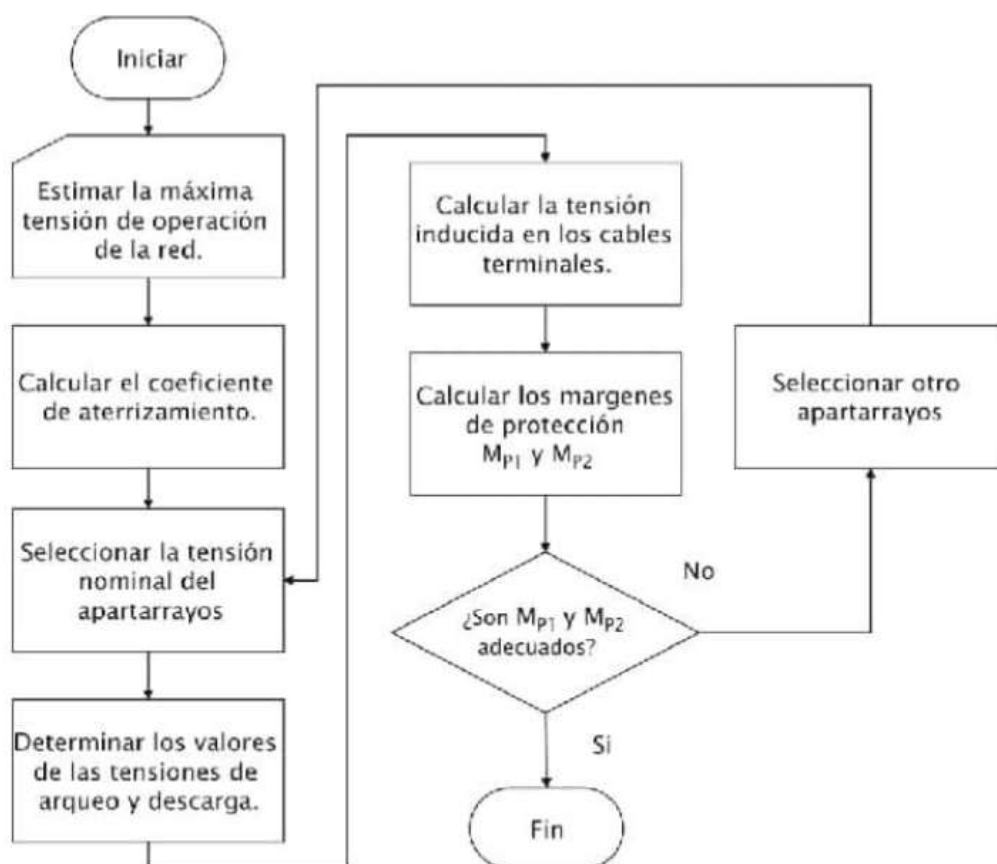
Figura 23: Fotografía de instalación de apartarrayos.



Fuente: Autoría propia.

Para una selección adecuada del apartarrayos es necesario considerar primordialmente la tensión nominal de trabajo del sistema eléctrico, la corriente de descarga, y las tensiones de chispeo y descarga [38]. A continuación, se muestra un esquema general para la selección del apartarrayos.

Figura 24. Esquema de flujo general para selección de apartarrayos.



Fuente: Extraído de [29].

Asimismo, existen diversos criterios o factores que los ingenieros proyectistas e ingenieros ejecutores analizan previo a la instalación de los apartarrayos de línea, evalúan, por ejemplo, los puntos y altitudes de instalación a lo largo de toda la línea eléctrica, entre otros.

Clasificación de apartarrayos.

Según [40], los descargadores de sobretensión son clasificados de la siguiente manera:

Clase estación. – Estos son empleados en las proximidades de equipos especiales que están expuestos a aperturas y cierres continuos, donde las corrientes de falla son considerables, por ejemplo, en los transformadores de distribución de las subestaciones de potencia.

Clase intermedia. – Son económicos y su uso es ideal para la protección de

transformadores secos, que no emplean aceite.

Clase distribución. – Diseñados para trabajo ligero, normal o pesado. Como lo indica su nombre, son los apartarrayos empleados en sistemas eléctricos de distribución.

Clase secundario. – Son apartarrayos empleados para tensiones menores a 1 kV.

Otras clasificaciones. – La actualización de IEC 60099-4 contempla la clasificación por clase de descarga de línea. De esta manera, los descargadores Clase 2 deben ser empleados para tensiones hasta 35 kV, los Clase 3, hasta 230 kV y los descargadores de Clase 4, para tensiones de 400 kV.

Calidad de servicio eléctrico.

Cuando se habla de calidad de servicio eléctrico es importante tener en cuenta todos los aspectos que conforman este parámetro. En el Perú, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), según [41], contempla cinco aspectos sobre los cuales los organismos correspondientes controlan la calidad de servicio eléctrico, mismos que a continuación se describen.

1. Calidad de producto:

- Otorgar el valor de tensión requerido.
- Otorgar la frecuencia requerida.
- Disminuir mínimamente las perturbaciones.

2. Calidad de suministro eléctrico:

- Evitar interrupciones.

3. Calidad de servicio comercial:

- Buen trato al cliente.
- Medios de atención efectivos.

- Medida del consumo eléctrico con precisión.

4. Calidad de alumbrado público:

- Puntos de alumbrado público operando eficientemente.

SAIFI, SAIDI.

SAIFI, es valor promedio de la frecuencia de interrupciones por usuarios en un sistema eléctrico, mientras que SAIDI, es el tiempo de duración de las interrupciones por usuarios en el sistema eléctrico. En los SERs, la tolerancia de SAIFI es 12 y 24 veces al año, así mismo, el SAIDI es de 16 y 40 horas al año [\[13\]](#).

II. MATERIALES Y MÉTODO


2.1. Tipo y Diseño de Investigación


Tipo: **Aplicada**. – Ya que, esta se caracteriza por ser el tipo de investigación que lleva a la práctica las teorías generales y destina esfuerzos para resolver problemáticas específicas experimentadas por los hombres, a fin de ofrecer soluciones inmediatas [42].

Diseño: **Tecnológica**. – Por ser el tipo de diseño de investigación que aborda problemáticas de carácter técnico, a las cuales, con ayuda de la tecnología es posible favorecer a su solución [42].

2.2. Variables, Operacionalización

Variables independientes:

 Corriente de descarga eléctrica.

 Impedancia de la estructura.

Variable dependiente:


 Calidad de servicio eléctrico.

Tabla 1: Operacionalización de las variables de estudio.

Clasificación	Variable de estudio	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Ítems	Instrumento	Valores finales	Tipo de variable	Escala de medición
INDEPENDIENTES	Corriente de descarga eléctrica.	Valor de amperaje descargado durante un evento atmosférico [38].	Esta variable define el grado de importancia de cada falla presentada.	Punto de impacto.	Amperaje.	01	Simulación.	kA	Numérica.	De intervalo.
	Impedancia de estructura.	Oposición que ofrece la estructura al paso de la corriente eléctrica [38].	Esta variable es la encargada de calificar el desempeño del sistema de puesta a tierra de cada estructura.	Propiedad conductiva.	Resistencia eléctrica.	02	Cuaderno de registro.	Ω	Numérica.	De intervalo.
DEPENDIENTE	Calidad de servicio eléctrico.	Califica la eficiencia con la que la energía eléctrica llega hasta el consumidor final, y es evaluada según diversos aspectos [41].	Se verifica la mejora de esta variable en sus dos dimensiones.	Interrupciones eléctricas.	SAIFI.	03	Cuaderno de registro.	Veces/mes	Numérica.	De intervalo.
				Sobretensiones atmosféricas.	Voltaje eléctrico.		Simulación.	V		De intervalo.

Fuente: Elaboración propia.

2.3. Población de estudio, muestra, muestreo y criterios de selección

Población de estudio:

Sistema Eléctrico Rural Coracora.

Muestra:

Sistema de descargadores valvulares, alimentadores 01, 02 y 03 (C-1; C-2 y C-3).

Muestreo:

No probabilístico, a criterio personal de los investigadores.

Criterios de selección:

Altitud de instalación.

2.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad

Tabla 2: Técnicas, instrumentos, validez y confiabilidad de datos.

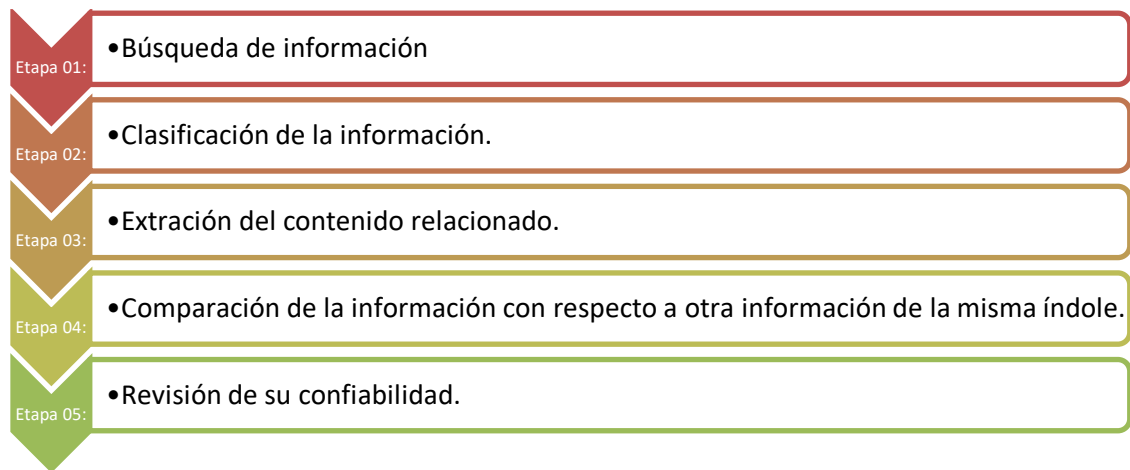
TÉCNICA	INSTRUMENTO	VALIDEZ Y CONFIABILIDAD
<p><u>Revisión documental.</u> La revisión documental se realizó dando prioridad a artículos indexados y libros reconocidos.</p>	<p><u>Citas parafraseadas.</u> En toda la investigación se optó por el uso de citas parafraseadas a fin de reducir similitudes.</p>	<p>Gran porcentaje de la documentación consultada corresponden a artículos y libros obtenidos de los distintos buscadores académicos instituciones de la USS.</p>

TÉCNICA	INSTRUMENTO	VALIDEZ Y CONFIABILIDAD
<p><u>Análisis de contenido.</u></p> <p>Fue analizado el expediente técnico de la obra recientemente ejecutada.</p>	<p><u>Cuadro comparativo.</u></p> <p>Una vez identificada la información relacionada a la presente investigación, se procedió a comparar con la información de otros expedientes técnicos.</p>	<p>El expediente analizado es un documento que cuenta con revisión y aprobación de diversos profesionales y ha sido empleado para la firma del contrato de obra.</p>
<p><u>Observación.</u></p> <p>Esta técnica fue empleada durante los recorridos en campo.</p>	<p><u>Cuaderno de registro.</u></p> <p>Los datos obtenidos en campo fueron registrados para su posterior uso.</p>	<p>La información registrada de manera observacional fue validada y consultada con profesionales del área.</p>
<p><u>Simulación.</u></p> <p>Con ayuda de los datos de campo, y valores técnicos se procedió a realizar una simulación computarizada.</p>	<p><u>ATPDraw.</u></p> <p>Programa para el análisis de fallas frente a rayos.</p>	<p>Los resultados arrojados por el programa fueron consultados con profesionales del área.</p>

Fuente: Elaboración propia.

2.5. Procedimiento de análisis de datos

El proceso de análisis de los datos recopilados fue de la siguiente manera:



Fuente: Elaboración propia.

2.6. Criterios éticos

Se declara que la presente investigación ha sido elaborada en estricto cumplimiento de los principios generales y específicos del código de ética USS, versión 09, aprobado mediante RD N° 053-2023/PD-USS, el mismo que en su Artículo 6° establece los siete principios generales que gobiernan la investigación, tales como, transparencia al momento de elección del tema de investigación, compromiso con el medio ambiente, entre otros. Que así mismo, en su Artículo 7° plasma los principios específicos de la investigación, tales como el respeto a la propiedad intelectual, citas y referenciación de las diversas fuentes consultadas. Y del mismo modo, en su Artículo 8° se definen los principios de integridad, referido a la honestidad, imparcialidad y justicia en la investigación.

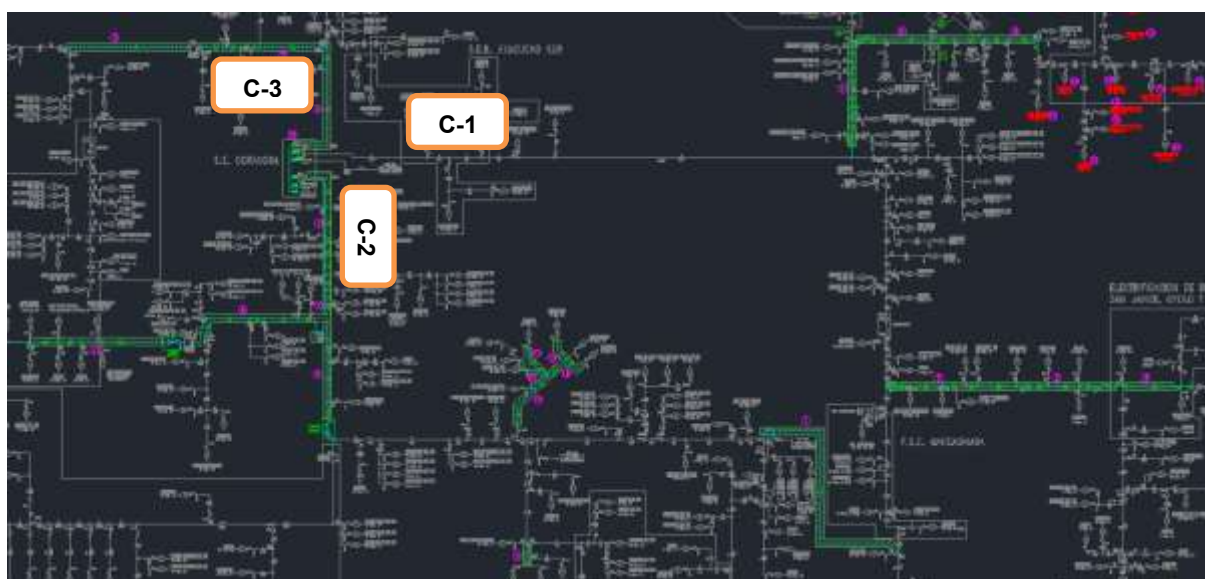
La siguiente normativa ética que rige la presente investigación, es el Código de Ética del CIP, periodo 1998 – 1999, del cual, de su trato con la sociedad resaltan los artículos: Artículo 04, que exhorta a la sociedad de ingeniería reconocer que la seguridad de la vida, la salud y los bienes dependen de las decisiones de estos. Que bajo ninguna razón pondrán sus conocimientos a disposición de lo que perturbe la paz y la salud. Resalta también el Artículo 05, donde se encomienda a la comunidad ingenieril el cuidado y conservación del medio ambiente, así como también, la optimización de los recursos humanos, económicos y naturales.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Resultados

El Sistema Eléctrico Rural Coracora es reconocido como tal por el MINEM, está a cargo de la empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. – (Adinelsa) y es considerado uno de los SERs más extensos del Perú. Se ubica en las serranías altoandinas de la región Ayacucho, con más de 300 km de extensión en línea primaria aérea y una máxima demanda hasta el año 2022 de **3,49 MW** en sus principales troncales de distribución denominadas Circuito 01, Circuito 02 y Circuito 03, cuyos alimentadores primarios en tensión de 22,9 kV - 3 ϕ atienden inclusive cargas mineras, de los cuales se desprenden derivaciones en sistemas trifásicos, monofásicos de dos fases así como derivaciones monofásicas de un hilo (MRT), tal como se aprecia en la siguiente imagen.

Figura 25: Diagrama unifilar del SER Coracora.



Fuente: Obtenido de [43].

Los tramos coloreados en verde, son los tramos que presentan descargadores valvulares (apartarrayos) a lo largo de la línea.

Las características principales y necesarias de la muestra para la presente investigación son las siguientes.

Del sistema:

Tensión	: 22,9 kV.
Tensión Máxima de Servicio	: 25 kV.
Tipo de Sistema	: 3Ø tres hilos.
Frecuencia	: 60 Hz.
Configuración del Sistema	: Estrella con neutro aterrado efectivamente.
Conductor aéreo	: AAAC 95 mm ²
Resistencia específica	: 0,384 Ω/km
Reactancia específica	: 0.41 Ω/km
Radio externo conductor	: 6,25 mm
Altitud	: 3 200 a 4 500 msnm.

De los aisladores:

Tipo	: Tipo Pin, Ansi 56-4 y polimérico tipo suspensión.
Tensión de flameo	: 80 kV (a frecuencia industrial).
Nivel básico de asilamiento	: 150 kV (BIL).

De las puestas a tierra:

Para el análisis de puesta a tierra se realizaron mediciones en campo, con el propósito de verificar si los valores de resistividad del terreno son adecuados, y determinar si los sistemas de puesta a tierra cumplen con el valor mínimo requerido por el CNE-S 2011, cuyo valor es de 25 Ω.

Empleando un telurómetro se procedió a registrar las resistencias de las estructuras por cada tramo de línea.

Con los datos arrojados en el equipo, y con ayuda de una tabla formulada se calculó la resistividad del terreno, empleando la fórmula mostrada a continuación.

Fórmula 1: Resistividad de terreno.

$$r = 2 * \pi * R * L \quad (1)$$

Donde:

R: Resistencia arrojada en el equipo de medición.

L: Distanciamiento de las varillas de medición.

Tabla 3: Mediciones de campo de resistividad de terreno.

N°	Localidad	ESTRUCTURA	Longitud	Lectura	$r = 2*(\pi)*R*L$
			L (m)	(R)	$\Omega.m$
1	Tramo derivación Untuco.	107	2	190	2388
			4	330	8294
			8	15	754
2	Tramo derivación Chaquipampa.	82	2	185	2325
			4	300	7540
			8	20	1005
3	Tramo derivación Chaipi.	140	2	170	2136
			4	200	5027
			8	23	1156
4	Tramo derivación Laccora.	54	2	200	2513
			4	320	8042
			8	60,1	3021
5	Tramo derivación Oyolo.	3	2	180	2262
			4	298	7490
			8	19	955
6	Tramo derivación Llancamas.	26	2	183	2300
			4	291	7314
			8	25	1257
7	Tramo derivación Anizo.	25	2	187	2350
			4	294	7389
			8	26	1307

Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente tabla se resumen los resultados producto de la medición de puesta a tierra realizada en campo, donde se puede observar que se trata de una zona de alta resistividad eléctrica.

Tabla 4: Resumen de resultados de medición de resistividad de terreno.

N°	Localidad	Sistema	Resist. (ohm-m)	PAT-1 (ohm)	PAT-2 (ohm)	PAT-3 (ohm)	Con factor reducción de 0,75.		
							PAT-1 (ohm)	PAT-2 (ohm)	PAT-3 (ohm)
1	Tramo derivación Untuco (E: 82).	3Ø - 22,9 kV	200	83,22	46,82	29,30			22

							Con factor reducción de 0,75.		
N°	Localidad	Sistema	Resist. (ohm-m)	PAT-1 (ohm)	PAT-2 (ohm)	PAT-3 (ohm)	PAT-1 (ohm)	PAT-2 (ohm)	PAT-3 (ohm)
2	Tramo derivación Chaquipampa (E: 107).	3Ø - 22,9 kV	70	29,11	16,38	10,25		12	
3	Tramo derivación Chaipi (E: 140).	3Ø - 22,9 kV	140	58,23	32,75	20,50		25	
4	Tramo derivación Laccora (E: 54).	3Ø - 22,9 kV	80	33,27	18,72	11,71		14	
5	Tramo derivación Oyolo (E: 3).	3Ø - 22,9 kV	62	25,79	14,51	9,08		11	
6	Tramo derivación Llancamas (E: 26).	3Ø - 22,9 kV	190	79,20	44,55	27,88			21
7	Tramo derivación Anizo (E: 25).	3Ø - 22,9 kV	80	33,27	18,72	11,71		14	
Promedio:			118						

Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, mediante la recolección de datos de campo se pudo conocer los valores de puesta a tierra de cada uno de los sistemas tipo PAT-1 de los descargadores valvulares, conforme se muestran a continuación.

Tabla 5: Resultados de medición de SPAT's.

SER	Alimentador	Estruc.	Arm.	PAT	Medición 1 (Ω)	Medición 2 (Ω)	Promedio
Tramo evaluado N° 01:							19,73
SER CC	Alimentador 2	103	PS1-3L	PAT-1	19,20	21,00	20,10
SER CC	Alimentador 2	107	PA1-3L	PAT-1	21,70	18,90	20,30
SER CC	Alimentador 2	112	PS1-3L	PAT-1	21,40	20,80	21,10
SER CC	Alimentador 2	118	PS1-3L	PAT-1	17,50	19,70	18,60
SER CC	Alimentador 2	122	PS1-3L	PAT-1	20,30	18,10	19,20
SER CC	Alimentador 2	126	PS1-3L	PAT-1	18,80	19,30	19,05
Tramo evaluado N° 02:							19,77
SER CC	Alimentador 3	45	PRH-3	PAT-1	17,90	18,50	18,20
SER CC	Alimentador 3	47	P3A2-3A	PAT-1	20,90	21,80	21,35
SER CC	Alimentador 3	51	PS1-3L	PAT-1	19,40	19,20	19,30
SER CC	Alimentador 3	55	P3A2-3A	PAT-1	18,50	19,70	19,10
SER CC	Alimentador 3	57	P3A2-3	PAT-1	21,10	19,10	20,10
SER CC	Alimentador 3	61	PS1-3L	PAT-1	19,30	23,50	21,40
SER CC	Alimentador 3	63	PS1-3LA	PAT-1	17,30	22,10	19,70
SER CC	Alimentador 3	64	PR3-3LA	PAT-1	18,00	19,60	18,80
SER CC	Alimentador 3	65	PS1-3LA	PAT-1	20,90	21,30	21,10
SER CC	Alimentador 3	66	PS1-3L	PAT-1	22,30	21,40	21,85
SER CC	Alimentador 3	68	PRH-3	PAT-1	17,20	18,60	17,90
SER CC	Alimentador 3	69	PS1-3LA	PAT-1	19,50	18,20	18,85
SER CC	Alimentador 3	70	PS1-3LA	PAT-1	20,90	18,40	19,65
SER CC	Alimentador 3	71	PS1-3L	PAT-1	17,90	21,60	19,75

SER	Alimentador	Estruc.	Arm.	PAT	Medición 1 (Ω)	Medición 2 (Ω)	Promedio
SER CC	Alimentador 3	74	PRH-3A	PAT-1	21,70	19,30	20,50
SER CC	Alimentador 3	78	PS1-3L	PAT-1	18,90	21,40	20,15
SER CC	Alimentador 3	82	PS1-3L	PAT-1	21,00	18,10	19,55
SER CC	Alimentador 3	84	PS1-3LA	PAT-1	17,80	19,30	18,55
Tramo evaluado N° 03:							20,84
SER CC	Alimentador 2	14	P3A2-3	PAT-1	20,50	19,80	20,15
SER CC	Alimentador 2	18	PS1-3LA	PAT-1	17,20	23,10	20,15
SER CC	Alimentador 2	22	PS1-3L	PAT-1	19,40	20,10	19,75
SER CC	Alimentador 2	23	PS1-3L	PAT-1	24,10	25,00	24,55
SER CC	Alimentador 2	24	PRH-3	PAT-1	17,40	18,30	17,85
SER CC	Alimentador 2	90	PR3-3L	PAT-1	20,10	19,50	19,80
SER CC	Alimentador 2	91	PS1-3LA	PAT-1	19,20	18,90	19,05
SER CC	Alimentador 2	94	PS1-3LA	PAT-1	17,90	20,10	19,00
SER CC	Alimentador 2	98	PS1-3LA	PAT-1	20,30	19,20	19,75
SER CC	Alimentador 2	99	PR3-3LA	PAT-1	28,40	27,40	27,90
SER CC	Alimentador 2	102	PA1-3L	PAT-1	22,00	23,60	22,80
SER CC	Alimentador 2	105	PSH-3	PAT-1	18,30	20,10	19,20
SER CC	Alimentador 2	107	PS1-3LA	PAT-1	28,50	24,90	26,70
SER CC	Alimentador 2	109	PRH-3A	PAT-1	22,10	21,40	21,75
SER CC	Alimentador 2	112	PRH-3	PAT-1	18,90	21,20	20,05
SER CC	Alimentador 2	113	P3A2-3	PAT-1	19,40	20,10	19,75
SER CC	Alimentador 2	116	PS1-3LA	PAT-1	22,80	24,70	23,75
SER CC	Alimentador 2	120	PS1-3LA	PAT-1	21,40	20,60	21,00
SER CC	Alimentador 2	124	PS1-3L	PAT-1	20,10	22,70	21,40
SER CC	Alimentador 2	128	PSH-3A	PAT-1	19,80	19,10	19,45
SER CC	Alimentador 2	132	PS1-3LA	PAT-1	21,90	20,40	21,15
SER CC	Alimentador 2	136	PS1-3LA	PAT-1	21,80	23,60	22,70
SER CC	Alimentador 2	140	PS1-3LA	PAT-1	20,10	19,40	19,75
SER CC	Alimentador 2	144	PA1-3L	PAT-1	20,00	21,00	20,50
SER CC	Alimentador 2	148	PR3-3LA	PAT-1	19,70	18,60	19,15
SER CC	Alimentador 2	152	PS1-3LA	PAT-1	22,40	20,10	21,25
SER CC	Alimentador 2	157	PS1-3LA	PAT-1	18,30	19,20	18,75
SER CC	Alimentador 2	161	PR3-3L	PAT-1	20,90	19,40	20,15
SER CC	Alimentador 2	165	PS1-3LA	PAT-1	20,10	18,40	19,25
SER CC	Alimentador 2	172	PS1-3LA	PAT-1	19,60	22,10	20,85
SER CC	Alimentador 2	176	PS1-3LA	PAT-1	20,20	19,20	19,70
SER CC	Alimentador 2	180	PS1-3LA	PAT-1	18,60	22,70	20,65
SER CC	Alimentador 2	183	PS1-3LA	PAT-1	19,60	18,80	19,20
SER CC	Alimentador 2	185	PRH-3A	PAT-1	24,10	23,60	23,85
SER CC	Alimentador 2	191	PSH-3A	PAT-1	17,10	20,10	18,60
Tramo evaluado N° 04:							20,54
SER CC	Alimentador 1	25	PRH-3	PAT-1	18,20	19,90	19,05
SER CC	Alimentador 1	26	3xPR3-0	PAT-1	19,40	20,50	19,95
SER CC	Alimentador 1	30	PS1-3L	PAT-1	18,40	20,70	19,55
SER CC	Alimentador 1	31	PS1-3L	PAT-1	24,90	23,20	24,05
SER CC	Alimentador 1	33	3xPR3-0	PAT-1	17,90	19,60	18,75
SER CC	Alimentador 1	34	PS1-3L	PAT-1	20,20	21,40	20,80
SER CC	Alimentador 1	36	P3A2-3	PAT-1	18,80	19,70	19,25
SER CC	Alimentador 1	37	P3A2-3	PAT-1	20,40	18,30	19,35
SER CC	Alimentador 1	38	PRH-3	PAT-1	19,20	17,10	18,15
SER CC	Alimentador 1	39	PSH-3	PAT-1	18,30	20,10	19,20
SER CC	Alimentador 1	40	PRH-3	PAT-1	23,10	21,40	22,25
SER CC	Alimentador 1	41	PRH-3	PAT-1	20,10	19,30	19,70

SER	Alimentador	Estruc.	Arm.	PAT	Medición 1 (Ω)	Medición 2 (Ω)	Promedio
SER CC	Alimentador 1	44	PR3-3L	PAT-1	19,20	22,00	20,60
SER CC	Alimentador 1	45	PS1-3L	PAT-1	20,30	19,30	19,80
SER CC	Alimentador 1	46	PS1-3L	PAT-1	18,40	20,40	19,40
SER CC	Alimentador 1	47	P3A2-3	PAT-1	25,00	22,10	23,55
SER CC	Alimentador 1	48	P3A2-3	PAT-1	19,80	24,30	22,05
SER CC	Alimentador 1	50	PRH-3	PAT-1	19,90	18,30	19,10
SER CC	Alimentador 1	51	PRH-3	PAT-1	20,40	20,10	20,25
SER CC	Alimentador 1	52	PS1-3L	PAT-1	18,30	19,20	18,75
SER CC	Alimentador 1	53	PRH-3	PAT-1	20,60	21,80	21,20
SER CC	Alimentador 1	54	PRH-3	PAT-1	20,10	19,20	19,65
SER CC	Alimentador 1	55	PS1-3L	PAT-1	27,60	29,30	28,45
SER CC	Alimentador 1	56	PR3-3L	PAT-1	20,30	21,10	20,70
SER CC	Alimentador 1	57	PRH-3	PAT-1	19,30	20,70	20,00
Tramo evaluado N° 05:							18,43
SER CC	Alimentador 1	2	P3A2-3	PAT-1	17,40	17,60	17,50
SER CC	Alimentador 1	3	PS1-3L	PAT-1	19,20	19,50	19,35
Tramo evaluado N° 06:							18,75
SER CC	Alimentador 1	23	PS1-3L	PAT-1	19,20	18,70	18,95
SER CC	Alimentador 1	26	3xPR3-0	PAT-1	17,80	19,30	18,55
Tramo evaluado N° 07:							20,99
SER CC	Alimentador 1	7	PS1-3L	PAT-1	21,30	24,20	22,75
SER CC	Alimentador 1	9	PRH-3	PAT-1	19,40	18,90	19,15
SER CC	Alimentador 1	13	PRH-3	PAT-1	18,70	19,50	19,10
SER CC	Alimentador 1	15	PS1-3L	PAT-1	18,20	17,70	17,95
SER CC	Alimentador 1	16	PR3-3L	PAT-1	22,80	21,40	22,10
SER CC	Alimentador 1	17	PSH-3	PAT-1	19,30	18,40	18,85
SER CC	Alimentador 1	18	TS-3L	PAT-1	20,00	20,30	20,15
SER CC	Alimentador 1	23	3xPR3-0	PAT-1	22,40	21,60	22,00
SER CC	Alimentador 1	24	PR3-3L	PAT-1	19,70	20,30	20,00
SER CC	Alimentador 1	25	PR3-3L	PAT-1	20,40	22,30	21,35
SER CC	Alimentador 1	26	PS1-3L	PAT-1	24,80	22,90	23,85
SER CC	Alimentador 1	27	PS1-3L	PAT-1	20,30	20,40	20,35
SER CC	Alimentador 1	28	PS1-3L	PAT-1	19,60	19,50	19,55
SER CC	Alimentador 1	29	PRH-3	PAT-1	22,90	22,20	22,55
SER CC	Alimentador 1	30	PS1-3L	PAT-1	21,40	19,90	20,65
SER CC	Alimentador 1	31	PS1-3L	PAT-1	19,30	20,10	19,70
SER CC	Alimentador 1	32	PS1-3L	PAT-1	23,60	24,30	23,95
SER CC	Alimentador 1	33	PR3-3L	PAT-1	27,20	24,90	26,05
SER CC	Alimentador 1	34	3xPR3-0	PAT-1	23,10	24,20	23,65
SER CC	Alimentador 1	35	P3A2-3	PAT-1	22,50	21,00	21,75
SER CC	Alimentador 1	36	PS1-3L	PAT-1	20,80	19,40	20,10
SER CC	Alimentador 1	37	PRH-3	PAT-1	18,70	18,50	18,60
SER CC	Alimentador 1	38	PRH-3	PAT-1	19,30	22,30	20,80
SER CC	Alimentador 1	39	PS1-3L	PAT-1	19,20	20,10	19,65
SER CC	Alimentador 1	40	PRH-3	PAT-1	23,80	22,10	22,95
SER CC	Alimentador 1	41	PSH-3	PAT-1	19,10	21,60	20,35
SER CC	Alimentador 1	42	PS1-3L	PAT-1	17,20	21,30	19,25
SER CC	Alimentador 1	43	PRH-3	PAT-1	23,70	22,10	22,90
SER CC	Alimentador 1	44	PRH-3	PAT-1	18,30	19,50	18,90
SER CC	Alimentador 1	45	PRH-3	PAT-1	22,40	19,20	20,80
SER CC	Alimentador 1	46	PRH-3	PAT-1	22,1	19,7	20,9
Resistencia promedio total (Ω):							19,86

Fuente: Elaboración propia.

Para las simulaciones de las instalaciones existentes se empleará el valor de 20 Ω por ser el valor superior próximo.

De la estadística de fallas

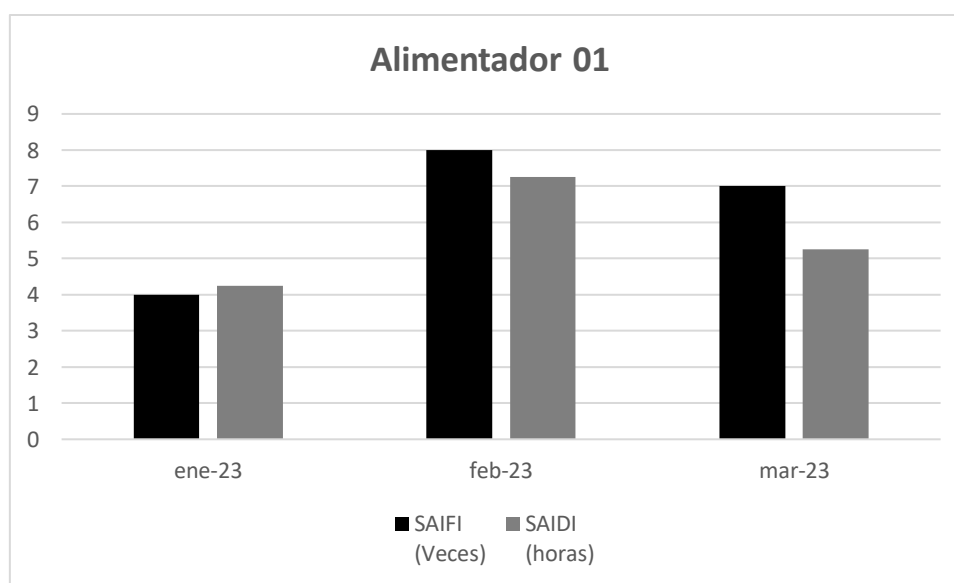
La información manejada como dato histórico de fallas y tiempo de reposición corresponde a los meses de enero a marzo 2023, con ello se realizó la comparación entre los resultados obtenidos.

Tabla 6: Resumen de datos históricos de fallas.

Mes	Causa	Alimentador 01		Alimentador 02		Alimentador 03	
		SAIFI (Veces)	SAIDI (horas)	SAIFI (Veces)	SAIDI (horas)	SAIFI (Veces)	SAIDI (horas)
Ene-23	Atm	2	1,5	2	2,25	1	1
	Otros	2	2,75	4	3,5	2	1
	Total	4	4,25	6	5,75	3	2
Feb-23	Atm	3	2	4	2	2	1,5
	Otros	5	5,25	6	4,5	3	2
	Total	8	7,25	10	6,5	5	3,5
Mar-23	Atm	3	2	5	5	3	2,25
	Otros	4	3,25	4	4,5	3	2
	Total	7	5,25	9	9,5	6	4,25

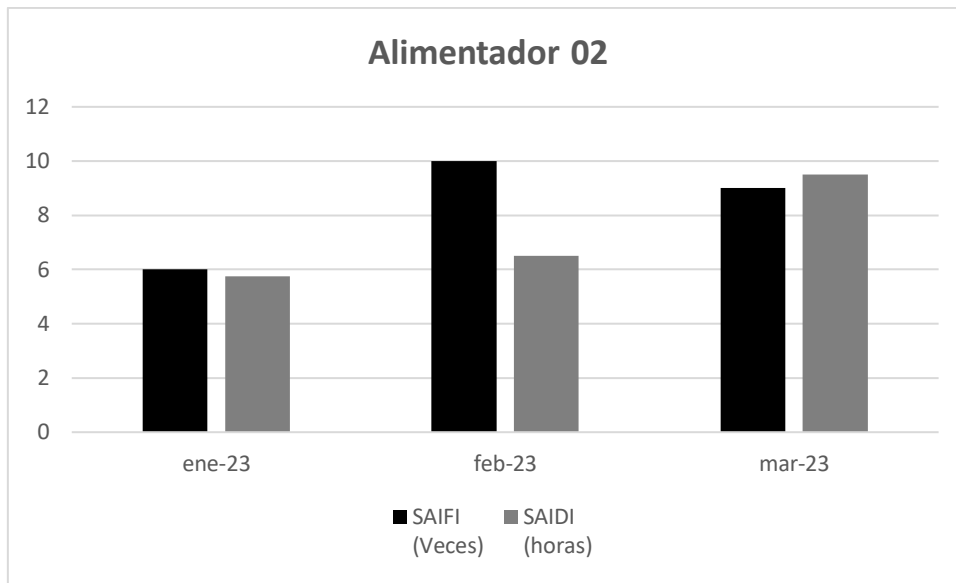
Fuente: Elaboración propia.

Figura 26: Historial de fallas - Alimentador 01.



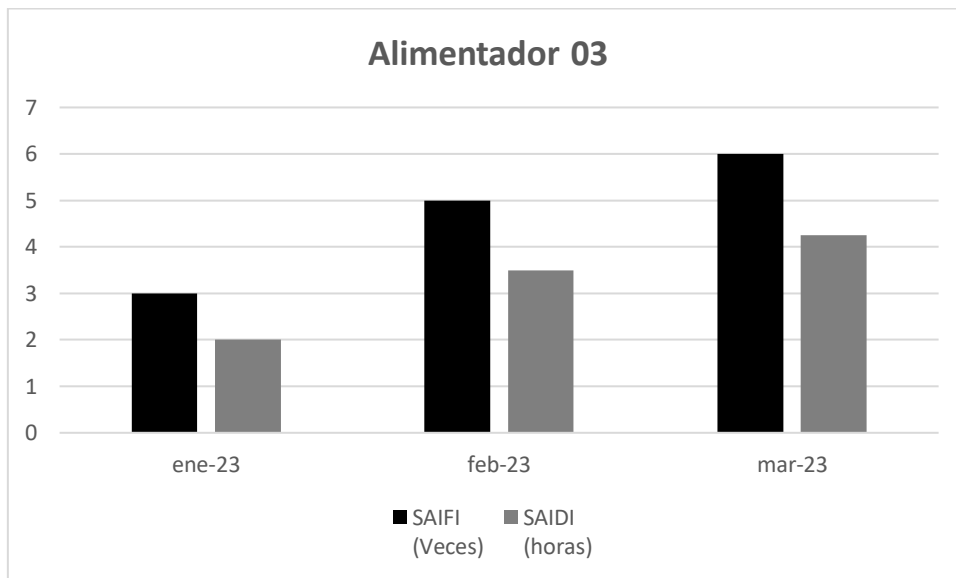
Fuente: Elaboración propia.

Figura 27: Historial de fallas - Alimentador 02.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 28: Historial de fallas - Alimentador 03.



Fuente: Elaboración propia.

Para el análisis fue necesario conocer las distancias acumuladas entre cada estructura con descargadores, así como con respecto al punto cero de cada alimentador. Estas distancias se recopilieron de los planos poligonales de las líneas existente, llegándose a obtener el siguiente cuadro mostrado.

Tabla 7: Distancias acumuladas de estructuras con apartarrayos.

ITEM	Tramo 01		Tramo 02		Tramo 03		Tramo 04		Tramo 05		Tramo 06		Tramo 07	
	C-2		C-3		C-2		C-1		C-1		C-1		C-1	
	E	km	E	km	E	km	E	km	E	km	E	km	E	km
0	0	17,5	0	7,84	0	3,44	0	6,5	0	1,95	0	7,14	0	2,01
01	103	0,79	45	0,82	14	0,45	25	0,75	2	0,06	23	0,73	7	0,47
02	107	1,05	47	1,07	18	0,57	26	0,45	3	0,11	26	2,76	9	1,17
03	112	1,06	51	0,55	22	0,21	30	0,07					13	0,06
04	118	0,82	55	0,9	23	0,09	31	0,88					15	0,06
05	122	0,64	57	0,4	24	14,09	33	0,1					16	0,18
06	126	4,8	61	0,23	90	0,16	34	0,72					17	0,44
07			63	0,07	91	0,51	36	0,99					18	2,45
08			64	0,23	94	0,77	37	0,12					23	0,11
09			65	0,12	98	0,06	38	0,36					24	0,07
10			66	0,64	99	0,4	39	0,35					25	0,13
11			68	0,12	102	0,95	40	0,49					26	0,11
12			69	0,19	105	0,3	41	0,16					27	0,19
13			70	0,1	107	0,26	44	0,12					28	0,28
14			71	0,71	109	0,7	45	0,13					29	0,39
15			74	0,59	112	0,68	46	0,11					30	0,09
16			78	0,57	113	0,33	47	1,11					31	0,2
17			82	0,23	116	0,43	48	0,26					32	0,25
18			84	0,06	120	0,67	50	0,46					33	0,07
19					124	0,59	51	0,12					34	0,94
20					128	0,64	52	0,22					35	0,05
21					132	0,63	53	0,57					36	0,12
22					136	0,61	54	0,09					37	0,52
23					140	0,63	55	0,19					38	0,05
24					144	0,52	56	0,24					39	0,06
25					148	0,72	57	0					40	0,44
26					152	0,67							41	0,1
27					157	0,37							42	0,19
28					161	0,57							43	0,58
29					165	1,28							44	0,42
30					172	0,62							45	0,06
31					176	0,55							46	5,32
32					180	0,51								
33					183	0,41								
34					185	1,78								
35					191	20,62								
Recuento	6	26,66	18	15,44	35	56,79	25	15,56	2	2,12	2	10,63	31	17,58
Apartarrayos	18		54		105		75		6		6		93	

Fuente: Elaboración propia.

➤ **Resultados de la selección del descargador valvular (apartarrayos) adecuado.**

Con la información recabada, se pudo conocer que existe una variedad de métodos para la selección de apartarrayos, por lo que se hizo una recopilación con base en la normativa nacional e internacional, cuyo procedimiento es detallado a continuación:

Paso 1. – Determinación de la corriente de descarga. Es importante definir cuál será la corriente nominal que el apartarrayos va a descargar durante el acontecimiento de sobretensión. La DGE ha normalizado el valor de 10 kA como corriente de descarga de los apartarrayos en sistemas de distribución. Asimismo, cabe recordar que el apartarrayos empleado en los SERs necesariamente será de clase distribución y recomendable material polimérico, mientras que la clase por línea de descarga puede emplearse la Clase 2, según bases teóricas, dado que las tensiones nominales en los SERs de Media Tensión no superan los 35 kV.

Paso 2. – Obtención de la tensión máxima del sistema. El apartarrayos de línea es conectado directamente a las fases y su salida es conectado a tierra, por lo que será necesario calcular la tensión máxima entre fase a tierra, para ello, conocida la tensión máxima de servicio de fase a fase, se considera un 5% por seguridad ante perturbaciones y se divide entre la raíz de tres para obtener la tensión fase a tierra. Esta es la tensión máxima de operación continua (MCOV) de la instalación.

Fórmula 2: Tensión máxima de operación continua.

$$U_c = k_s * \left(\frac{U_m}{\sqrt{3}} \right) \quad (2)$$

Donde:

k_s : Factor de seguridad por exceso de tensión. Recomendable

1,05 en sistemas rurales.

U_m : Tensión máxima del sistema. Para 22,9 kV la tensión máxima es 25 kV.

Solución:

$$U_c = 1,05 * \left(\frac{25 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \right)$$

$$U_c = 15,5 \text{ kV}$$

Paso 3. – En seguida se calcula la sobretensión temporal. Se considera que toda tensión superior a la tensión máxima de operación continua, es una tensión temporal.

Fórmula 3: Sobretensión temporal.

$$TOV = k_{at} * \left(\frac{U_m}{\sqrt{3}} \right) \quad (3)$$

Donde:

k_{at} : Factor de aterrizamiento. Para neutro efectivamente puesto a tierra, recomendable 1,4 en sistemas rurales.

U_m : Tensión máxima del sistema. Para 22,9 kV la tensión máxima es 25 kV.

El factor de aterrizamiento va a depender del tipo de conexión de neutro, con las teorías relacionadas se puede distinguir los tipos de sistemas según su conexión de neutro. De la tabla siguiente se puede extraer un factor de aterrizamiento por cada tipo de sistema, donde, para un sistema con neutro efectivamente puesto a tierra indica 1,25, sin embargo, la DGE recomienda emplear el valor de 1,4.

Tabla 8: Factores de aterrizamiento o factores de falla a tierra.

TENSION DE OPERACIÓN	SISTEMA ELECTRICO	FACTOR DE ATERRIZAMIENTO
22,9 kV	ESTRELLA NEUTRO ATERRADO	1,25
22,9 kV	ESTRELLA NEUTRO AISLADO	1,4
13,2 kV	ESTRELLA NEUTRO ATERRADO	1,25
13,2 kV	ESTRELLA NEUTRO AISLADO	1,4
10 kV	ESTRELLA NEUTRO ATERRADO	1,25
10 kV	ESTRELLA NEUTRO AISLADO	1,4

TENSION DE OPERACIÓN	SISTEMA ELECTRICO	FACTOR DE ATERRIZAMIENTO
7,62 kV	ESTRELLA NEUTRO ATERRADO	1,25
7,62 kV	ESTRELLA NEUTRO AISLADO	1,4
22,9 kV	SISTEMA DELTA	1,73
13,2 kV	SISTEMA DELTA	1,73
7,62 kV	SISTEMA DELTA	1,73

Fuente: Elaboración propia.

Solución:

$$TOV = 1,4 * \left(\frac{25}{\sqrt{3}}\right)$$

$$TOV = 20,21 \text{ kV}$$

Paso 4. – Obtenidos los dos últimos parámetros, con el COV de la instalación, en los catálogos de fabricantes se ubica un apartarrayos clase distribución cuya máxima tensión de operación continua (COV) fase a tierra sea mayor o igual al COV del sistema calculado en el paso 2. Los valores necesarios pueden ser extraídos de la siguiente tabla.

Tabla 9: Valores garantizados por proveedor.

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima		Capacidad de sobretensiones temporales		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC	según ANSI/IEEE			30/60 µs			8/20 µs			
Um	Ur	Uc	MCOV	1 s	10 s	0,5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}	kV _{pico}
24 ₃)	18	14,4	15,3	20,7	19,8	37,1	38,5	40,3	44	46,7	52,3	59,7
	21	16,8	17	24,1	23,1	43,2	44,9	47	51,3	54,4	61	69,7
	24	19,2	19,5	27,6	26,4	49,4	51,3	53,8	58,7	62,2	69,7	79,6
	27	21,6	22	31	29,7	55,6	57,7	60,5	66	70	78,4	89,6
	36 ₃)	30	24	24,4	34,5	33	61,7	64,2	67,2	73,3	77,7	87,1
	33	26,4	26,7	37,9	36,3	67,9	70,6	73,9	80,6	85,5	95,8	110
	36	28,8	29	41,4	39,6	74,1	77	80,6	88	93,3	105	120
	39	31,2	31,5	44,8	42,9	80,3	83,4	87,3	95,3	102	114	130
	42	34	34	48,3	46,2	86,4	89,8	94	103	109	122	140
	48	38	39	55,2	52,8	98,8	103	108	118	125	140	160
52	42	34	34	48,3	46,2	86,4	89,8	94	103	109	122	140

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima		Capacidad de sobretensiones temporales		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC	según ANSI/IEEE			30/60 µs			8/20 µs			
		Um kV _{rms}	Ur kV _{rms}	Uc kV _{rms}	MCOV kV _{rms}	1 s kV _{rms}	10 s kV _{rms}	0,5 kA kV _{pico}	1 kA kV _{pico}	2 kA kV _{pico}	5 kA kV _{pico}	10 kA kV _{pico}
	48	38	39	55,2	52,8	98,8	103	108	118	125	140	160
	51	41	41,3	58,6	56,1	105	109	115	125	133	148	170
	54	43	42	62,1	59,4	112	116	121	132	140	157	180
	60	48	48	69	66	124	129	135	147	156	175	199
	66	53	53,4	75,9	72,6	136	142	148	162	171	192	219
72	54	43	42	62,1	59,4	112	116	121	132	140	157	180
	60	48	48	69	66	124	129	135	147	156	175	199
	66	53	53,4	75,9	72,6	136	142	148	162	171	192	219
	72	58	58	82,8	79,2	149	154	162	176	187	209	239
	75	60	60,7	86,2	82,5	155	161	168	184	195	218	249
	84	67	68	96,6	92,4	173	180	188	206	218	244	279
	90	72	72	103	99	186	193	202	220	234	262	299
	96	77	77	110	105	198	206	215	235	249	279	319
100	75	60	60,7	86,2	82,5	155	161	168	184	195	218	249
	84	67	68	96,6	92,4	173	180	188	206	218	244	279
	90	72	72	103	99	186	193	202	220	234	262	299
	96	77	77	110	105	198	206	215	235	249	279	319
123	90	72	72	103	99	186	193	202	220	234	262	299
	96	77	77	110	105	198	206	215	235	249	279	319
	102	78	82,6	117	112	210	218	229	250	265	296	339
	108	78	84	124	118	223	231	242	264	280	314	359
	120	78	98	138	132	247	257	269	294	311	349	398
	132	78	106	151	145	272	283	296	323	342	383	438
	138	78	111	158	151	284	295	309	338	358	401	458
	144	78	115	165	158	297	308	323	352	373	418	478
145	108	86	86	124	118	223	231	242	264	280	314	359
	120	92	98	138	132	247	257	269	294	311	349	398
	132	92	106	151	145	272	283	296	323	342	383	438
	138	92	111	158	151	284	295	309	338	358	401	458
	144	92	115	165	158	297	308	323	352	373	418	478
170	132	106	106	151	145	272	283	296	323	342	383	438
	138	108	111	158	151	284	295	309	338	358	401	458
	144	108	115	165	158	297	308	323	352	373	418	478

Fuente: Extraído de (44).

Paso 5. – Con los valores de TOV calculado, y el MCOV seleccionado de la tabla del proveedor, se divide TOV / MCOV y se verifica el tiempo que puede soportar el descargador seleccionado operando a la sobretensión TOV calculada con ayuda de la tabla mostrada a

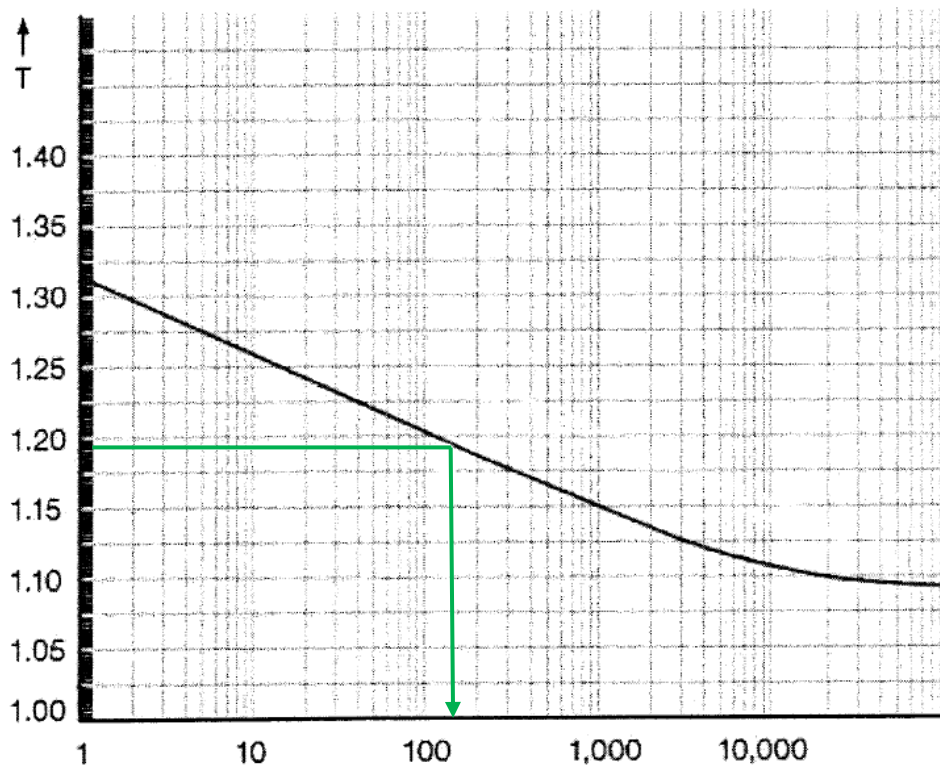
continuación.

Solución:

$$\frac{TOV}{MCOV} = \frac{20,21 \text{ kV}}{17 \text{ kV}}$$

$$\frac{TOV}{MCOV} = 1,19$$

Figura 29. TOV / MCOV vs tiempo de duración de la sobretensión.



Fuente: Extraído de (45).

De acuerdo a la curva mostrada, el descargador seleccionado puede operar a sobretensión temporal por más de 100 horas, lo cual es aceptable.

Paso 6. – Se calculó el margen de protección que tendrá el apartarrayo elegido hacia los equipos o elementos que se desea proteger respecto a frentes de onda. Se debe emplear el valor de Nivel de Aislamiento Básico, en ingles llamado Basic Insulation Level, conocido como BIL, para estos casos se empleó el BIL de los aisladores de la instalación.

Fórmula 4: Margen de protección en frente de onda.

$$MP_1 = \left(\frac{1,1 * BIL}{TRFO} - 1 \right) * 100\% \quad (4)$$

Donde:

BIL: Nivel de aislamiento básico del equipo a proteger.

TRFO: Tensión residual de frente de onda, o tensión de descarga de frente de onda, obtenido con tabla de proveedor.

Solución:

$$MP_1 = \left(\frac{1,1 * 150 \text{ kV}}{51,3 \text{ kV}} - 1 \right) * 100\%$$

$$MP_1 = 221,64\%$$

Paso 7. – De la misma manera se calculó el margen de protección que tendrá el apartarrayo elegido hacia los equipos o elementos que se desea proteger respecto al impulso atmosférico. También se empleó el valor de Nivel de Aislamiento Básico, BIL de los aisladores de la instalación.

Fórmula 5: Margen de protección en frente de onda.

$$MP_2 = \left(\frac{1,1 * BIL}{TRIA} - 1 \right) * 100\% \quad (5)$$

Donde:

BIL: Nivel de aislamiento básico del equipo a proteger.

TRIA: Tensión residual de impulso atmosférico, o tensión de descarga de impulso atmosférico, obtenido con tabla de proveedor.

Solución:

$$MP_2 = \left(\frac{1,1 * 150 \text{ kV}}{54,4 \text{ kV}} - 1 \right) * 100\%$$

$$MP_2 = 203,31\%$$

Paso 8. – Realizar la correspondiente verificación de los márgenes de protección calculados, bajo la premisa que dichos valores deben estar por encima del 50%, caso

contrario realizar otra selección y repetir el proceso.

Para el caso analizado los márgenes de protección se encuentran muy por encima de lo requerido.

Paso 9. – Será necesario conocer el factor de corrección por altitud que será empleado en los últimos pasos.

Fórmula 6: Factor de corrección por altitud.

$$F_c = e^{\frac{m*H}{8150}} \quad (6)$$

Donde:

e: Número irracional.

m: 1 para tensiones de sostenimiento atmosférico y 0,5 para corrección por contaminación.

H: Altitud sobre el nivel del mar.

Solución:

$$F_c = e^{\frac{0,5*4500}{8150}}$$

$$F_c = 1,32$$

Paso 10. – Como siguiente paso se calculó la longitud de línea de fuga mínima que deberá tener el apartarrayos y con el valor obtenido se verificó en tablas de proveedor que el valor garantizado sea superior al calculado.

Fórmula 7: Línea de fuga mínima.

$$LF_m = lf * U_m * F_c \quad (7)$$

Donde:

LF_m: Línea de fuga mínima. Dicho valor será tomado de la tabla adjunta estipulada en la Norma IEC 60815.

U_m: Tensión máxima del sistema. Para 22,9 kV la tensión máxima es 25 kV.

F_c: Factor de corrección por altitud de instalación.

Solución:

$$LF_m = 16 \frac{mm}{kV} * 25 kV * 1,32$$

$$LF_m = 528 mm$$

Figura 30: Selección de línea de fuga específica.

Nivel de contaminación	Descripción	Línea de fuga específica nominal mínima
Nivel I Ligerio	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas sin industrias y baja densidad de casas equipadas con calefacción - Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujetas a frecuentes vientos o lluvias - Áreas agrícolas - Áreas montañosas - Todas las áreas situadas de 10 km a 20 km del mar y no expuesta a vientos directos provenientes del mar 	16 mm/kV
Nivel II Medio	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción - Áreas con alta densidad de casas, pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias - Áreas expuestas a vientos del mar pero cercanas a la costa (al menos a varios kilómetros de distancias) 	20 mm/kV
Nivel III Alto	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades, con alta densidad de casas con calefacción que genera contaminación - Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar 	25 mm/kV
Nivel IV Muy Alto	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes - Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminantes procedente del mar - Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad 	31 mm/kV

Fuente: Extraído de (45).

Paso 11. – Finalmente se calculó el BIL a asumir para el apartarrayos de línea. Se deberá tomar de las tablas el valor inmediato superior al valor calculado.

Fórmula 8: Nivel de Aislamiento Básico mínimo.

$$BIL = 1,3 * TRIA * F_c \tag{8}$$

Donde:

TRIA: Tensión residual de impulso atmosférico, o tensión de descarga de impulso atmosférico, obtenido con tabla de proveedor (el nivel de protección de un apartarrayos es igual a

la tensión residual tras aplicada la corriente de impulso tipo rayo).

F_c : Factor de corrección por altitud de instalación.

Solución:

$$BIL = 1,3 * 54,4 \text{ kV} * 2,32$$

$$BIL = 93,35 \text{ kV}$$

Se considera un BIL de 150 a 170 kV.

La lógica de comparación establece que, los valores garantizados del descargador o apartarrayos, tales como máxima tensión de operación continua y sobretensión temporal, deben ser mayores o iguales a los valores calculados de, máxima tensión de operación continua y sobretensión temporal del sistema, debiéndose cumplir que:

$$MCOV_{apart} \geq MCOV_{sist}$$

y

$$TOV_{apart} \geq TOV_{sist}$$

Tabla 10: Resumen cálculos de descargador.

Parámetro	Apartarrayo elegido	Condición	Sistema calculado
MCOV	17 kV	\geq	15,5 kV
TOV	24,1 kV	\geq	20,21 kV

Fuente: Elaboración propia.

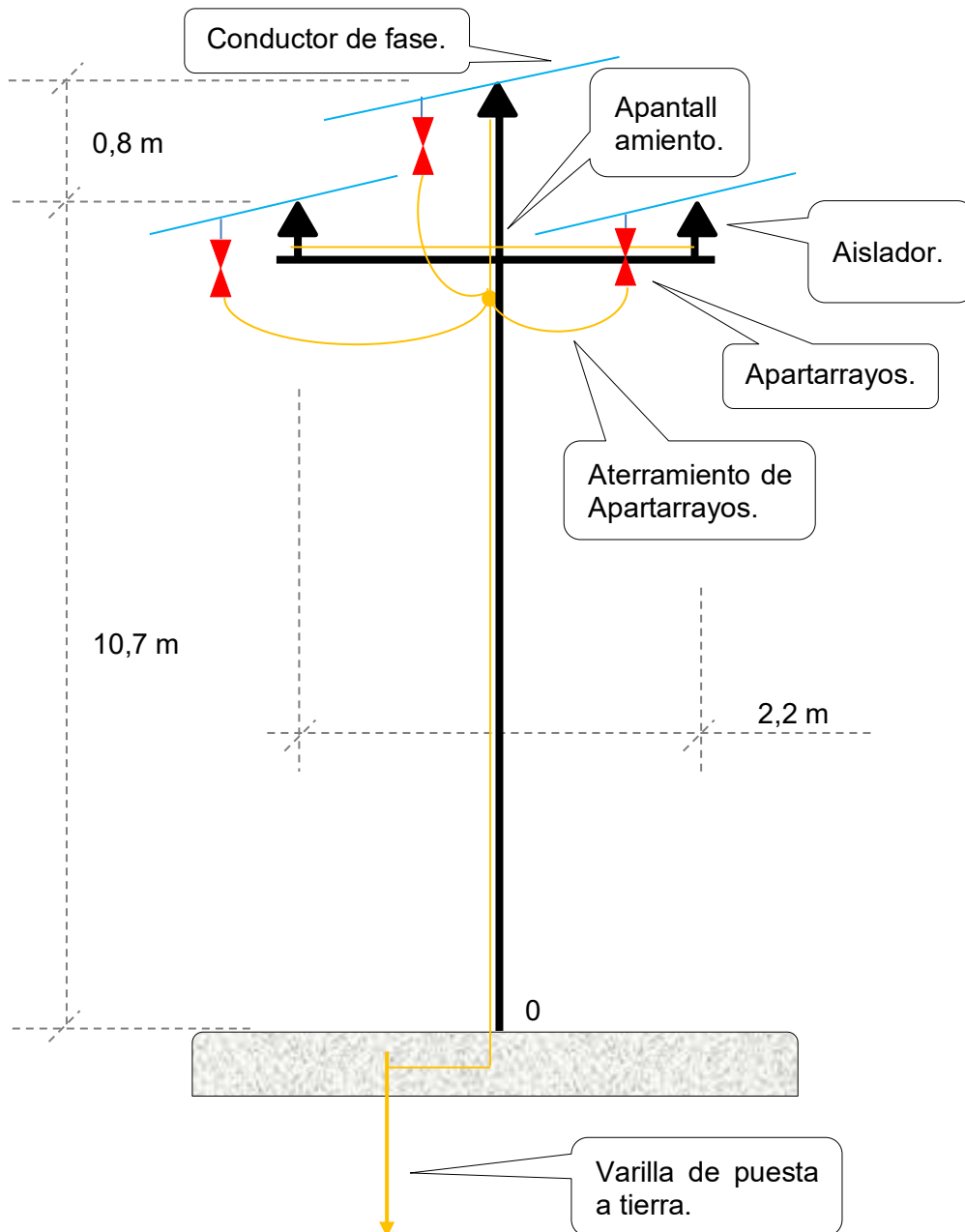
La elección final resulta suficiente según los cálculos realizados en la presente investigación, así como según los cálculos de obra, requiriendo descargadores de las siguientes características: Apartarrayos de Oxido Metálico, 21 kV – 10 kA, Clase 2 (equipado con un desconectador de tierra automático).

Sin embargo, las instalaciones existentes cuentan con apartarrayos de línea de mayor nivel de tensión, cuyas características son: Apartarrayos de Oxido Metálico, 24 kV – 10 kA, Clase 2 (equipado con un desconectador de tierra automático).

➤ **Parámetros de simulación.**

Previo a la simulación en el programa ATPDraw, se definen los esquemas de los escenarios a analizar, no sin antes, se muestra un esquema típico de estructura con descargadores (apartarrayos), así como los datos que han sido vaciados al programa computacional.

Figura 31: Esquema típico de estructura con descargadores.



Fuente: Elaboración propia.

Asignando una letra a cada una de las fases en sentido antihorario, se extraen las

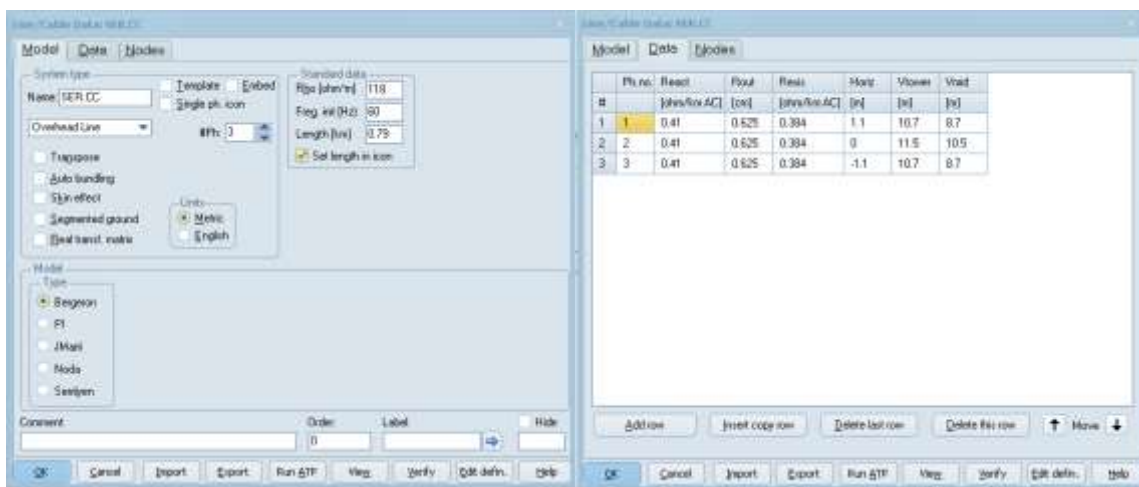
posiciones que serán necesarias para la simulación en el programa de análisis.

Tabla 11: Datos geométricos del conductor.

Fase	X	Y	H mín.
Fase R	1,10 m	10,70 m	8,70 m
Fase S	0	11,50 m	10,50 m
Fase T	- 1,10 m	10,70 m	8,70 m

Fuente: Elaboración propia.

Figura 32: Modelado de la línea eléctrica.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 33: Modelado de fuente de tensión.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 34: Modelado de aislador y apantallamiento de estructura.



Fuente: Elaboración propia.

Para el modelado del apartarrayos se empleó la tensión nominal del descargador, así como su correspondiente curva característica tensión corriente usando la siguiente fórmula.

Fórmula 9: Tensión de referencia del descargador.

$$V_{ref} = 1,39 * \sqrt{2} * V_n \quad (9)$$

Donde:

V_{ref} : Tensión de referencia para insertar al programa, en V.

V_n : Tensión nominal del apartarrayos seleccionado, en V.

Figura 35: Modelado descargador valvular en ATPDraw.



Fuente: Elaboración propia.

Para el gráfico de la curva se usó el método de modelado convencional, el que

considera la siguiente fórmula para obtener los valores de tensión por cada corriente respectiva.

Fórmula 10: Tensión de curva característica.

$$U = V_{ref} * \left(\frac{I}{25000}\right)^{\frac{1}{26}} \quad (10)$$

Donde:

U: Tensión de la curva tensión corriente, en V.

V_{ref}: Tensión de referencia para insertar al programa, en V.

Evaluando para corrientes de descarga desde 5 kA hasta 40 kA, se obtuvo las siguientes coordenadas.

Tabla 12: Coordenadas tensión corriente.

A	V
0	0
5000	38803,02925
10000	39851,41146
15000	40477,75791
20000	40928,11892
25000	41280,89389
30000	41571,38802
35000	41818,59157
40000	42033,91691

Fuente: Elaboración propia.

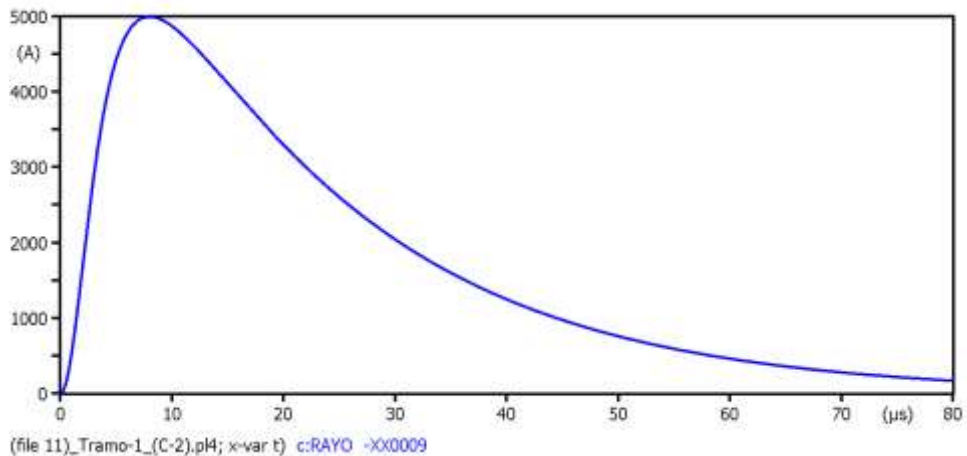
Del mismo modo, se modeló la onda tipo rayo a aplicar, la cual es una onda Heyler 15 8/20 µs, que indica un frente de onda de 8 µs y una cola de 20 µs, cuya amplitud variable se simuló hasta los 10 kA, conforme a la corriente de descarga normalizada.

Figura 36: Modelado onda tipo rayo.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 37: Forma de onda tipo rayo aplicada 8/20 μ s.

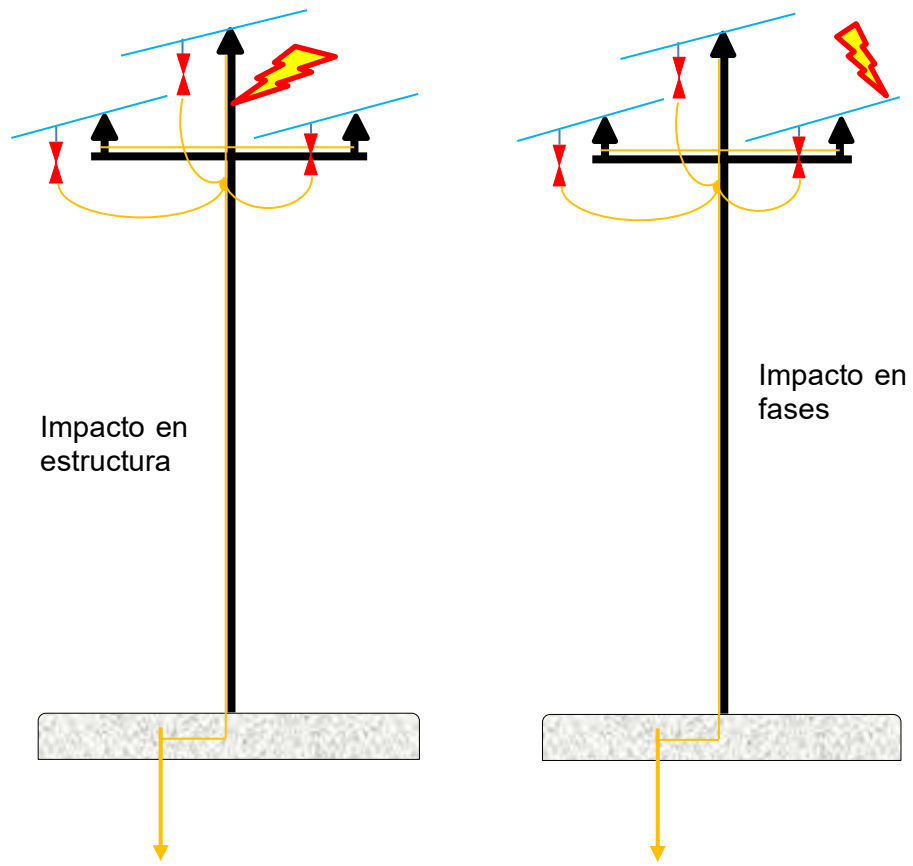


Fuente: Elaboración propia.

➤ **Escenarios de simulación.**

Se llevaron a cabo dos escenarios de simulación, el primero en donde las descargas atmosféricas impactan sobre la estructura las cuales cuentan con apantallamiento a tierra, y el segundo donde las descargas impactan sobre los conductores de fase, sabiendo que las estas líneas eléctricas no poseen conductor de guarda. Asimismo, se deberá tener en cuenta que Las distancias mostradas en los esquemas son distancias acumuladas y son esquematizados los casos más críticos.

Figura 38: Escenarios de simulación.



Fuente: Elaboración propia.

➤ **Resultados característicos de simulaciones.**

TRAMO DERIVACIÓN UNTUCO.

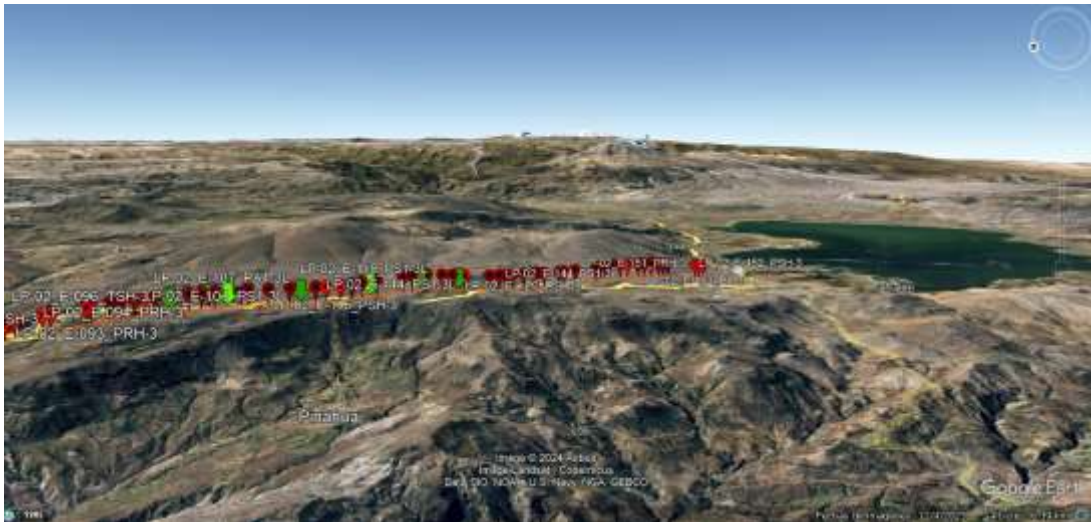
Figura 39: Vista superior tramo 01 (C-2).



Fuente: Elaboración propia.

Para este tramo en total se instalaron tríos de descargadores en 6 de las 153 estructuras. El color verde indica estructuras con apartarraysos.

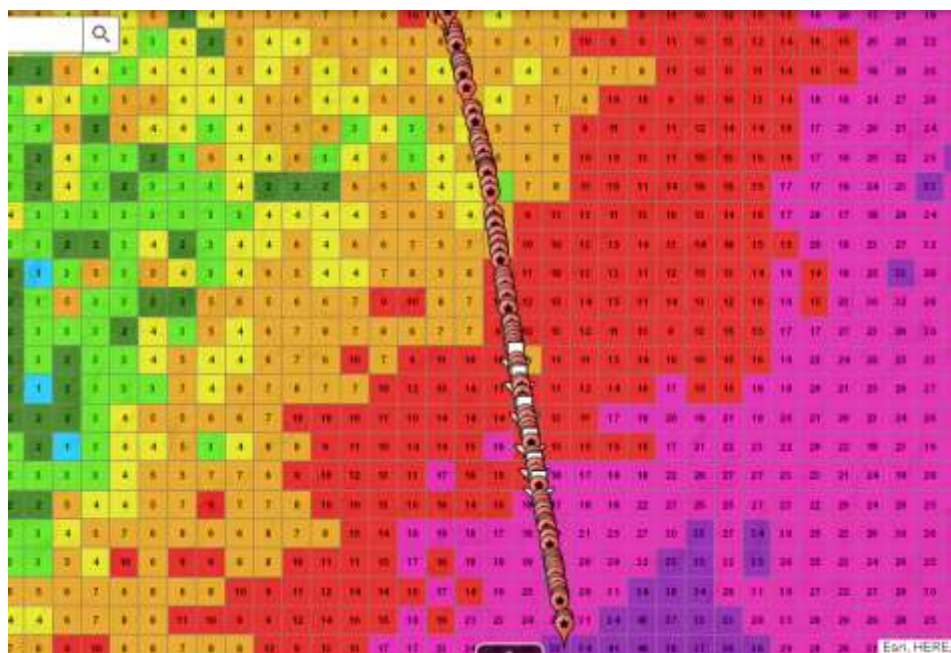
Figura 40: Vista alzada tramo 01 (C-2).



Fuente: Elaboración propia.

Una superposición realizada sobre el mapa cerámico revela que la cola del tramo recae sobre la zona morada de mayor incidencia de rayos, dejando notar que dichas estructuras se encontrarían desprotegidas.

Figura 41: Superposición tramo 01 (C-2).



Fuente: Elaboración propia.

Punto de impacto del rayo: Estructura sin descargador (en cola de tramo).

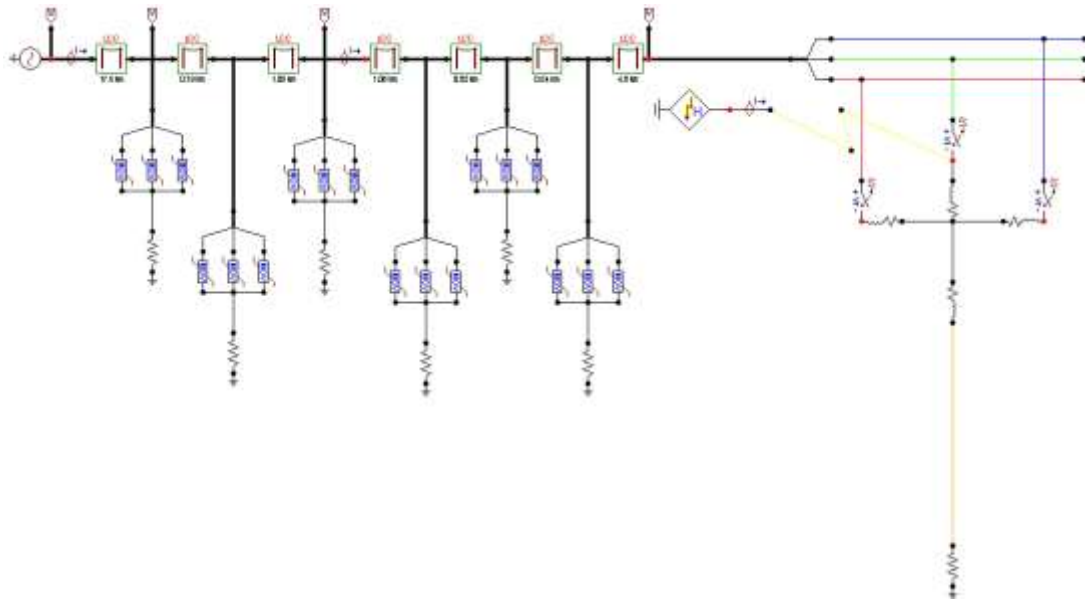
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 20 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

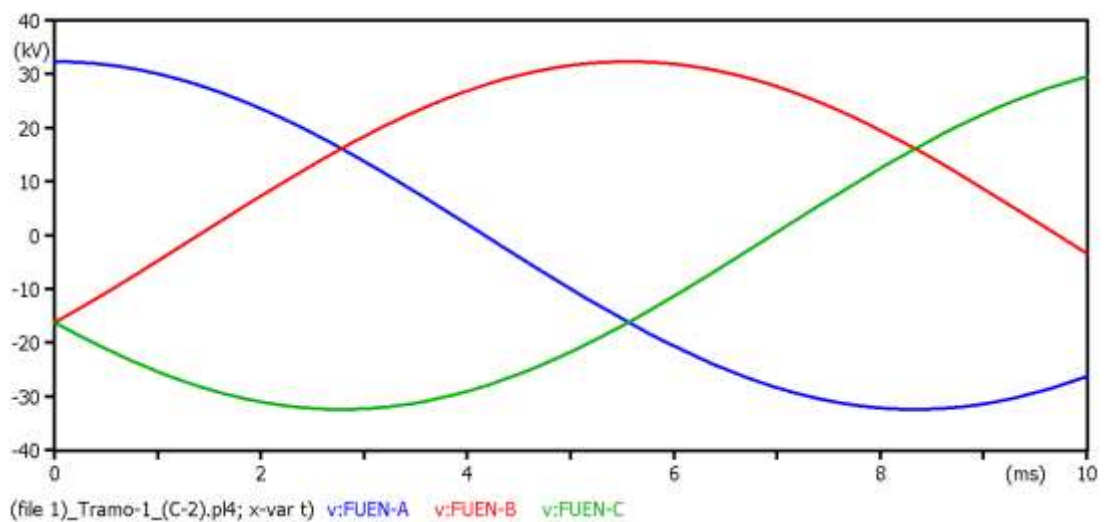
Nivel cerámico: 33 – 64 rayos/km² al año.

Figura 42: Esquema tramo 01 (C-2) - Impacto en estructura.



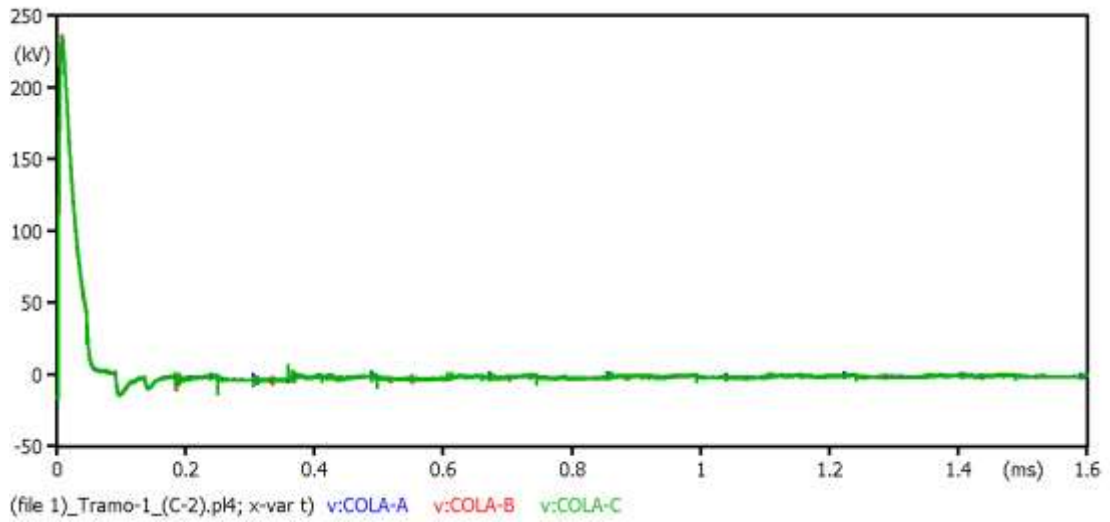
Fuente: Elaboración propia.

Figura 43: Tensión en la fuente, T1C2IE.



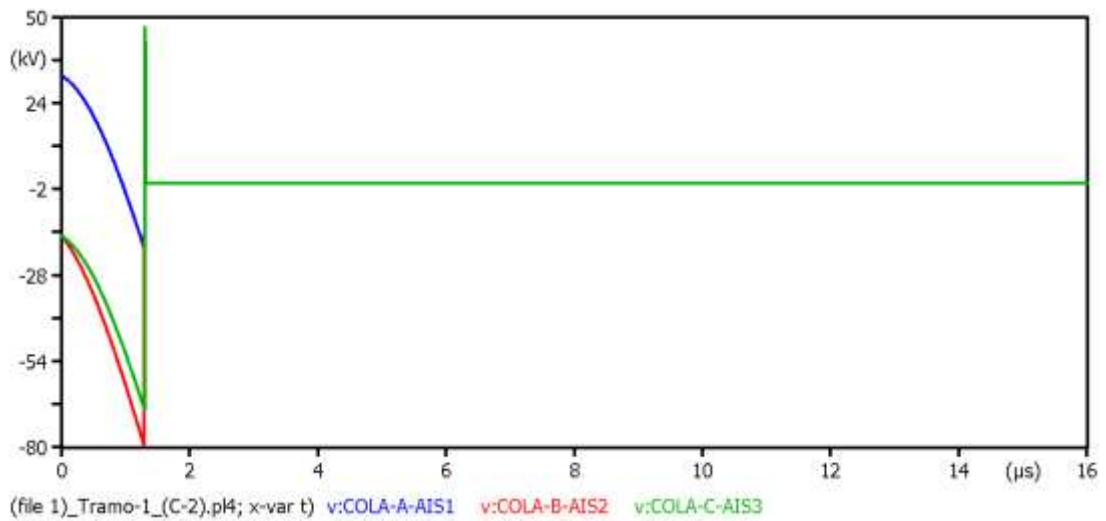
Fuente: Elaboración propia.

Figura 44: Tensión en cola, T1C2IE.



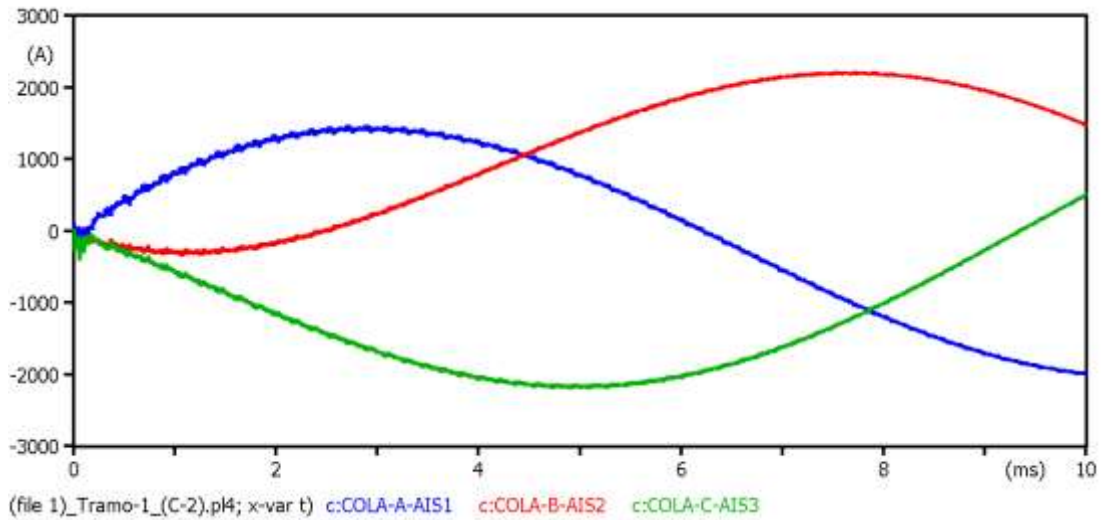
Fuente: Elaboración propia.

Figura 45: Tensión en aislador de estructura impactada, T1C2IE.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 46: Corriente en aislador de estructura impactada, T1C2IE.



Fuente: Elaboración propia.

Punto de impacto del rayo: Fase “S” (en medio de tres conjuntos de descargadores).

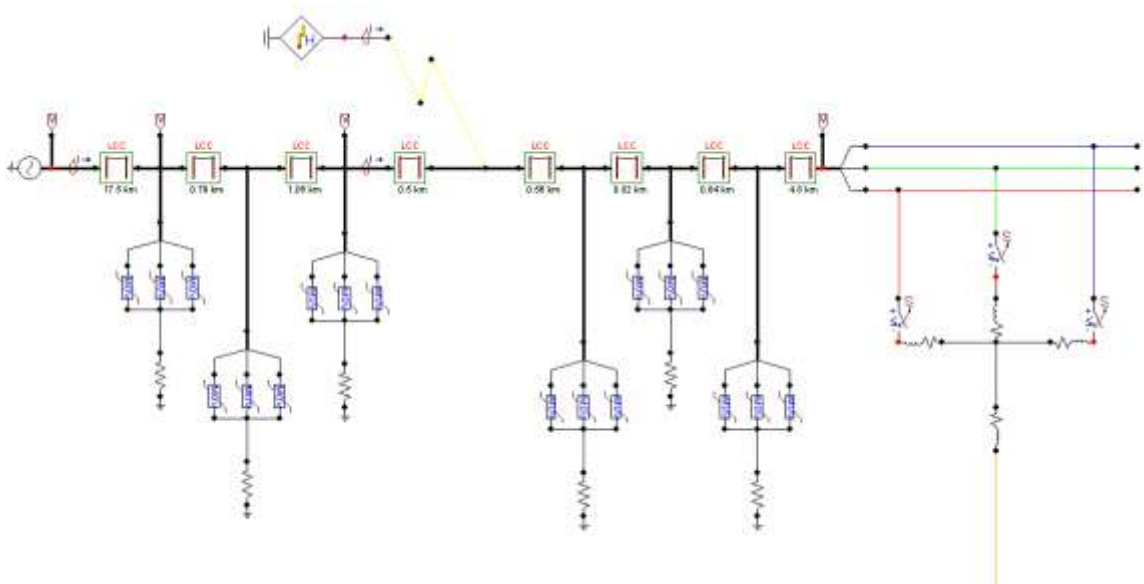
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 20 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

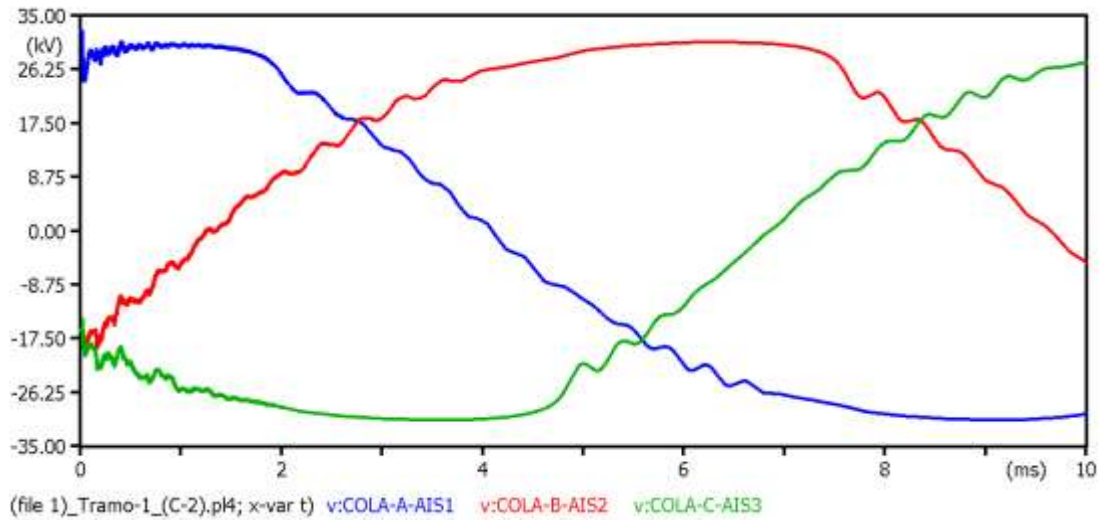
Nivel cerámico: 33 – 64 rayos/km² al año.

Figura 47: Esquema tramo 01 (C-2) - Impacto en fase.



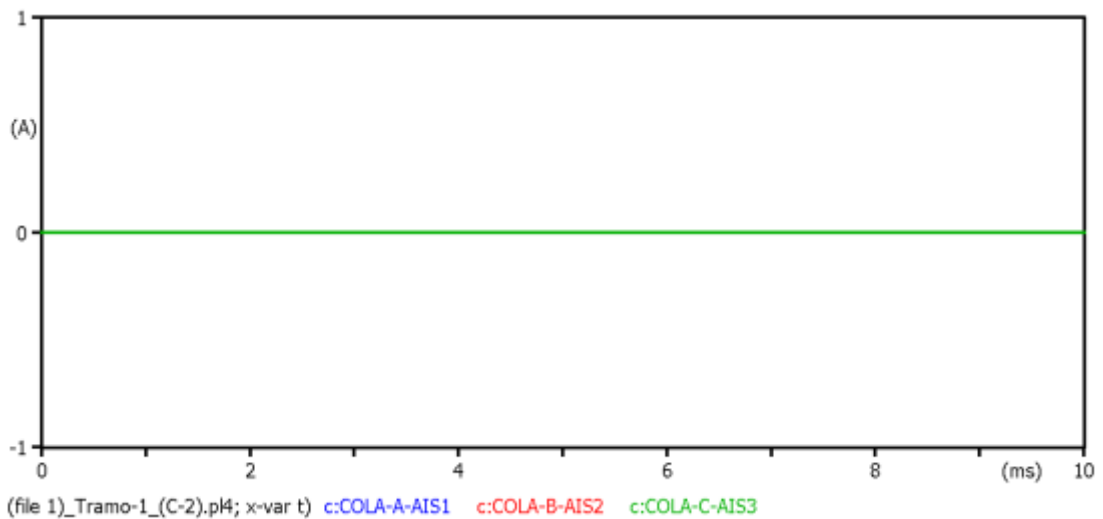
Fuente: Elaboración propia.

Figura 48: Tensión de aislador en cola, T1C2IF.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 49: Corriente de aislador en cola, T1C2IF.



Fuente: Elaboración propia.

La figura 43 indica que la tensión de línea en la fuente no se ve afectada, sin embargo, la situación es crítica para la tensión en la zona de cola, ya que tras el impacto en estructura se visualizan picos de tensión de línea de más de 200 kV según figura 44, lo que trae como consecuencia el flameo del aislador en menos 2 μ s, cuando se ha superado la tensión de flameo de 80 kV visto en la figura 45, y por consiguiente, este evento ha permitido la falla a tierra que se visualiza en la figura 46.

Por otro lado, cuando se produce un impacto en las fases, no se producen flameos en

los aisladores a menos de tres estructuras con descargadores.

Este diseño presenta un inconveniente ya que las estructuras de cola, que se encuentran en un mayor nivel cerámico no se encuentran protegidas ante la ocurrencia de un evento, siendo justamente la zona donde acontecen fallas en la línea eléctrica.

Con las diversas simulaciones realizadas, se tiene que tal diseño se puede ser mejorado aumentando dos tríos de descargadores para ser instalados en la cola del circuito y en la zona intermedia desprotegida, así como también disminuyendo la impedancia de estructuras, con ello se muestra la siguiente simulación óptima para el caso más crítico cuando el impacto es en estructura.

Punto de impacto del rayo: Estructura sin descargador (en cola de tramo).

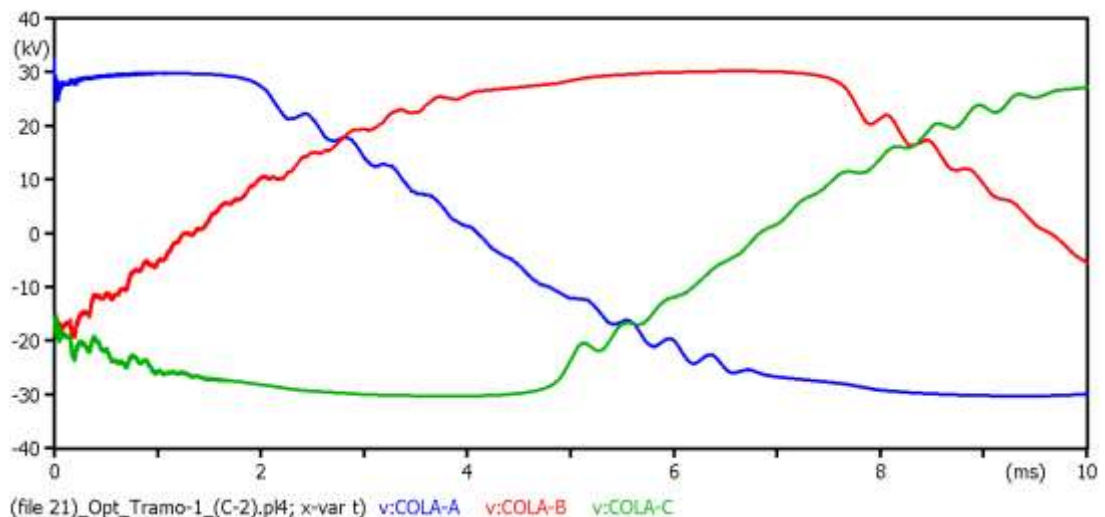
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructuras: 5 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

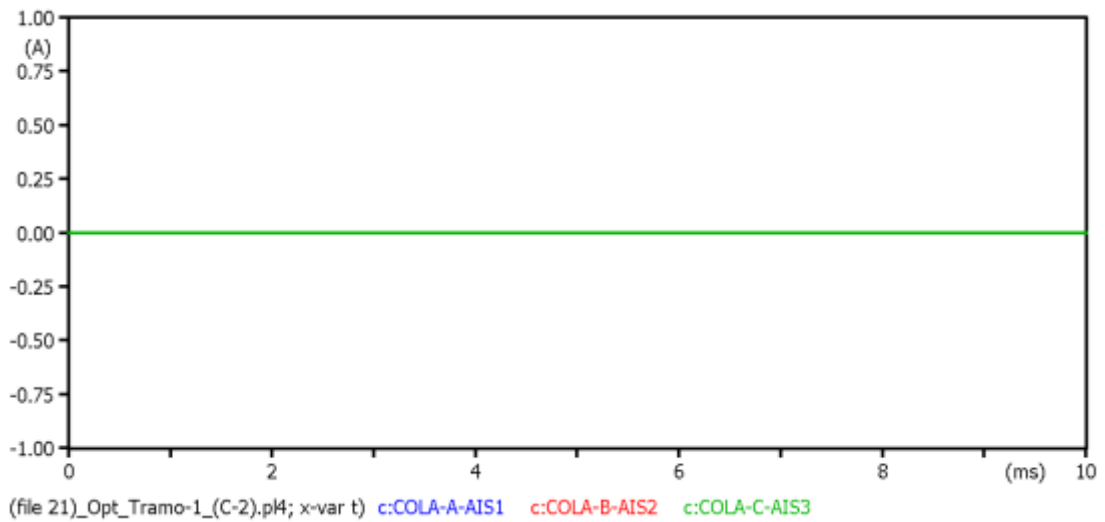
Nivel cerámico: 33 – 64 rayos/km² al año.

Figura 50: Tensión en cola T1C2IE, optimizada.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 51: Corriente en aislador de estructura impactada T1C2IE, optimizada.



Fuente: Elaboración propia.

TRAMO DERIVACIÓN CHAQUIPAMPA.

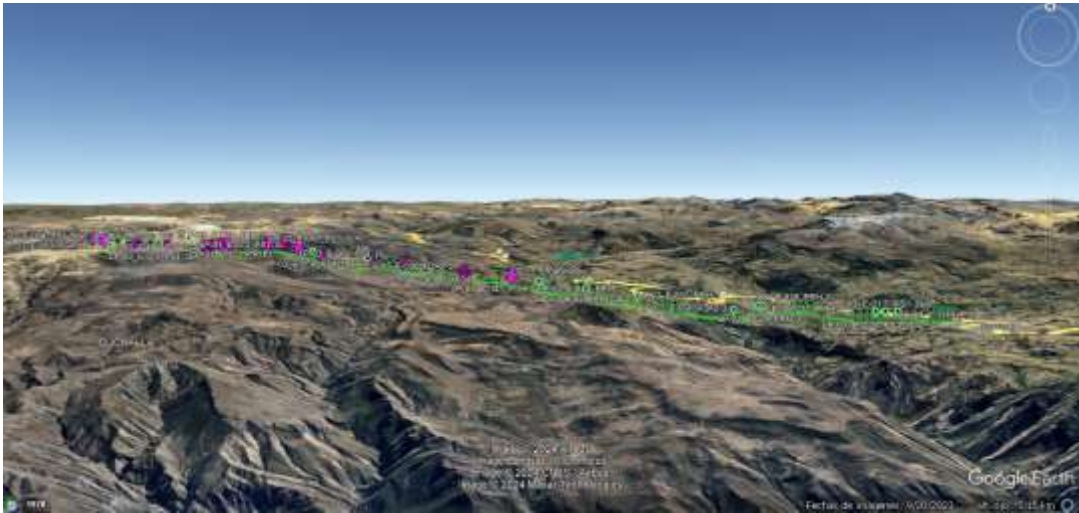
Figura 52: Vista superior tramo 02 (C-3).



Fuente: Elaboración propia.

Este tramo de línea continente apartarrayos desde la mitad en adelante. El criterio de instalar 18 apartarrayos desde mitad de tramo en adelante de cuyo tramo contiene 85 estructuras en total, obedece únicamente a la diferencia de altitud. El color morado indica estructuras con apartarrayos.

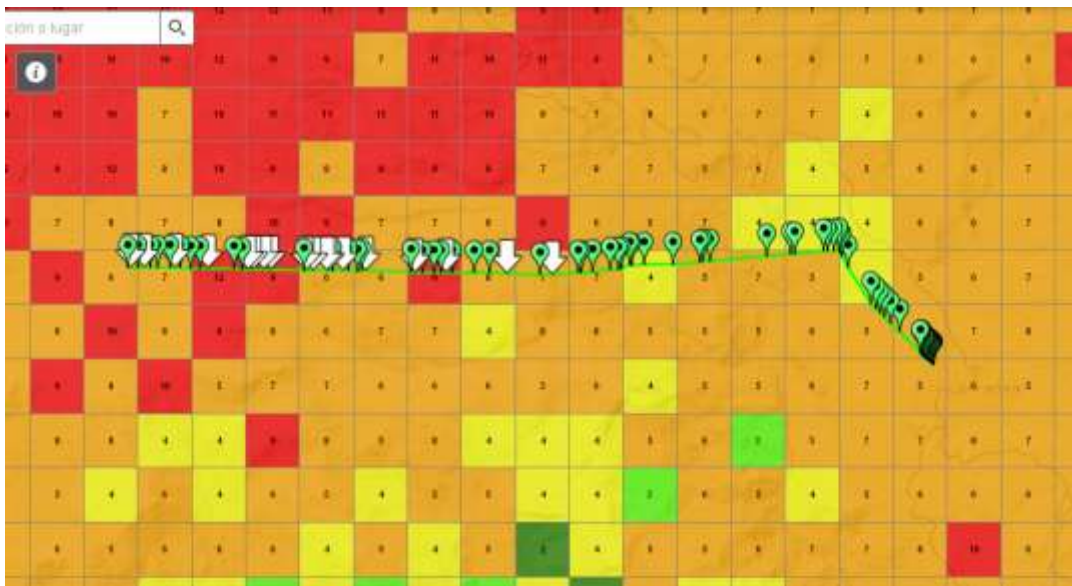
Figura 53: Vista alzada tramo 02 (C-3).



Fuente: Elaboración propia.

De igual forma, tras una superposición en el mapa cerámico, se evidencia que este tramo no es crítico a lo largo de toda la línea, en ese sentido puede clasificarse en dos zonas como, zona amarilla de menor nivel cerámico a la derecha y zona roja de mayor nivel a la izquierda.

Figura 54: Superposición tramo 02 (C-3).



Fuente: Elaboración propia.

Punto de impacto del rayo: Estructura sin descargador en zona roja.

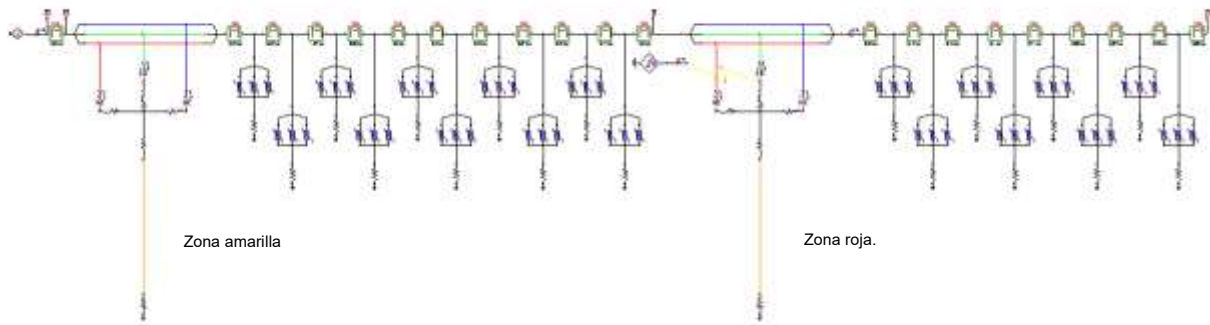
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 20 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

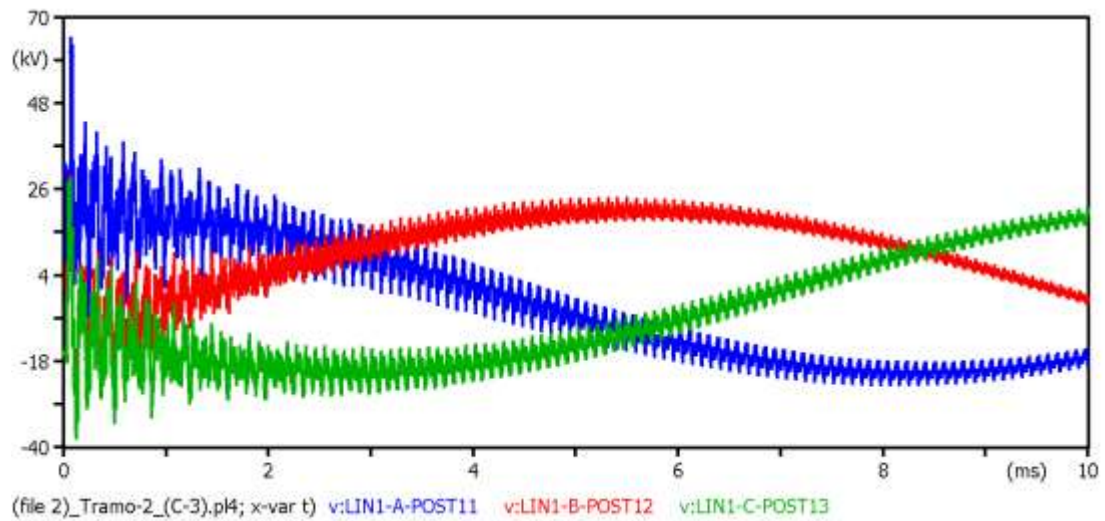
Nivel cerámico: 9 – 16 rayos/km² al año.

Figura 55: Esquema tramo 02 (C-3) - Impacto en estructura.



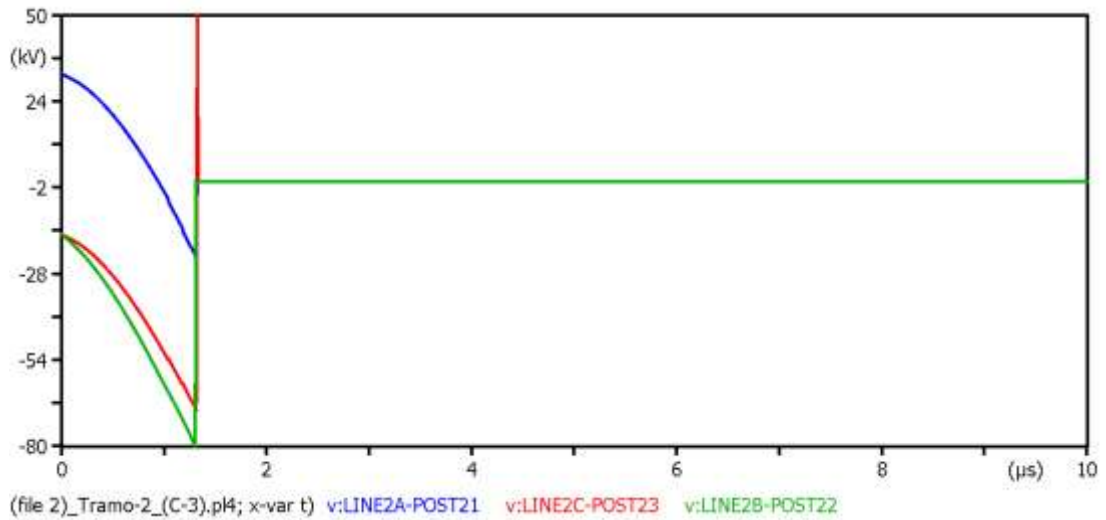
Fuente: Elaboración propia.

Figura 56: Tensión de aislador en zona amarilla, T2C3IE.



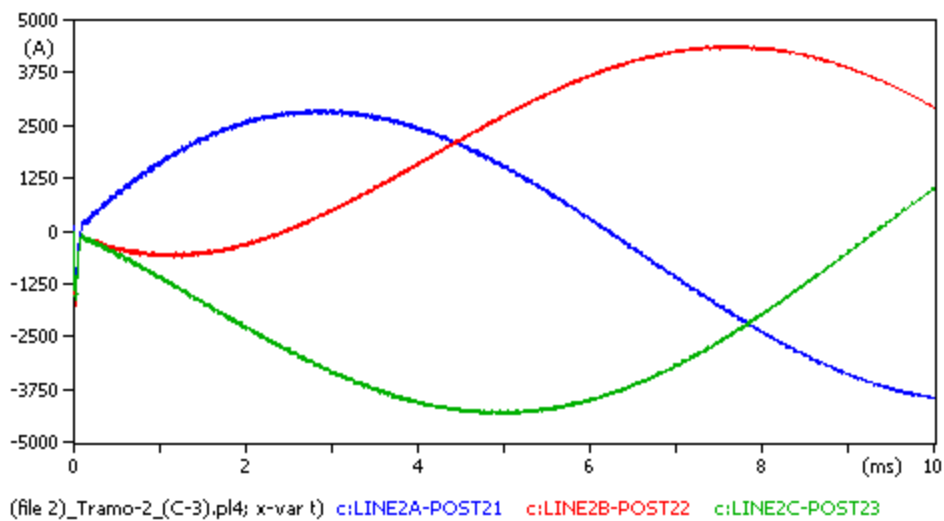
Fuente: Elaboración propia.

Figura 57: Tensión de aislador sin descargador en zona roja, T2C3IE.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 58: Corriente de aislador sin descargador en zona roja, T2C3IE.



Fuente: Elaboración propia.

Punto de impacto del rayo: Fase “S”, a inicio de zona roja.

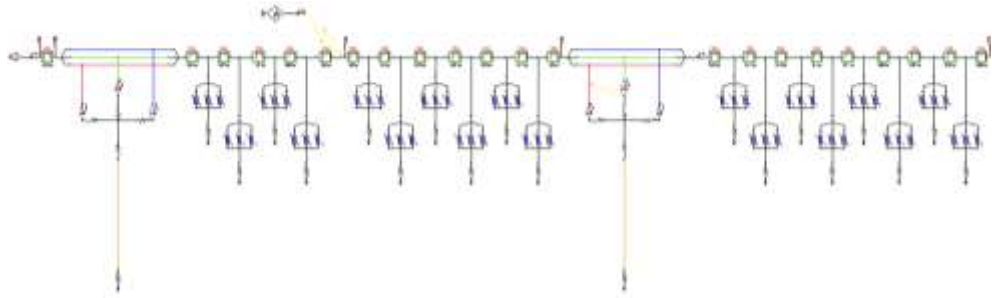
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 20 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

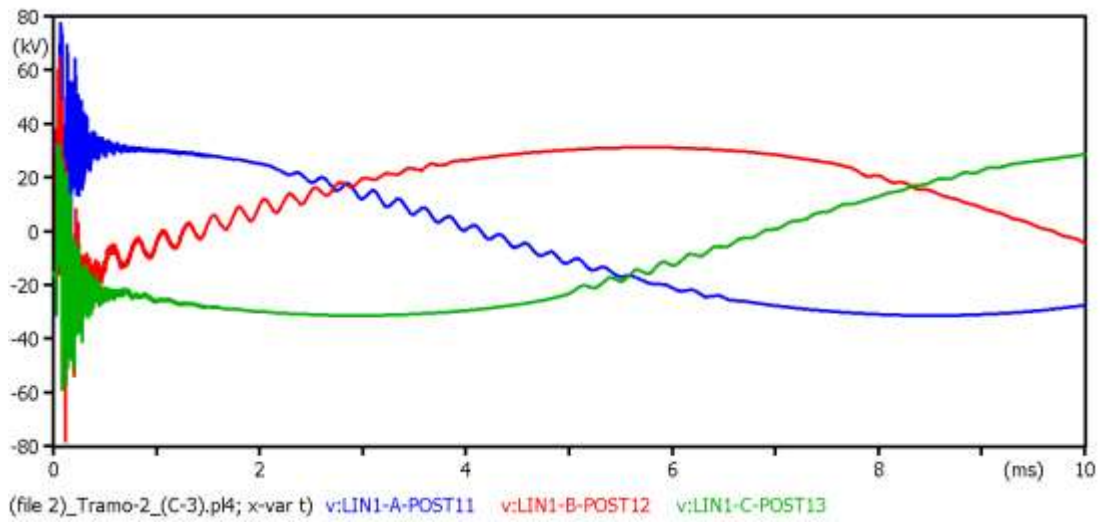
Nivel cerámico: 9 – 16 rayos/km² al año.

Figura 59: Esquema tramo 02 (C-3) - Impacto en fase.



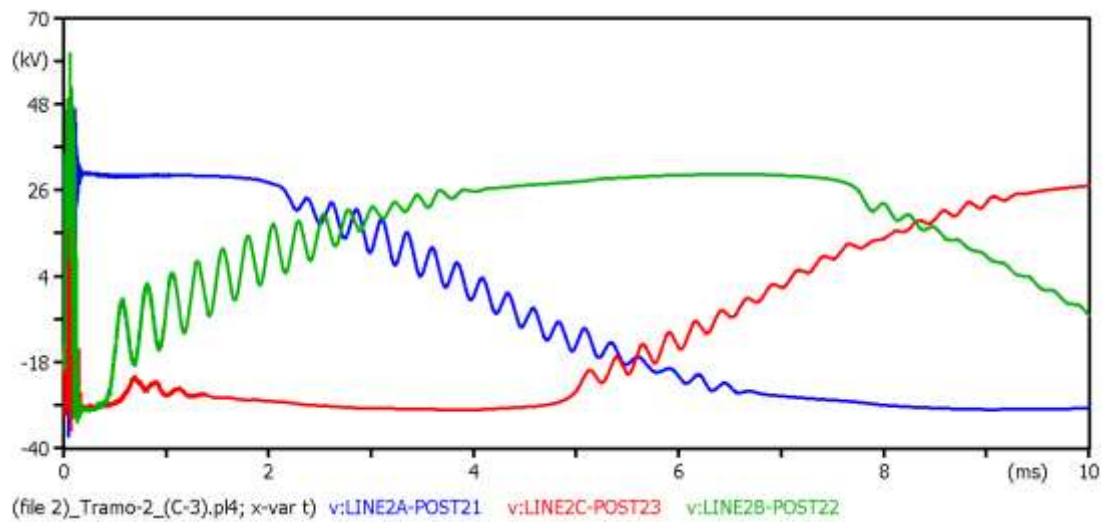
Fuente: Elaboración propia.

Figura 60: Tensión de aislador sin descargador en zona amarilla, T2C3IF.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 61: Tensión de aislador sin descargador en zona roja, T2C3IF.



Fuente: Elaboración propia.

Tras un impacto en una estructura no protegida en la zona de mayor nivel cerámico producirá que un aislador cualquiera cercano al lado de la fuente del tramo presentará distorsiones de onda y sobretensiones cercanas a los 80 kV a punto de flamear, según figura 56. Asimismo, dicho impacto producirá el flameo de los aisladores en estructura impactada, de acuerdo a la figura 57 y 58, mientras que un impacto en la fase a medio tramo provocará fundamentalmente distorsiones armónicas en ambas estructuras evaluadas según figuras 60 y 61.

El diseño mejora notoriamente al disminuir descargadores en la línea y aumentar la distancia de separación entre ellos, así como reduciendo las impedancias, de acuerdo a la simulación realizada evaluada para el caso de impacto en estructura por ser el caso crítico.

Punto de impacto del rayo: Estructura sin descargador en zona roja.

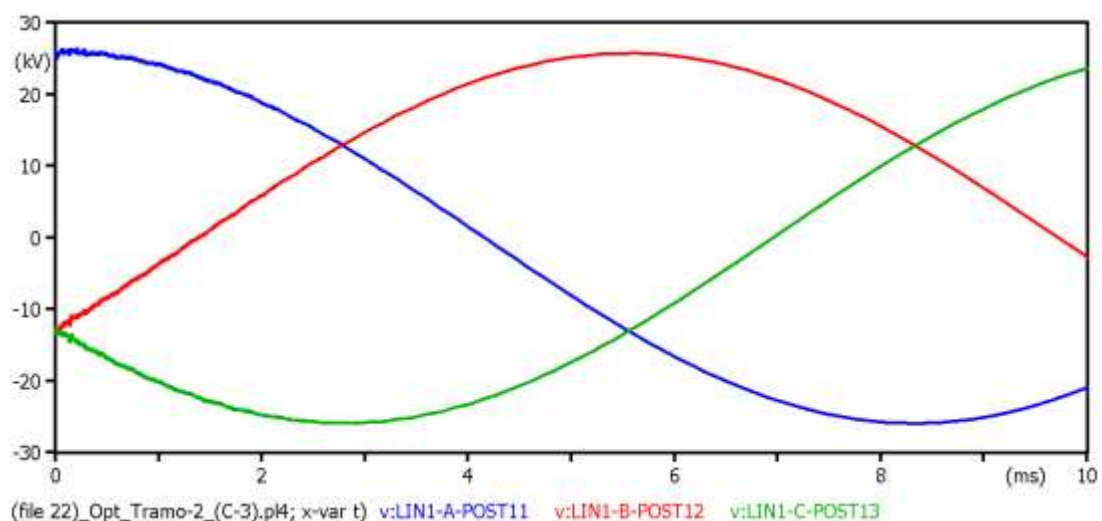
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 5 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

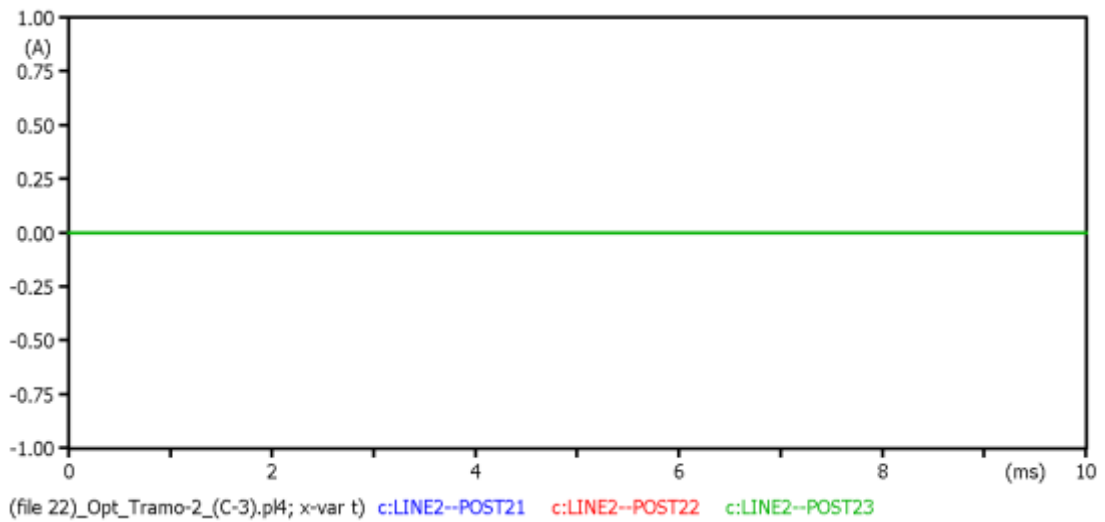
Nivel cerámico: 9 – 16 rayos/km² al año.

Figura 62: Tensión de aislador en zona amarilla T2C3IE, optimizada.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 63: Corriente aislador sin descargador en zona roja T2C3IE, optimizada.



Fuente: Elaboración propia.

TRAMO DERIVACIÓN CHAIPI.

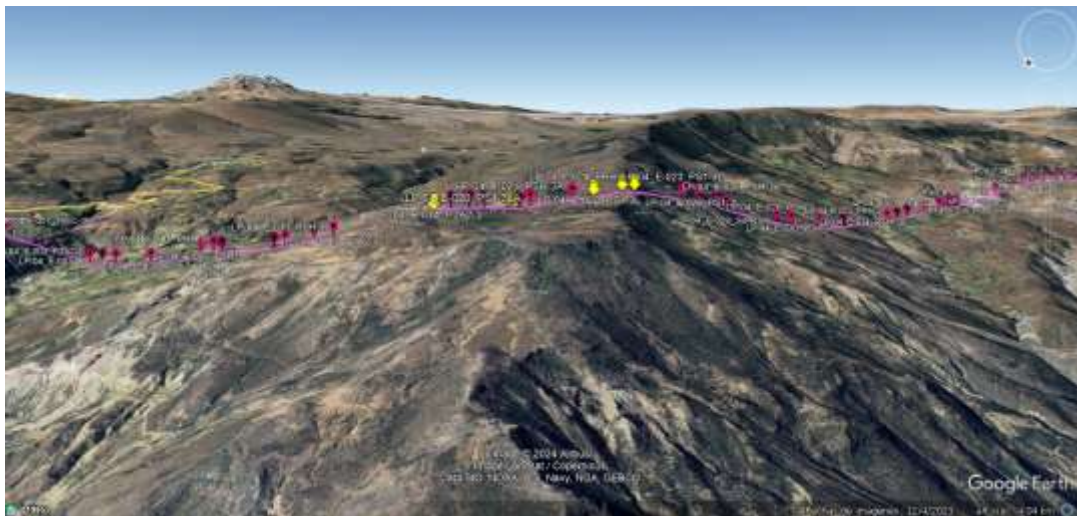
Figura 64: Vista superior tramo 03 (C-2).



Fuente: Elaboración propia.

Este tramo de línea es de menor nivel cerámico, sin embargo, sus 276 estructuras han sido equipadas con 35 estructuras con apartarrayos instalados cada cuatro estructuras. El color amarillo representa las estructuras con apartarrayos de línea.

Figura 65: Vista alzada 1 tramo 03 (C-2).



Fuente: Elaboración propia.

La instalación existente muestra que se dio prioridad a los puntos en pico de montaña, así como también se tuvo en cuenta la accesibilidad de carretera para los futuros trabajos de mantenimiento.

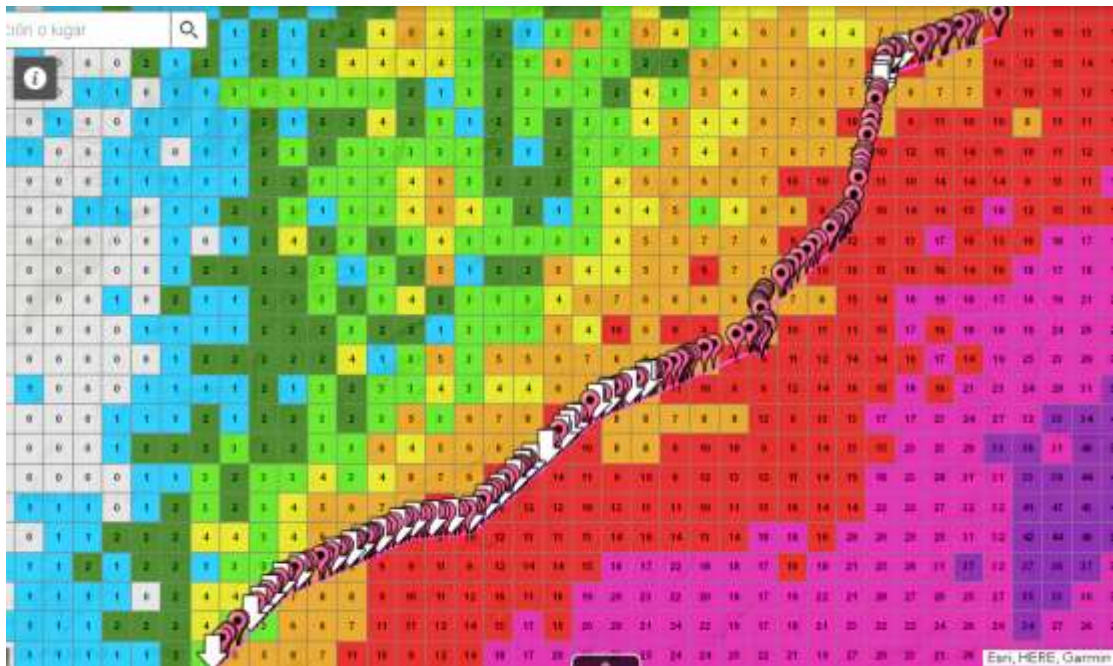
Figura 66: Vista alzada 2 tramo 03 (C-2).



Fuente: Elaboración propia.

También se empleó el criterio de altitud para la instalación de apartarrayos en el presente tramo, instalando los apartarrayos cada cuatro estructuras.

Figura 67: Superposición tramo 03 (C-2).



Fuente: Elaboración propia.

La superposición muestra que cierto tramo de línea queda expuesto a zona de alto nivel cerámico, por lo tanto, se realizará la simulación correspondiente bajo esta situación.

Punto de impacto del rayo: Estructura, en zona no protegida.

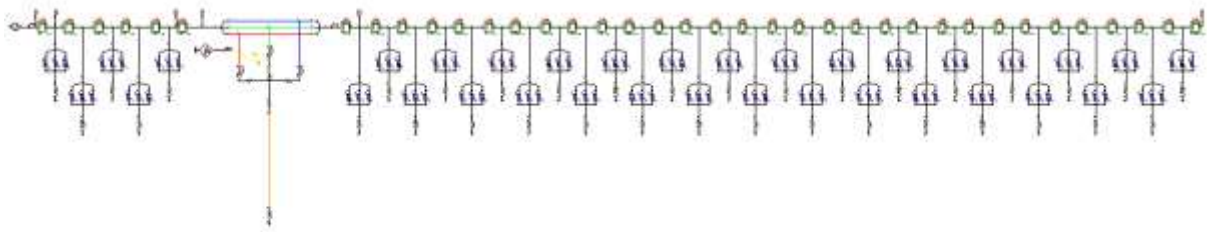
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 20 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

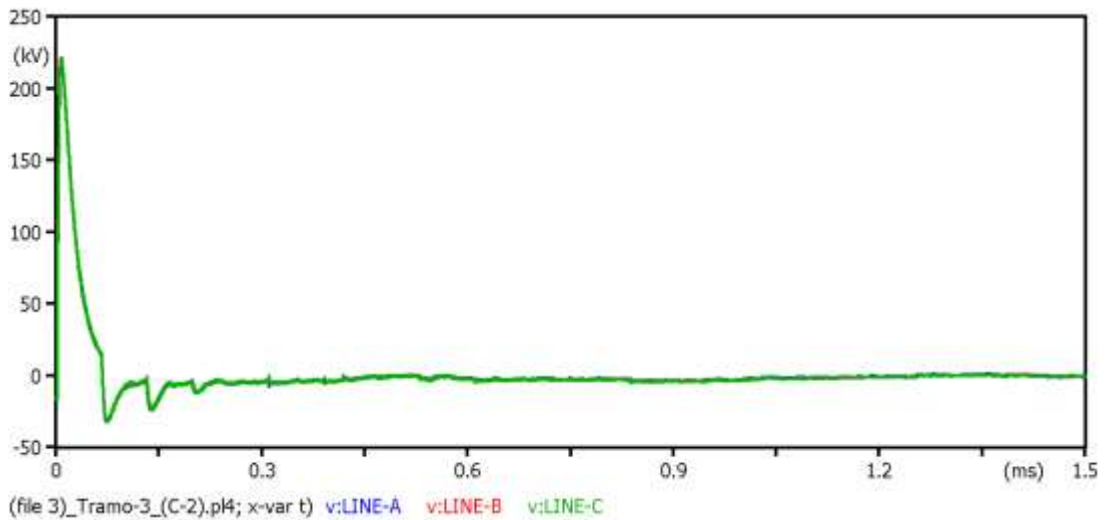
Nivel cerámico: 0 – 4 rayos/km² al año.

Figura 68: Esquema tramo 03 (C-2) - Impacto en estructura.



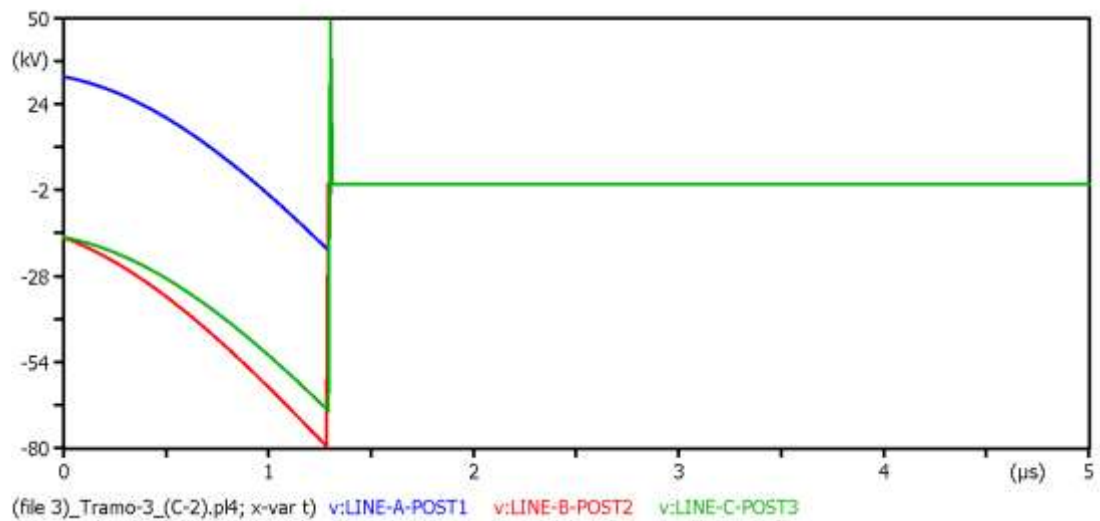
Fuente: Elaboración propia.

Figura 69: Tensión de línea estructura impactada zona no protegida, T3C2IE.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 70: Tensión aislador estructura impactada zona no protegida, T3C2IE.



Fuente: Elaboración propia.

Punto de impacto del rayo: Fase "S", en zona no protegida.

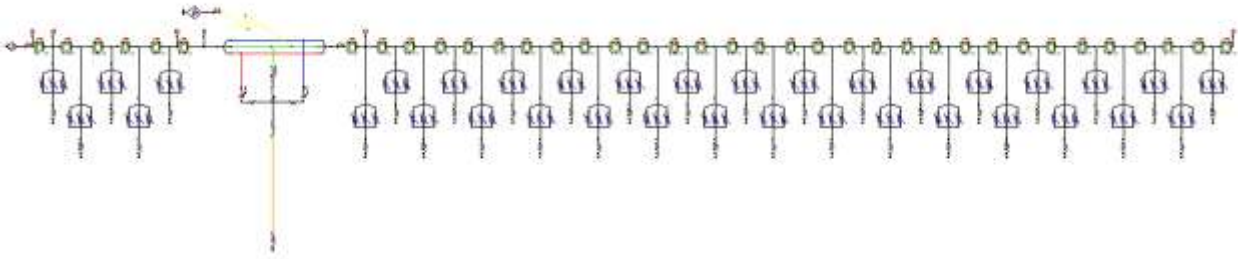
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 20 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

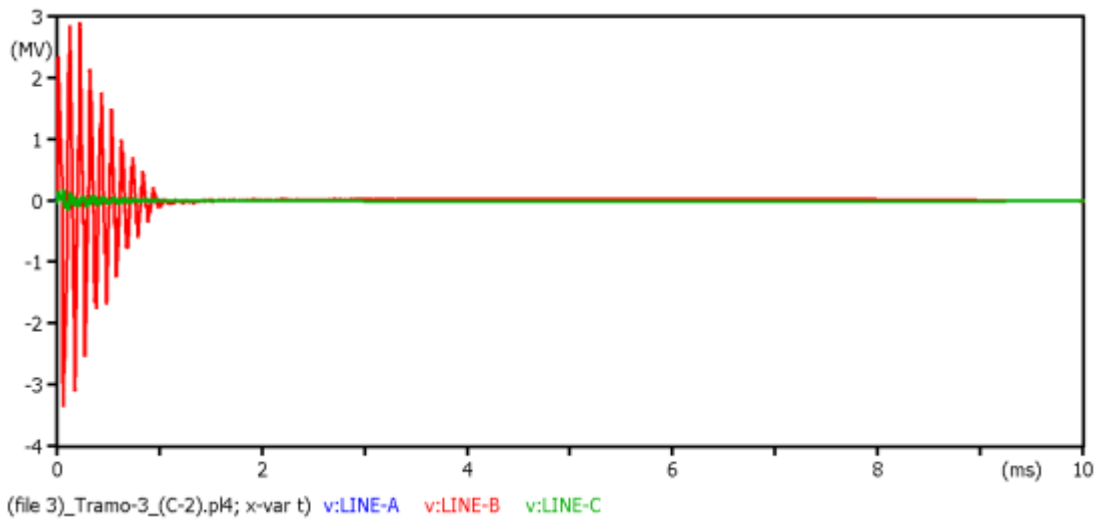
Nivel cerámico: 0 – 4 rayos/km² al año.

Figura 71: Esquema tramo 03 (C-2) - Impacto en fase.



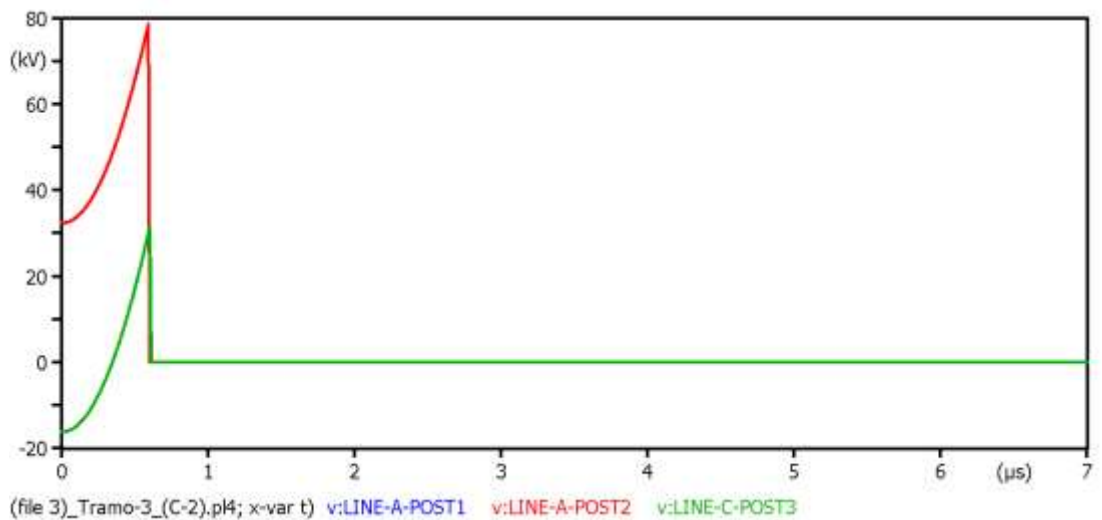
Fuente: Elaboración propia.

Figura 72: Tensión línea en estructura impactada zona no protegida, T3C2IF.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 73: Tensión aislador en fases impactadas zona no protegida, T3C2IF.



Fuente: Elaboración propia.

La tensión de línea en la estructura impactada supera el pico de los 200 kV según figura 69 produciendo evidentemente el flameo de la figura 70. En cuanto a un impacto en fases, sorprendentemente se generan tensiones de hasta 3 MV en la zona de alto nivel cerámico que no contiene descargadores, por este motivo, se creyó conveniente reubicar los descargadores ubicados en la cola a fin de ubicarlos en la zona crítica, además con una reducción en la impedancia de estructuras se obtienen muy buenos resultados mostrados a continuación.

Punto de impacto del rayo: Estructura, en zona no protegida.

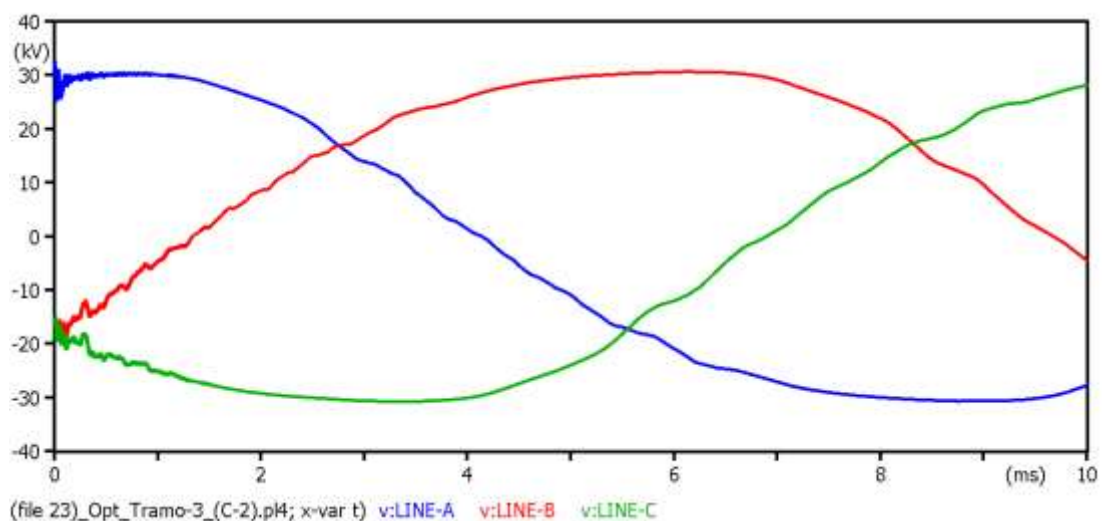
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 5 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

Nivel cerámico: 0 – 4 rayos/km² al año.

Figura 74: Tens. Lín. estruc. impactada zona no protegida T3C2IE, optimizada.



Fuente: Elaboración propia.

Punto de impacto del rayo: Fase “S”, en zona no protegida.

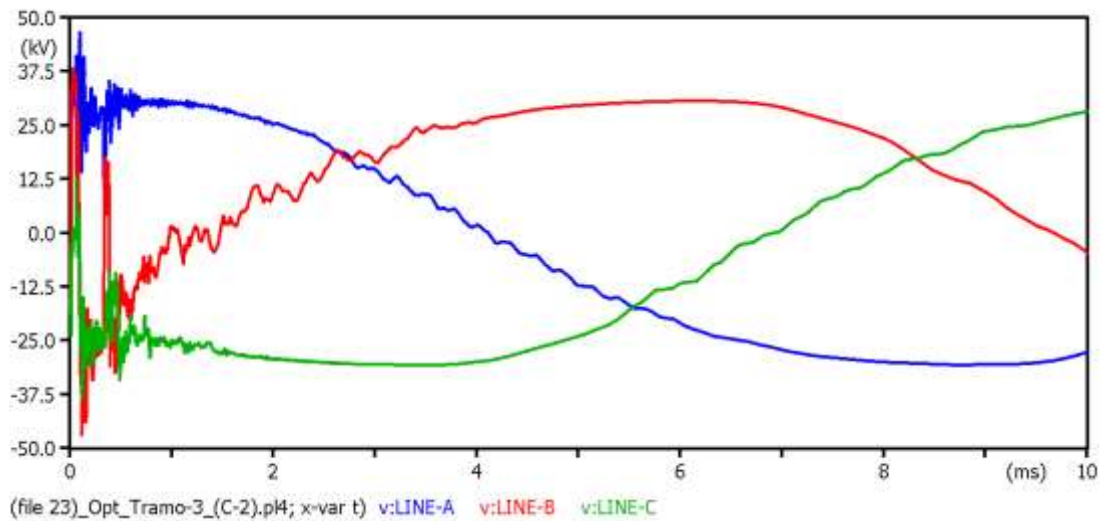
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 5 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

Nivel cerámico: 0 – 4 rayos/km² al año.

Figura 75: Tens. Lín. estruct impactada zona no protegida T3C2IF, optimizada.



Fuente: Elaboración propia.

TRAMO DERIVACIÓN LACCORA.

Figura 76: Vista superior tramo 04 (C-1).



Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en el segundo tramo, en este, los apartarrayos también fueron instalados desde la mitad en adelante por factor altitud. Es uno de los tramos más equipado con un total de 25 estructuras con apartarrayos en 57 estructuras. Rojo indica apartarrayos.

Figura 77: Vista alzada 1 tramo 04 (C-1).



Fuente: Elaboración propia.

TRAMO DERIVACIÓN OYOLO.

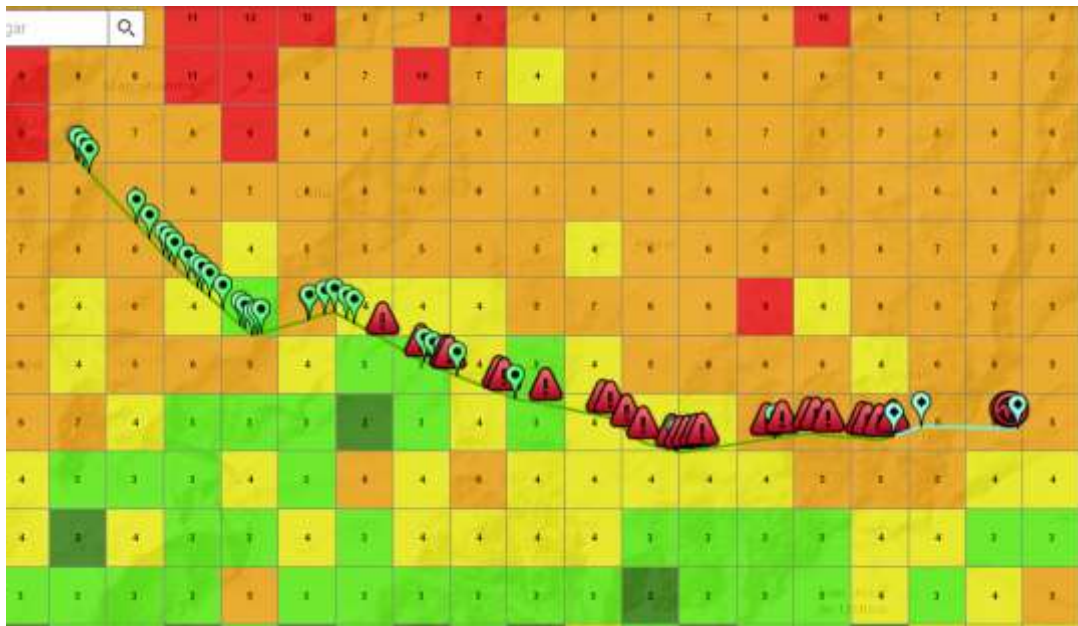
Figura 78: Vista alzada tramo 05 (C-1).



Fuente: Elaboración propia.

Este tramo, pese a ser muy pequeño y con 4 estructuras en total, posee 2 estructuras con apartarrayos de línea representados con ícono color rojo, llevando un descargador en cada fase como en todos los tramos descritos.

Figura 79: Superposición tramo 04 y 05 (C-1).



Fuente: Elaboración propia.

Punto de impacto del rayo: Estructura sin descargador.

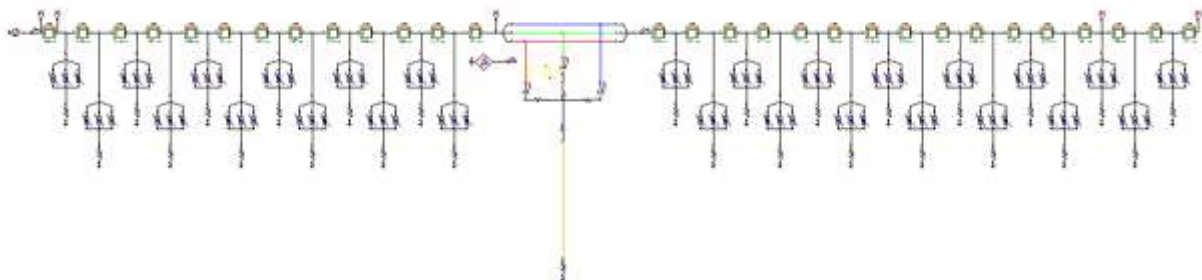
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 20 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

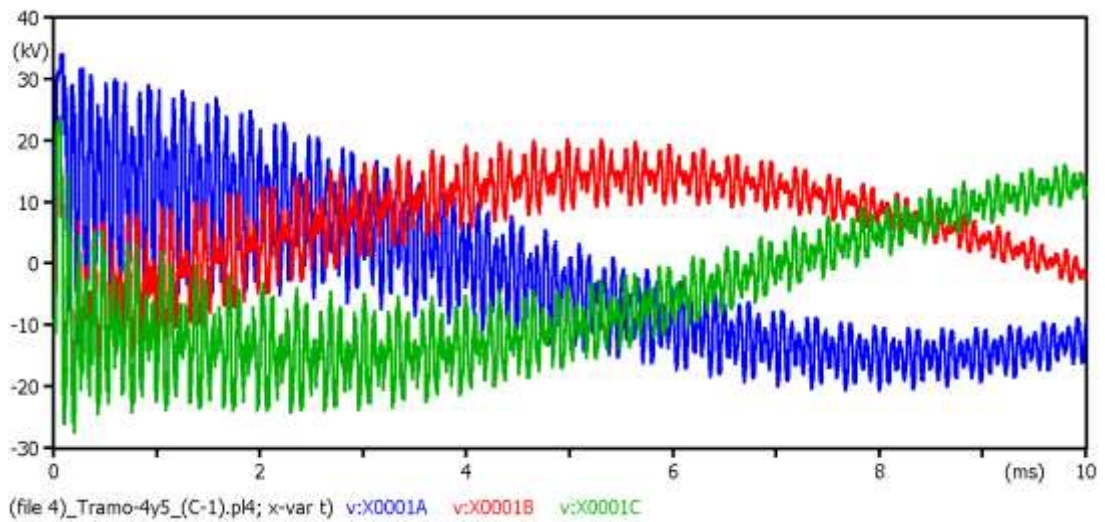
Nivel cerámico: 4 – 8 rayos/km² al año.

Figura 80: Esquema tramo 04 y 05 (C-1) - Impacto en estructura.



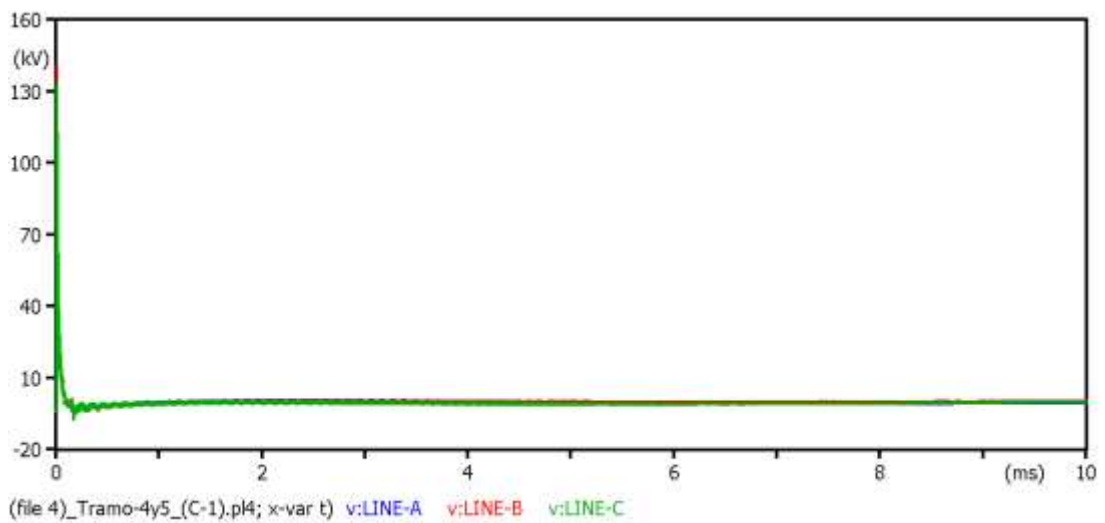
Fuente: Elaboración propia.

Figura 81: Tensión al inicio de descargadores, T45C1IE.



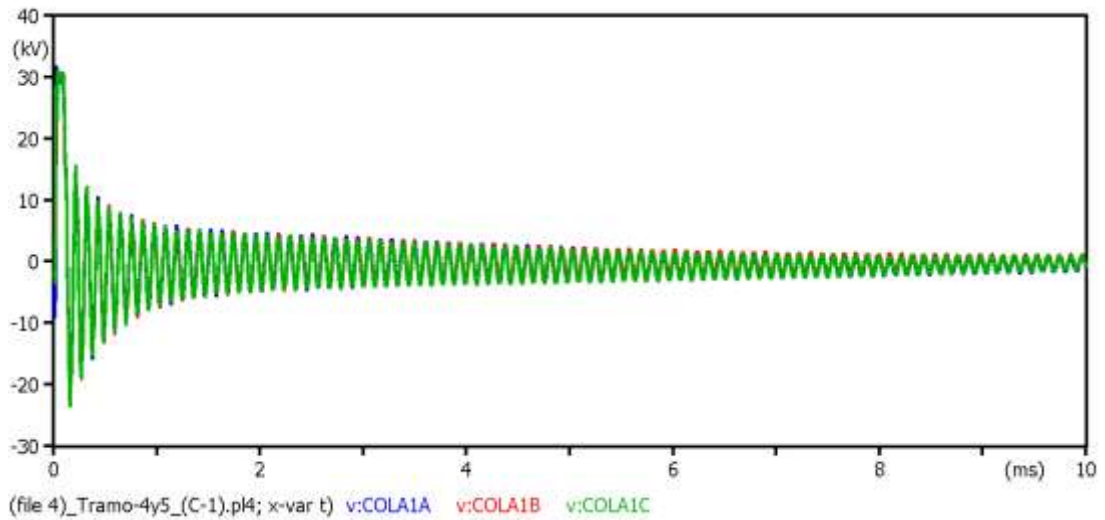
Fuente: Elaboración propia.

Figura 82: Tensión de línea en estructura evaluada, T45C1IE.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 83: Tensión en cola de tramo 4, T45C1IE.



Fuente: Elaboración propia.

Punto de impacto del rayo: Fase "S", vano largo en tramo 5.

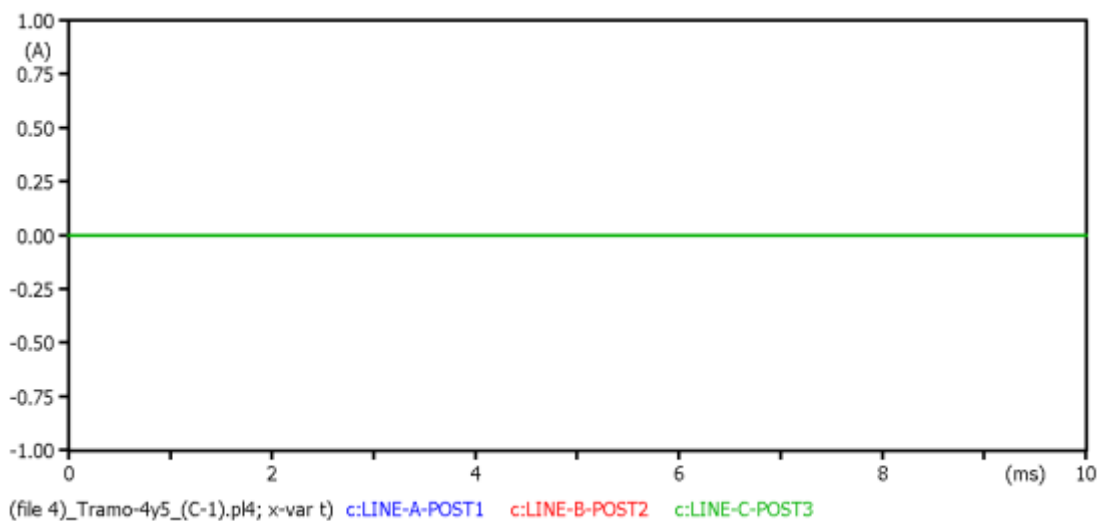
Onda: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 20 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

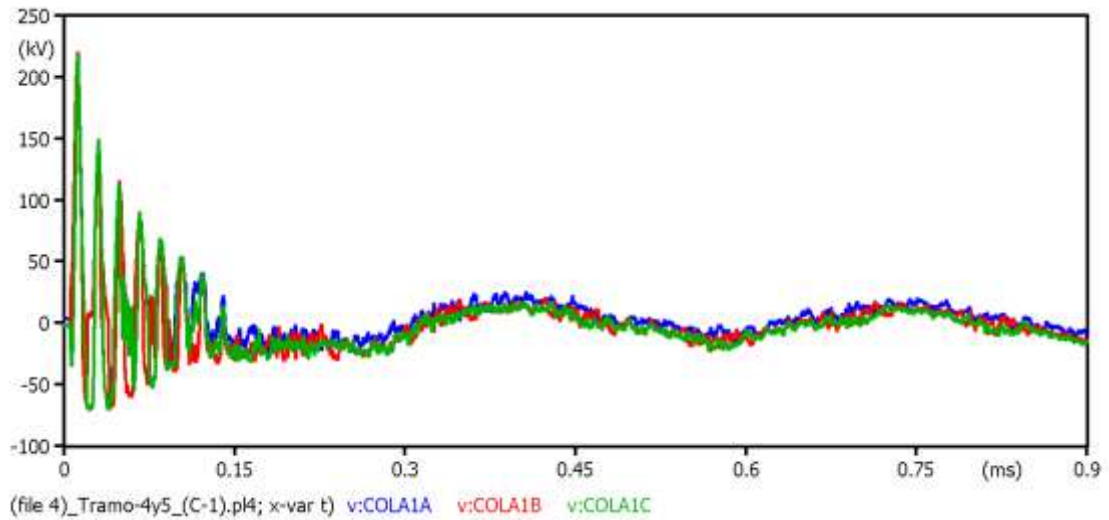
Nivel cerámico: 4 – 8 rayos/km² al año.

Figura 84: Corriente en aisladores de estructura graficada, T45C1IF.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 85: Perfil de tensión en cola de tramo 4, T45C1IF.



Fuente: Elaboración propia.

La presente línea experimenta distorsiones armónicas considerables como se aprecia en la figura 81 y 82, durante un impacto en estructura, así como cuando el rayo impacta en las fases, como se ve en la figura 85, sin embargo, en este escenario no se producen fallas de corriente a tierra, según figura 84. Por esta razón, se realizaron alejamientos entre las ubicaciones de los descargadores, así como también reducción de la impedancia de estructura, conforme se muestra a continuación.

Punto de impacto del rayo: Estructura sin descargador.

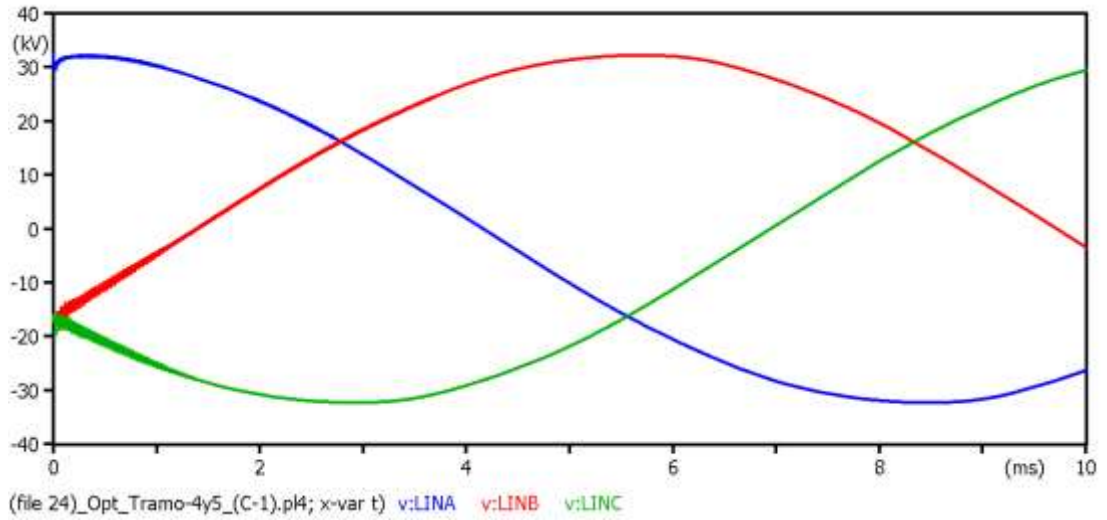
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 5 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

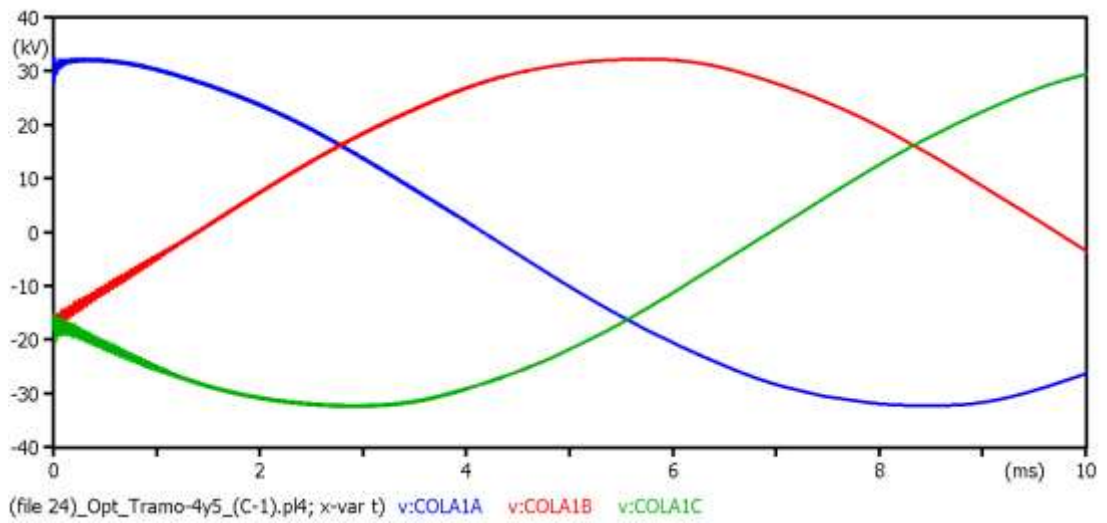
Nivel cerámico: 4 – 8 rayos/km² al año.

Figura 86: Tensión al inicio de descargadores T45C1IE, optimizada.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 87: Perfil de tensión en cola de tramo 4 T45C1IF, optimizada.



Fuente: Elaboración propia.

TRAMO DERIVACIÓN LLANCAMAS.

Figura 88: Vista alzada tramo 06 (C-1).



Fuente: Elaboración propia.

El color rojo indica las estructuras con apartarrayos en 2 de las 35 estructuras del tramo. El criterio empleado es claramente lógico, puesto que la línea se encuentra a lo largo de un cañón, quedando casi totalmente apantallada por las montañas de su alrededor.

TRAMO DERIVACIÓN ANIZO.

Figura 89: Vista alzada tramo 07 (C-1).

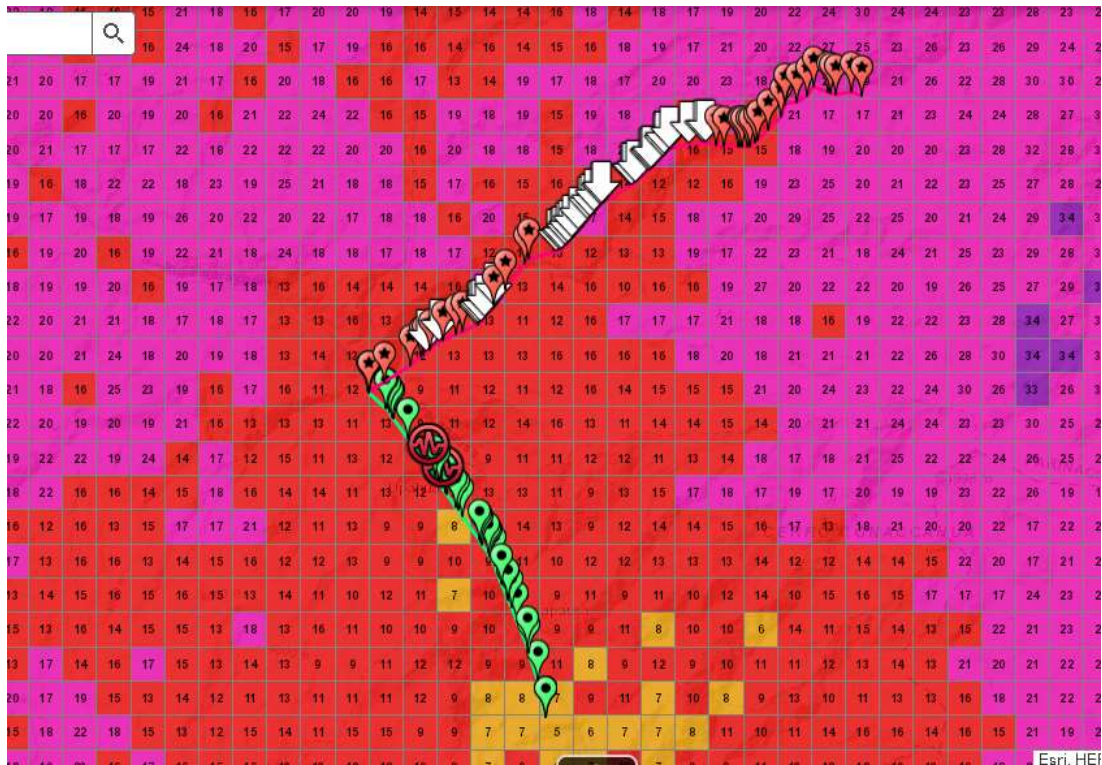


Fuente: Elaboración propia.

Consiguientemente en este tramo de línea también se considera lógica la ubicación de los apartarrayos que han sido colocados en total de 31 de 67 estructuras, instalados en

las zonas pico de montaña, quedando el resto de línea bajo protección del apantallamiento natural. Los colores verdes indican apartarraysos.

Figura 90: Superposición tramo 06 y 07 (C-1).



Fuente: Elaboración propia.

Pese a que ambos tramos se encuentran en zona de alta incidencia de rayos según nivel ceraunico, estas se encuentran protegidas y apantalladas por las montañas que las rodea, llegando a cruzar picos de montaña únicamente en tres oportunidades. Tal criterio es coincidente con la mínima ocurrencia de fallas presentadas en esta zona. A continuación, se describe la simulación.

Punto de impacto del rayo: Estructura con descargador.

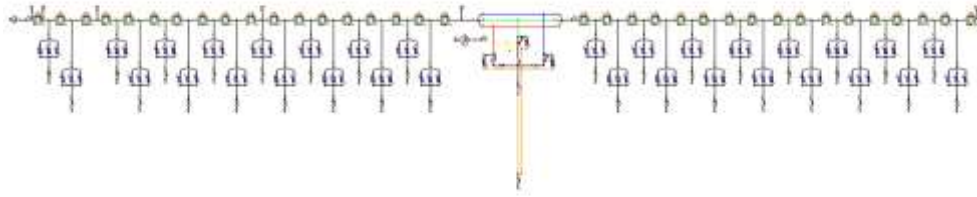
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 20 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

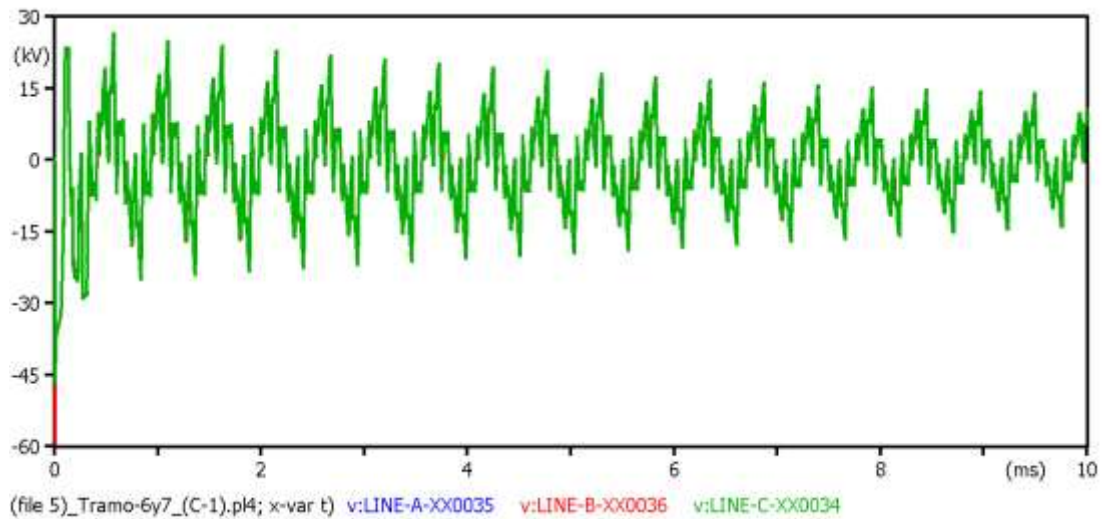
Nivel cerámico: 9 – 32 rayos/km² al año.

Figura 91: Esquema tramo 06 y 07 (C-1) - Impacto en estructura.



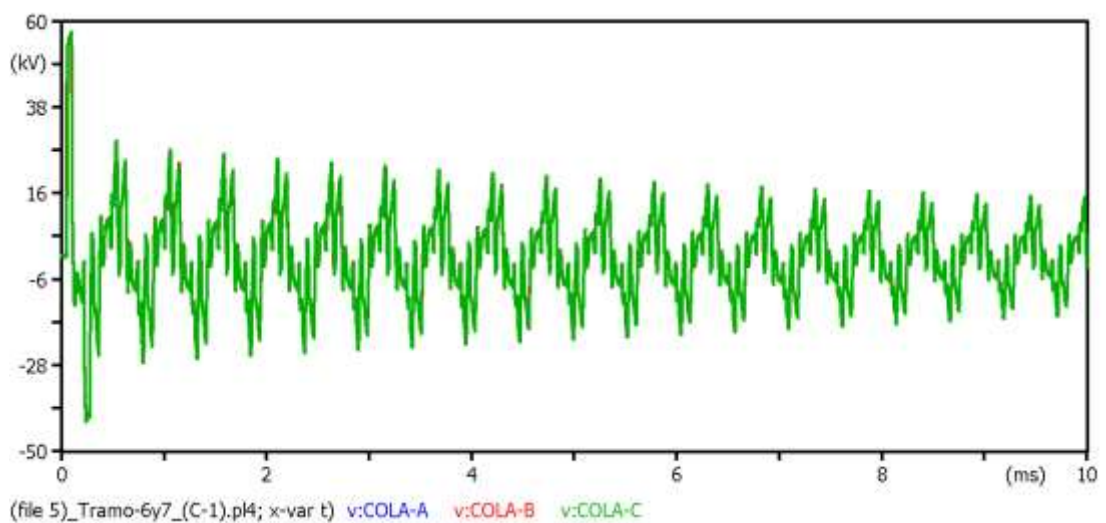
Fuente: Elaboración propia.

Figura 92: Tensión de línea cercana a estructura impactada, T67C1IE.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 93: Tensión en cola, T67C1IE.



Fuente: Elaboración propia.

Punto de impacto del rayo: Fase “S”, estructuras con descargadores.

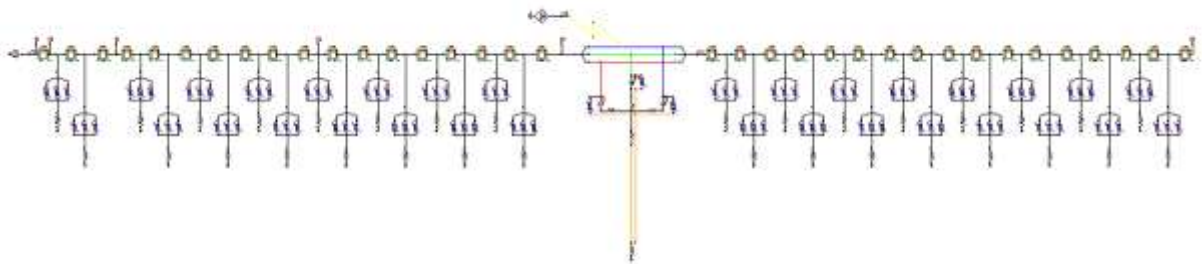
Onda: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 20 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

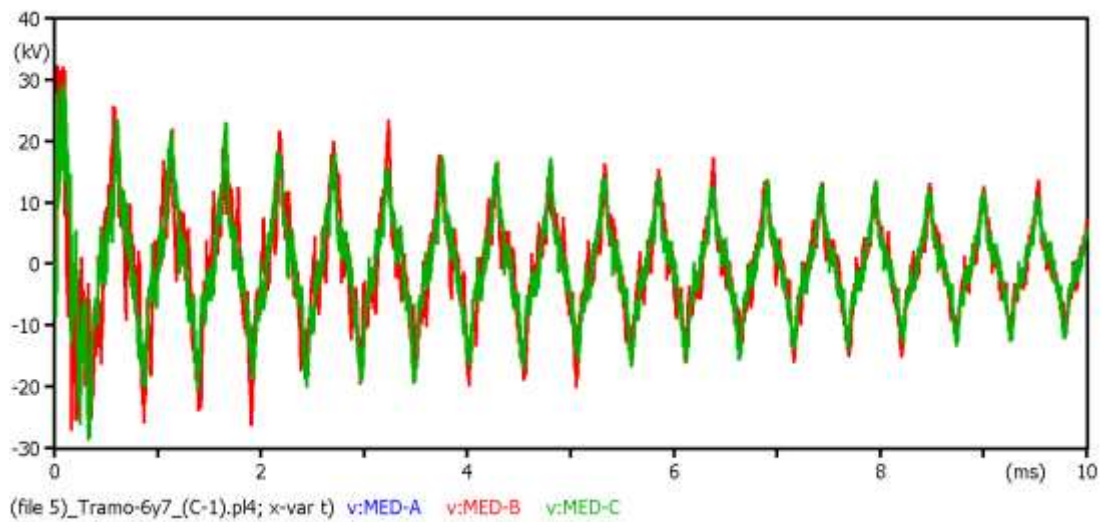
Nivel cerámico: 9 – 32 rayos/km² al año.

Figura 94: Esquema tramo 06 y 07 (C-1) - Impacto en fase.



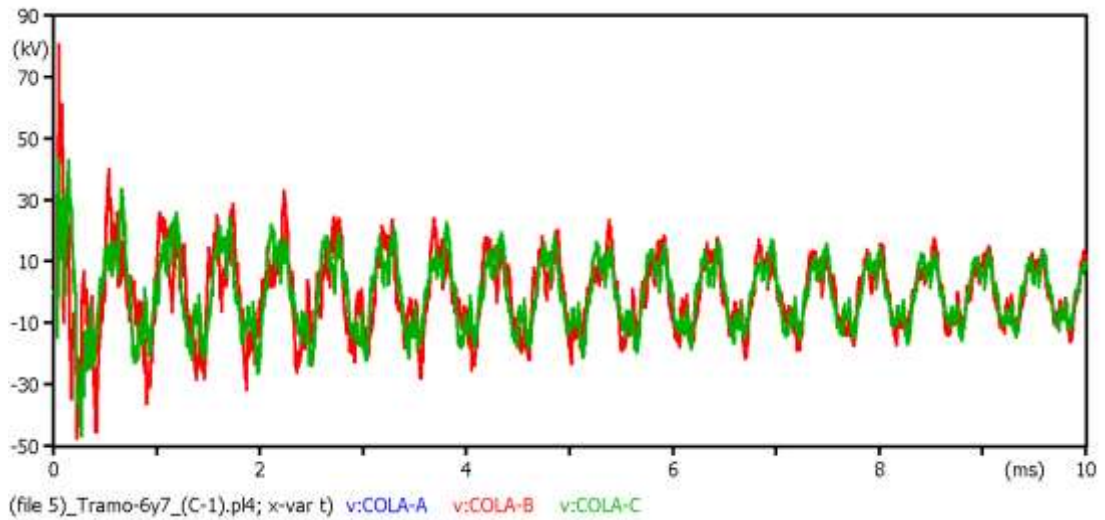
Fuente: Elaboración propia.

Figura 95: Corriente en medio tramo, T67C1IF.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 96: Tensión en cola, T67C1IF.



Fuente: Elaboración propia.

Este diseño no presenta fallas, sin embargo, todo indica que, debido a la instalación continua de los descargadores, se producen mayores perturbaciones en la red. A continuación, se presenta la simulación en donde se consideró una impedancia de estructura menor y la reubicación de apartarrayos del tramo 5.

Punto de impacto del rayo: Estructura con descargador.

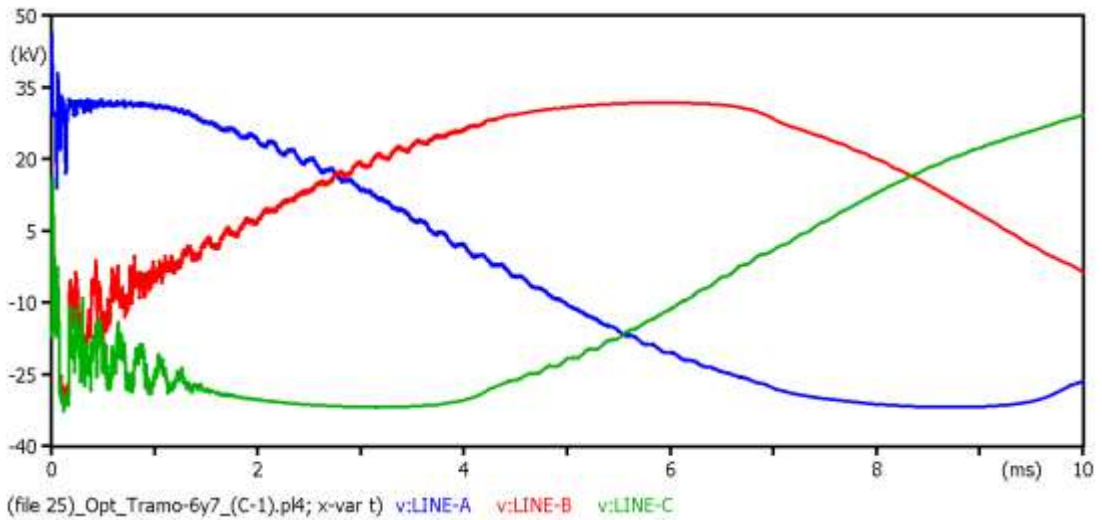
Onda aplicada: 10 kA - 8/20 μ s.

Impedancia de estructura: 5 Ω .

Diseño de instalación: Existente.

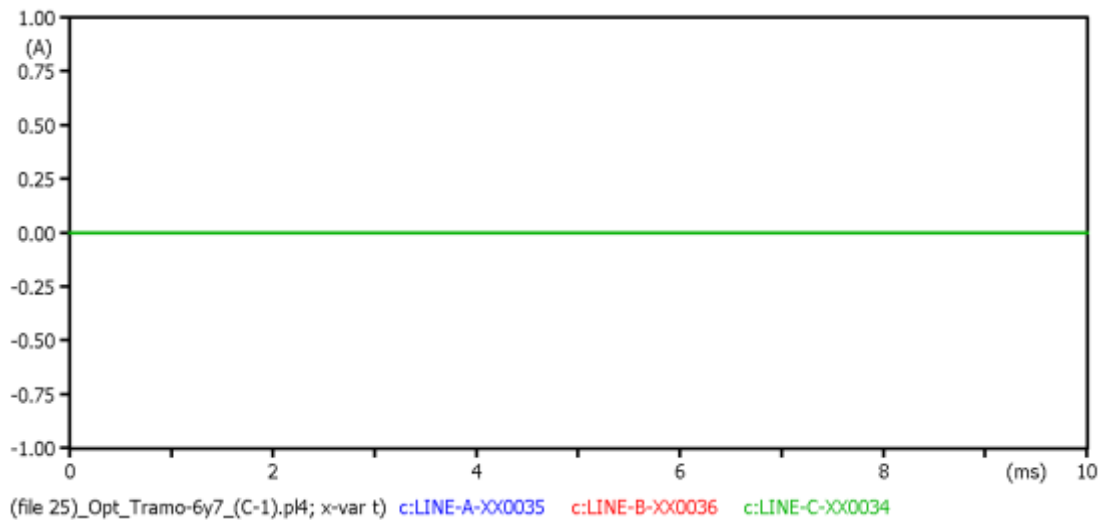
Nivel cerámico: 9 – 32 rayos/km² al año.

Figura 97: Tensión línea cercana a estructura impactada T67C1IE, optimizada.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 98: Corriente en aisladores con descargador T67C1IE, optimizada.



Fuente: Elaboración propia.

➤ Nueva ubicación de apartarrayos.

La cantidad inicial de 357 descargadores de línea no varió con respecto a la cantidad total del diseño optimizado, únicamente se hicieron reubicaciones o intercambio entre los tramos evaluados, tal es así que, la nueva ubicación de los descargadores de línea se presenta en la siguiente tabla donde se puede observar las reubicaciones e intercambios, así como las respectivas nuevas distancias acumuladas. Ver también anexo 02.

Tabla 13: Nueva ubicación de descargadores valvulares.

ITEM	Tramo 01 C-2		Tramo 02 C-3		Tramo 03 C-2		Tramo 04 C-1		Tramo 05 C-1		Tramo 06 C-1		Tramo 07 C-1	
	E	km	E	km	E	km	E	km	E	km	E	km	E	km
0	0	17,55	0	0,86	0	3,44	0	2,43	0	1,95	0	7,15	0	2,01
01	103	0,25	16	0,72	14	0,45	8	1,58	2	0,06	23	0,24	7	0,47
02	104	2,65	21	1,11	18	0,57	15	0,24	3	0,11	24	0,20	9	1,20
03	118	0,11	25	0,09	22	0,21	17	3,43			25	0,29	14	0,03
04	119	2,89	26	1,19	23	0,09	29	0,06			26	2,76	15	0,06
05	135	0,28	31	1,21	24	4,62	30	0,07					16	0,18
06	136	2,88	34	1,62	43	0,13	31	1,70					17	0,44
07	152	0,10	41	0,32	44	0,13	36	1,48					18	2,45
08	153	0,00	42	1,54	45	9,21	39	0,35					23	0,11
09			47	1,31	90	0,16	40	0,49					24	0,07
10			53	1,29	91	0,51	41	0,05					25	0,13
11			58	0,08	94	0,77	42	0,04					26	0,11
12			59	1,55	98	0,46	43	0,06					27	0,19
13			68	1,43	102	0,95	44	0,12					28	0,28
14			76	1,08	105	0,30	45	0,13					29	0,39
15			84	0,06	107	0,26	46	1,22					30	0,09
16			85	0,00	109	0,70	48	0,13					31	0,2
17					112	0,68	49	0,13					32	0,25
18					113	0,33	50	0,46					33	0,07
19					116	0,43	51	0,12					34	0,94
20					120	0,67	52	0,22					35	0,05
21					124	0,58	53	0,57					36	0,12
22					128	0,64	54	0,09					37	0,52
23					132	0,64	55	0,20					38	0,05
24					136	0,64	56	0,24					39	0,06
25					140	0,63	57	0,00					40	0,44
26					144	0,52							41	0,1
27					148	0,72							42	0,19
28					152	0,68							43	0,58
29					157	0,37							44	5,79
30					161	0,57								
31					165	1,28								
32					172	0,62								
33					176	0,55								
34					180	0,51								
35					183	22,82								
Recuento	8	26,58	16	15,45	35	56,83	25	15,60	2	2,1163	4	10,6413	29	17,57
Apartarrayos	24		48		105		75		6		12		87	
Total	357	129,34	km											

Fuente: Elaboración propia.

➤ **Mejoramiento en la calidad de servicio eléctrico.**

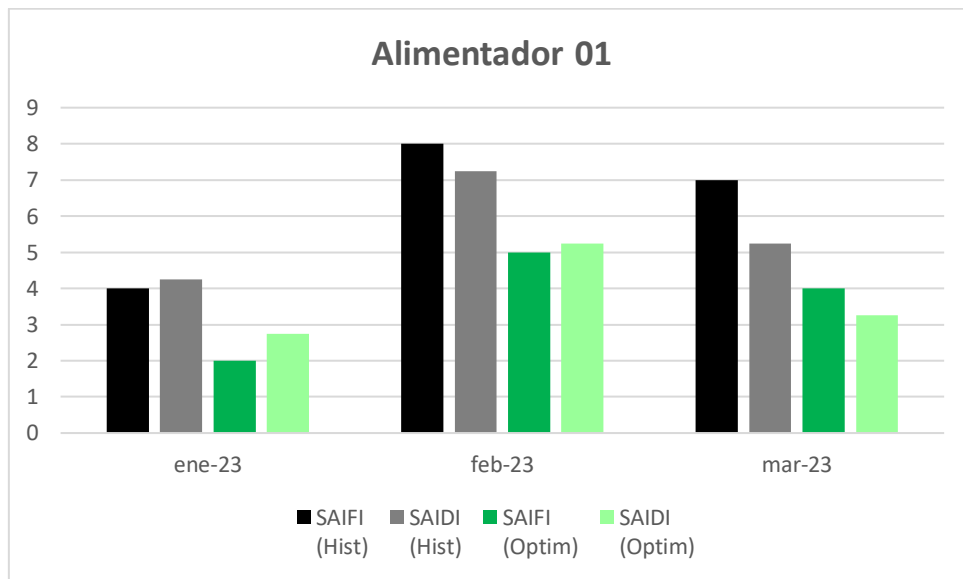
Con la nueva ubicación de descargadores se espera contrarrestar las fallas por descargas atmosféricas durante los meses de enero a marzo, de tal manera que no tengan participación en la cuantificación de la ocurrencia de fallas.

Tabla 14: Nueva data de ocurrencia de fallas.

Mes	Causa	Alimentador 01		Alimentador 02		Alimentador 03	
		SAIFI (Veces)	SAIDI (horas)	SAIFI (Veces)	SAIDI (horas)	SAIFI (Veces)	SAIDI (horas)
Ene-23	Atm	0	0	0	0	0	0
	Otros	2	2,75	4	3,5	2	1
	Total	2	2,75	4	3,5	2	1
Feb-23	Atm	0	0	0	0	0	0
	Otros	5	5,25	6	4,5	3	2
	Total	5	5,25	6	4,5	3	2
Mar-23	Atm	0	0	0	0	0	0
	Otros	4	3,25	4	4,5	3	2
	Total	4	3,25	4	4,5	3	2

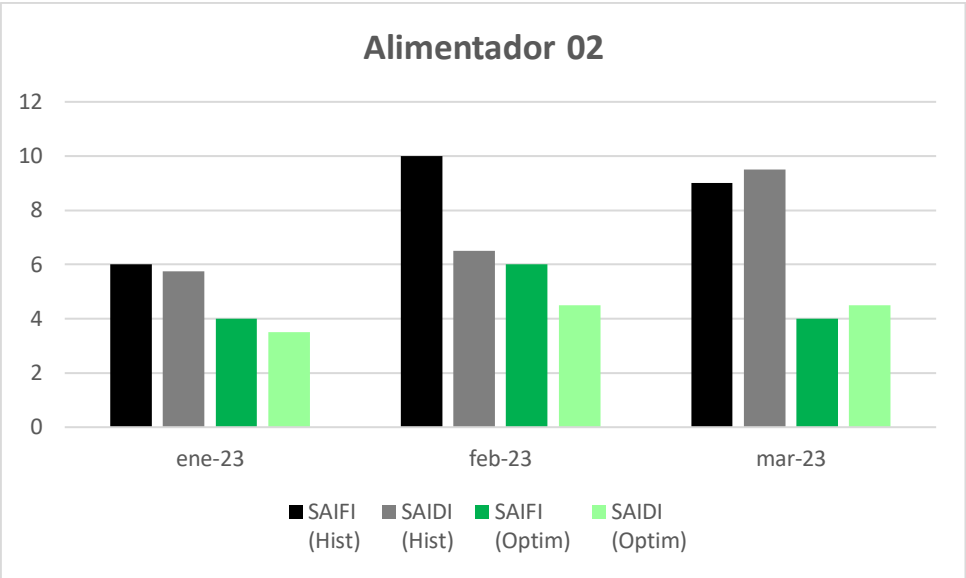
Fuente: Elaboración propia.

Figura 99: Optimización de fallas - Alimentador 01.



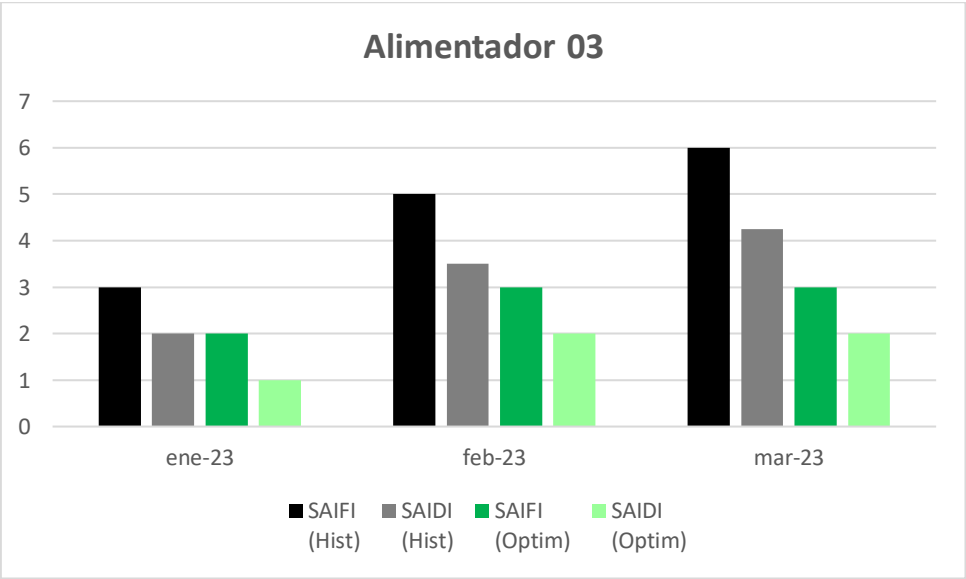
Fuente: Elaboración propia.

Figura 100: Optimización de fallas - Alimentador 02.



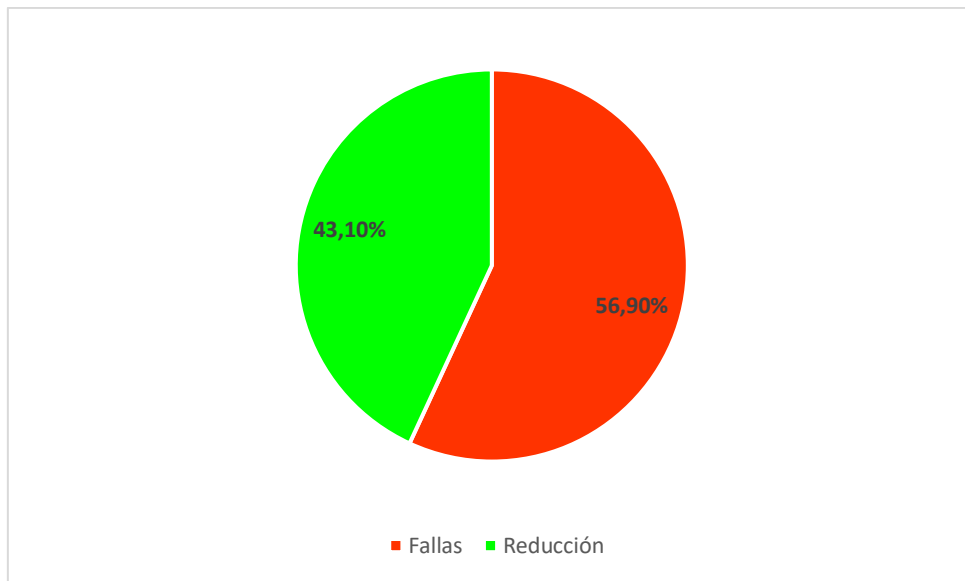
Fuente: Elaboración propia.

Figura 101: Optimización de fallas - Alimentador 03.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 102: Porcentaje de optimización de fallas estimado.



Fuente: Elaboración propia.

3.2. Discusión

De la selección del apartarrayos de línea, los cálculos indican suficiente un apartarrayos de Oxido Metálico, 21 kV – 10 kA, Clase 2 (equipado con un desconectador de tierra automático), sin embargo, el descargador instalado en campo es un apartarrayos de Oxido Metálico, 24 kV – 10 kA, Clase 2 (equipado con un desconectador de tierra automático). A criterio de investigativo, no se considera necesario sobredimensionar los equipos, lo cual podría ser de gran conveniencia a fin de reducir costes de suministro y así poder aumentar la cantidad de descargadores a instalar en las líneas eléctricas.

Con la información recopilada de campo se puede verificar que los valores de puesta a tierra cumplen en ser menos de 25 Ω , sin embargo, este valor no sería suficiente.

Curiosamente se puede notar en las gráficas de tensión y corriente que en los tramos de línea donde los descargadores han sido instalados en gran cantidad y de manera continua, se producen mayores distorsiones de onda con respecto a los casos donde las estructuras con descargadores se encuentran muy alejadas entre sí.

El valor mínimo de resistencia de puesta a tierra que arroja la presente investigación guarda referencia con la investigación realizada por [22], quienes establecieron que los

valores de puesta a tierra menores a 7Ω son alternativas viables para proteger las líneas de distribución contra descargas atmosféricas en la ciudad de Barquisimeto.

Fue necesario realizar gran cantidad de simulaciones, a fin de poder dar con el modelo adecuado para cada uno de los tramos de los tres alimentadores primarios del SER Coracora, sin embargo, se muestran únicamente las gráficas más representativas.

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- ❖ Las simulaciones de impactos directo a estructura realizadas en el programa ATPDraw resultaron ser los más perjudicial para el sistema eléctrico, dejando evidencia que son los causantes de las sobretensiones generadas en la red, que consiguientemente provocan efectos de backflashovers y flashovers en los aisladores, trayendo por consecuencias salidas de servicio del sistema.
- ❖ Por otro lado, los impactos directo a fases ocasionan picos de corriente de línea, sin embargo, estos son menos perjudicial ya que los descargadores valvulares se encargan de disipar las corrientes mucho antes de que sean detectadas por los interruptores de protección.
- ❖ Pese a que los valores de resistencia de puesta a tierra existentes se encuentran por debajo del valor máximo permitido, la presente investigación sugiere que, el valor óptimo de impedancia de puesta a tierra de las estructuras debe encontrarse en 5Ω par un correcto desempeño de los descargadores valvulares.
- ❖ Producto de las simulaciones realizadas, se pudo determinar el diseño óptimo del sistema de protección de descargadores valvulares (apartarrayos) del sistema eléctrico analizado, cuya características como, corriente de descarga máxima que podrá soportar es de hasta **10 kA**, siempre y cuando se aseguren impedancias de estructura menores o iguales a **5 Ω** y se consideren las nuevas ubicaciones propuestas, con lo cual se estima una reducción de las fallas totales de hasta un **43,10%** durante los meses de enero a marzo, llegando a obtenerse un mejoramiento considerable de la calidad de energía en el Sistema Eléctrico Rural Coracora.

4.2. Recomendaciones

- Para posteriores investigaciones, se recomienda analizar el efecto de los descargadores valvulares instalados de forma continua en las estructuras, a fin de conocer su influencia en las distorsiones de onda durante los eventos atmosféricos.
- Se recomienda implementar nuevas metodologías sintetizadas aplicables para la selección e instalación de descargadores valvulares en los Sistemas Eléctricos Rurales.

REFERENCIAS

- [1] R. I. Albrecht, S. J. Goodman, D. E. Buechler, R. J. Blakeslee, H. J. Christian, "WHERE ARE THE LIGHTNING HOTSPOTS ON EARTH?" AMERICAN METEOROLOGICAL SOCIETY. 2016 noviembre; 97(11).
- [2] D. M. Romps, J. T. Seeley, D. Volaro, J. Molinari, "Projected increase in lightning strikes in the United States due to global" warming. Science. 2014 noviembre; 346(6211).
- [3] A. B. Sandoka, "Analysis of the Behavior of a HV AC Line during an Atmospheric Discharge and Evaluation of the Spatio-Temporal Distribution of the Lightning Current Wave". Open Journal of Applied Sciences. 2022 febrero; 12(2).
- [4] O. Kondrateva, E. Myasnikova, O. Loktionov, "Analysis of the Climatic Factors Influence on the Overhead Transmission Lines Reliability". Environmental and Climate Technologies. 2020 diciembre; 24(3).
- [5] E. Silva, T. Vilela, A. F. Andrade, G. Paiva, G. H. de Faria, G. V. Negreiros "Modelagem do fenômeno de ionização do ar mediante impulsos através do método dos elementos finitos". Revista de Ingeniería Energética. 2019 enero; 40(2).
- [6] A. Borghetti, G. M. Figueiredo, F. Napolitano, C. A. Nucci, A. Piantini, F. Tossani, "Lightning protection of a multi-circuit HV-MV overhead line". Electric Power Systems Research. 2020 marzo; 180.
- [7] L. Batista, A. Piantini, M. Shigihara, A. Borghetti, F. Napolitano, C. A. Nucci, et al. "Overvoltages caused by direct lightning strokes to a hybrid overhead line". Electric Power Systems Research. 2024 abril; 229.
- [8] B. S. Ardila, E. A. Soto, K. A. Velandia, "Actividad de rayos en el departamento de Santander entre 2014 y 2016". INGENIERÍA. 2021 septiembre; 26(3).

- [9] N. Ugsha, G. Pesantez, W. Guamán, X. Proaño, G. Casillas, "Rendimiento del Sistema Primario de Distribución por interrupciones". *energía*. 2021 julio; 18(1).
- [10] Enel Perú. Enel. [Online].; 2018 [cited 2024 enero 12. Available from: <https://goo.su/9lHzUX>.
- [11] COES SINAC. COES. [Online].; 2024 [cited 2024 marzo 15. Available from: <https://goo.su/R1wt>.
- [12] R. M. Arias, J. V. Mejía, "The problem of the actual insulation coordination for 500 kV with overvoltage in substations and the needed for more surge arresters in high voltage grid". *Ain Shams Engineering Journal*. 2023 septiembre; 14(9).
- [13] Osinergmin. Osinergmin. [Online].; 2021 [cited 2024 marzo. Available from: <https://goo.su/jEsnz>.
- [14] J. O. Oña, I. E. Ruales, "Análisis de sobrevoltajes por impulso atmosférico en sistemas de Transmisión con discontinuidades líneas de transmisión aéreas y cables aislados, usando ATP". *Energía*. 2024 enero; 20(2).
- [15] M. D. C. Carrión, F. G. Jiménez, R. P. Merino, J. E. Carrión, A. F. Vega, "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de media tensión". *Ingeniería Energética*. 2022 febrero; 43(1).
- [16] J. A. Mariño, J. A. Muñoz, E. A. Soto, "Influencia de los sistemas de puesta a tierra descritos en el estándar IEEE 1243 en la tasa de fallas por rayos de líneas de transmisión". *Revista UIS Ingenierías*. 2020 noviembre; 20(1).
- [17] V. Mercado, J. B. Peña, L. Pacheco, "Calidad de la energía eléctrica bajo la perspectiva de los sistemas de puesta a tierra". *Ciencia e Ingeniería*. 2017 julio; 38(2).
- [18] A. Hernández, "SISTEMA DE PROTECCIONES CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LA LÍNEA ELÉCTRICA DE LA MINA YAGRUMAJE. Tesis

de maestría. Moa: INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA", Cuba; 2013.

- [19] J. A. Martínez, F. Castro, "MODELING OF OVERHEAD TRANSMISSION LINES FOR LIGHTNING OVERVOLTAGE CALCULATIONS". Revista chilena de ingeniería. 2010 marzo; 18(1).
- [20] A. C. Valcárcel, A. Ramírez, "Análisis del efecto de diferentes parámetros en la magnitud de la corriente que penetra en las estructuras de una línea de transmisión impactada por un rayo". Energética. 2008 diciembre; 31(2).
- [21] A. Ramírez, A. C. Valcárcel, "Modelación en ATP de posibles transitorios que pueden ocurrir en redes de distribución eléctrica". Energética. 2006 diciembre; 28(1).
- [22] C.L. Vásquez, O. S. Suárez, M. C. Blanco, "Alternativas para disminuir las interrupciones del servicio eléctrico por descargas atmosféricas en Barquisimeto". Energética. 2024 abril; 25(2).
- [23] W. R. Oscanoa, "METODOLOGÍA DE UBICACIÓN DE PARARRAYOS PARA OPTIMIZAR SU DISTRIBUCIÓN EN LA LINEA DE TRANSMISIÓN MOLLEPATA - CANGALLO 69 kV". Tesis de pregrado. Huancayo: UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERÚ, Junín; 2020.
- [24] D. Machaca, "EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV SAN GABÁN - MAZUKO ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS". Tesis de pregrado. Puno: UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO, Puno; 2017.
- [25] National Geographic. National Geographic España. [Online].; 2023 [cited 2024 marzo 23. Available from: <https://goo.su/VUZKPu>.
- [26] Depositphotos. Depositphotos. [Online]. [cited 2024 marzo 23. Available from:

<https://goo.su/YyTRt>.

- [27] W. Flores, D. Acuña, V. Calle, J. García, "PROBABILIDADES DE OCURRENCIA DE DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS PARA LA CUENCA DEL RÍO MANTARO – PERÚ, UTILIZANDO BANDAS DE VAPOR DE AGUA E INFRARROJA DEL SATÉLITE GOES". *Ecología Aplicada*. 2021 febrero; 20(1).
- [28] Ministerio de Energía y Minas. MINEM. [Online]. [cited 2024 marzo. Available from: <https://goo.su/bBOQBx>.
- [29] J. A. Yebra, *Sistemas Eléctricos de Distribución*. 1st ed. Ediciones R, editor. Mexico: Editorial Reverté; 2009.
- [30] A. M. Inglesias, *Instalaciones de Distribución Pina C*, editor. Barcelon: Cano Pina; 2014.
- [31] R. Y. Alva, "Diseño de las puestas a tierra de las sub-estaciones de distribución del proyecto de electrificación integral de la provincia de Santiago de Chuco", 2017. Tesis de pregrado. Chimbote: Universidad San Pedro, Ancash; 2017.
- [32] P. D. Mamani, "COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS ATMOSFÉRICAS PARA LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN DE 22.9KV - CHUMBIVILCAS". Tesis de pregrado. Chumbivilcas: UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO, Puno; 2018.
- [33] Editores. EDITORES. [Online].; 2019 [cited 2024 marzo. Available from: <https://goo.su/7M5rQ>.
- [34] L. E. Correa, E. Velilla, M. Gómez, F. Echeverría, A. Marín, J. G. Castaño "Evaluación del desempeño de aisladores de porcelana recubiertos con películas de dióxido de titanio para disminuir el ensuciamiento". *Fac. Ing. Univ. Antioquia*. 2013 marzo;(66).

- [35] Consorcio de ingeniería eléctrica. Facebook Consorcio de ingeniería eléctrica. [Online].; 2022 [cited 2024 marzo. Available from: <https://goo.su/ocUbA>.
- [36] E. A. Echevarría "Análisis de Sobretensiones en una Estructura de Línea de Transmisión debido a descargas de Rayo". Electrónica UNMSM. 2012 junio; 1(29).
- [37] J. R. Cuarán, "Análisis de apantallamiento en líneas de extra y ultra alta tensión mediante el Modelo Auto-Consistente de Interceptación de Rayos –SLIM-". Tesis de maestría. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, Colombia; 2016.
- [38] R. Espinosa, *Sistemas de distribución*. 1st ed. Limusa , editor.: Limusa; 1990.
- [39] R-Business S.A.C. R-BUSINESS. [Online].; 2023.
- [40] G. Rojas, General Distribuidora SA. [Online].; 2021 [cited 2024.
- [41] Ministerio de Energía y Minas. Decreto Supremo N° 020-97-EM. 1197..
- [42] G. Baena, *Metodología de la investigación* México: Grupo editoriar patria; 2014.
- [43] ABB. ABB Surge Arresters — Guía para el Comprador. [Online].; 2005.
- [44] MINEM. RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 0108-2023-MINEM/DGE. 2023..
- [45] OSCE. Seace. [Online].; 2021 [cited 2024 marzo.

NOMBRE DEL TRABAJO

**TESIS_MANAYAY SÁNCHEZ_FERNANDO
ALONSO_TURNITIN.docx**

AUTOR

**FERNANDO ALONSO MANAYAY SANCH
EZ**

RECUENTO DE PALABRAS

14649 Words

RECUENTO DE CARACTERES

74812 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

99 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

28.8MB

FECHA DE ENTREGA

Jun 3, 2024 3:56 PM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Jun 3, 2024 3:58 PM GMT-5**● 10% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 9% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 6% Base de datos de trabajos entregados
- 4% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Material bibliográfico
- Coincidencia baja (menos de 8 palabras)
- Material citado



**ACTA DE CONTROL DE REVISIÓN DE
SIMILITUD DE LA INVESTIGACIÓN**

Código:	F3.PP2-PR.02
Versión:	02
Fecha:	18/04/2024
Hoja:	1 de 1

Yo, **Silvia Yvone Gastiaburú Morales**, coordinador de investigación del Programa de Estudios de Ingeniería Mecánica Eléctrica, he realizado el control de originalidad de la investigación, el mismo que está dentro de los porcentajes establecidos para el nivel de Pregrado, según la Directiva de similitud vigente en USS; además certifico que la versión que hace entrega es la versión final de la Tesis titulado: **OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DESCARGADORES VALVULARES PARA MEJORAR LA CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CORACORA**

elaborado por el (los) Bachiller(es):

MANAYAY SANCHEZ FERNANDO ALONSO

Se deja constancia que la investigación antes indicada tiene un índice de similitud del **10 %**, verificable en el reporte final del análisis de originalidad mediante el software de similitud TURNITIN.

Por lo que se concluye que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio y cumple con lo establecido en la Directiva sobre índice de similitud de los productos académicos y de investigación vigente.

Pimentel, 06 de junio de 2024

Dra. Gastiaburú Morales Silvia Yvone

Coordinador de Investigación

DNI N° 16481433