



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO**  
**ESCUELA DE POSGRADO**  
**MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**MECÁNICA ELÉCTRICA**



**TESIS**  
**EVALUACIÓN DE PERFORMANCE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV**  
**AZÁNGARO – DERIVACIÓN PUTINA ANTE INTERRUPCIONES POR**  
**DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

**PRESENTADA POR:**  
**DANNY MACHACA CUBA**

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:**  
**MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**  
**CON MENCIÓN EN GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE**  
**SISTEMAS ELÉCTRICOS**

**PUNO, PERÚ**

**2023**

Reporte de similitud

NOMBRE DEL TRABAJO

**EVALUACIÓN DE PERFORMANCE DE LA  
LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV AZÁNG  
ARO - DERIVACIÓN PUTINA ANTE INTER  
R**

AUTOR

**DANNY MACHACA CUBA**

RECuento de palabras

**38135 Words**

RECuento de caracteres

**168937 Characters**

RECuento de páginas

**177 Pages**

Tamaño del archivo

**9.4MB**

Fecha de entrega

**Sep 16, 2023 6:08 PM GMT-5**

Fecha del informe

**Sep 16, 2023 6:10 PM GMT-5**

● **18% de similitud general**

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

- 18% Base de datos de Internet
- 1% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de Crossref
- Base de datos de contenido publicado de Crossref
- 9% Base de datos de trabajos entregados

● **Excluir del Reporte de Similitud**

- Material bibliográfico
- Material citado
- Bloques de texto excluidos manualmente
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 10 palabras)



Firmado digitalmente por LUQUE  
COYLA Ruben Jared FAU  
20145496170 soft  
Motivo: Doy V° B°  
Fecha: 19.09.2023 09:06:49 -05:00

**VB CIEPG**  
**Similitud General**  
**19 %**



Firmado digitalmente por VILCA  
CALLATA Leonidas FAU  
20145496170 soft  
Motivo: Soy el autor del documento  
Fecha: 16.09.2023 19:12:21 -05:00

Resumen



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO**  
**ESCUELA DE POSGRADO**  
**MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**MECÁNICA ELÉCTRICA**

**TESIS**

**EVALUACIÓN DE PERFORMANCE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV  
AZÁNGARO – DERIVACIÓN PUTINA ANTE INTERRUPTIONES POR  
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**



**PRESENTADA POR:**  
**DANNY MACHACA CUBA**


**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:**  
**MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA CON**  
**MENCIÓN EN GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS**  
**ELÉCTRICOS**

APROBADA POR EL JURADO SIGUIENTE:

PRESIDENTE

  
.....  
M.Sc. ARMANDO TITO CRUZ CABRERA

PRIMER MIEMBRO

  
.....  
D.Sc. MATEO ALEJANDRO SALINAS MENA

SEGUNDO MIEMBRO

  
.....  
Mtro. WALTER OSWALDO PAREDES PAREJA

ASESOR DE TESIS

  
.....  
D.Sc. LEONIDAS VILCA CALLATA

Puno, 01 de agosto de 2023

**ÁREA** : Ciencias de la Ingeniería Mecánica Eléctrica.  
**TEMA** : Evaluación de performance de la línea de transmisión 60 KV Azángaro – Derivación Putina  
ante interrupciones por descargas atmosféricas.  
**LÍNEA** : Mantenimiento de Sistemas Eléctricos.



## DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado especialmente al ser a quien le debo la mayor parte de lo que soy, a mi madre Marcelina, quien con su amor, dedicación y esfuerzo me ha brindado el apoyo y la confianza necesarios para alcanzar mis metas y me ha inculcado el don de la humildad y la generosidad.

A mi padre Florentino, por preocuparse por mi rendimiento académico en mi etapa escolar, sin duda el saber que estabas pendiente de mis notas en cierto modo me obligaba a preocuparme a mí también por ellas.

A mi hermano, hermanas y compañera de vida, por su constante apoyo para lograr esta meta.

Este logro es tan mío como de todos ustedes.





## AGRADECIMIENTOS

- Es momento que estas líneas sirvan para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda han colaborado en la realización del presente trabajo, en especial a Dios quien con su cuidado y bendición supo guiarme para cumplir mis metas.
- Un agradecimiento muy especial merece la comprensión, paciencia y el ánimo recibido de mi familia y amigos.
- Expreso mi más sincero agradecimiento a la empresa Electro Puno S.A.A. y OSINERGMIN por facilitarme la información requerida para el desarrollo de la presente tesis.
- A la universidad Nacional del Altiplano por los conocimientos impartidos a lo largo de mi formación, a cada uno de mis docentes de la escuela de postgrado que supieron guiarme en la realización de esta maestría y en la realización del presente proyecto.
- A todos ellos, muchas gracias.



## ÍNDICE GENERAL

	<b>Pág.</b>
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE ANEXOS	xiii
ÍNDICE DE ACRÓNIMOS	xiv
RESUMEN	xv
ABSTRACT	xvi
INTRODUCCIÓN	1

### CAPÍTULO I

#### REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Marco teórico	2
1.1.1. Sobretensiones en líneas eléctricas de alta tensión	2
1.1.1.1. Categorización y particularidades de las sobretensiones	2
1.1.1.2. Sobretensiones según forma de onda y duración normalizadas	4
1.1.1.3. Propagación de sobretensiones	6
1.1.2. Descargas atmosféricas	6
1.1.2.1. Teoría de Schonland	7
1.1.2.2. Parámetros de las descargas eléctricas atmosféricas en aplicaciones de Ingeniería	8
1.1.2.3. Tipos de impacto que pueden presentar una descarga eléctrica atmosférica	16
1.1.3. Modelo Electrogeométrico	17
1.1.3.1. Distancia crítica	18
1.1.3.2. Modelo Geométrico	20
1.1.3.3. Intensidad máxima de fallo de blindaje o apantallamiento	25
1.1.4. Tasa de cebados	26



1.1.4.1. Tasa de cebados directos (SFFOR, Shielding Failure FlashOver Rate)	26
1.1.4.2. Tasa de cebados inversos (BFR, Blackflashover Rate)	27
1.1.4.3. Tasa de cebados inducidos	29
1.1.5. Métodos para limitar las sobretensiones de origen atmosférico	31
1.1.5.1. Apantallamiento con cables de guarda	31
1.1.5.2. Instalación de descargadores de sobretensión	32
1.1.5.3. Mejoramiento de las puestas a tierra en las estructuras de líneas aéreas.	35
1.1.6. Modelos de línea de transmisión	36
1.1.6.1. Modelos de línea de parámetros concentrados	37
1.1.6.2. Modelo de línea con parámetros constantes distribuidos (Modelo de Bergeron)	40
1.1.6.3. Modelo de línea con parámetros dependientes de la frecuencia	41
1.1.7. Paquete de simulación ATP	43
1.1.7.1. Modo de implementación de elementos en el ATPDraw	43
1.1.8. El principio del 80/20	51
1.1.9. Modelo de Criticidad Semicuantitativo Criticidad Total por Riesgo (CTR)	51
1.2. Antecedentes	54
1.2.1. Investigaciones realizadas a nivel global	54
1.2.2. Investigaciones realizadas a nivel Nacional	57

## CAPÍTULO II

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. Identificación del problema	60
2.2. Enunciados del problema	63
2.2.1. Problema general	63
2.2.2. Problemas específicos	63
2.3. Justificación	63
2.4. Objetivos	64
2.4.1. Objetivo general	64
2.4.2. Objetivos específicos	64



2.5. Hipótesis	64
2.5.1. Hipótesis general	64
2.5.2. Hipótesis específicas	64

### **CAPÍTULO III**

#### **MATERIALES Y MÉTODOS**

3.1. Lugar de estudio	66
3.2. Población	67
3.3. Muestra	67
3.4. Método de investigación	67
3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos específicos	68
3.5.1. Descripción de variables analizadas en los objetivos específicos	68
3.5.2. Descripción detallada del uso de materiales, equipos, instrumentos, insumos, entre otros	68
3.5.3. Aplicación de prueba estadística inferencial	91

### **CAPÍTULO IV**

#### **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

4.1. Evaluación de la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión 60 KV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas	92
4.1.1. Resultados de la evaluación de la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión ante interrupciones por descargas atmosféricas	92
4.1.2. Discusión de los resultados de la evaluación de la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión ante interrupciones por descargas atmosféricas	98
4.2. Evaluación de la influencia de los valores de puesta a tierra en la línea de transmisión 60 KV Azángaro – Derivación Putina ante las interrupciones por descargas atmosféricas	99
4.2.1. Resultados de la evaluación de la influencia de los valores de puesta a tierra en la línea de transmisión ante las interrupciones por descargas atmosféricas	99



4.2.2. Discusión de los resultados de la evaluación de la influencia de los valores de puesta a tierra en la línea de transmisión ante las interrupciones por descargas atmosféricas	120
4.3. Evaluación de la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60 KV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas	122
4.3.1. Resultados de la evaluación de la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión ante las interrupciones por descargas atmosféricas	122
4.3.2. Discusión de los resultados de la evaluación de la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión ante las interrupciones por descargas atmosféricas	131
CONCLUSIONES	133
RECOMENDACIONES	134
BIBLIOGRAFÍA	135
ANEXOS	140

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
1. Tipos y formas de sobretensiones, formas de onda normalizadas y ensayos de tensión soportada normalizada	5
2. Coeficientes Isoceraúnicos – Perú	12
3. Las distribuciones de corriente máxima de IEEE dadas por las ecuaciones (5) y (6)	15
4. Número de Interrupciones forzadas propias de la línea de transmisión 60kV Azángaro –Derivación Putina incluido menores a 3 minutos por mes entre los años 2017 – 2022	61
5. Número de Interrupciones forzadas propias en horas de la línea de transmisión 60kV Azángaro –Derivación Putina incluido menores a 3 minutos por causas reales entre los años 2017 – 2022	62
6. Características técnicas de la línea de transmisión 60 kV Azángaro -derivación Putina (L-6024)	69
7. Apantallamiento de la línea	74
8. Valores de Puesta a Tierra de las estructuras	74
9. Descargadores de sobretensión	78
10. Reporte de Aisladores que presentan contorneo	79
11. Interrupciones por descargas atmosféricas y otros L-6024 Azángaro-Derivación Putina	80
12. Resumen de tipos de torre L-6024 Azángaro – Derivación Putina	93
13. Cálculo de intensidad máxima de fallo de apantallamiento ( $I_m$ ), distancia crítica, probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la $I_m$	93
14. Cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento de la línea para estructura de tipo A	94
15. Cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento de la línea para estructura de tipo S	95
16. Cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento de la línea para estructura de tipo T1	96
17. Cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento de la línea para estructura de tipo T2	97



<b>18.</b> Determinación de estructuras con aisladores contorneados con mayor criticidad a consecuencia de impacto de rayo, aplicando Pareto	102
<b>19.</b> Determinación de impactos de rayos con mayor frecuencia aplicando Pareto	103
<b>20.</b> Criticidad Total por Riesgo para estructuras con impacto de descarga atmosférica	107
<b>21.</b> Aisladores que presenta cebado inverso en escenario de valores de la resistencia del sistema de puesta a tierra de estado actual y a 25 ohmios a impacto de rayo con magnitudes de 31, 53 y 90 kA	117
<b>22.</b> Características técnicas de Descargadores de sobretensión existentes	123
<b>23.</b> Características de tensión (U) vs Corriente (I) del descargador de sobretensión	124
<b>24.</b> Ubicación de Descargadores de sobretensión existentes	124
<b>25.</b> Resultados de la simulación en ATPDraw del desempeño de la ubicación y desempeño propio de los descargadores de sobretensión para las magnitudes recomendadas por la IEEE Distribution y CIGRE C4.407	127

## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
1. Relación de sobretensiones	4
2. Etapas de formación de la descarga nube - tierra	8
3. Gráfico de la densidad de rayos por Nivel Isoceraúnico	10
4. Mapa de Niveles Isoceraúnicos	11
5. Gráfico de la Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo	13
6. Distribuciones estadísticas acumulativas de corrientes máximas (los valores porcentuales en el eje vertical deben restarse del 100% para obtener la probabilidad de exceder, la corriente máxima del valor actual en el eje horizontal) para primeros golpes negativos adoptados por IEEE y CIGRE y utilizados en varios estándares de protección contra rayos. Tomado del Documento CIGRE 63 (1991)	14
7. Onda de Sobretensión Normalizada	16
8. Distancias críticas del cable de guarda, conductor de fase y tierra	19
9. El modelo geométrico, definición de distancias y ángulos	21
10. Grafica ampliada del análisis	24
11. Vista ampliada de la anterior figura	24
12. Obtención de $\alpha$ y $\beta$	25
13. Cebados inducidos	30
14. Curva característica $VxI$ de descargadores de sobretensión de óxido de zinc	34
15. Línea de transmisión de parámetros distribuidos	36
16. Clasificación de los modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos	37
17. Circuito equivalente del modelo PI nominal	38
18. Circuito equivalente del modelo PI nominal	39
19. Circuito equivalente del modelo de Bergeron	40
20. Circuito equivalente del modelo de J. Martí en el dominio de la frecuencia	42
21. Forma de onda de impulso del rayo y elemento Heidler type 15 en ATPDraw	44
22. Cuadro de diálogo Datos de línea de una línea trifásica. 3 conductores/fase + 1 hilo de guarda	45
23. Dato interruptor controlado por voltaje	49
24. Componente TYPE 92 descargador de sobretensión	50
	ix





25. Datos de operación de descargador de sobretensión	50
26. Matriz de Criticidad propuesta por el modelo CTR	54
27. Ubicación geográfica en el SEIN	67
28. Diagrama esquemático torre tipo Anclaje	70
29. Diagrama esquemático torre tipo Terminal T1	71
30. Diagrama esquemático torre tipo Terminal T2	72
31. Diagrama esquemático torre tipo Suspensión	73
32. Mapa Ceraúnico del Perú – Osinergmin con superposición de tramo de estructuras 1 al 65 de la L-6024	89
33. Mapa Ceraúnico del Perú – Osinergmin con superposición de tramo de estructuras 65 al 118 de la L-6024	90
34. Diagrama esquemático de los sistemas de puestas a tierra instalados en las estructuras de la línea de transmisión Azángaro - Derivación Putina	100
35. Gráfico de implementación de la L-6024 en el programa ATPDraw E:1-17	112
36. Gráfico de implementación de la L-6024 en el programa ATPDraw E:18-51	113
37. Gráfico de implementación de la L-6024 en el programa ATPDraw E:52-75	114
38. Gráfico de implementación de la L-6024 en el programa ATPDraw E:76-93	115
39. Gráfico de implementación de la L-6024 en el programa ATPDraw E:94-118	116
40. Gráfico de ubicación de descargadores de sobretensión, valores de resistencia de puesta a tierra, rayos por km <sup>2</sup> /año, aisladores contorneados, tipo de estructura y m.s.n.m. de la L-6024 E:01-55	125
41. Gráfico de ubicación de descargadores de sobretensión, valores de resistencia de puesta a tierra, rayos por km <sup>2</sup> /año, aisladores contorneados, tipo de estructura y m.s.n.m. de la L-6024 E:56-118	126
42. Simulación Intensidad de máxima de fallo de apantallamiento estructura tipo T2+3 a 23.621 kA	140
43. Simulación Intensidad máxima de fallo por contorneo en ATP Estructura tipo T2+3 a 1.961 kA	140
44. Simulación Intensidad de máxima de fallo de apantallamiento en ATP Estructura tipo T1+3 a 26.236 kA	141
45. Simulación Intensidad máxima de fallo por contorneo en ATP Estructura tipo T1+3 a 1.479 kA	141



<b>46.</b> Simulación Intensidad de máxima de fallo de apantallamiento en ATP Estructura tipo A+3 a 23.665 kA	142
<b>47.</b> Simulación Intensidad máxima de fallo por contorneo en ATP Estructura tipo A+3 a 1.949 kA	142
<b>48.</b> Simulación Intensidad de máxima de fallo de apantallamiento en ATP Estructura tipo S+3 a 23.656 kA	143
<b>49.</b> Simulación Intensidad máxima de fallo por contorneo en ATP Estructura tipo S+3 a 1.953 kA	143
<b>50.</b> Impacto de rayo conductor fase superior Estructura 102, según CIGRE C4.407 el 98% excede 4 kA	144
<b>51.</b> Impacto de rayo conductor fase superior Estructura 102, según CIGRE C4.407 el 80% excede 20 kA	144
<b>52.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según IEEE distribution & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA	145
<b>53.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según IEEE distribution el 20 % excede 53 kA	145
<b>54.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA	146
<b>55.</b> Impacto de rayo conductor fase superior Estructura 105, según CIGRE C4.407 el 98% excede 4 kA	146
<b>56.</b> Impacto de rayo conductor fase superior Estructura 105, según CIGRE C4.407 el 80% excede 20 kA	147
<b>57.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según IEEE distribution & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA	147
<b>58.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según IEEE distribution el 20 % excede 53 kA	148
<b>59.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA	148
<b>60.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 101, según IEEE distribution & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA_25 Ohmios	149
<b>61.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 101, según IEEE distribution el 20 % excede 53 kA_25 Ohmios	149
<b>62.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 101, según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA_25 Ohmios	150



<b>63.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según IEEE distribution & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA <sub>25</sub> Ohmios	150
<b>64.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según IEEE distribution el 20 % excede 53 kA <sub>25</sub> Ohmios	151
<b>65.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA <sub>25</sub> Ohmios	151
<b>66.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según IEEE distribution & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA <sub>25</sub> Ohmios	152
<b>67.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según IEEE distribution el 20 % excede 53 kA <sub>25</sub> Ohmios	152
<b>68.</b> Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA <sub>25</sub> Ohmios	153



## ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
1. Simulación intensidad de máxima de fallo de apantallamiento en ATPDraw	140
2. Simulación de impacto de rayo en ATPDraw a en escenario de PAT actual	144
3. Simulación de impacto de rayo en ATPDraw en escenario de PAT 25 ohmios	149
4. Catálogo de descargador de sobretensión JSC “POLIMER – APPARAT” PASL-11172-0/2	154
5. Factura de la adquisición de los 90 pararrayos de línea	156
6. Factura de la Instalación de 90 pararrayos de línea	157
7. Declaración Jurada de Autenticidad de Tesis	158
8. Autorización para el Depósito de Tesis o Trabajo de Investigación en el Repositorio Institucional	159



## ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

<b>ATP</b>	: Alternative Transients Program
<b>CFO</b>	: Critical Flashover
<b>CIGRE</b>	: Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos
<b>CNE</b>	: Código Nacional de Electricidad
<b>COES SINAC</b>	: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
<b>COV</b>	: Tensión a Operación Continua
<b>ELPU</b>	: Electro Puno S.A.A.
<b>IEC</b>	: International Electrotechnical Commission
<b>IEEE</b>	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>Im</b>	: Intensidad máxima de fallo de apantallamiento
<b>INDISL</b>	: Indisponibilidad de Línea de Transmisión
<b>OSINERGMIN</b>	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
<b>STI</b>	: Sobretensión Impulsional
<b>TFL</b>	: Tasa de Fallas de Línea de Transmisión.
<b>TOV</b>	: Sobretensión Temporal
<b>UNE-EN</b>	: Una Norma Española - Norma Europea
<b>Ur</b>	: Tensión Nominal

## RESUMEN

La línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina presenta interrupciones por descargas atmosféricas pese a la instalación de 90 descargadores de sobretensión efectuados en junio 2021. Por lo que, se procedió a realizar 3 evaluaciones a la línea contra descargas atmosféricas: 1) influencia del apantallamiento con el modelo electrogeométrico, del cual, el apantallamiento de la línea requiere ser mejorada a un ángulo óptimo previo rediseño de las estructuras: el tipo A,  $10.15^\circ$  de  $29.6^\circ$ , para una  $I_m$  de 14.75 kA de 24.49 kA, el tipo S,  $10.80^\circ$  de  $25.4^\circ$  para una  $I_m$  de 14.16 kA de 19.86 kA, el tipo T1,  $10.01^\circ$  de  $33.7^\circ$  para una  $I_m$  de 12.39 kA de 25.10 kA, y el tipo T2,  $9.85^\circ$  de  $24.8^\circ$  para una  $I_m$  de 14.55 kA de 19.80 kA; 2) influencia de los valores de puesta a tierra, que previo modelado en ATPDraw, se tiene una diferencia favorable para los valores actuales en comparación a los 25 ohmios; resultando: 8% menos de aisladores contorneados aun impacto de rayo de 53 kA, y 55% menos de aisladores contorneados aun impacto de rayo de 31 kA; y 3) influencia de los descargadores de sobretensión, que previa implementación y simulación en ATPDraw, se consigue un mejor desempeño de la línea. En consecuencia, al análisis CTR, técnica de Pareto y simulación en ATPDraw, se tiene la ubicación y la cantidad de 112 descargadores de sobretensión, que coadyuvará a reducir las interrupciones de la línea por descargas atmosféricas menor al 80% de lo actual.

**Palabras clave:** Criticidad total por riesgo (CTR), descargas atmosféricas, descargadores de sobretensión, intensidad máxima de fallo de apantallamiento ( $I_m$ ), línea de transmisión y técnica de Pareto.

## ABSTRACT

The 60 kV Azángaro – Putina Derivation transmission line presents interruptions due to atmospheric discharges despite the installation of 90 surge arresters carried out in June 2021. Therefore, 3 evaluations were carried out on the line against atmospheric discharges: 1) influence of the shielding with the electrogeometric model, of which the shielding of the line needs to be improved to an optimal angle after redesigning the structures: type A,  $10.15^\circ$  from  $29.6^\circ$ , for an  $I_m$  of 14.75 kA from 24.49 kA, type S ,  $10.80^\circ$  of  $25.4^\circ$  for a 14.16 kA  $I_m$  of 19.86 kA, the T1 type,  $10.01^\circ$  of  $33.7^\circ$  for a 12.39 kA  $I_m$  of 25.10 kA, and the T2 type,  $9.85^\circ$  of  $24.8^\circ$  for a 14.55  $I_m$  kA of 19.80 kA; 2) influence of the grounding values, which after modeling in ATPDraw, there is a favorable difference for the current values compared to 25 ohms; Resulting: 8% less insulators contoured for a lightning strike of 53 kA, and 55% fewer insulators contoured for a lightning strike of 31 kA; and 3) influence of the surge arresters, which after implementation and simulation in ATPDraw, a better performance of the line is achieved. Consequently, the CTR analysis, Pareto technique and simulation in ATPDraw, the location and number of 112 surge arresters are obtained, which will help reduce line interruptions due to atmospheric discharges to less than 80% of the current.

**Keywords:** Atmospheric discharges, maximum shielding fault intensity ( $I_m$ ), Pareto technique, surge arresters, total criticality by risk (CTR) and transmission line.



## INTRODUCCIÓN

Esta investigación tiene como principal propósito, evaluar el performance de la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas, para mejorar el desempeño de la línea. Es así, que todo el planteamiento y desarrollo se fundamenta en la siguiente interrogante:

¿Qué medidas se debe tomar en la evaluación de performance de la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas?

Para poder responder a la pregunta, se procedió a realizar la recolección de la información técnica de la línea de transmisión, tanto histórico y actual, así también, se usó el Mapa Ceraúnico del Perú – Osinergmin. Donde, se interpretó y evaluó los datos en el programa Excel y ATPDraw, de los cuales, se tiene resultados como; la Intensidad máxima de fallo de apantallamiento, ángulo óptimo de apantallamiento, intensidad crítica de contorno en el aislador polimérico, valores de puesta a tierra, cantidad y ubicación de descargadores de sobretensión, y resultados de las simulaciones en el programa ATPDraw. Medidas que nos facilitó interpretar y proponer alternativas para mejorar el performance de la línea de transmisión y así también, validar las hipótesis planteadas de esta investigación.



## CAPÍTULO I

### REVISIÓN DE LITERATURA

#### 1.1. Marco teórico

##### 1.1.1. Sobretensiones en líneas eléctricas de alta tensión

Un estudio exhaustivo de la sobretensión tiene como objetivos en el diseño de redes es muy importante calcular las posibles sobretensiones que le pueden ocurrir a cualquier dispositivo, ya que estos resultados sirven para elegir clases de aislamiento y proteger los equipos. Objetivos para la investigación integral de sobretensiones (Martinez, 2008):

- Determinar la fuente y el tipo de sobretensión para seleccionar los medios adecuados de aislamiento y protección.
- Conseguir la distribución estadística de las sobretensiones que se utilizarán para la selección del aislamiento.

##### 1.1.1.1. Categorización y particularidades de las sobretensiones

La clasificación de las sobretensiones depende de su origen, ya que la causa puede ser externa o interna a la red. Las sobretensiones de fuentes externas se deben principalmente a los efectos de los rayos (sobretensiones atmosféricas). Las sobretensiones internas ocurren en el propio sistema y se dividen en sobretensiones temporales y operativas. Son causados por la apertura y cierre de un contacto o aislador, lo que a menudo resulta en transitorios que finalmente causan no solo una sobretensión sino también una sobrecorriente (Martinez, 2008).

Una clasificación más completa de las sobretensiones se basa en las principales características del estado transitorio: valor pico, tiempo y frecuencia o rango

de frecuencia en el estado transitorio, si es de oscilación, o tiempo hasta el valor pico si el transitorio es unidireccional (Martinez, 2008).

En consecuencia, pueden distinguirse los siguientes tipos (Martinez, 2008):

#### **1.1.1.1.1. Sobretensiones temporales**

Son de larga duración (desde algunos milisegundos hasta algunos segundos) y tienen una frecuencia igual o cercana a la frecuencia de operación (Martinez, 2008).

#### **1.1.1.1.2. Sobretensiones directas lentas**

Son generadas por maniobras, de corta duración (pocos milisegundos) y se presentan con un rango de frecuencia que varía de 2 a 20 kHz (Martinez, 2008).

#### **1.1.1.1.3. Sobretensiones de frente rápido**

Son generados por rayos, tienen una duración muy corta y una amplitud muy superior a la tensión nominal de cresta (Martinez, 2008).

#### **1.1.1.1.4. Sobretensiones de frente muy rápido**

Son de origen en una falla y maniobras en subestaciones de SF<sub>6</sub>, la duración es de unos microsegundos y la frecuencia suele ser superior a 1 MHz (Martinez, 2008).

El gráfico siguiente muestra una relación entre el tipo de sobretensiones (excluyen las de frente muy rápido), la duración y el orden de magnitud que puede obtener el valor de cresta (Martinez, 2008).

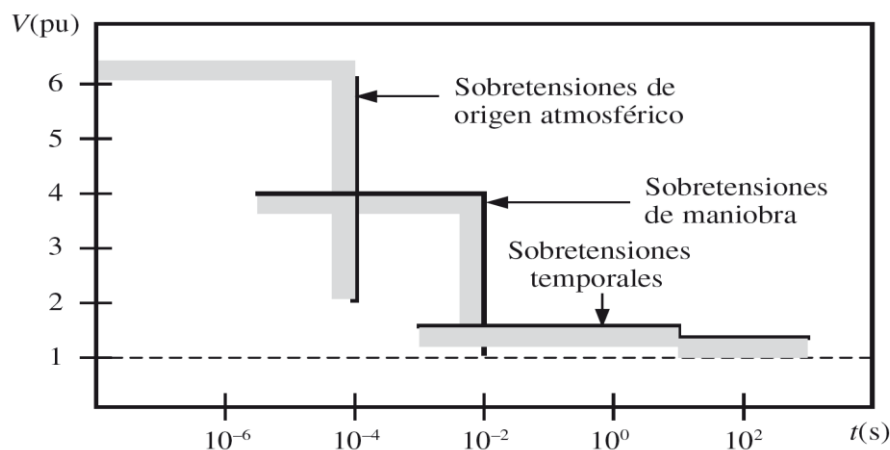


Figura 1. Relación de sobretensiones

Fuente: Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión (1ª ed., pp.4).

### 1.1.1.2. Sobretensiones según forma de onda y duración normalizadas

Las sobretensiones de acuerdo con norma UNE-EN 60071-1 se establece según una forma de onda y duración normalizadas. Asimismo estos puede ser comprobadas que están divididas en dos grupos (Martinez, 2008):

#### 1.1.1.2.1. Sobretensión de baja frecuencia

Son de larga duración y se genera con una frecuencia igual o próxima a la de operación. Este tipo de sobretensiones se segmenta a su vez en (Martinez, 2008):

- **Tensión permanente a frecuencia industrial:** tensión a frecuencia de operación de la red, con un valor eficaz invariable, y aplicada constantemente (Martinez, 2008).
- **Sobretensión temporal:** sobretensión de frecuencia industrial y duración relativamente larga. La sobretensión de este tipo puede ser amortiguada o débilmente amortiguada. Consecuente de la causa, su frecuencia puede ser distinta o igual a la frecuencia de operación de la red (Martinez, 2008).

### 1.1.1.2.2. Sobretensión transitoria

Son de duración corta (unos milisegundos), oscilatoria y en general muy amortiguada. La sobretensión transitoria puede estar seguida por una sobretensión temporal; en tal caso ambas sobretensiones se analizan como acontecimientos separados. La sobretensión transitoria se divide a su vez (Martinez, 2008):

- **Sobretensiones de frente lento:** en general oscilante, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta,  $T_p$ , que comprende de 20 a 5.000  $\mu$ s, y con un tiempo de cola,  $T_2$ , menor o igual a 20 ms (Martinez, 2008).
- **Sobretensión de frente rápido:** es generalmente oscilante, con un tiempo de subida al valor pico,  $T_p$ , entre 20 a 5000  $\mu$ s y con un tiempo de espera,  $T_2$ , menor o igual a 20 ms (Martinez, 2008).
- **Sobretensión de frente muy rápido:** en general oscilante, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta,  $T_f$ , menor a 0,1  $\mu$ s, una duración total menor a 3 ms, y presenta oscilaciones sobrepuestas de frecuencias entre 30 kHz a 100 MHz (Martinez, 2008).

La siguiente tabla muestra la clasificación, forma de onda y características generales de la sobretensión, así como la forma de onda de tensión de prueba normalizada para cada una (Martinez, 2008).

Tabla 1

*Tipos y formas de sobretensiones, formas de onda normalizadas y ensayos de tensión soportada normalizada*

TIPO	Baja frecuencia		Transitorio		
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de onda de tensiones y sobretensiones					
Gamas de formas de onda de tensiones y sobretensiones	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3.600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0.02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3.600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5.000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0.1 \mu\text{s} < T_p \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0.3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Formas de onda de tensión normalizada					)
Ensayo de tensión soportada normalizada	)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo impulso tipo manobra	Ensayo impulso tipo rayo	)

) A especificar por el comité de producto concerniente.

Fuente: Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión.

### 1.1.1.3. Propagación de sobretensiones

Cualquiera que sea su origen, el estudio de los transitorios en las líneas de transmisión es muy complejo y sólo se debe considerar el caso de las líneas sin pérdidas. Una línea sin pérdidas es una buena representación de las líneas de alta frecuencia donde  $\omega L$  y  $\omega C$  son muy grandes en comparación con  $R$  y  $G$ . Para la caída de rayos en las líneas de transmisión de energía, el estudio de la transmisión sin pérdidas es una simplificación que permite comprender algunos fenómenos sin involucrar a la compleja teoría (Grainger & Stevenson, 1996).

En la siguiente ecuación se muestra la velocidad de la onda viajera en m/s:

$$v = 1/\sqrt{LC} \dots\dots\dots(\text{Ec. 1})$$

Donde:

L: Henrio/metro

C: Faradio/metro

La solución para la impedancia característica en estado estacionario de una línea larga se da en la siguiente ecuación, cuando  $R$  y  $G$  son cero (Grainger & Stevenson, 1996).

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 2})$$

### 1.1.2. Descargas atmosféricas

La descarga atmosférica se presenta cuando hay dos cargas de polaridad opuesta, las cuales se encuentran en la nube y la tierra, siendo un medio dieléctrico el aire (Usnayo & Mamani, 2020). Esto finaliza con un rayo que puede transportar hasta 200 kA, pero la oscilación media está en los 20 a 30 kA (Prado, 2021).

Por otro lado hay algunas teorías sobre la formación de descargas eléctricas en la atmósfera, entre ellas son las siguientes (Cervantes, 2019):

- Teoría de Simpson
- Teoría de Elster y Geitel

- Teoría de Wilson
  
- Teoría de Schonland

#### **1.1.2.1. Teoría de Schonland**

La teoría más aceptada para explicar la formación de la descarga nube - tierra, es la de "Schonland", la cual según el periodo de la nube de tormenta (cumulus-nimbus) y la descarga eléctrica resultante denominada rayo, se puede resumir en las siguientes fases (Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, 1964):

- a) En la nube las cargas eléctricas no están distribuidas de manera uniforme, por lo que hay desigual concentración de carga en la nube. Un promedio del 90% de los rechazos son de naturaleza negativa.
  
- b) Cuando el gradiente eléctrico supera un valor crítico, comienzan a producirse pequeñas descargas en la nube. Estas sustancias, como resultado de choques ionizantes en el aire, se degeneran en forma de avalanchas, conocidas como descargas piloto, según mediciones estas avanzan a una velocidad media de 150 km/s (alrededor de 1/20 de la velocidad de la luz).
  
- c) La rama de la descarga piloto logra forzarse a crecer hacia la tierra, viéndose acompañada de pequeños puntos brillantes, estas son las características de las llamadas "descargas escalonadas". Durante este proceso, la luz es débil y la corriente no supera los pocos amperios. El aumento del gradiente eléctrico de la tierra a medida que se acerca la descarga promueve la formación de un canal denominado "Canal de Recepción". Este canal rara vez supera los 30,48 m de altura y no es necesariamente el suelo, incluso en ocasiones es causado por un objeto que se encuentra en el suelo (torre de telecomunicaciones, torre de transmisión, etc.).
  
- d) El canal receptor saldrá entonces en respuesta a una descarga piloto, produciendo una gran cantidad de cargas negativas (o positivas, según sea el caso), formando así un canal de plasma.
  
- e) Para neutralizar la carga en la nube, una gran cantidad de cargas opuestas abandonan el suelo, utilizando el mismo canal que se ionizó anteriormente.

Por este canal de plasma se producirán todas las descargas sucesivas, siendo la primera una descarga de retorno conocida como “Retum Stroke” o “Descarga de Retorno”.

- f) El impacto generado por las cargas eléctricas de la descarga de retorno induce en el seno de la nube, es tan fuerte que en la mayoría de los casos provoca una segunda descarga a tierra, denominada "descarga secundaria", que tiene una velocidad media igual a 1% de velocidad de la luz. Estos dos fenómenos (Descarga de Retorno y Descarga Secundaria) pueden repetirse un número considerable de veces, lo que se denomina "Descarga Múltiple"

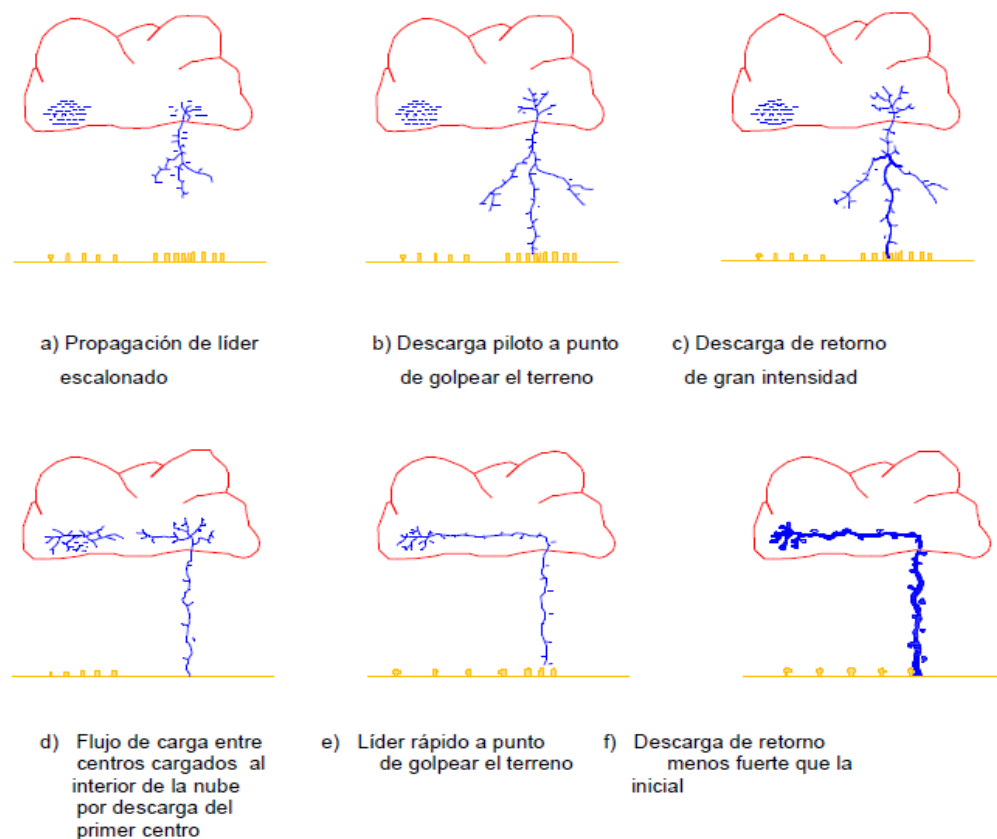


Figura 2. Etapas de formación de la descarga nube - tierra

Fuente: Electrical transmission and distribution reference book.

### 1.1.2.2. Parámetros de las descargas eléctricas atmosféricas en aplicaciones de Ingeniería

Los parámetros de las descargas eléctricas atmosféricas, para aplicaciones en ingeniería se dividen en tres grupos (Alzate, 2021):

- Parámetros de incidencia.

- Parámetro de amplitud de la corriente de retorno de la descarga eléctrica atmosféricas (Lighting peak current amplitude).
- Parámetro de la forma del impulso de la corriente de la descarga eléctrica atmosféricas (Stroke current impulse shape).

#### 1.1.2.2.1. Parámetros de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas

##### - Densidad de descarga a tierra

Es el número de descargas hacia la tierra proporcional al nivel ceraúnico de la localidad en consulta. Una de las fórmulas más utilizadas para la determinación de la densidad de descargas eléctricas atmosféricas a tierra fue propuesta en 1980 por Anderson y Eriksson, la cual se presenta a continuación, ya que los resultados obtenidos están respaldados por el tiempo de observación que es de seis años (Yanque, 2004).

$$N_g = a * T_d^b \frac{\text{descargas}}{\text{km}^2} * \text{año} \dots\dots\dots(\text{Ec. 3})$$

Dónde:

a, b: Parámetros determinados en forma estadística haciendo uso de contadores de registro, para el estudio según CIGRE a=0.04 y b=1.25.

$N_g$ : Densidad de descarga

$T_d$ : Nivel isoceraúnico



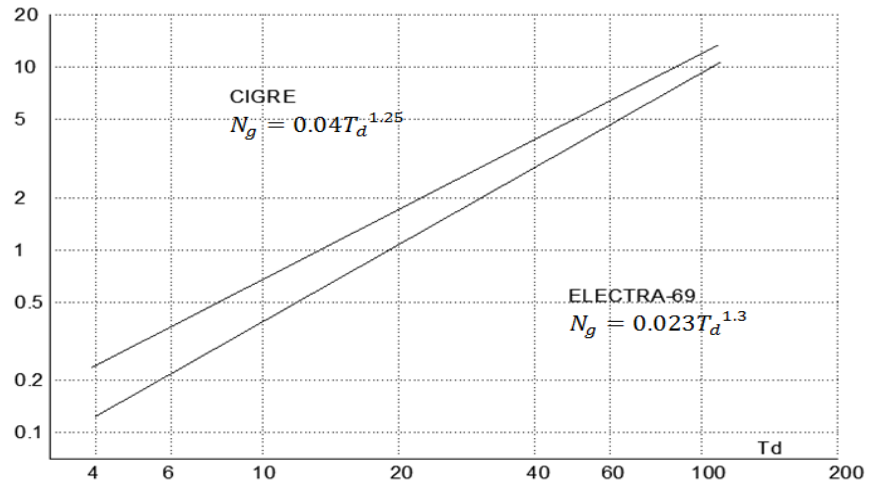


Figura 3. Gráfico de la densidad de rayos por Nivel Isoceraúnico  
Fuente: Alta Tensión y Técnicas de Pruebas de Laboratorio (UNI - FIEE Notas del Curso).

#### - Nivel Ceraúnico

Es el promedio de número de días con descargas atmosféricas por año en una localidad o zona determinada. La forma de representar los niveles a través de líneas, son parte indispensable de los llamados Mapas Isoceraúnicos, quienes nos muestran de manera gráfica los diferentes Niveles Ceraúnicos existentes, en una zona o país determinado (Yanque, 2004).

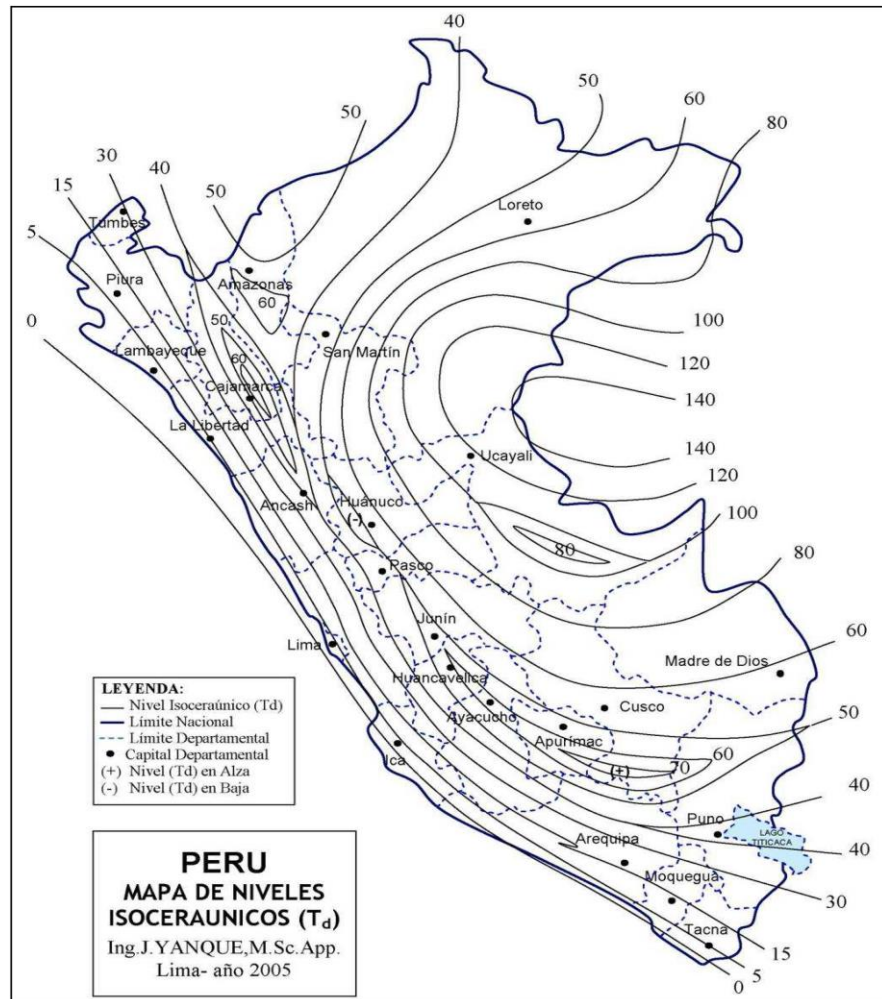


Figura 4. Mapa de Niveles Isoceraúnicos

Fuente: Alta Tensión y Técnicas de Pruebas de Laboratorio (UNI - FIEE Notas del Curso).

El mapa del Perú con niveles isoceraúnicos, son datos contrastados con satélites, información continental, registros esparcidos concordados con la orografía territorial y geografía; las zonas ecológicas de hábitat natural más destacadas son las siguientes (Yanque, 2004):

Tabla 2

*Coeficientes Isoceraúnicos – Perú*

Lugar de observación	Altitud (m)	NI (Días de tormentas/año)
Sierra de baja altitud hacia el litoral o pie de monte	hasta 2000	20
Sierra de media altitud	2000 – 3500	40
Sierra de gran altitud	3500 – más	50
Microclimas de alta cota e Interandinos	-	40 a 70
Zona Yunga, Valles altos	1000 –2000	60
Selva baja o plana	hasta 800	120
Selva alta o accidentada	800 – 1500	80
Costa norte Ecuatorial	hasta 1000	15
Costa Centro – Sur	hasta 1000	0

Fuente: Alta Tensión y Técnicas de Pruebas de Laboratorio (UNI - FIEE Notas del Curso).

**- Polaridad del rayo (Flash polarity)**

La descarga eléctrica atmosférica puede ser negativa o positiva. Estudios describen que el 80 a 90% de los rayos son de polaridad negativa y el 10% son de polaridad positiva (Yanque, 2004).

**1.1.2.2.2. Parámetro de amplitud de la corriente de retorno de la descarga eléctrica atmosférica**

Uno de los parámetros más importantes y representativos de la descarga eléctrica atmosférica, es la magnitud de corriente pico del rayo. Anderson en 1987 define que la magnitud media de un rayo es de 31 kA y que la probabilidad de que cierta magnitud de corriente de

un rayo sea excedida, está definida por la formula siguiente (Mejia, 2003):

$$P_{IR} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_R}{31}\right)^{2.6}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 4})$$

Donde:

$I_R$  : Magnitud de corriente pico de una descarga atmosférica (kA)

$P_{IR}$ : Probabilidad de que la corriente pico de un rayo sea excedida.

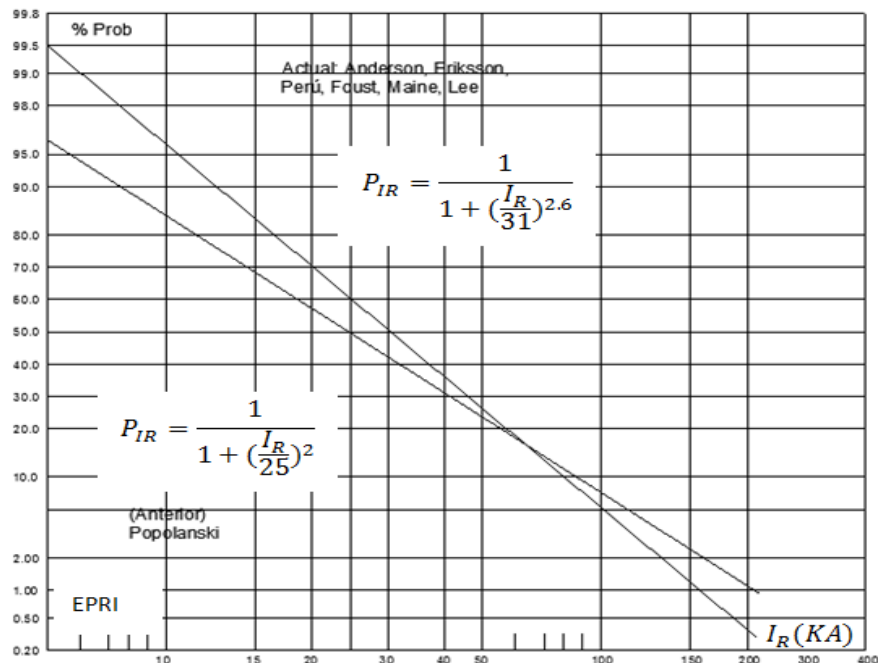


Figura 5. Gráfico de la Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo Fuente: Alta Tensión y Técnicas de Pruebas de Laboratorio (UNI - FIEE Notas del Curso).

Para la distribución CIGRE, el 98% de las corrientes pico superan los 4 kA, el 80% superan los 20 kA y el 5% superan los 90 kA (CIGRE Working Group C4.407, 2013).

Para la distribución IEEE, los valores de "probabilidad de exceder" vienen dados por la siguiente ecuación P(I) (CIGRE Working Group C4.407, 2013):

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 5})$$

Donde:

$I$  : Magnitud de corriente pico de una descarga atmosférica (kA)

$P(I)$ : Probabilidad de que la corriente pico de un rayo sea excedida.

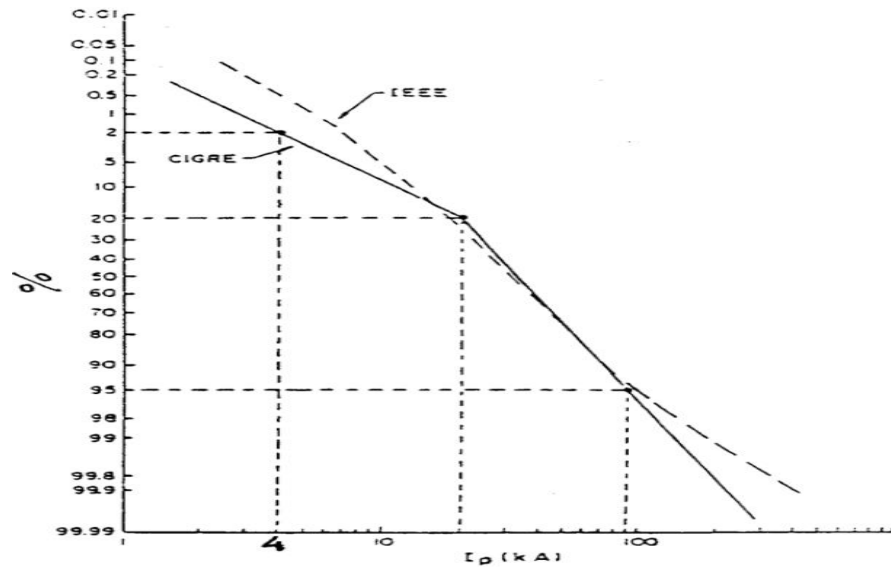


Figura 6. Distribuciones estadísticas acumulativas de corrientes máximas (los valores porcentuales en el eje vertical deben restarse del 100% para obtener la probabilidad de exceder, la corriente máxima del valor actual en el eje horizontal) para primeros golpes negativos adoptados por IEEE y CIGRE y utilizados en varios estándares de protección contra rayos. Tomado del Documento CIGRE 63 (1991) Fuente: CIGRE Working Group C4.407.

El valor de corriente pico medio (50%) es igual a 31 kA (CIGRE Working Group C4.407, 2013).

La distribución de picos de corriente para carreras posteriores adoptada por IEEE (IEEE Std 1243-1997; IEEE Std 1410-2010) está dada por  $P(I)$  (CIGRE Working Group C4.407, 2013):

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{12}\right)^{2.7}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 6})$$

Donde:

$I$  : Magnitud de corriente pico de una descarga atmosférica (kA)

$P(I)$ : Probabilidad de que la corriente pico de un rayo sea excedida.

Tabla 3

*Las distribuciones de corriente máxima de IEEE dadas por las ecuaciones (5) y (6)*

Primer Pico corriente de rayo según IEEE		Posteriores Picos de corriente de rayo según IEEE	
P(I)	I (kA)	P(I)	I (kA)
99%	5	91%	5
95%	10	62%	10
76%	20	20%	20
22%	50	2%	50
20%	53	1.8%	53
15%	60	1.3%	60
7.8%	80	0.59%	80
4.5%	100	0.33%	100
0.78%	200	0.05%	200

Fuente: CIGRE Working Group C4.407.

### 1.1.2.2.3. Parámetro de la forma del impulso de la corriente de descarga eléctrica atmosférica

La descarga eléctrica atmosférica produce fenómenos de inducción de campo electromagnético y electrostático en forma de Sobretensión Impulsional (en adelante STI) de alta frecuencia, que pueden causar en los aislamientos la disrupción. El impacto directo de la descarga eléctrica atmosférica en las partes desenergizadas (pasivas) o energizadas (activas) de una aparamenta eléctrica, crea STI unipolares propias, mientras el impacto lateral (por fuera) crea STI bipolares inducidas. Se debe señalar que las ondas STI se ciñen a las leyes de propagación, su velocidad en los conductores eléctricos se aproxima a la velocidad de la luz, mientras que en las estructuras de celosía de las líneas de transmisión es menor ( $\approx 240 \text{ m}/\mu\text{s}$ ). La IEC define como unidireccional y unipolar la onda normalizada de  $1.2/50\mu\text{s}$ , que compone de una cresta en  $KV_c$ , un frente de  $t_f = 1.2\mu\text{s}$  lineal (rápido

o lento), y una cola de  $t_c = 50\mu s$  de descenso suave; con tolerancias de 3%, 20% y 30% que incluyen también a la onda ANSI de 1.5/40 $\mu s$  (Yanque, 2004).

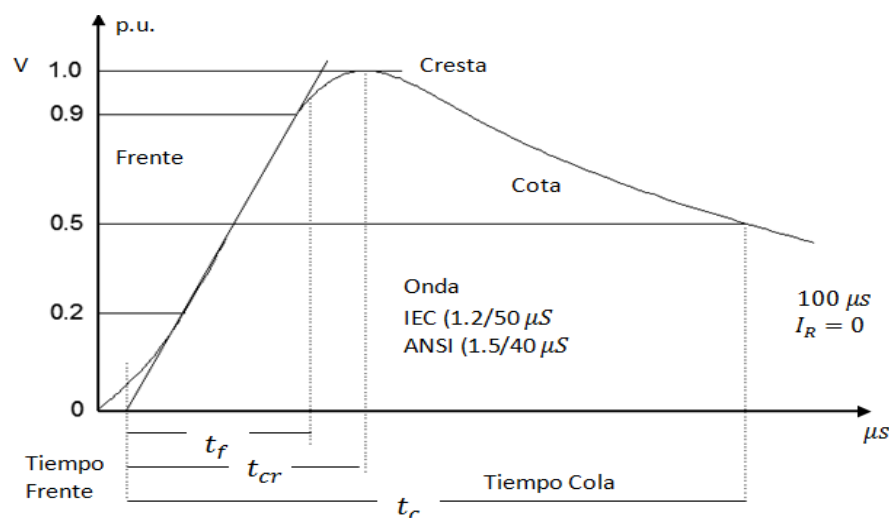


Figura 7. Onda de Sobretensión Normalizada

Fuente: Alta Tensión y Técnicas de Pruebas de Laboratorio. (UNI - FIEE Notas del Curso).

### 1.1.2.3. Tipos de impacto que pueden presentar una descarga eléctrica atmosférica

La ubicación del impacto de un rayo depende tanto de sus parámetros (forma de onda, amplitud), como de la forma de la torre, y su determinación que se suele realizar mediante un modelo electrogeométrico. A continuación, se menciona los tres tipos de impacto (Paucar, 2019):

#### 1.1.2.3.1. Impacto a tierra

La descarga puede caer en la proximidad de las líneas sin ser atraída por el cable de guarda o por el conductor de fase, es decir, directamente sobre el suelo. Incluso si la descarga es a tierra, puede causar sobretensión debido al acoplamiento inductivo y capacitivo de los conductores.

#### 1.1.2.3.2. Impacto a conductor de guarda y/o estructuras (postes o torres)

Cuando la descarga eléctrica atmosférica impacta a cable de guarda o estructura, se dice que los conductores de fase están perfectamente

protegidos. Sin embargo, no es raro que ocurran fallas como resultado de descargas retroactivas (descargas superficiales inversas) que pueden exceder la CFO (Critical Flashover) de los aisladores y en algún momento causar fallas en la línea a tierra y, por lo tanto, interrumpir el servicio eléctrico.

#### **1.1.2.3.3. Impacto a conductor de fase**

Ocurre cuando el conductor se encuentra desprotegido (no tiene un buen apantallamiento de cable de guarda). Después de que un rayo cae sobre el conductor de fase, la onda de corriente se dividirá en dos partes y, las ondas de voltaje se propagarán en ambas direcciones.

#### **1.1.3. Modelo Electrogeométrico**

El método de electrogeométrico permite calcular la corriente máxima que provoca el fallo del blindaje. Este método consiste en determinar, mediante análisis geométrico, la distancia de arco que puede causar falla al blindaje, teniendo en cuenta la disposición geométrica de los conductores en la torre de transmisión (Martinez, 2008).

Según este modelo, el radio de atracción de una descarga eléctrica atmosférica se puede asociar con cualquier cuerpo físico, valor que depende del valor pico de la corriente de la descarga eléctrica atmosférica (Martinez, 2008).

Para reducir el número de interrupciones por rayos, se acostumbra a instalar cables de guarda en la parte superior de las estructuras. Con esto en mente, se espera que cualquier rayo impacte en el cable de guarda y cualquier exceso de corriente se redirija a tierra (Martinez, 2008).

Hay diferentes formas de corriente de descargas eléctricas atmosféricas, cada uno de ellos puede contener uno o más descargas. Todas tienen una propiedad básica de cóncavo, pero no hay una forma única. La forma de onda de la corriente del rayo se puede representar como una onda exponencial doble o triangular (Martinez, 2008).

Considerando las formas de onda triangulares, los parámetros que las caracterizan son: valor pico ( $I_p$ ), tiempo de subida ( $T_r$  de 0 a  $I_p$ ) y tiempo de media cola de  $T_i$  hasta 50 para 100 de  $I_p$ . Cada uno de estos parámetros debe ser estudiado a partir de



una distribución estadística, la cual es altamente dependiente geográficamente (Martinez, 2008).

La función acumulativa de distribución de la corriente máxima de la descarga eléctrica atmosférica se puede aproximar mediante una distribución fraccionaria. Por lo tanto, la probabilidad de que la corriente pico  $I_p$  sea mayor que el valor  $I_0$  puede obtenerse mediante la siguiente expresión (Martinez, 2008).

$$P(I > I_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 7})$$

La función de densidad de probabilidad de corriente máxima, que representa la probabilidad de que el valor máximo de la corriente inyectada de la descarga eléctrica atmosférica sea igual a  $I$ , es la derivada de la ecuación anterior (Martinez, 2008).

$$f(I) = \frac{n_c}{I_{50}^{n_c}} * \frac{I^{n_c-1}}{\left[1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}\right]^2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 8})$$

Los valores  $I_{50}$  y  $n_c$  deben ser resultados de informaciones experimentales. La IEEE Std 1410-1997, recomienda para líneas de transmisión los valores  $I_{50}=31\text{kA}$  y  $n_c=2.6$  (Martinez, 2008).

### 1.1.3.1. Distancia crítica

La probabilidad de que una descarga eléctrica atmosférica impacte sobre un cable de guarda o un conductor de fase es una variable imprevista que puede relacionarse con la geometría del sistema (posición del cable de guarda respecto a los conductores de fase y altura). Por lo general, se considera que existe una distancia crítica alrededor del conductor de fase y del cable de guarda de forma que las descargas eléctricas atmosféricas cuyo último paso se encuentre más cercano que esta distancia impactará sobre el conductor propio. La posición geométrica de los puntos equidistantes del conductor de fase o del conductor de apantallamiento es un círculo cuyo radio (distancia crítica) depende de la intensidad máxima de la descarga ( $I_d$ ), tal que la intensidad máxima cuanto mayor sea el valor, mayor será la distancia crítica (Martinez, 2008).

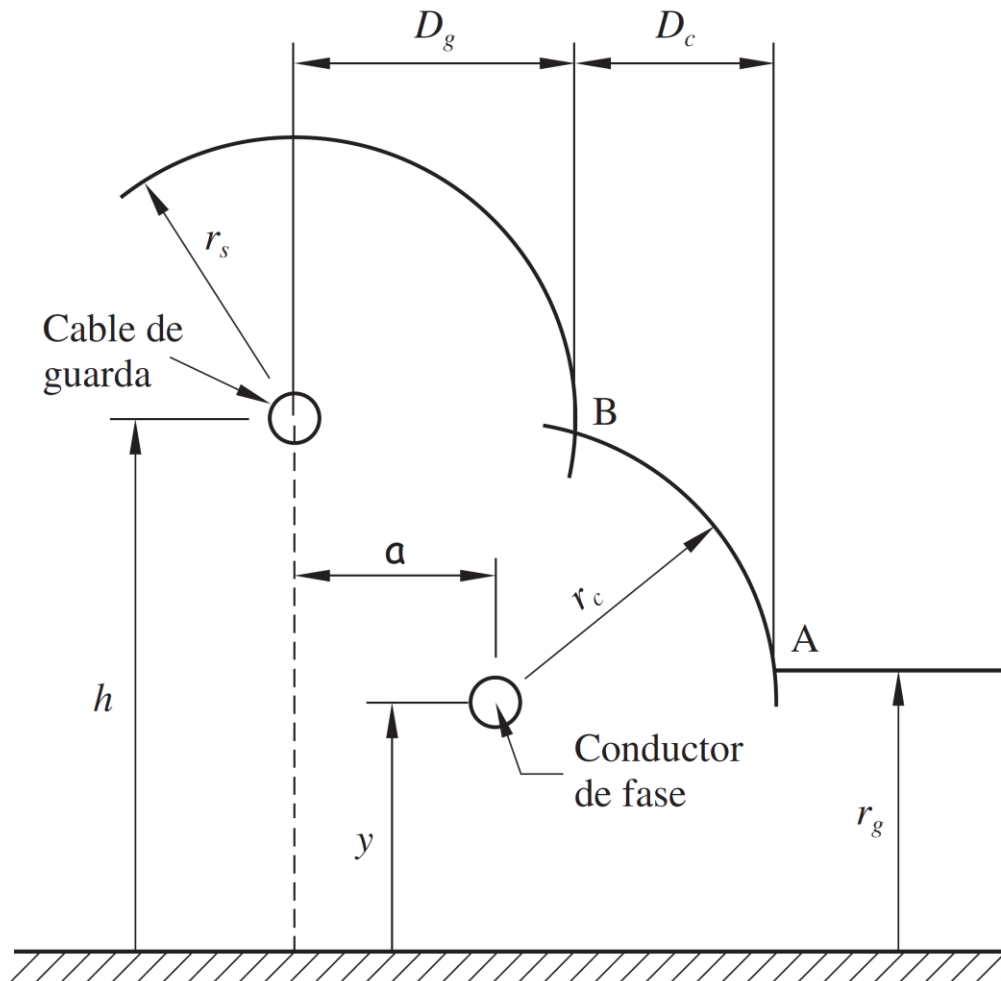


Figura 8. Distancias críticas del cable de guarda, conductor de fase y tierra  
Fuente: Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión.

La probabilidad de que una descarga atmosférica caiga a tierra, en un conductor de fase o en un cable de guarda, depende de la corriente máxima del rayo, de la altura del conductor de fase y de la ubicación o posición del cable de guarda con respecto al conductor de fase. La Figura 7 muestra las distancias críticas del conductor de fase expresada como  $r_c$ , del cable de guarda en  $r_s$  y tierra en  $r_g$  (Martinez, 2008).

Se tiene varias ecuaciones, como son de Young, CIGRE, Love para obtener las distancias críticas; sin embargo, se utilizan las recomendaciones del estándar IEEE Std 998-1996. El valor depende de la corriente de pico del rayo  $I$  (expresada en kA), y suele expresarse en función de la distancia crítica a tierra ( $r_g$ ) según la relación (Martinez, 2008):

$$r_s = \gamma_s r_g, \quad r_c = \gamma_c r_g \dots\dots\dots(\text{Ec. 9})$$

De acuerdo con el estándar IEEE Std 998-1996, los valores de los parámetros son:

$$\gamma_s = \gamma_c = 1$$

$$r_g = 8I^{0.65} \dots\dots\dots(\text{Ec. 10})$$

### 1.1.3.2. Modelo Geométrico

El esquema general de la siguiente figura, que corresponde a una línea aérea trifásica protegida por dos cables de guarda. Todo el desarrollo también es aplicable a líneas protegidas por un solo conductor de protección, siempre que la distancia de separación entre los conductores de protección sea cero ( $S_g = 0$ ). En la figura se dibujan arcos con los centros de los conductores de fase y cables de guarda, considerando en ambos casos el radio  $r_c$ . Este valor, como se ha visto en las ecuaciones anteriores, depende de la intensidad de descarga eléctrica atmosférica  $I_d$ . Además, la línea horizontal trazada a una altura  $r_g$  del suelo define la zona de influencia de la tierra, de nuevo, esta distancia  $r_g$  depende de la intensidad de pico de la descarga eléctrica atmosférica  $I_d$ ; por lo tanto, cuanto mayor sea la magnitud, mayor será la distancia crítica  $r_c$  y  $r_g$  (Martinez, 2008).

Los encuentros de arcos centrados en conductores de fase con una línea horizontal paralela a la tierra están definidos por los puntos A; las intersecciones entre arcos centrados en conductores de fase y arcos centrados en conductores de protección se indican con B; y la intersección entre arcos centrados en el cable de guarda se marca con C. Una descarga de magnitud  $I_d$  que alcance el arco entre A y B afectará al conductor de fase, las que alcancen el arco entre B y C caerán en el cable de guarda y las demás rayos terminarán arribando en el suelo (Martinez, 2008).

En la siguiente figura se puede observar que cuanto mayor sea la intensidad del pico, mayor serán las distancias críticas  $r_c$  y  $r_g$ , con lo cual el arco AB reducirá. Se define la intensidad máxima de fallo de blindaje o apantallamiento ( $I_m$ ) como aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto; es decir, el valor de intensidad para la cual los puntos A y B de la siguiente

figura coinciden. Las descargas eléctricas atmosféricas con corriente de pico sean mayor a la intensidad máxima de fallo de blindaje o apantallamiento ( $I_m$ ) caerán en el cable de guarda o en la tierra pero no en una parte activa. Para intensidades de rayo menores existe una probabilidad de que impacte o caiga contra un conductor de fase (Martinez, 2008).

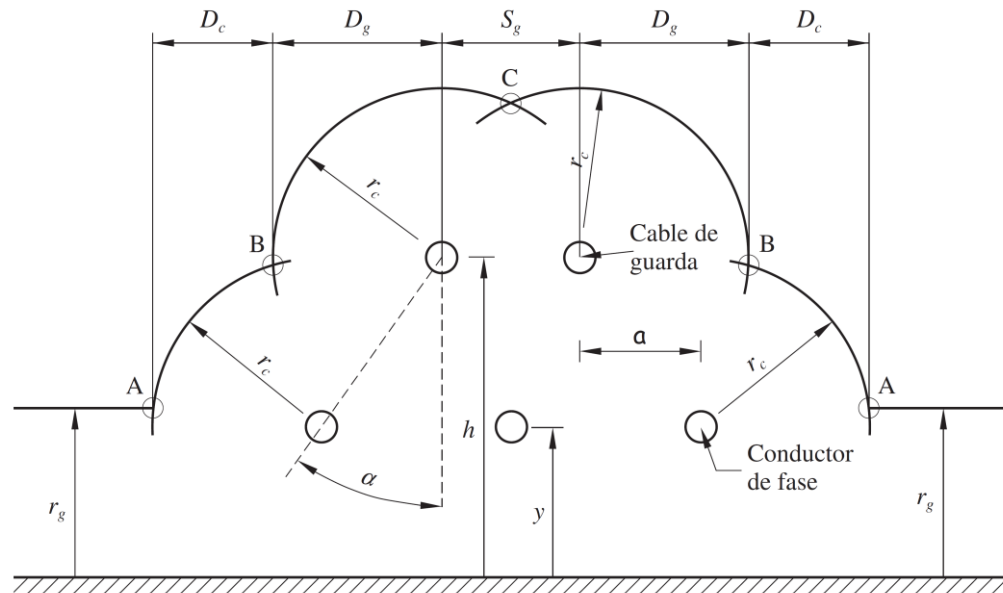


Figura 9. El modelo geométrico, definición de distancias y ángulos  
Fuente: Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión.

Para casos de descargas eléctricas atmosféricas verticales, para una descarga eléctrica atmosférica de intensidad de pico  $I_d$ , las distancias  $D_g$  y  $D_c$  del gráfico antes mostrado son las distancias de exposición del cable de guarda y del conductor de fase, respectivamente. Así, si una descarga eléctrica atmosférica impacte en la línea, la probabilidad de impactar en el cable de guarda es (Martinez, 2008):

$$P_{\text{cable-guarda}} = \frac{2D_g + S_g}{2D_c + 2D_g + S_g} = \frac{D_g + \frac{S_g}{2}}{D_c + D_g + \frac{S_g}{2}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 11})$$

Y la probabilidad de que caiga sobre el conductor de fase es:

$$P_{\text{conductor}} = \frac{2D_c}{2D_c + 2D_g + S_g} = \frac{D_c}{D_c + D_g + \frac{S_g}{2}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 12})$$

La determinación de la probabilidad o tasa de fallo de apantallamiento de una línea de transmisión (SFR ( $I_d$ )), de una intensidad de pico fija  $I_d$ , y el número

de descargas de valor  $I_d$  que caerán sobre los conductores de fase de esa línea de transmisión durante un año, en la siguiente ecuación (Martinez, 2008):

$$\text{SFR}(I_d) = 2N_g L D_c(I_d) f(I_d) \dots\dots\dots(\text{Ec. 13})$$

Donde:

- L: Longitud de la línea eléctrica, en km.
- $D_c$ : Distancia de exposición a la descarga eléctrica atmosférica de un conductor de fase calculada para una intensidad  $I_d$ .
- $f(I_d)$ : Probabilidad de que la descarga eléctrica atmosférica tenga una intensidad de pico  $I_d$ .
- $N_g$ : Densidad de descargas eléctricas atmosféricas en la zona (medida en rayos/km<sup>2</sup> y año).  $N_g$  puede obtenerse a partir del nivel ceraúnico o número de días de tormenta al año,  $T_d$ , mediante la siguiente expresión:

$$N_g = 0.04 T_d^{1.25} \dots\dots\dots(\text{Ec. 14})$$

La tasa total de fallos de apantallamiento (Shielding Failure Rate, SFR), también denominado, la suma de las tasas de fallo de apantallamiento para todas las intensidades, se calcula según la siguiente ecuación (Martinez, 2008):

$$\text{SFR} = \int_0^\infty \text{SFR}(I) dI \dots\dots\dots(\text{Ec. 15})$$

El límite inferior de integración es 3 kA, porque es el valor mínimo de intensidad de descarga eléctrica atmosférica que la CIGRE ha registrado. El límite superior se establece en la máxima intensidad de fallo de apantallamiento, dado que para intensidades mayores la descarga eléctrica atmosférica no cae en un conductor de fase porque la distancia  $D_c$  es cero. Por tanto, para obtener la tasa total de fallos de apantallamiento resulta de la siguiente ecuación (Martinez, 2008):

$$\text{SFR} = \int_3^{I_m} \text{SFR}(I) dI = 2N_g L \int_3^{I_m} D_c f(I) dI \dots\dots\dots(\text{Ec. 16})$$

La integral de la ecuación antes descrita representa la probabilidad de que la descarga eléctrica atmosférica que impacte en la línea caiga sobre el conductor

de fase. Multiplicando por la longitud de la línea (L) y por la densidad de rayos en la zona ( $N_g$ ) se obtiene el número de descargas anuales que caerán sobre un conductor de fase (Martinez, 2008).

### 1.1.3.2.1. Cálculo de las distancias de exposición de los conductores de fase ( $D_c$ ) y de los cables de guarda ( $D_g$ )

Está destinado a calcular la distancia de contacto de descarga de los conductores de fase y cable de guarda. En primer lugar, procedemos a calcular los ángulos principales del sistema, que se muestran en el esquema de la siguiente gráfica (Martinez, 2008).

El ángulo entre los dos radios  $r_c$ , se define como  $2\beta$  y es conforme la siguiente gráfica.

$$\beta = \text{sen}^{-1} \left( \frac{\sqrt{a^2 + (h-y)^2}}{2r_c} \right) = \text{sen}^{-1} \left( \frac{h-y}{2r_c \cos \alpha} \right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 17})$$

Los ángulos  $\beta$  y  $\alpha$  son conforme la siguiente figura.

$$\beta = \text{sen}^{-1} \left( \frac{r_g - y}{r_c} \right) \quad \alpha = \text{tg}^{-1} \left( \frac{a}{h-y} \right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 18})$$

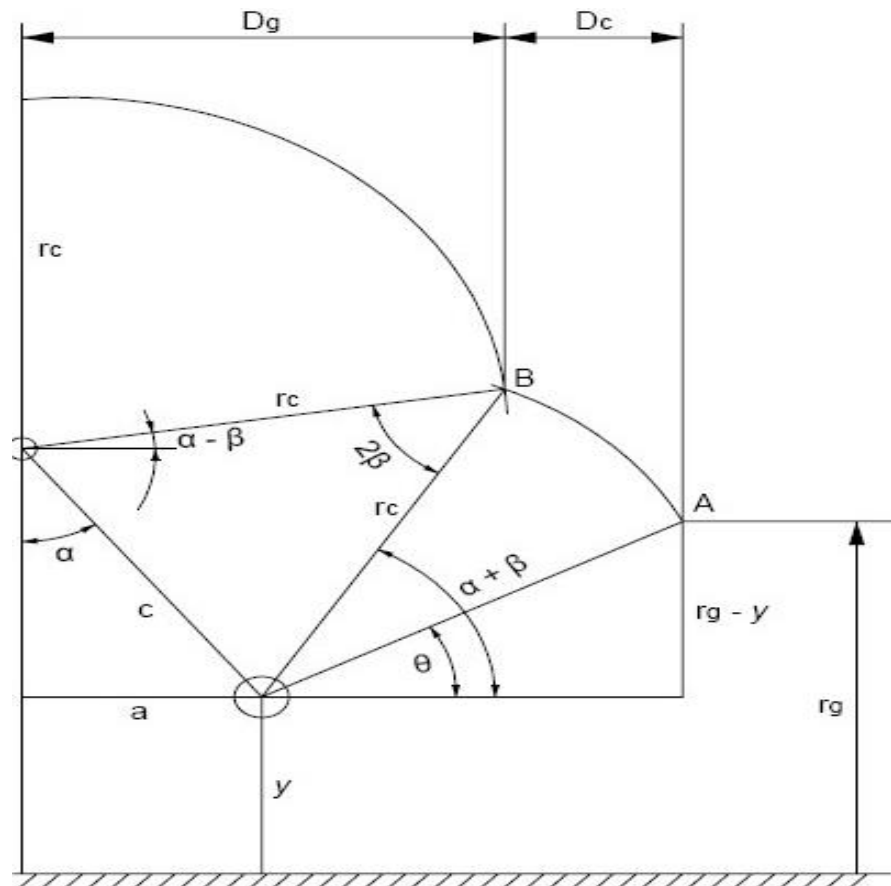


Figura 10. Grafica ampliada del análisis

Fuente: Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión.

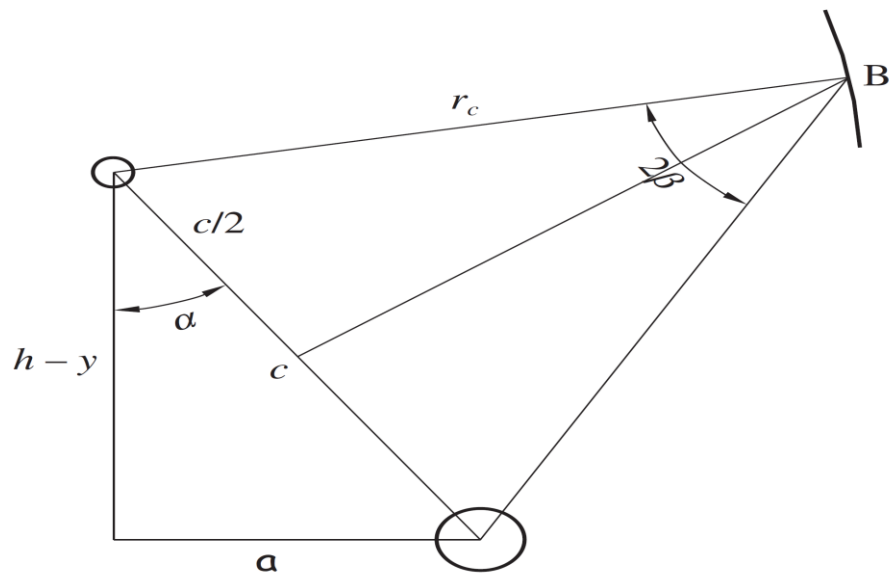


Figura 11. Vista ampliada de la anterior figura

Fuente: Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión.

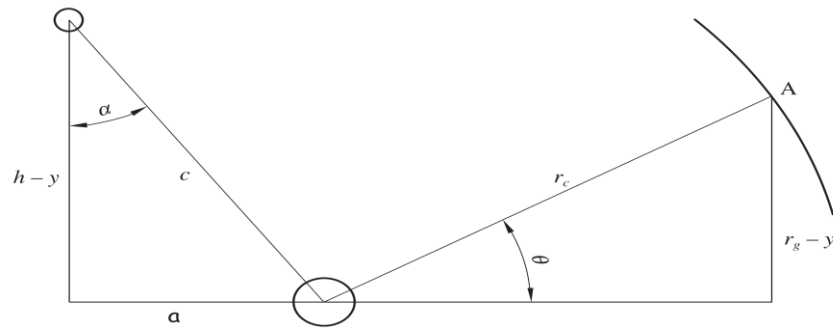


Figura 12. Obtención de  $\alpha$  y  $\beta$

Fuente: Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión.

Por tanto, de la Figura 9 se obtiene las distancias  $D_g$  y  $D_c$ :

$$D_c = r_c [\cos \theta - \cos(\alpha + \beta)], \quad \text{para } r_g \leq a \Rightarrow \theta = 0$$

$$D_c = r_c \cos(\alpha - \beta) \dots\dots\dots(\text{Ec. 19})$$

Considerando datos de intensidad de descarga eléctricas atmosféricas mayores a la intensidad máxima de fallo de blindaje o apantallamiento ( $I > I_m$ ), resulta que la distancia horizontal  $D_c = 0$ , obteniendo que la distancia  $D_g$  correspondiente a este caso (Martinez, 2008):

$$D'_g = r_c \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2}, \quad \text{para } r_g \geq h$$

$$D'_g = r_s + a, \quad \text{para } r_g < h \dots\dots\dots(\text{Ec. 20})$$

### 1.1.3.3. Intensidad máxima de fallo de blindaje o apantallamiento

En conformidad de la definición anterior, la intensidad máxima de fallo de blindaje o apantallamiento ( $I_m$ ) es aquella para la cual todas las distancias críticas concuerden en un punto (Martinez, 2008).

$$I_m = \left(\frac{r_{gm}}{8}\right)^{\frac{1}{0.65}}, \quad r_{gm} = \frac{(h+y)/2}{1-\gamma \cdot \text{sen} \alpha} \dots\dots\dots(\text{Ec. 21})$$

Donde:

$r_{gm}$ : Distancia crítica a tierra  $r_g$  para la intensidad máxima de blindaje o apantallamiento  $I_m$



### 1.1.4. Tasa de cebados

#### 1.1.4.1. Tasa de cebados directos (SFFOR, Shielding Failure FlashOver Rate)

La tasa de cebados directos se presenta en las líneas de transmisión por un fallo de apantallamiento o un mal diseño de la ubicación del cable de guarda, en donde el rayo puede impactar en el conductor de fase, el cual genera una sobretensión que viaja a ambos lados del conductor (Prado, 2021). Por lo tanto, la tasa total de fallas de blindaje resulta de las descargas eléctricas atmosféricas que ocurren en los conductores de fase, de los cuales, no todos terminan en una ruptura del aislamiento, sino solo aquellos que generan voltajes que superan el límite de aislamiento de impulso de rayo (CFO) del aislador. De esta forma, la tasa total de fallos de apantallamiento cubre todas las descargas eléctricas atmosféricas que caen sobre los conductores de fase (los que generan la disrupción del aislador y los que no). Para obtener la tasa de caída directa, es necesario calcular la tensión debida a la caída del rayo en la línea (Martinez, 2008).

$$V = \left(\frac{I_d}{2}\right)Z_C \dots\dots\dots(\text{Ec. 22})$$

Donde:

$I_d$ : Es la Intensidad de la descarga eléctrica atmosférica que caen en la fase activa.

$Z_c$ : Impedancia del conductor eléctrico de fase.

Para obtener la intensidad crítica ( $I_c$ ) para que se produce un cebado del aislador se fija la sobretensión (V) que produce la caída de la descarga eléctrica atmosférica en la línea igual al nivel de aislamiento a impulso tipo rayo del aislador (Martinez, 2008).

$$I_c = \frac{2(\text{CFO})}{Z_c}$$

$$\text{CFO} \approx L(605) \text{ kV/m} \dots\dots\dots(\text{Ec. 23})$$

Donde:

L: Longitud del sistema de aislamiento o de cadena de aisladores o del aislador.

A partir de este valor se tiene la tasa de cebados directos de una línea eléctrica según la expresión (Martinez, 2008):

$$SFFOR = 2N_g L \int_{I_c}^{I_m} D_c f(I) dI \dots\dots\dots(Ec. 24)$$

De la siguiente ecuación se obtiene la tasa de cebados directos por cada 100 km (Martinez, 2008):

$$N_d = 0.2N_g L \int_{I_c}^{I_m} D_c f(I) dI \dots\dots\dots(Ec. 25)$$

La integral constituye la probabilidad de que una descarga atmosférica que caiga en la línea eléctrica caiga en un conductor de fase y además contornee el aislador. Esa probabilidad multiplicada por la longitud de la línea (L) y densidad de descargas de la zona ( $N_g$ ), se obtiene el número de descargas al año que caen en un conductor de fase y además contornean los aisladores. Los aisladores sólo se cebarán si la intensidad de la descarga atmosférica es mayor que la intensidad crítica, y menor que la intensidad máxima de fallo de blindaje o apantallamiento; de ahí los límites de la integral (Martinez, 2008).

#### 1.1.4.2. Tasa de cebados inversos (BFR, Blackflashover Rate)

El impacto de un rayo en un cable de guarda, una parte de su intensidad deriva a tierra a través de la impedancia de la estructura ( $Z_T$ ) y de la impedancia del sistema de puesta a tierra de la estructura ( $Z_{PAT}$ ) (Martinez, 2008).

Consecuente de los valores de  $Z_T$  y  $Z_{PAT}$ , las sobretensiones en los aisladores pueden originar el cebado de los mismos (cebado inverso). El cebado inverso ocurre cuando la sobretensión a través del aislador es mayor o igual a su aislamiento a impulso tipo rayo (CFO). Cuando el rayo impacta en la estructura se presenta el proceso más desfavorable del cebado inverso; en este caso el equivalente resultante de la impedancia efectiva es el paralelo de la impedancia de dicha estructura con el paralelo de las correspondientes impedancias a las

dos direcciones de propagación del cable de guarda; y ambas en serie con la resistencia del sistema de puesta a tierra, siendo su valor (Martinez, 2008):

$$Z_{eq} = \frac{Z_T Z_g}{2Z_T + Z_g} + Z_{PAT} \dots\dots\dots(\text{Ec. 26})$$

Cuando la línea solo tiene un cable de guarda, y:

$$Z_{eq} = \frac{Z_T Z_g}{4Z_T + Z_g} + Z_{PAT} \dots\dots\dots(\text{Ec. 27})$$

Cuando la línea este compuesto de dos cables de guarda; donde  $Z_T$  es la impedancia de la estructura y  $Z_g$  es la impedancia característica del cable de guarda. La intensidad crítica ( $I_c$ ), cuando se origina el cebado inverso, es la intensidad que origina una sobretensión en la estructura que supera el nivel de aislamiento de la cadena de aisladores o el aislador (Martinez, 2008).

$$I_c = \frac{CFO}{Z_{eq}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 28})$$

La intensidad crítica es posible obtener mediante simulación, que considera las sucesivas reflexiones que aparecen cuando la onda de corriente llega a la base de la estructura, a una estructura próxima al del impacto u otro elemento de la línea. Además, este cálculo incluirá el acoplamiento entre fase y tierra, y entre fases (Martinez, 2008).

Por cada 100 km de línea, la tasa de cebado inverso se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$N_{INV} = 0.2 \cdot N_g \left[ \int_{I_c}^{I_m} D_c \cdot p(I) \cdot dI + \int_{I_m}^{\infty} D'_g \cdot p(I) \cdot dI + S_g \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 29})$$

Lo habitual es que la intensidad para la cual se origina cebado inverso ( $I_c$ ) sea superior que la intensidad máxima de fallo de blindaje o apantallamiento ( $I_m$ ), por lo que, la ecuación anterior se resume en lo siguiente (Martinez, 2008):

$$N_{INV} = 0.2 \cdot N_g \cdot \left[ \int_{I_c}^{\infty} D'_g \cdot p(I) \cdot dI + S_g \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 30})$$

### 1.1.4.3. Tasa de cebados inducidos

En los conductores de fase de una línea eléctrica, se presentan sobretensiones inducidas consecuente a una descarga atmosférica que cae a tierra cerca de la línea eléctrica, esta tiene una amplitud que generalmente son de consideración en sistemas de tensión nominal  $\leq 66$  kV (OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, 2013).

En la línea se presenta sobretensión inducida cuyo valor, en algunos casos, puede superar el límite de aislamiento de los aisladores y provocar su cebado (Martinez, 2008).

El análisis de la sobretensión inducida al caer un rayo cercano a la tierra requiere modelos complejos de la corriente de la descarga eléctrica atmosférica y la consideración de la teoría electromagnética (Paucar, 2019).

#### 1.1.4.3.1. Modelo de Rusck

Considerando la configuración de la figura denominado cebados inducidos, y despreciando la distancia de separación de la estructura al conductor de fase (a) frente a la distancia donde cae el rayo (x), la sobretensión inducida entre el cable de guarda y el conductor de fase, viene determinada por la siguiente ecuación (Martinez, 2008):

$$U_{\text{ind}} = \frac{30 \cdot I \cdot K_v}{x} \left[ y - \frac{Z_m + 2R}{Z_g + 2R} \cdot h \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 31})$$

Donde:

x : Distancia perpendicular entre el punto de impacto de la descarga atmosférica y la línea eléctrica

h: Altura del cable de guarda

I: Valor de pico de la corriente de la descarga atmosférica en kA

$Z_g$ : Impedancia característica del cable de guarda en ( $\Omega$ )

$Z_m$ : Impedancia equitativa entre el conductor de fase y cable de guarda ( $\Omega$ )

R: Resistencia de puesta a tierra de la estructura ( $\Omega$ )

$K_v$ : Constante  $K_v$ , que se obtiene de la siguiente ecuación:

$$K_v = 1 + \frac{v}{\sqrt{2-v^2}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 32})$$

En donde la velocidad de la descarga eléctrica atmosférica es  $v$ , la misma que se puede determinar mediante la siguiente ecuación (Martinez, 2008):

$$v = \frac{0.486}{1 + \frac{27.3}{I}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 33})$$

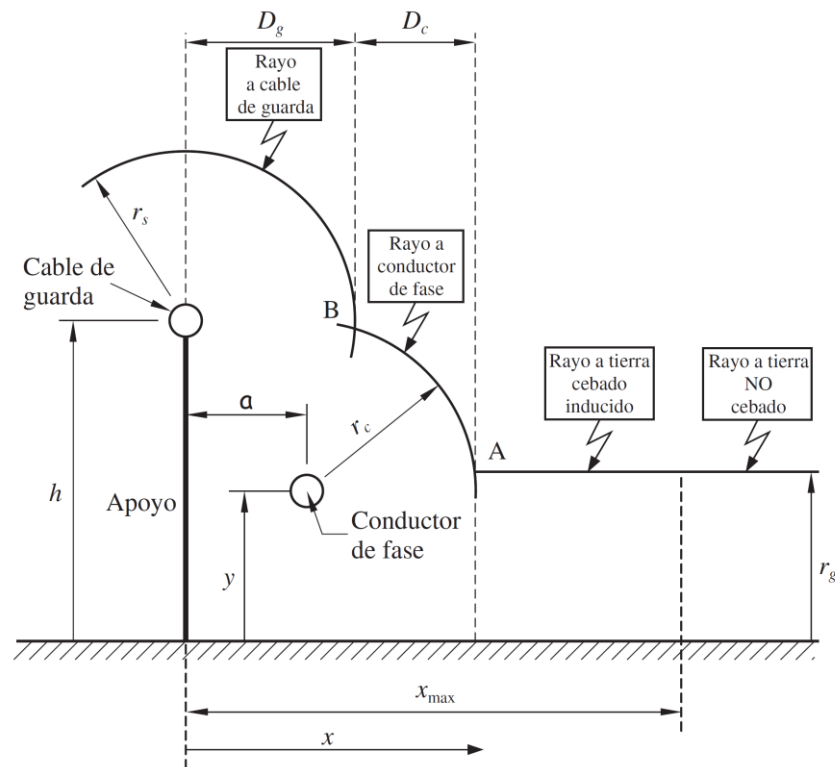


Figura 13. Cebados inducidos

Fuente: Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión.

Para una configuración determinada de línea, dada la altura del conductor ( $y$ ), hay para cada intensidad ( $I$ ) una distancia máxima de caída de la descarga atmosférica ( $x_{max}$ ), para el cual la sobretensión inducida será exactamente la tensión de cebado ( $U_{ind} = CFO$ ) (Martinez, 2008).

$$X_{max} = \frac{30 \cdot I \cdot K_v}{CFO} \left[ y - \frac{Z_m + 2R}{Z_g + 2R} \cdot h \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 34})$$

El cebado por sobretensiones inducidas se origina cuando la descarga atmosférica cae a una distancia tal que  $D_g + D_c < x < x_{\max}$ . De esta manera, se tiene que la tasa de cebados inducidos por cada 100 km resulta de la siguiente ecuación (Martinez, 2008).

$$N_{INV} = 0.2N_g \left[ \int_{I_m}^{I_m} (x_{\max} - D_g - D_c) \cdot f(I) \cdot dI + \int_{I_m}^{\infty} (x_{\max} - D'_g) \cdot f(I) \cdot dI \right] \text{(Ec. 35)}$$

### 1.1.5. Métodos para limitar las sobretensiones de origen atmosférico

Las técnicas más utilizadas para limitar las sobretensiones consecuentes de descargas atmosféricas son (OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, 2013):

- Apantallamiento con cables de guarda
- Instalaciones de descargadores de sobretensión
- Mejoramiento de las puestas a tierra en las estructuras de líneas aéreas.

#### 1.1.5.1. Apantallamiento con cables de guarda

El objetivo de los cables de guarda es apantallar a los conductores de fase, ya que pueden interceptar las descargas eléctricas atmosféricas y derivar la corriente del rayo a tierra por medio de resistencias o impedancias en la base (Juárez, 2021). Y el diseño de esta protección (hilos de guarda), se sustenta en el modelo electrogeométrico, con el cual se logra obtener el número necesario y su óptima ubicación con respecto a los conductores de fase, con el cual es posible determinar en función de los parámetros del rayo, el punto donde caerá la descarga atmosférica (OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, 2013).

La instalación de hilos de guarda previene falla de la línea por descargas directas, asimismo se tiene determinado que no es técnica ni económicamente posible, evitar que descargas eléctricas atmosféricas de pequeña amplitud si eludan el apantallamiento. Se describe que el diseño óptimo de apantallamiento es cuando la magnitud de la corriente de las descargas atmosféricas que eluden el apantallamiento, es de una amplitud tal que no origina una sobretensión que produzca una falla de aislamiento (OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, 2013).

### **1.1.5.2. Instalación de descargadores de sobretensión**

El descargador de sobretensión reduce el riesgo de flameo en un aislador durante una descarga eléctrica atmosférica (Oscanoa, 2020). Por lo que, la instalación de descargadores de sobretensión es un método que consiste en instalar en las torres a lo largo de las líneas, adicionales a los instalados en la entrada de la subestación. Los descargadores de sobretensión en cuanto a la funcionalidad son iguales a los que se utilizan en las subestaciones, pero si difieren constructivamente. En cuanto al montaje de los descargadores de sobretensión, no siempre son en todas las fases o en todas las torres, sino, tal vez solamente en aquellas con elevado valor de resistencia de puesta a tierra de estructura. Pueden utilizarse además en líneas eléctricas con o sin cable de guarda, considerando para este último caso con mayores solicitaciones energéticas (OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, 2013).

#### **1.1.5.2.1. Requerimientos básicos de descargador de sobretensión**

Los descargadores de sobretensión deben cumplir las siguientes consideraciones (OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, 2013):

- Deben prevenir la descarga cuando reciben el impacto directo de un rayo
- Ante la falla del descargador de sobretensión deben permitir el recierre exitoso de la línea, y no deben explotar en este caso. Esto normalmente se logra con un dispositivo que desconecta al descargador de la línea ante una falla de este.
- Deben ser de fácil instalación en estructuras existentes y de mantenimiento sencillo.
- Deben soportar las condiciones de instalación y ambientales.

#### **1.1.5.2.2. Tipos de descargadores que se instalan en las líneas de transmisión**

##### **- Los descargadores de OZn sin explosor**

Tienen la ventaja de estar siempre conectados y trabajar rápidamente en caso de falla, pero la desventaja es que la falla de un pararrayos equivale a una falla en la línea de transmisión. Por ello, y por motivos relacionados con la seguridad humana, deben disponer de un dispositivo que los desconecte automáticamente en tales casos. Así también, es importante considerar el nivel de contaminación de la zona donde se instalara, debido a que la contaminación podría causar el sobrecalentamiento y falla del descargador de sobretensión (OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, 2013).

##### **- Los descargadores de OZn con explosor**

Estos descargadores a diferencia de los convencionales tienen el explosor externo al descargador. La ventaja es que se necesita una menor capacidad energética de los pararrayos, ya que no están destinados a proteger contra sobretensiones de maniobras o temporarias. No requieren que el dispositivo se desconecte automáticamente. La selección del tipo de pararrayos adecuado, sus características y el lugar de instalación en general requiere de estudios detallados para cada caso específico (OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, 2013).

#### **1.1.5.2.3. Características de los descargadores de sobretensión de Óxido de Zinc**

Es muy importante entender sobre el comportamiento de un descargador de sobretensión la curva tensión (V) por corriente (I) (Chuño, 2019).



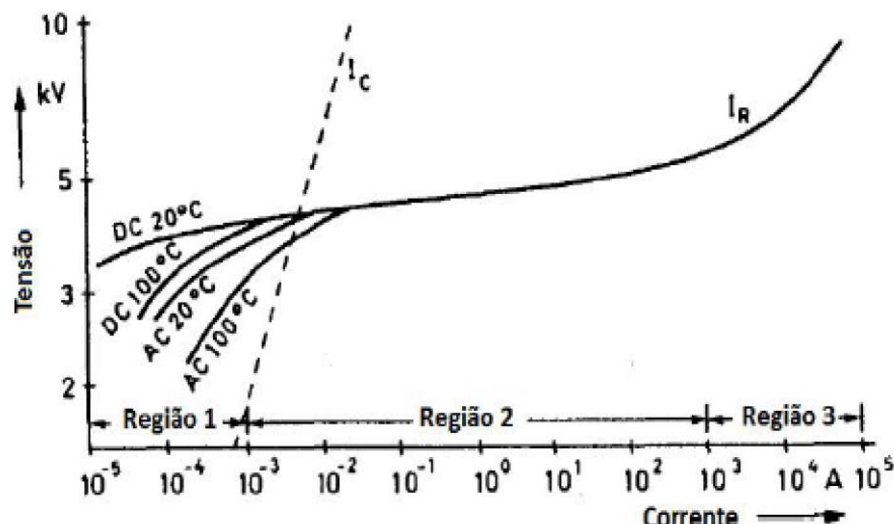


Figura 14. Curva característica  $V \times I$  de descargadores de sobretensión de óxido de zinc

Fuente: Modelado de pararrayos en línea de transmisión L1005 frente a descargas atmosféricas utilizando Atpdraw.

La curva es no lineal y puede ser dividida en tres zonas o regiones. La región 1 es la de máxima tensión de operación continua (MCOV) del descargador de sobretensión, cabe mencionar, es la máxima tensión eficaz (rms) fase a tierra a frecuencia industrial que puede ser sometido constantemente al descargador de sobretensión. Dicho valor de tensión proporciona el fabricante, el cual es de un orden del 80% al 90% de la tensión nominal del descargador de sobretensión. La corriente en esta zona es principalmente capacitiva y menor que 1 mA. En la región 2, una pequeña variación de tensión implica una gran variación de corriente. Zona denominada como la región TOV (transient over voltage). Los descargadores de sobretensión pueden operar en esta región por un tiempo máximo de 10 segundos. Siendo esa región responsable de los pararrayos para soportar los transitorios a 60 Hertz originados en la red. En caso de que en esta región el descargador de sobretensión sea sujeto a una operación mayor a los 10 segundos, la corriente de fuga incrementará la temperatura de las pastillas de óxido de zinc, el mismo a su vez incrementará la corriente de fuga del descargador de sobretensión, que terminará dañándolo al pararrayo. En la región 3, es la zona de protección del descargador de sobretensión contra los rayos. En la zona la corriente varía de 1 a 100 kA y posee una relación aproximadamente lineal con la tensión. Por

otro lado, es importante la capacidad de absorción de energía del descargador de sobretensión, cuya capacidad de absorción es sin que se comprometa su integridad física. Regularmente los descargadores de sobretensión de óxido de zinc tienen una capacidad de absorción de energía de 2 a 7 kJ/kV de su tensión nominal (Chuño, 2019).

La energía absorbida por el descargador de sobretensión puede obtenerse de la integral de curva de potencia, de acuerdo a la siguiente ecuación (Chuño, 2019):

$$E = \int_{t_i}^{t_f} v(t)i(t) \cdot dt \dots \dots \dots (\text{Ec. 36})$$

Donde:

$v(t)$ : es la tensión sobre el descargador de sobretensión

$i(t)$ : es la corriente drenada por el descargador de sobretensión

$t_i$ : es el tiempo donde inicia la circulación de corriente por el descargador de sobretensión

$t_f$ : es el tiempo donde se termina la circulación de corriente en el descargador de sobretensión

### **1.1.5.3. Mejoramiento de las puestas a tierra en las estructuras de líneas aéreas**

Los hilos de guarda, que son el blindaje ante rayos en una línea de transmisión, es complementada con el sistema de puesta a tierra que debe de proporcionar una conexión de baja impedancia entre la tierra física y la estructura (Castillo, 2019).

La resistencia de puesta a tierra de la estructura es de una gran influencia en la tasa de cebados inversos de la línea, y es importante que los valores de sistema de puesta a tierra sea los más bajos posibles. Esto no siempre se tiene por las características del terreno que recorre la línea, por lo que es recomendable utilizar los medios disponibles para garantizar valores bajos, especialmente en las estructuras de las líneas cercanas a la subestación, con el objetivo de evitar

cebados inversos cercanos, y por lo tanto una severa sobretensión cercana a la subestación (OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, 2013).

Por otro lado, se precisa que la posición de las capas de suelo tiene gran influencia en los sistemas de puesta a tierra. Por lo que, se debe procurar que el elemento conductor de la puesta a tierra se ubique en el medio más conductivo (Otero *et al.*, 2021).

### 1.1.6. Modelos de línea de transmisión

Las líneas de transmisión de energía forman parte del sistema eléctrico, y son las encargadas del transporte de la energía en condiciones climáticas variantes, por ello están expuestas a fallas internas y externas, normalmente las líneas operan con carga trifásica balanceada, aunque la disposición de los conductores es asimétrica o tengan transposición. Una línea de transmisión de energía es considerada como un circuito con constantes distribuidas, tiene resistencias (R), inductancias (L), capacitancias (C) y conductancias (G), distribuidas a lo largo de su longitud como se muestra en la siguiente figura (Morales, 2018).

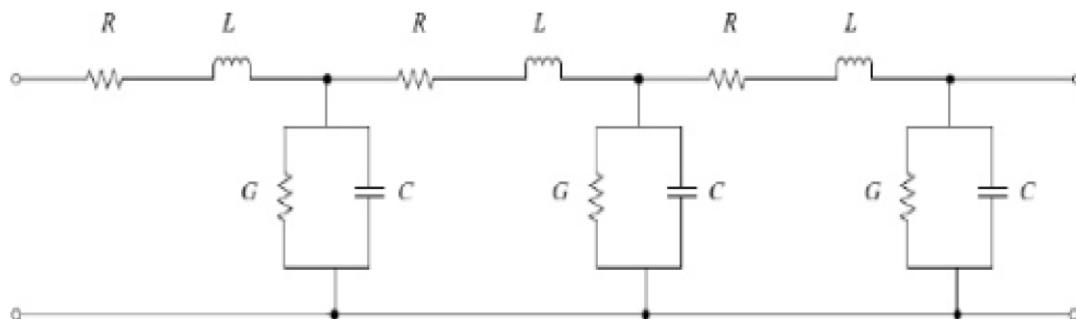


Figura 15. Línea de transmisión de parámetros distribuidos

Fuente: Análisis de sobretensiones transitorias en líneas de transmisión a través del Método J Marti.

El estudio de los modelos de línea permite entender el comportamiento de fenómenos (sobretensiones temporales, sobretensiones por maniobra y sobretensiones por descargas atmosféricas) por medio de modelos matemáticos que son competentemente exactos para un rango específico de frecuencia. A continuación en la figura siguiente se tiene la clasificación de los modelos de línea para transitorios electromagnéticos (Restrepo *et al.*, 2008):

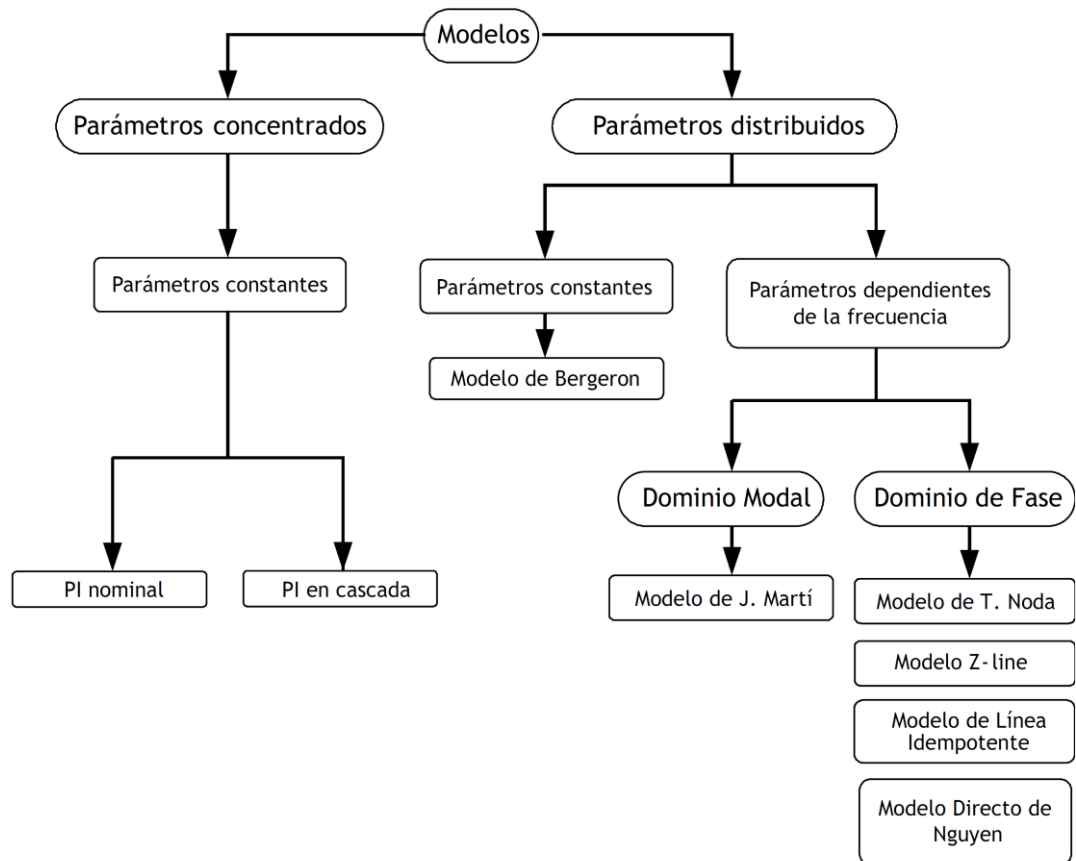


Figura 16. Clasificación de los modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos

Fuente: Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia.

### 1.1.6.1. Modelos de línea de parámetros concentrados

Las líneas eléctricas son representadas en modelos de línea de parámetros concentrados constantes, para calcular las tensiones, corrientes y flujos de potencia de sistemas en estado estable o líneas cortas (Morales, 2018).

#### 1.1.6.1.1. Modelo Pi nominal

Está determinado por variables eléctricas como su resistencia en serie o en corriente continua, inductancia en serie, capacitancia y conductividad en paralelo. El modelo de línea de transmisión utilizado depende principalmente del estudio a realizar y su longitud. Para el estado estacionario, el modelo de línea PI de parámetros concentrados es el modelo más utilizado (Morales, 2018).

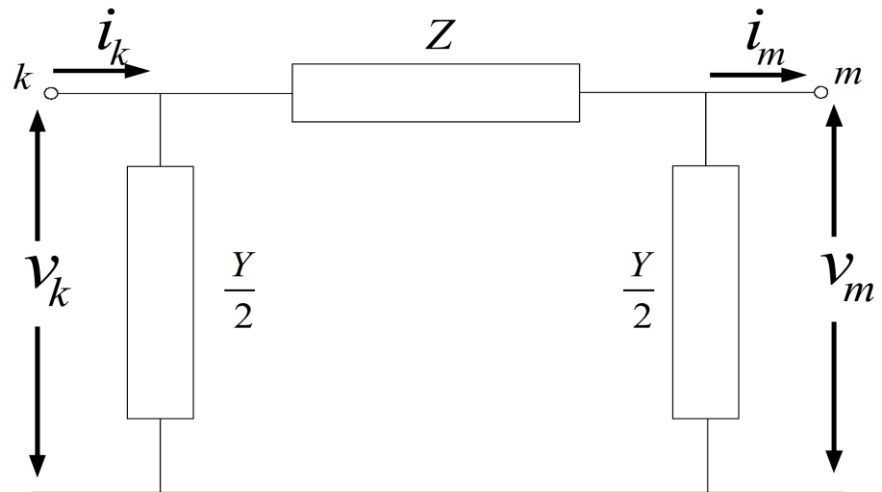


Figura 17. Circuito equivalente del modelo PI nominal

Fuente: Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia.

$$v_k = \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) v_m + Zi_m \dots\dots\dots(\text{Ec. 37})$$

$$i_k = Y\left(1 + \frac{ZY}{4}\right) v_m + \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) i_m \dots\dots\dots(\text{Ec. 38})$$

$$Z = l(R' + j\omega L') \dots\dots\dots(\text{Ec. 39})$$

$$\frac{Y}{2} = \frac{1}{2}(G' + j\omega C') \dots\dots\dots(\text{Ec. 40})$$

Donde:

$v_k$ : Tensión en el nodo k

$i_k$ : Corriente en el nodo k

$v_m$ : Tensión en el nodo m

$i_m$ : Corriente en el nodo m

$R'$ : Resistencia por unidad de longitud ( $\Omega / \text{km}$ )

$L'$ : Inductancia por unidad de longitud ( $\text{H} / \text{km}$ )

$C'$ : Capacitancia por unidad de longitud ( $\text{F} / \text{km}$ )

$G'$ : Conductancia por unidad de longitud ( $\text{S} / \text{km}$ )

$L$ : Longitud total de la línea (km)

Z: Impedancia serie de la línea de transmisión

Y: Admitancia en derivación de la línea de transmisión

### 1.1.6.1.2. Modelo de línea de circuitos Pi en cascada

Está determinado por variables eléctricas como su resistencia en serie o en corriente continua, inductancia en serie, capacitancia y conductividad en paralelo. El modelo de línea de transmisión utilizado depende principalmente del estudio a realizar y su longitud. Para el estado estacionario, el modelo de línea PI de parámetros concentrados es el modelo más utilizado (Morales, 2018).

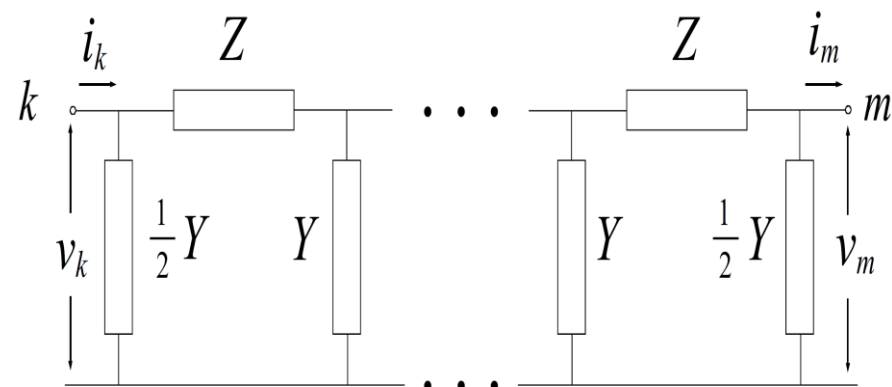


Figura 18. Circuito equivalente del modelo PI nominal  
Fuente: Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia.

El número total de secciones PI nominales en cascada para representar con precisión la línea de transmisión, depende principalmente de la frecuencia del fenómeno transitorio a estudiar. Por lo tanto, para la frecuencia máxima de estudio, la longitud máxima del segmento de línea representado por el circuito PI nominal no debe ser mayor que la indicada en la siguiente ecuación (Restrepo et al., 2008):

$$S_{max} \leq \frac{a}{5f_{max}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 41})$$

$$a = \frac{1}{\sqrt{L'C'}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 42})$$

Donde:

a : Velocidad de propagación de la onda viajera

$L'$ : Inductancia por unidad de longitud (H / km)

$C'$ : Capacitancia por unidad de longitud (F / km)

### 1.1.6.2. Modelo de línea con parámetros constantes distribuidos (Modelo de Bergeron)

Este modelo se basa en la propagación de ondas de tensión y corriente en una línea de transmisión sin pérdidas y con parámetros  $L'$  y  $C'$  constantes distribuidos (Restrepo *et al.*, 2008). Su desventaja es que no tiene en cuenta el efecto skin y de retorno por tierra, así como las pérdidas en la transmisión (Morales, 2018).

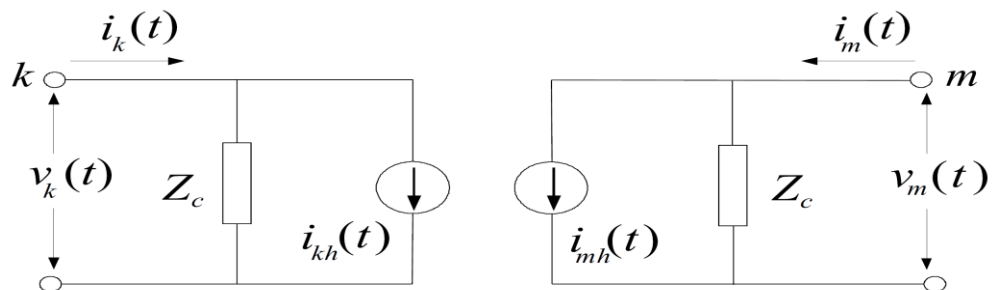


Figura 19. Circuito equivalente del modelo de Bergeron

Fuente: Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia.

$$i_k(t) = \frac{1}{Z_c} v_k(t) + i_{kh}(t) \dots\dots\dots(\text{Ec. 43})$$

$$i_m(t) = \frac{1}{Z_c} v_m(t) + i_{mh}(t) \dots\dots\dots(\text{Ec. 44})$$

$$i_{kh}(t) = -\frac{1}{Z_c} v_m(t - \tau) - i_m(t - \tau) \dots\dots\dots(\text{Ec. 45})$$

$$i_{mh}(t) = -\frac{1}{Z_c} v_k(t - \tau) - i_k(t - \tau) \dots\dots\dots(\text{Ec. 46})$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 47})$$

Donde:

$\tau$  : Tiempo de desplazamiento de la onda viajera

$Z_c$ : Impedancia característica

En sistema M-fásicos, las líneas se separan mediante descomposición modal para estudiar cada modo como una línea monofásica. Esta descomposición se realiza mediante matrices de transformación constante con componentes reales, dando resultados precisos para líneas balanceadas. Para líneas no balanceadas, el modelo no es útil, porque la suposición de que la matriz de transformación es constante no es válida, ya que la matriz es dependiente de la frecuencia (Restrepo *et al.*, 2008).

### **1.1.6.3. Modelo de línea con parámetros dependientes de la frecuencia**

Se tiene los modelos de: J. Martí, Taku Noda, Z-line, Línea Idempotente, y Directo de Nguyen (Restrepo *et al.*, 2008).

#### **1.1.6.3.1. Modelo de J. Martí**

Este modelo aproxima la impedancia característica y la constante de propagación usando funciones racionales que usan una matriz de transformación constante para convertir valores del dominio modal al dominio de la fase. Por lo tanto, es uno de los modelos más utilizados debido a su eficiencia y precisión en la mayoría de los casos de modelado y simulación de fenómenos transitorios, también es una herramienta muy utilizada en programas de transitorios electromagnéticos, dando resultados positivos (Pintos *et al.*, 2022). La metodología planteada por J. Martí evita problemas numéricos de estabilidad y dan un amplio rango de frecuencias de 0 Hz (caso de corriente continua) a  $10^6$  Hz sin la intervención del usuario, para las respuestas en computadora solo aumenta del 10 % al 30 % del tiempo al que se realizaban los análisis con parámetros fijos (Jucup, 2018).

Las fórmulas en el dominio del tiempo son más complejas que en el dominio de la frecuencia, pero para estudios completos con operaciones de derivación o elementos no lineales y algunos otros fenómenos, son más flexibles y generales. También utiliza una matriz de transformación constante real para la descomposición fase a modo; por lo que también tiene la desventaja de precisión para líneas desbalanceadas (Jucup, 2018).



Debido a la naturaleza distributiva de las pérdidas y la dependencia de la frecuencia de los parámetros, es más conveniente desarrollar ecuaciones de línea en el dominio de la frecuencia, como se ilustra en las siguientes ecuaciones (Jucup, 2018):

$$V_k(\omega) = Z_C(\omega)I_k(\omega) + E_{mh}(\omega) \dots\dots\dots(\text{Ec. 48})$$

$$V_m(\omega) = Z_C(\omega)I_m(\omega) + E_{kh}(\omega) \dots\dots\dots(\text{Ec. 49})$$

$$E_{mh} = A(\omega)F_{pk} = [V_k(\omega) + Z_C(\omega)I_k(\omega)]e^{-\gamma(\omega)l} \dots\dots\dots(\text{Ec. 50})$$

$$E_{kh} = A(\omega)F_{pm} = [V_m(\omega) + Z_C(\omega)I_m(\omega)]e^{-\gamma(\omega)l} \dots\dots\dots(\text{Ec. 51})$$

$$Z_C(\omega) = \sqrt{\frac{R'(\omega) + j\omega L'(\omega)}{G'(\omega) + j\omega C'(\omega)}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 52})$$

$$\gamma(\omega) = \sqrt{[R'(\omega) + j\omega L'(\omega)][G'(\omega) + j\omega C'(\omega)]} \dots\dots\dots(\text{Ec. 53})$$

$$v_k(t) = Z_C * I_k(t) + [v_m(t) + Z_C * I_m(t)] * a(t) \dots(\text{Ec. 54})$$

$$v_m(t) = Z_C * I_m(t) + [v_k(t) + Z_C * I_k(t)] * a(t) \dots(\text{Ec. 55})$$

Donde:

$k$  y  $m$ : son las fuentes historiales de voltaje en dichos nodos

$Z_C(\omega)$ : Impedancia característica

$\gamma(\omega)$ : Impedancia característica

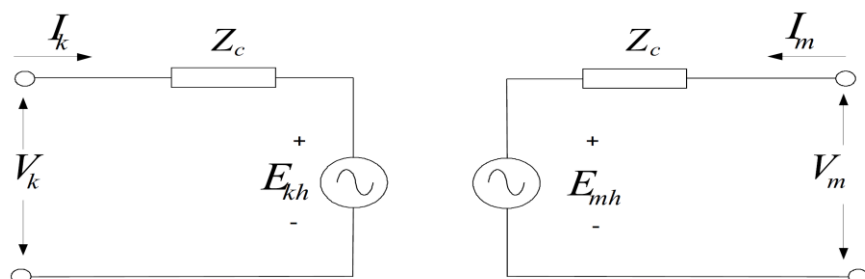


Figura 20. Circuito equivalente del modelo de J. Martí en el dominio de la frecuencia

Fuente: Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia.

La evaluación numérica de la convolución proporcionada por la notación \* para el cálculo de transitorios es lenta. Para acelerar este proceso, es necesario sumar los factores que participan en la convolución, como la impedancia característica  $Z_C$  y la función de propagación  $A$ , debido a la naturaleza irracional de  $\gamma$  y  $Z_C$ . La síntesis por medio de funciones racionales permite que la evaluación numérica de la convolución se vuelva más rápida, ya que se obtienen exponentes en el dominio del tiempo, aplicando así las técnicas de convolución recursiva. El método de aproximación utilizado por el autor es el proceso de trazado asintótico de Bode, en el que el principio básico es aproximar la curva dada o la curva original mediante líneas rectas con segmentos horizontales o pendientes de 20 dB/década. Los puntos donde cambia la pendiente determinan los polos y ceros de la función racional. El modelo de J. Martí no es muy preciso a bajas frecuencias y para distancias muy cortas, debido a las imprecisiones actuales para los cálculos en el dominio del tiempo (Restrepo *et al.*, 2008).

### 1.1.7. Paquete de simulación ATP

El ATP (Programa de Transición Alternativa) fue diseñado originalmente para calcular los transitorios en los sistemas de energía. En los últimos años se han desarrollado una serie de programas de soporte con los que se puede diseñar un paquete de simulación muy flexible y potente, cuya funcionalidad se actualiza continuamente. La simulación con ATP se suele realizar en tres pasos (Martínez, 2008):

- ATPDraw para crear y editar archivos de entrada.
- TPBIG para simular redes eléctricas en el dominio del tiempo y de la frecuencia.
- TOP un postprocesador gráfico para visualizar los resultados de una simulación.

#### 1.1.7.1. Modo de implementación de elementos en el ATPDraw

El cálculo de sobretensiones por descargas atmosféricas requiere un modelo de corriente de rayo y un modelo detallado de la línea de transmisión, que

representa torres, puestas a tierra, aisladores, conductores de fase y cable de guarda (Paucar, 2019).

#### 1.1.7.1.1. Modelo de descarga atmosférica

La descarga atmosférica se caracteriza por la presencia de una onda de corriente de alta amplitud y corta duración. En este estudio, la descarga atmosférica está representada por una fuente de corriente. ATP tiene varios modelos fuente para la simulación transitoria. Para el caso de simulación de corriente de rayo, se utilizará una fuente de corriente Heidler Clase 15, ya que es la fuente más precisa de la corrección de forma de onda de corriente propuesta por el estándar IEC 61-1, ver siguiente figura (Turrubiates, 2017).

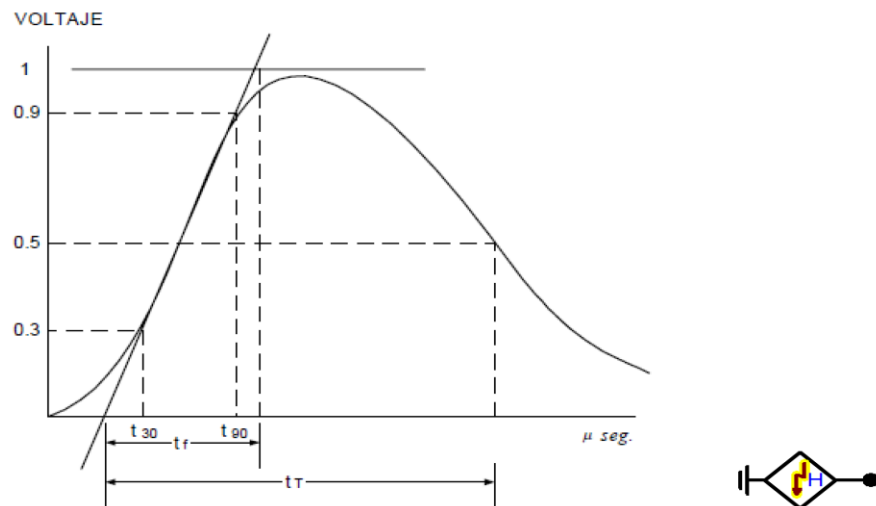


Figura 21. Forma de onda de impulso del rayo y elemento Heidler type 15 en ATPDraw.

Fuente: Diagnóstico de la coordinación de aislamiento de líneas de transmisión de alta tensión mediante el modelado en ATP/EMTP.

#### 1.1.7.1.2. Implementación de línea de transmisión

Para modelar una línea de transmisión en el ATPDraw, se utiliza la herramienta “LCC” (LINE CONSTANTS), donde se describe la geometría del sistema y las constantes del material, que luego será procesado (Høidalen *et al.*, 2019).

En la figura siguiente se muestra los datos requeridos (Høidalen *et al.*, 2019):

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0	0.7875	0.2138	2.9	28.8	20.81
2	2	0	0.7875	0.2138	-2.9	23	15.01
3	3	0	0.7875	0.2138	2.9	23	15.01
4	4	0.51	0.54	0.9	0	34.9	27.76

Figura 22. Cuadro de diálogo Datos de línea de una línea trifásica. 3 conductores/fase + 1 hilo de guarda

Donde:

Ph.no.: número de fase. 0 = cable de guarda (eliminado por reducción de matriz).

Rin: Radio interior del conductor. Solo disponible si la casilla de verificación Efecto Skin está seleccionada en la página Modelo. Si no se selecciona, la columna Rin se elimina y aparece una columna Reactancia, donde el usuario especifica la reactancia de CA de la línea en ohmios/unidad de longitud.

Rout: Radio exterior (cm o pulgadas) del conductor.

Resis: Resistencia del conductor (ohmios/unidad de longitud) en CC (con efecto de piel verificado) o resistencia de CA en frecuencia. init (si no se seleccionó ningún efecto de piel).

Horiz: Distancia horizontal (m o pie) desde el centro del paquete hasta una línea de referencia seleccionable por el usuario.

Vtower: altura del paquete vertical en la torre (m o pie).

Separ: Distancia entre conductores en un haz (cm o pulgadas)

Alpha: Posición angular de uno de los conductores en un paquete, medida en sentido antihorario desde la línea horizontal.

NB: Número de conductores en un haz.

Vmid: altura del haz vertical a la mitad del tramo (m o pie). La altura promedio del conductor calculada a partir de la ecuación  $h = \frac{2}{3} * V_{mid} + \frac{1}{3} * V_{tower}$ .

La altura de los conductores e hilos de guarda a la mitad del vano; para el cual, debido a que las posiciones relativas de los conductores varían en el punto medio del vano con respecto a la posición de la estructura, se tiene 3 casos;

En terrenos planos se calcula como:

$$H = h_g - \frac{2}{3} f_g \dots\dots\dots \text{Ec. 56}$$

$$h_m = h_c - \frac{2}{3} f_c \dots\dots\dots \text{(Ec. 57)}$$

Para terrenos ondulados:

$$H = h_g \dots\dots\dots \text{(Ec. 58)}$$

$$h_m = h_c \dots\dots\dots \text{(Ec. 59)}$$

Para terrenos montañosos:

$$H = 2h_g \dots\dots\dots \text{(Ec. 60)}$$

$$h_m = 2h_c \dots\dots\dots \text{(Ec. 61)}$$

Donde:

H: Altura del cable de guarda en el punto medio

$h_m$ : Altura del conductor de fase en el punto medio

$h_g$ : Altura equivalente del hilo o cable de guarda

$h_c$ : Altura equivalente del conductor

$f_g$ : Flecha del cable de guarda en el punto medio

$f_c$ : Flecha del conductor de fase en el punto medio.

### 1.1.7.1.3. Implementación de torre de transmisión

La modelización estricta de la propagación de ondas electromagnéticas en conductores con una orientación predominantemente vertical, como es el caso de las torres de celosía, requiere el uso de modelos electromagnéticos. Para situaciones donde el tiempo límite de la corriente de descarga es más del doble del tiempo de tránsito de dicha corriente en la torre, se puede aplicar la teoría de la línea de transmisión sin error apreciable (Chuño, 2019).

En este caso la estructura será modelada como una línea de transmisión monofásica con parámetros distribuidos, según el modelo de Clarke, su impedancia característica dependerá de la forma de la torre (Chuño, 2019).

El modelo para representar las torres de transmisión será el tipo cónico de Sargent-Darveniza, que a continuación se muestra su ecuación (Mariño *et al.*, 2021).

$$z = 30 \ln \left[ 2 \left( 1 + \frac{h^2}{\left(\frac{d}{2}\right)^2} \right) \right] [\Omega] \dots\dots\dots(\text{Ec. 62})$$

Dónde:

Z: Impedancia de un segmento o cuerpo de la torre, en [Ohm].

d: Longitud de la base del segmento, en [m].

h: Altura del segmento, en [m].

### 1.1.7.1.4. Implementación de puestas a tierra

El valor pico de la tensión que aparece en la torre está determinado principalmente por la resistencia de puesta a tierra aparente en el momento de la descarga, ya que los reflejos de la base de la torre pueden llegar a la parte superior de la torre mucho más rápido que a las estructuras adyacentes. El efecto de la resistencia de puesta a tierra supuesta sobre el voltaje en la parte superior de la torre está determinado por su respuesta en función de la corriente y el tiempo

(Chuño, 2019). Conforme el estándar IEC 60071-2, el tiempo de respuesta solo es importante cuando los contrapesos se instalan más allá de los 30 metros de longitud de la base de la torre (Paucar, 2019), el tiempo de respuesta a menudo se ignora y la impedancia se determina por su dependencia de la corriente del rayo con la siguiente ecuación (Turrubiates, 2017).

$$R_T = \frac{R_0}{\sqrt{1 + I_g}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 63})$$

$$I_g = \frac{1}{2\pi} * \frac{\rho E_0}{R_0^2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 64})$$

Donde:

$R_0$ : Resistencia medida a baja corriente y baja frecuencia, en ohms.

$I$ : Intensidad de corriente a través de la resistencia

$I_g$ : Corriente limitante para inicializar una ionización suficiente del suelo

$\rho$ : Resistividad del terreno, en ohm-m

$E_0$ : Gradiente de ionización del suelo (entre 300 y 400 kV/m)

#### **1.1.7.1.5. Implementación cadena de aisladores**

La cadena de aisladores se simula mediante un interruptor de separación controlado por voltaje. El nombre de este elemento en el ATPdraw se llama SWITCHVC, ver figura siguiente (Turrubiates, 2017).

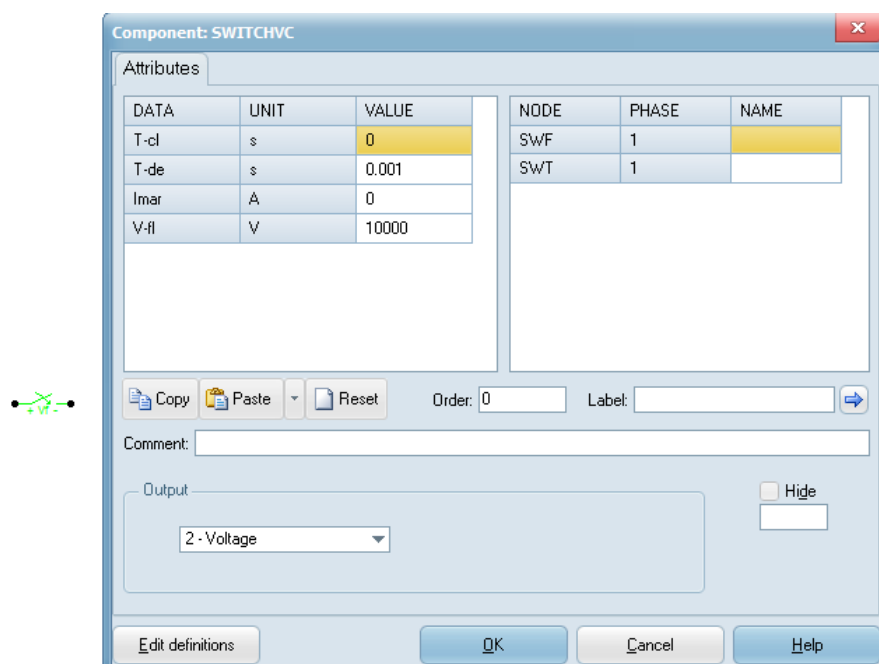


Figura 23. Dato interruptor controlado por voltaje

Dónde:

T<sub>cl</sub>: Tiempo de cierre del interruptor en segundos (s)

T<sub>de</sub>:Tiempo mínimo que el interruptor debe permanecer cerrado (s)

I<sub>mar</sub>: Corriente marginal, el interruptor abre para  $T_{cl} > T_{de}$  si  $I > I_{mar}$

V<sub>fl</sub>: Tensión de activación, superado este valor el interruptor cierra

Un interruptor controlado por voltaje es un interruptor normalmente abierto. El cierre del interruptor sucede inmediatamente mayor o igual al tiempo de cierre siempre que se haya excedido el voltaje de disparo. Después de un tiempo, el interruptor intenta abrirse de nuevo (Chuño, 2019).

#### 1.1.7.1.6. Implementación de descargadores de sobretensión

Un pararrayos es un dispositivo formado por bloques de resistencias no lineales cuyo valor depende del voltaje, por eso se llama varistor. Este dispositivo reduce la sobretensión presente en sus terminales al valor de tensión residual al que está especificado, protegiendo así a los aisladores de línea.



Para modelar en ATP, solo se requieren datos del catálogo del fabricante. Porque este dispositivo ya está en ATP, en las siguientes figuras muestran un cuadro de diálogo con datos de entrada del componente Type 92, datos de corriente-tensión para modelar la curva característica de operación del pararrayos (Chuño, 2019).

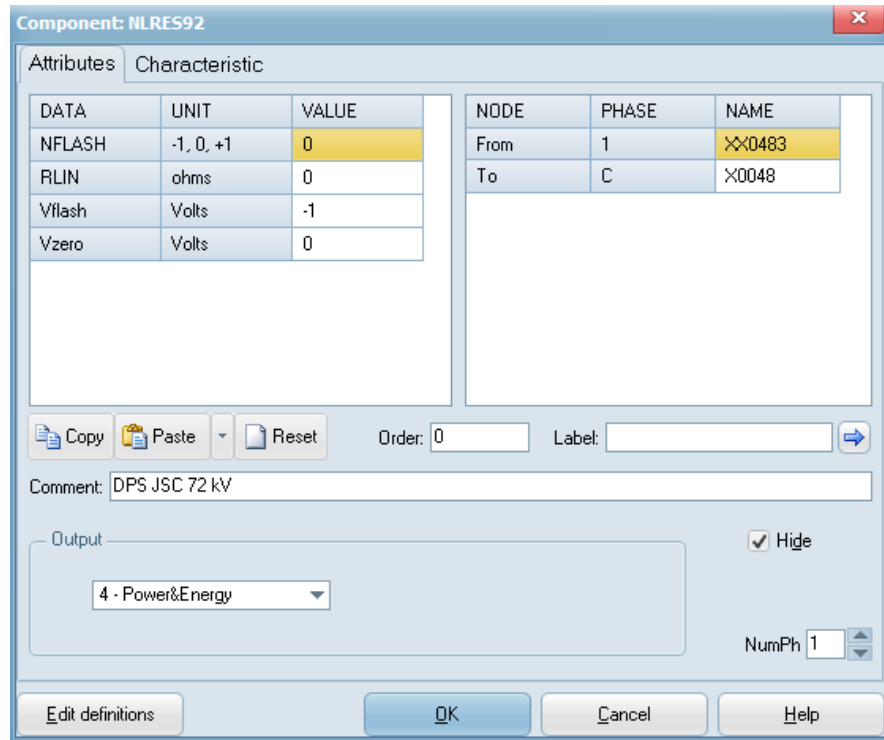


Figura 24. Componente TYPE 92 descargador de sobretensión

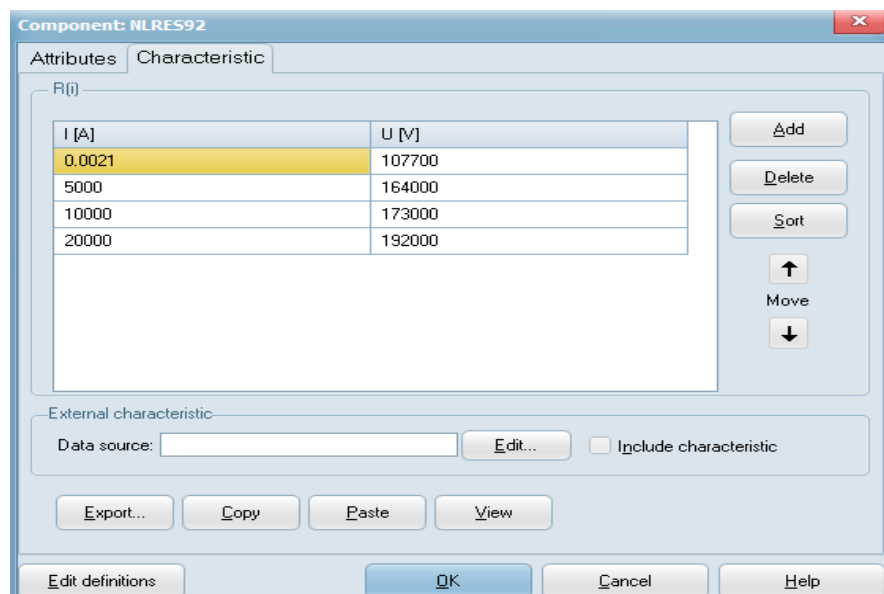


Figura 25. Datos de operación de descargador de sobretensión

### 1.1.8. El principio del 80/20

Este principio define, literalmente, que el 80% de los resultados provienen del 20% de los esfuerzos dedicados. Que el 20% de las causas provocan el 80% de las consecuencias. Que el 20% del esfuerzo genera el 80% de los resultados (Libros para emprendedores, 2016).

Ejemplos llamativos (Libros para emprendedores, 2016):

- El 20% de la ropa que posees, la utilizas el 80% del tiempo.
- El 20% de los criminales cometen el 80% de los crímenes.
- En la casa, el 20% de la superficie de tus alfombras recibe el 80% del desgaste.

En el trabajo, el 80% de lo que consigues, proviene del 20% del tiempo que has dedicado a trabajar (a todos los efectos, esto indica que el 80% del tiempo que dedicas a trabajar, apenas genera un 20% de resultados) (Libros para emprendedores, 2016).

### 1.1.9. Modelo de Criticidad Semicuantitativo Criticidad Total por Riesgo (CTR)

El modelo de Criticidad Total por Riesgo (CTR), es un proceso de análisis semicuantitativo, bastante sencillo y práctico, soportado en el concepto de riesgo, entendido como la consecuencia de multiplicar la frecuencia de un fallo por la severidad del mismo (Parra & Crespo, 2020).

A continuación, se presentan de forma detallada, las expresiones utilizadas para jerarquizar los sistemas a partir del modelo CTR (Parra & Crespo, 2020):

$$CTR = FF * C \dots\dots\dots(Ec. 65)$$

Donde:

CTR: Criticidad total por Riesgo

FF: Frecuencia de fallos (rango de fallos en un tiempo determinado (fallos/año))

C: Consecuencias de los eventos de fallos

Además, el valor de las consecuencias (C), se obtiene a partir de la siguiente expresión (Parra & Crespo, 2020):

$$C = (IO * FO) + CM + SHA \dots\dots\dots(Ec. 66)$$

Donde:

IO: Factor de impacto en la producción

FO: Factor de flexibilidad operacional

CM: Factor de costes de mantenimiento

SHA: Factor de impacto en seguridad, higiene y ambiente

Por lo tanto, la ecuación final del modelo de priorización de CTR es la siguiente (Parra & Crespo, 2020):

$$CTR = FF * ((IO * FO) + CM + SHA) \dots\dots\dots(Ec. 67)$$

Los factores ponderados de cada uno de los criterios a ser evaluados por la expresión del riesgo se presentan a continuación (Parra & Crespo, 2020):

- Factor de Frecuencia de Fallos (FF) (escala 1 - 4)

4: Frecuente: mayor a 2 eventos al año

3: Promedio: 1 y 2 eventos al año

2: Bueno: entre 0,5 y un 1 evento al año

1: Excelente: menos de 0,5 eventos al año

Factores de Consecuencias

- Impacto Operacional (IO) (escala 1 - 10)

10: Pérdidas de producción superiores al 75%

7: Pérdidas de producción entre el 50% y el 74%

5: Pérdidas de producción entre el 25% y el 49%

3: Pérdidas de producción entre el 10% y el 24%

- 1: Pérdidas de producción menor al 10%
- Impacto por Flexibilidad Operacional (FO) (escala 1 - 4)
  - 4: No se cuenta con unidades de reserva para cubrir la producción, tiempos de reparación y logística muy grandes
  - 2: Se cuenta con unidades de reserva que logran cubrir de forma parcial el impacto de producción, tiempos de reparación y logística intermedios
  - 1: Se cuenta con unidades de reserva en línea, tiempos de reparación y logística pequeños
- Impacto en Costes de Mantenimiento (CM) (escala 1 - 2)
  - 2: Costes de reparación, materiales y mano de obra superiores a 20.000 dólares
  - 1: Costes de reparación, materiales y mano de obra inferiores a 20.000 dólares
- Impacto en Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA) (escala 1 - 8)
  - 8: Riesgo alto de pérdida de vida, daños graves a la salud del personal y/o incidente ambiental mayor (catastrófico) que exceden los límites permitidos
  - 6: Riesgo medio de pérdida de vida, daños importantes a la salud, y/o incidente ambiental de difícil restauración
  - 3: Riesgo mínimo de pérdida de vida y afección a la salud (recuperable en el corto plazo) y/o incidente ambiental menor (controlable), derrames fáciles de contener y fugas repetitivas
  - 1: No existe ningún riesgo de pérdida de vida, ni afección a la salud, ni daños ambientales

La matriz de criticidad mostrada a continuación permite jerarquizar los sistemas en tres áreas (Parra & Crespo, 2020):

Área de sistemas No Críticos (NC)

Área de sistemas de Media Criticidad (MC)

Área de sistemas Críticos (C)

<b>FRECUENCIA</b>	<b>4</b>	MC	MC	C	C	C
	<b>3</b>	MC	MC	MC	C	C
	<b>2</b>	NC	NC	MC	C	C
	<b>1</b>	NC	NC	NC	MC	C
		<b>10</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>40</b>	<b>50</b>
		<b>CONSECUENCIA</b>				

Figura 26. Matriz de Criticidad propuesta por el modelo CTR

Fuente: Métodos de Análisis de Criticidad y Jerarquización de Activos.

## 1.2. Antecedentes

### 1.2.1. Investigaciones realizadas a nivel global

Alzate (2021) en su investigación desarrollada, concluye que el tramo de línea de investigada es afectado por 9.6 descargas por km de línea al año, por lo que, para establecer las medidas adecuadas de protección de una línea de transmisión, es necesario que los estudios de coordinación de aislamiento deben considerar los resultados de los cálculos de los indicadores de falla, el mejoramiento del blindaje y el análisis de las fallas por descargas atmosféricas.

Coronel & Sinchi (2021) en el desarrollo de sus investigaciones, concluye que el valor de la resistividad del suelo es un dato fundamental en el diseño de un Sistema de Puesta a Tierra, contrariamente de que haya información de la relación del tipo de suelos y su resistividad, así como mapas o cartas geológicas donde se puede obtener un rango general de resistividad.

Flores & Águila (2021) en el desarrollo de sus investigaciones, pudo validar que las fallas en las líneas operadas a voltajes de 138, 230 y 500 kV fueron por descargas atmosféricas, conclusión sustentada del análisis detallado de las formas de onda y consideraciones ambientales, encontrados a partir de patrones para la caracterización de las fallas (punto de inepción de falla, impedancia de falla, fases en falla, nivel de voltaje y clima), que fueron base para la simulación en el software ATPDraw, y con ello analizar, caracterizar y clasificar automáticamente una falla eléctrica en función de su causa raíz, desarrollado en el algoritmo basado en aprendizaje supervisado mediante la aplicación del clasificador vecinos más cercanos (k-nn).

Juárez (2021) en su investigación modeló la línea transmisión 115 kV en ATP, donde pudo obtener que la tensión transitoria registra los 8 MV en un tiempo menor a 1 milisegundo esto con la línea en vacío y sin los apartarrayos. Por lo que propuso la instalación de cadenas con 12 aisladores por fase, en las estructuras que se localizan a más de 3000 metros sobre el nivel del mar.

Mariño *et al.* (2021) en su investigación modeló la línea de transmisión en ATPDraw, donde pudo obtener que, a medida la resistencia del sistema de puesta a tierra disminuye, la tasa de fallas por flameo inverso (BFR) también lo hace, sin embargo, dependiendo de la resistividad, hay una longitud más allá de la cual, no se consiguen reducciones adicionales en la tasa de fallas.

Otero *et al.* (2021) en su investigación simuló mallas de puesta a tierra, en el cual obtuvo que la posición y la resistividad de los suelos sí afectan a los Sistemas de Puesta a Tierra y se puede utilizar el Método de los Elementos Finitos para predecir los efectos de este fenómeno, como son: diferentes Voltajes máximos de la superficie del suelo y diferentes voltajes de paso; son más altos cuando la capa de suelo en la cual se encuentra la malla tiene mayor resistividad.

Prado (2021) en su investigación modeló en el ATP las torres de trasmisión de 138, 230 y 500 kV, pudo determinar el comportamiento de la aparamenta eléctrica de las líneas de transmisión frente a descargas atmosféricas, evidenciando el fenómeno transitorio en mayor cantidad en las cadenas de aisladores, la estructura de la torre y el sistema de puesta a tierra, esto debido a que dichos elementos están directamente conectados al cable de guarda. Por lo que, es importante analizar los niveles de corriente que soportan las mallas de tierra de las torres de transmisión, dado que la malla a tierra es el elemento que más picos de corriente presenta en el tiempo producido por las descargas atmosféricas.

Rojas *et al.* (2021) en su investigación encontró que los métodos de cálculo de tensiones inducidas que toman en cuenta la resistividad del terreno pueden aproximar de mejor manera los picos de tensión resultantes en impactos de Descargas Atmosféricas cercanas. Así también, determinó que las variables más significativas para estimar el pico de tensión inducida son: la resistividad, la altura de la estructura, la distancia de impacto y la amplitud de la corriente de Rayo, aun cuando el cálculo de las tensiones inducidas por descargas atmosféricas cercanas no exceda el Critical

Flashover Voltage de diseño, en presencia de contaminantes y suciedad sobre el aislador se puede generar una reducción de las tensiones umbral de flashover hasta en un 51%, lo que puede elevar significativamente el riesgo de falla.

Castillo (2019) en su investigación desarrollada en las 7 líneas de transmisión de 400 kV, concluye, que la modificación mecánica del ángulo de blindaje, en base a la configuración de la cadena de aisladores de las fases orilleras, o modificando las cúpulas de los guardas, siendo la primera más común que la segunda. No trae consigo un resultado satisfactorio, dado que se observan resultados similares a la situación actual, mientras que el mejoramiento del Sistema de Puesta a Tierra, se obtiene valores favorables para contrarrestar los fenómenos causados por descargas atmosféricas (flameo de aisladores).

Haro (2019) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión de 138 kV, previa aplicación de los criterios determinístico y probabilístico, y simulación en el ATP del apantallamiento, coordinación de aislamiento y sistemas de puesta a tierra, determinó que el origen de las fallas de la línea de transmisión se debe a descargas atmosféricas, y para la mitigación de las mismas planteó el mejoramiento de resistencia de la puesta a tierra de las torres, el incremento de aisladores en la cadena e instalación de descargadores de sobretensión en cada una de las fases.

Paucar (2019) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión de 500 kV, previa simulación en MATLAB y ATP encontró que una longitud física de 3.07 m para cada cadena de aisladores, 21 aisladores por cadena, presenta un riesgo de ruptura de aislamiento adecuado, dado que a 2500 m.s.n.m. obtuvo 0.8917 fallas/100/km y un riesgo de ruptura de 0.0109. Por lo que, es posible obtener una tasa de fallas por sobrevoltajes de origen atmosférico menor a la máxima permitida con una cadena de aisladores de menor longitud que la planteada en el sistema de prueba (24 aisladores por cadena). Sin embargo, dado que el aislamiento de una línea de transmisión no se determina por un solo tipo de sobrevoltaje, es pertinente verificar el dimensionamiento con estudios de sobrevoltajes originados por maniobra.

Jucup (2018) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión de 69 kV, determinó que la única manera de superar la sobretensión con pararrayos es colocarlos en las tres fases dado que mientras que una fase se quede sin este

dispositivo sufrirá sobretensiones que provocarían su flameo, para ello simuló en ATPDraw una sobretensión de 80 kA, el mismo que no produjo flameo en los aisladores. Finalmente concluye que los niveles de sobretensión de frente rápido presentes en la línea de transmisión investigada alcanzan por lo menos intensidades de 40 kA, superado este valor se presenta el fenómeno de flameo inverso en los aisladores.

Morales (2018) en su investigación desarrollada, simuló una línea de transmisión en el software ATP/DRAW para suponer las descargas atmosféricas y otros fenómenos eléctricos. Consecuente a ello, logró determinar que los transitorios electromagnéticos en los sistemas de potencia se presentan continuamente a consecuencia de: los cambios instantáneos en la topología o impacto de descargas atmosféricas, las modernizaciones en el sistema, y el aumento de líneas o cualquier otro elemento del sistema. Por lo que, describe la importancia del estudio y simulaciones de los transitorios que permite conocer el comportamiento de los componentes del sistema de potencia, y reducir el severo daño al equipo.

Polo *et al.* (2017) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión de 230 kV, concluye que las resistencias de puesta a tierra mayor a 20  $\Omega$  y descargas atmosféricas mayores a 20 kA, originan sobretensiones que superan el aislamiento de la línea, generando un arco o flameo entre el conductor de fase y la torre consecuentemente la interrupción del servicio eléctrico de la línea de transmisión.

### **1.2.2. Investigaciones realizadas a nivel nacional**

León (2021) en su investigación en la línea de transmisión de 500 kV, concluye que los resultados de la medición de la resistencia de la puesta a tierra menores a 25 ohmios en las estructuras de una línea de transmisión brindan mejor desempeño ante posibles perturbaciones. Así también, describe que es muy importante tener en cuenta de la corrosión o desconexión de componentes del Sistema de Puesta a Tierra cuando se efectúa la medición de la resistencia, dado que el resultado de la medición puede alterarse.

Mamani (2020) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión eléctrica en 138kV, a partir de los datos geométricos de la altura de la estructura, altura del conductor de fase crítica con referencia al suelo y distancia del eje de estructura al



conductor de fase. Concluyó que el apantallamiento de la línea de transmisión tiene un traslape de 1.14m, traslape resultante entre el radio de cobertura del cable de guarda y la influencia de la tierra, por tal motivo determinó que la línea de transmisión tiene un apantallamiento efectivo.

Oscanoa (2020) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión 69 kV, con el apoyo de la información de GIS del Osinergmin y el Software ATP Draw, previo procesamiento de información, concluye haber obtenido la Tasa de Flameo Inverso de 12.09 descargas/100km/año, Tasa de flameo por falla de apantallamiento de 1.95 descargas/100km/año y la Tasa total de flameo por descargas a tierra de 14.04 descargas/100km/año, el cual se mejora con el uso de pararrayos de línea, que son instaladas en las estructuras que presentan una alta tasa de flameo por descarga atmosférica  $> 0.075$  descargas/km/año, reduciéndose la Tasa total de flameo por descargas a tierra a 4.81 descargas/100km/año, para ello simuló una instalación de 38 pararrayos de línea en un total de 46 estructuras.

Usnayo & Mamani (2020) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión de 60 KV, determinó el mejor diseño de una red de tierra, el cual consta de 4 varillas colocadas en cada base del soporte de la estructura, y con el uso de aditivos químicos como Thorgel, logrando obtener una resistencia de puesta a tierra que cumplen lo establecido en la norma IEEE-80 y el CNE (25 ohmios). Por otro lado, describe que la resistividad del terreno es muy importante para el sistema de puesta a tierra, el cual depende de factores como la humedad y temperatura, por lo que el uso de la tierra negra de cultivo contribuye en bajar la impedancia óhmica, así también el tratamiento del suelo alrededor del electrodo mediante bentonita, sales como cloruro de sodio, y sulfatos de cobre, incrementa la conductividad del suelo.

Chuño (2019) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión L1005 Quencoro – Tintaya, concluye que, en el modelado en el software ATPDraw de la línea de transmisión utilizando los pararrayos de línea de ZnO (óxido de zinc), mejora el desempeño de la línea de transmisión frente a descargas atmosféricas, y contribuye a la mejora de la confiabilidad de la línea de transmisión.

Gallegos (2019) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión del Valle del Mantaro de 60 KV, buscó determinar cuáles son las causas y como se ve afectado el nivel de aislamiento bajo las condiciones medioambientales. El cual, concluyó que



la aparamenta eléctrica tales como los aisladores, cable guarda y las puestas a tierra, son de mucha importancia dado que estos se encargan de minimizar las interrupciones por algún problema de fallas de origen ambiental, y resalta que el dimensionamiento del sistema de aislamiento deberá ser acorde a la norma IEC 71-1 de 1993.

## CAPÍTULO II

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

#### 2.1. Identificación del problema

El suministro de electricidad a los usuarios de los servicios eléctricos, la cual se presta a través de las líneas de transmisión administrados por empresas Distribuidoras en el Perú, en los periodos 2017 al 2021, según datos estadísticos de la CIER, las interrupciones forzadas fueron debidos a las siguientes causas: 48.6% por Fenómenos Naturales, 20.5% por causas No Identificadas, 13.7% por Falla en Equipo, 11.8% por Otras Causas, 4.8% por Falla Externa, 0.5% Falla en Sistema de Protección, Control, Etc., y 0.1% por Operación (CIER-COES, 2021).

La empresa Distribuidora de Electro Puno S.A.A. en la región de Puno, cuenta con 7 líneas de transmisión en 60kV, a través de 6 de ellos suministra electricidad a un 37.71% de los usuarios regulados de los servicios eléctricos de la concesión, y una línea de transmisión 60kV a un cliente libre “Cemento Sur”. De las seis (6) instalaciones de transmisión que atiende a clientes regulados, según resumen propio, elaborado de los datos de registro de los periodos 2017 al 2021, de las interrupciones registradas por Electro Puno en el Procedimiento Osinergmin N° 091-2006-OS/CD, las líneas de transmisión presentaron interrupciones forzadas debidos a las siguientes causas: 46.90% por Fenómenos Naturales, 0.00% por causas No Identificadas, 0.00% por Falla en Equipo, 0.87% por Otras Causas, 51.90% por Falla Externa, 0.00% Falla en Sistema de Protección, Control, Etc., y 0.11% por Operación.

Siendo la causa de interrupción más elevada los Fenómenos Naturales, también se puede detallar en las sub-causas (periodo 2017-2021), las cuales son las siguientes: 79.58% por Descargas Atmosféricas (DA), 11.14% por Vientos, y 9.28% por Nieves. Por lo que, conforme a lo descrito en lo precedente, describo las interrupciones por descargas atmosféricas en el orden de mayor a menor, en porcentaje de interrupciones de cada línea de transmisión en razón del total de interrupciones por descargas atmosféricas que

presentaron en las seis (6) líneas de transmisión, durante el periodo 2017-2021: 28.57% L-6024 Azángaro - Derivación Putina, 27.11% L-6021 Azángaro – SE San Rafael, 19.24% L-6025 Derivación Putina – Ananea, 16.62% L-6027 Puno – Pomata, 6.41% L-6026 Derivación Putina – Huancané, y 2.04% L-6028 Puno – Bellavista.

Siendo que, la línea L-6024 Azángaro - Derivación Putina, la más afectada por descargas atmosféricas, a continuación, en las siguientes tablas se observa que las interrupciones que presentó fueron en la temporada de avenida y también se puede observar que tuvo mayor porcentaje de incidencia, esto considerando solo fallas propias de la línea.

Tabla 4

*Número de Interrupciones forzadas propias de la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina incluido menores a 3 minutos por mes entre los años 2017 – 2022*

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
2017	0	1	1	2	2	0	0	0	1	3	4	9	23
2018	6	4	0	5	3	6	5	0	6	11	16	3	65
2019	1	8	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
2020	1	3	1	1	0	0	0	0	1	2	0	0	9
2021	6	0	2	4	0	0	0	0	1	2	0	0	15
2022	2	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	4

Tabla 5

*Número de Interrupciones forzadas propias en horas de la línea de transmisión 60kV Azángaro –Derivación Putina incluido menores a 3 minutos por causas reales entre los años 2017 – 2022*

<b>Año</b>	<b>DA</b>	<b>Viento</b>	<b>Nieve</b>	<b>Árbol</b>	<b>MM</b>	<b>Otros</b>	<b>Total</b>
2017	19	3	0	0	0	1	23
2018	44	15	6	0	0	0	65
2019	11	0	3	0	0	0	14
2020	9	0	0	0	0	0	9
2021	15	0	0	0	0	0	15
2022	3	0	0	0	0	1	4
<b>Total 2017-2021</b>	<b>98</b>	<b>18</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>126</b>
<b>%Total 2017-2021</b>	<b>77.78%</b>	<b>14.29%</b>	<b>7.14%</b>	<b>0.00%</b>	<b>0.00%</b>	<b>0.79%</b>	<b>100%</b>

De las 2 tablas, se tiene la frecuencia o número de interrupciones que debe ser evaluada, dado que si cada evento superara los tres (3) minutos, los indicadores de performance superarían en mayor proporción la tolerancia de los límites establecidos por el procedimiento (OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD, 2006) y su modificatoria Resolución (OSINERGMIN N° 175-2012-OS/CD, 2012). Así mismo, se puede observar de la última tabla, que la causa de interrupción con mayor porcentaje son las Descargas Atmosféricas (DA), el cual se presenta con mayor intensidad en el periodo de avenida que son dentro de los meses de diciembre a mayo. Por otro lado, de las tablas se observa que en los meses de setiembre y octubre del año 2021 y en el año 2022, la línea presentó 6 interrupción por descargas atmosféricas, esto después de la instalación de descargadores de sobre tensión ejecutado en el mes de junio de 2021. Por lo que, se deduce que la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina, no cuenta aún con la debida protección para reducir las interrupciones del servicio eléctrico ante impactos de descargas atmosféricas, protecciones como: adecuado apantallamiento de línea, sistema de puesta a tierras con valores recomendados e instalación de descargadores de sobretensión. En consecuencia, existe la necesidad de hacer la evaluación de performance

de la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina ante Descargas Atmosféricas para mejorar la calidad de suministro de electricidad del sistema eléctrico de Ananea y Huancané considerando las interrupciones menores a 3 minutos.

## **2.2. Enunciados del problema**

### **2.2.1. Problema general**

¿Qué medidas se debe tomar en la evaluación de performance de la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas?

### **2.2.2. Problemas específicos**

- ¿En qué medida influye el apantallamiento en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas?
- ¿En qué medida influyen los valores de Puesta a Tierra en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas?
- ¿En qué medida influyen los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas?

## **2.3. Justificación**

Es necesario la evaluación de performance de la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas, por la cantidad de interrupciones que presenta y la demanda que se atiende a través de esta línea de transmisión. Evaluación, que permitirá establecer alternativas para reducir el número de las interrupciones por descargas atmosféricas, y en consecuencia mejorar la calidad de suministro de electricidad del sistema eléctrico de Ananea y Huancané, considerando las interrupciones menores a 3 minutos, así como también mejorar el performance de la línea de transmisión, no sobrepasando las tolerancias establecidas por OSINERGMIN.

## 2.4. Objetivos

### 2.4.1. Objetivo general

Evaluar el performance de la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas.

### 2.4.2. Objetivos específicos

- Conocer la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas.
- Conocer la influencia de los valores de Puesta a Tierra en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante las interrupciones por descargas atmosféricas.
- Conocer la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas.

## 2.5. Hipótesis

### 2.5.1. Hipótesis general

El conocimiento de las medidas tomadas en la evaluación del performance de la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina, permitirá establecer alternativas para reducir las interrupciones por descargas atmosféricas, en consecuencia, mejorar el performance de la línea de transmisión.

### 2.5.2. Hipótesis específicas

- El conocimiento de la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas, permitirá establecer alternativas de un mejor apantallamiento de la línea.
- El conocimiento de la influencia de los valores de Puesta a Tierra en la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina ante las interrupciones por descargas atmosféricas, permitirá establecer el mejoramiento del Sistema de Puesta a Tierra para reducir las interrupciones por descargas atmosféricas.



- El conocimiento de la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas, permitirá establecer la cantidad y ubicación de los descargadores de sobretensión que coadyuve la reducción de interrupciones.





## CAPÍTULO III MATERIALES Y MÉTODOS

### 3.1. Lugar de estudio

La línea de transmisión 60kV Azángaro –Derivación Putina, se encuentra entre las provincias de Azángaro y San Antonio de Putina:

- Inicio de línea:

Subestación Azángaro, UTM: 370413.00 m E, 8350843.00 m S

- Fin de línea:

Subestación de Derivación Putina, UTM: 405804.00 m E, 8349502.00 m S

- El perfil de línea supera los 4762 msnm, promedio de altura de la línea 4090 msnm.



Figura 27. Ubicación geográfica en el SEIN

Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC).

### 3.2. Población

Líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

### 3.3. Muestra

La muestra es la Línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina de la empresa Distribuidora de Electro Puno S.A.A.

### 3.4. Método de investigación

La muestra obtenida es **No Probabilística** (muestra dirigida), se consideraron todas estructuras (torres de tipo A, S, T1 y T2) de la Línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina.

Considerando los objetivos y variables, la investigación tiene un enfoque de investigación **Cuantitativo**, dado que se hará uso de la recolección de datos para probar hipótesis, con

base en la medición numérica y el análisis estadístico. En referencia al alcance de la investigación desarrollada es **Descriptiva**.

### **3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos específicos**

Para conocer la influencia del apantallamiento, influencia de los valores de Puesta a Tierra y la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas, se solicitó la información técnica correspondiente a la línea de transmisión a Electro Puno S.A.A (ELPU) y OSINERGMIN, los cuales fueron analizados, trasladados (caso información, Mapa Ceraúnico del Perú - Osinergmin con la ruta de línea de transmisión de ELP), y procesadas en el Software ATP, conforme a lo siguiente:

#### **3.5.1. Descripción de variables analizadas en los objetivos específicos**

##### **Variable independiente:**

Apantallamiento de la línea

Valores de Puesta a Tierra

Descargadores de sobretensión

##### **Variable dependiente:**

Interrupciones por descargas atmosféricas

#### **3.5.2. Descripción detallada del uso de materiales, equipos, instrumentos, insumos, entre otros**

Realizado la recolección de información técnica de la línea de transmisión, se procedió al análisis, interpretación y evaluación de la recolección de la información, consecuente a ello, se ingresa y procesa los datos en el programa ATP y Excel, para luego analizar e interpretar los resultados obtenidos.

A continuación, se muestra la información técnica recolectada, como: características técnicas de la línea, equipos de aislamiento existentes, equipos de protección existentes, reporte medición de puesta a tierra, reporte inspección de cadena de aisladores, reporte de interrupciones del periodo 2017 al 2021, y Mapa Ceraúnico del Perú – Osinergmin:

Tabla 6

*Características técnicas de la línea de transmisión 60 kV Azángaro -derivación Putina (L-6024)*

<b>Descripción</b>	<b>Unidad de medida</b>	<b>Valor</b>
Nivel de Tensión	kV	60
Longitud	km	40.054
Tipo de Estructuras	Varios	Torres de celosía
Cantidad de torres tipo T2	Unidad	3
Cantidad de torres tipo T	Unidad	2
Cantidad de torres tipo A	Unidad	32
Cantidad de torres tipo S	Unidad	81
Total Estructuras	Unidad	118
Sección de conductor AAAC	mm <sup>2</sup>	150
Resistencia DC 20°C del conductor AAAC	Ω/km	0.2138
Radio exterior del conductor AAAC	mm	7.875
Sección cable de Guarda OPGW	mm <sup>2</sup>	92
Resistencia DC 20°C del conductor OPGW	Ω/km	0.9
Radio interior del conductor OPGW	mm	5.1
Radio exterior del conductor OPGW	mm	5.4
Tipo de Aislador		Polimérico (goma de silicón)
Longitud del aislador	mm	995
Distancia de arco seco	mm	725
Longitud de línea de fuga del aislador	mm	2000
Tensión disruptiva a baja frecuencia en seco (tensión de flameo a 60 Hz)	kV	350
Resistividad del terreno (promedio)	Ω-m	500
Puesta en Servicio	Año	2011

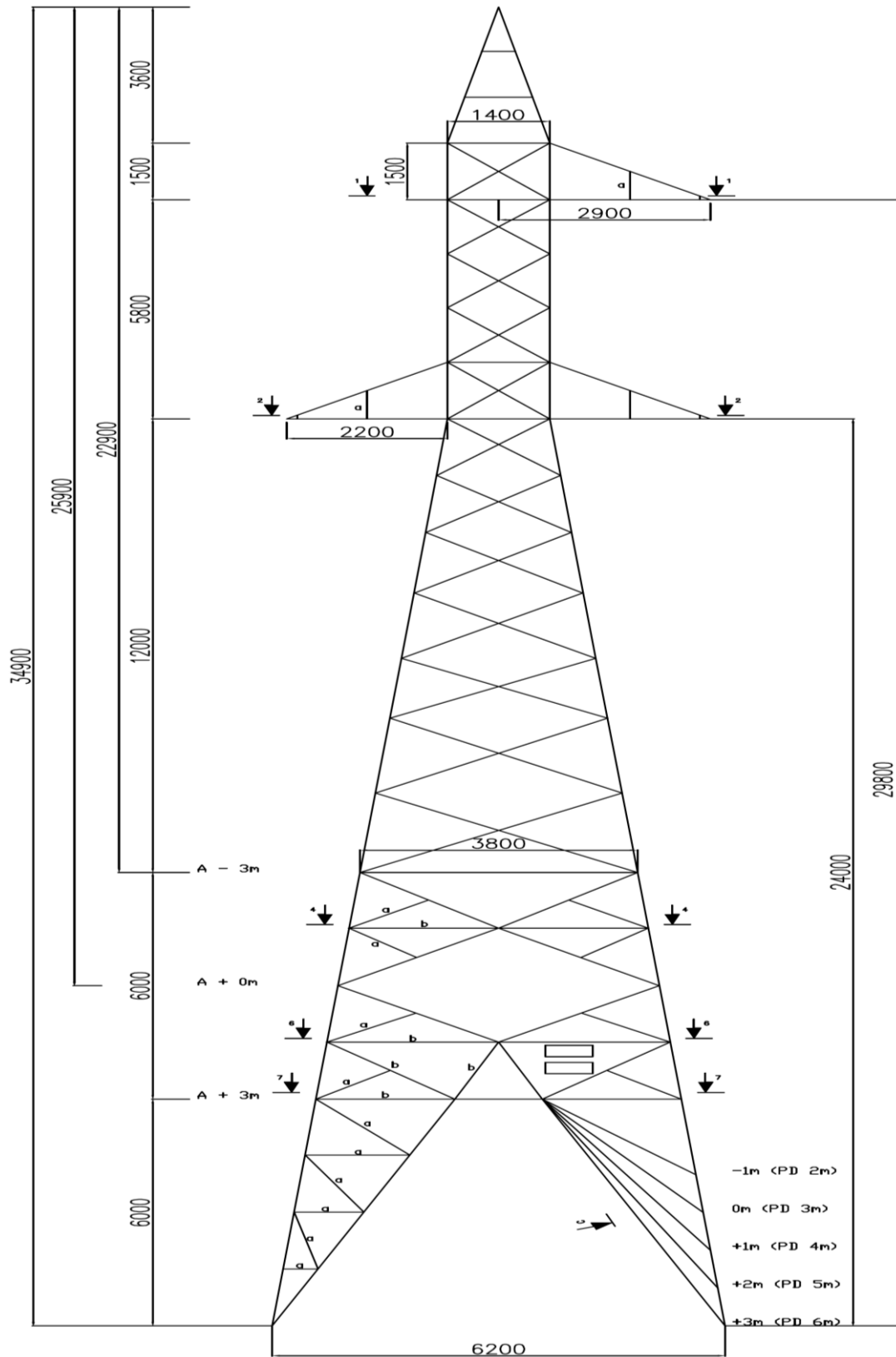


Figura 28. Diagrama esquemático torre tipo Anclaje  
Fuente: Expediente técnico línea de transmisión 60kV Azángaro–Putina–Huancané–Ananea y Subestaciones (2011). Electro Puno S.A.A.

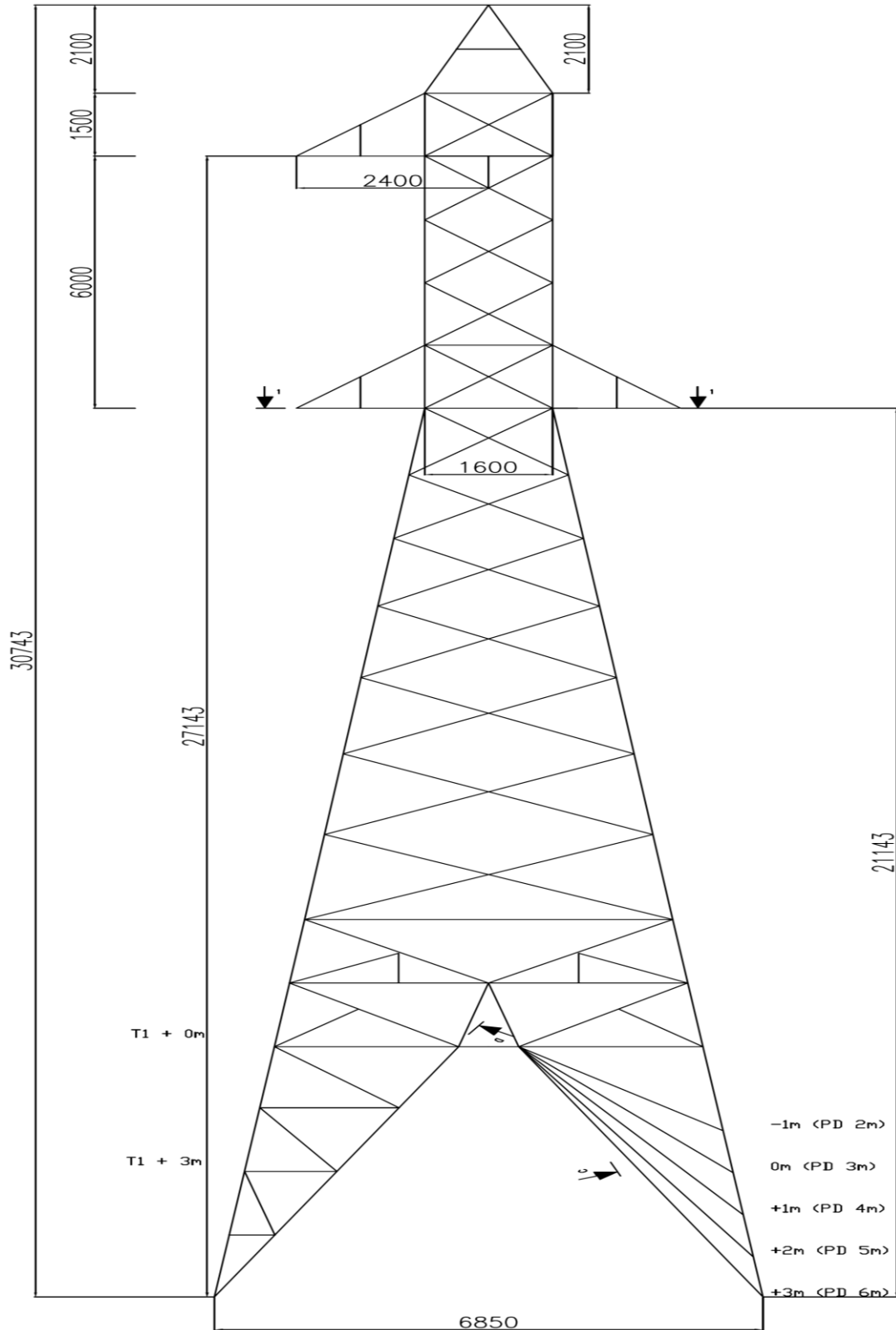
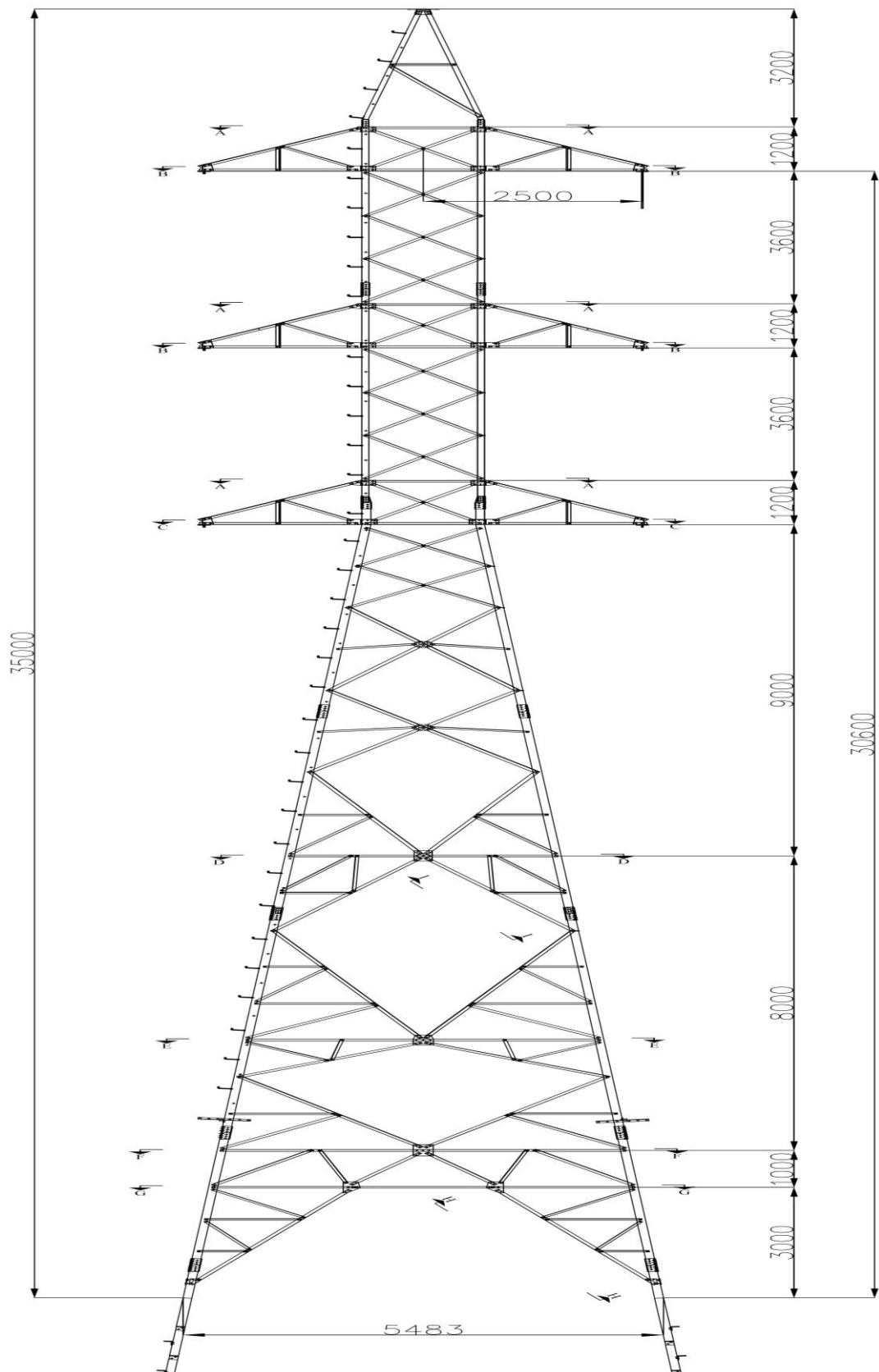


Figura 29. Diagrama esquemático torre tipo Terminal T1

Fuente: Expediente técnico línea de transmisión 60kV Azángaro–Putina–Huancané–Ananea y Subestaciones (2011). Electro Puno S.A.A.



*Figura 30.* Diagrama esquemático torre tipo Terminal T2  
Fuente: Expediente técnico línea de transmisión 60kV Azángaro–Putina–Huancané–Ananea y Subestaciones (2011). Electro Puno S.A.A.

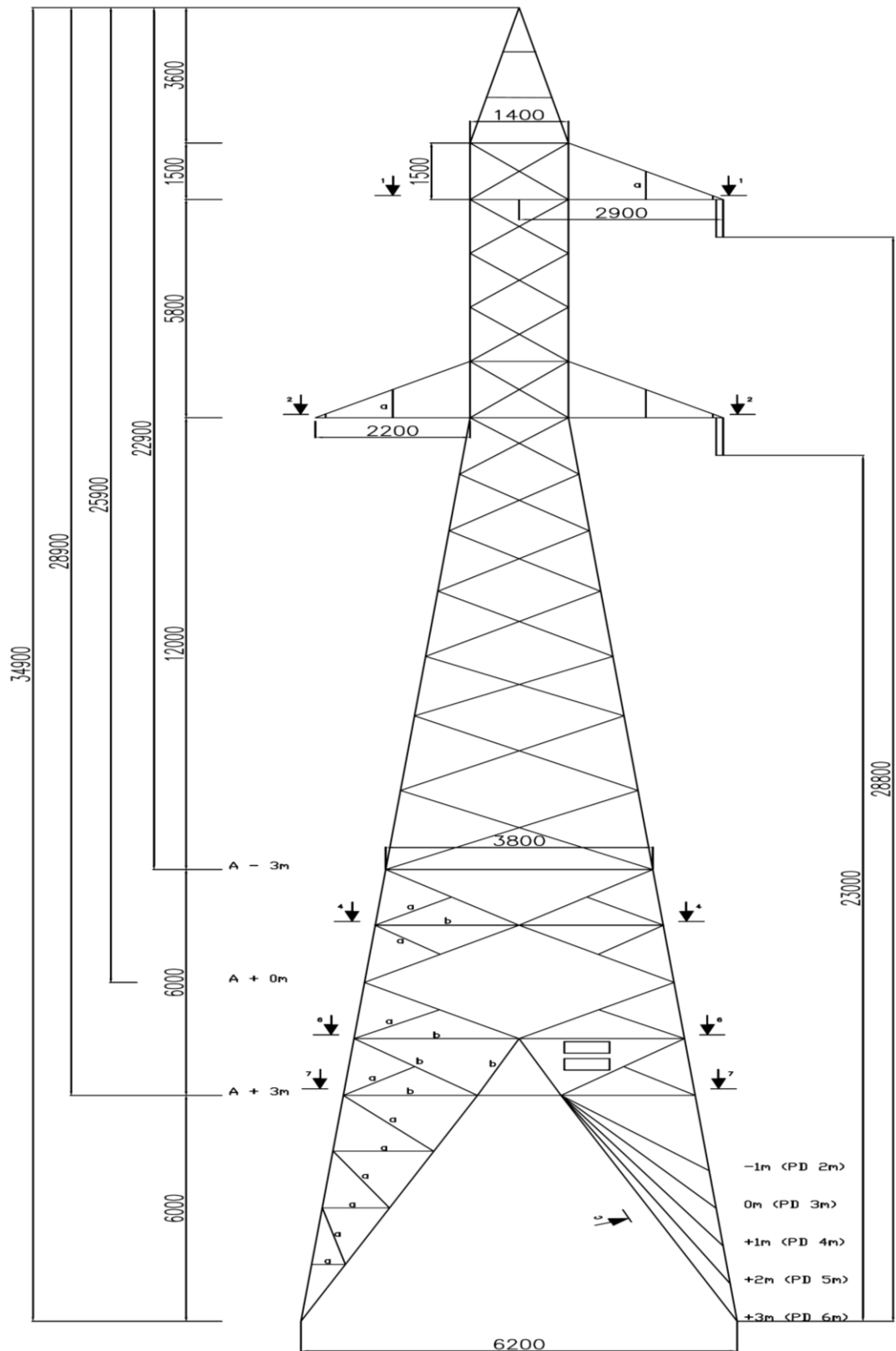


Figura 31. Diagrama esquemático torre tipo Suspensión

Fuente: Expediente técnico línea de transmisión 60kV Azángaro–Putina–Huancané–Ananea y Subestaciones (2011). Electro Puno S.A.A.



Tabla 7

*Apantallamiento de la línea*

Tipo de estructura	Altura de la estructura (h_metros)	Altura de conductor fase (y_metros)	Distancia horizontal eje estructura a conductor de fase (a_metros)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase ( $\alpha$ °)	Distancia de separación entre el cable de guarda y conductor de fase	Si existe blindaje natural (arboles, estructuras metálicas más altas, cerros más que la estructura, etc.)
A+3 (Anclaje)	34.9	29.8	2.9	29.6	10.9	No
S+3 (Suspensión)	34.9	28.8	2.9	25.4	11.9	No
T+3 (Terminal 1)	30.743	27.143	2.4	33.7	9.6	No
T+3 (Terminal 2)	35	29.6	2.5	24.8	15	No

Tabla 8

*Valores de Puesta a Tierra de las estructuras*

Nº Estructura	Tipo de torre	Tipo de PAT	Valor actual ( $\Omega$ )	Distancia acumulada (m)	Medida de vano adelante (m)	MSNM	Observaciones a valor de PAT
1	T2	RB	2.49	341.83	341.83	3864.64	Admisible
2	T2	RB	2.65	594.18	252.35	3864.84	Admisible
3	T2	RB	3.01	791.20	197.02	3862.53	Admisible
4	T	RB	2.57	1137.71	346.52	3862.79	Admisible
5	S	RB	3.18	1476.65	338.94	3863.21	Admisible
6	S	RB	3.26	1809.85	333.20	3866.67	Admisible
7	S	RB	2.92	2030.40	220.55	3867.79	Admisible
8	A	RB	2.88	2231.80	201.40	3865.00	Admisible
9	A	RB	3.10	2439.00	207.19	3863.78	Admisible
10	A	RB	3.51	3130.15	691.15	3863.63	Admisible
11	A	C	3.85	3282.47	152.32	3992.93	Admisible
12	A	RB	6.61	4089.65	807.18	3966.69	Admisible
13	A	RB	5.46	4514.51	424.86	3854.51	Admisible



14	S	RB	5.45	4664.80	150.30	3855.13	Admisible
15	A	RB	6.71	4952.45	287.65	3855.00	Admisible
16	S	RB	7.10	5270.51	318.06	3855.32	Admisible
17	S	RB	5.20	5611.11	340.60	3861.97	Admisible
18	A	RB	4.46	6010.09	398.98	3867.31	Admisible
19	S	RB	4.01	6308.63	298.54	3867.77	Admisible
20	S	RB	3.74	6707.77	399.14	3867.63	Admisible
21	A	RB	3.20	7074.47	366.69	3867.60	Admisible
22	S	RB	3.67	7371.54	297.07	3867.37	Admisible
23	S	RB	4.02	7705.59	334.05	3867.38	Admisible
24	S	RB	4.45	8060.37	354.78	3867.03	Admisible
25	S	RB	4.20	8394.97	334.60	3867.01	Admisible
26	S	RB	4.43	8672.73	277.76	3865.54	Admisible
27	S	RB	7.12	9016.74	344.02	3864.11	Admisible
28	S	RB	12.39	9355.65	338.90	3856.41	Admisible
29	S	RB	3.59	9655.68	300.03	3855.48	Admisible
30	S	RB	5.64	9968.90	313.22	3858.83	Admisible
31	A	RB	6.04	10295.46	326.56	3861.43	Admisible
32	S	RB	4.15	10662.81	367.35	3861.94	Admisible
33	S	RB	3.13	10988.11	325.30	3861.85	Admisible
34	S	RB	3.11	11306.28	318.17	3862.18	Admisible
35	S	RB	2.99	11614.18	307.90	3862.13	Admisible
36	S	RB	2.50	11959.40	345.22	3860.13	Admisible
37	S	RB	2.66	12303.27	343.87	3859.05	Admisible
38	A	RB	5.54	12679.86	376.59	3858.84	Admisible
39	S	RB	3.83	13057.79	377.93	3858.44	Admisible
40	S	RB	2.73	13414.67	356.88	3858.28	Admisible
41	S	RB	2.30	13739.64	324.97	3858.27	Admisible
42	S	RB	2.58	14095.56	355.92	3858.26	Admisible
43	S	RB	3.10	14436.71	341.15	3858.49	Admisible
44	S	RB	3.08	14783.90	347.19	3859.58	Admisible
45	S	RB	3.20	15086.30	302.40	3860.11	Admisible
46	S	RB	2.62	15318.84	232.54	3860.08	Admisible
47	S	RB	4.30	15673.78	354.94	3860.41	Admisible
48	S	RB	3.51	16013.26	339.48	3860.91	Admisible



49	S	RB	4.30	16315.58	302.32	3861.82	Admisible
50	S	RB	3.30	16623.91	308.32	3861.91	Admisible
51	A	RB	3.30	16978.22	354.31	3863.31	Admisible
52	S	RB	4.31	17321.13	342.91	3864.96	Admisible
53	S	RB	4.74	17620.25	299.12	3865.94	Admisible
54	S	RB	3.93	17869.49	249.24	3867.19	Admisible
55	S	RB	3.22	18143.28	273.79	3867.81	Admisible
56	S	RB	3.15	18555.02	411.74	3869.02	Admisible
57	S	RB	3.56	18729.47	174.46	3905.34	Admisible
58	S	RB	3.03	19247.49	518.01	3911.79	Admisible
59	S	RB	2.63	19421.75	174.26	3905.44	Admisible
60	S	RB	2.82	19873.58	451.83	3916.76	Admisible
61	A	RB	4.74	20501.30	627.72	3895.63	Admisible
62	A	RB	2.56	20969.67	468.37	3981.81	Admisible
63	S	RB	8.63	21121.02	151.35	4066.95	Admisible
64	S	RB	8.45	21491.67	370.65	4102.60	Admisible
65	S	RB	9.52	21814.42	322.75	4160.24	Admisible
66	A	RB	3.17	22261.46	447.04	4178.50	Admisible
67	A	RB	15.98	22623.80	362.34	4236.16	Admisible
68	S	C	4.04	22908.07	284.27	4327.36	Admisible
69	S	C	4.21	23008.91	100.84	4411.07	Admisible
70	S	RB	22.30	23302.73	293.82	4430.81	Admisible
71	S	C	2.96	23461.23	158.50	4386.89	Admisible
72	S	RB	15.53	23958.83	497.60	4365.13	Admisible
73	A	RB	16.28	24623.40	664.57	4311.30	Admisible
74	A	RB	14.83	24846.33	222.93	4426.71	Admisible
75	S	RB	11.37	25128.63	282.30	4440.32	Admisible
76	S	RB	18.14	25441.13	312.50	4449.79	Admisible
77	A	RB	8.30	26482.67	1041.54	4458.54	Admisible
78	A	RB	3.45	26848.94	366.27	4518.96	Admisible
79	S	RB	13.07	27008.94	160.00	4592.55	Admisible
80	S	RB	5.24	27295.20	286.26	4630.31	Admisible
81	S	RB	16.04	27645.07	349.87	4638.04	Admisible
82	S	RB	21.37	27974.37	329.30	4649.21	Admisible
83	S	RB	10.50	28311.44	337.07	4669.18	Admisible



84	S	RB	22.21	28581.54	270.10	4713.62	Admisible
85	S	RB	10.71	29004.59	423.05	4715.76	Admisible
86	A	RB	4.86	29688.97	684.38	4678.44	Admisible
87	A	RB	3.39	30211.49	522.52	4685.63	Admisible
88	S	C	1.74	30350.30	138.81	4683.45	Admisible
89	S	A	4.40	30589.19	238.89	4659.96	Admisible
90	S	RB	5.60	31036.44	447.25	4628.47	Admisible
91	A	RB	4.36	31385.66	349.23	4571.03	Admisible
92	A	RB	8.72	31800.45	414.79	4586.79	Admisible
93	A	A	4.02	32516.35	715.90	4545.03	Admisible
94	A	A	2.42	32747.33	230.98	4473.99	Admisible
95	S	RB	8.81	32954.87	207.54	4465.51	Admisible
96	A	RB	6.60	33665.97	711.10	4460.47	Admisible
97	A	RB	8.60	33950.03	284.05	4446.44	Admisible
98	S	RB	8.50	34223.42	273.40	4467.62	Admisible
99	S	RB	4.72	34585.17	361.75	4431.28	Admisible
100	A	RB	9.93	35037.95	452.77	4385.70	Admisible
101	A	RB	20.30	35269.54	231.60	4363.22	Admisible
102	S	RB	18.90	35672.98	403.44	4336.79	Admisible
103	S	RB	16.80	35787.31	114.33	4292.19	Admisible
104	S	RB	14.30	36196.29	408.98	4252.78	Admisible
105	S	RB	15.82	36380.79	184.50	4184.04	Admisible
106	S	RB	4.68	36662.72	281.93	4121.74	Admisible
107	A	RB	2.84	37131.58	468.86	4051.48	Admisible
108	S	RB	8.06	37301.31	169.73	3986.21	Admisible
109	S	RB	4.15	37519.07	217.76	3968.66	Admisible
110	S	RB	4.99	37923.85	404.78	3940.62	Admisible
111	S	C	2.57	38048.98	125.13	3904.10	Admisible
112	S	RB	19.15	38253.00	204.02	3904.47	Admisible
113	S	RB	3.51	38703.05	450.05	3893.42	Admisible
114	S	RB	2.81	38934.86	231.81	3872.76	Admisible
115	S	RB	3.64	39364.10	429.24	3872.17	Admisible
116	A	RB	8.58	39718.34	354.24	3840.46	Admisible
117	S	RB	8.73	39995.21	276.87	3845.31	Admisible
118	T	RB	3.06	40054.40	59.19	3846.68	Admisible

Tabla 9

*Descargadores de sobretensión*

N° de Estructura	Marca de descargadores de sobretensión	Tensión nominal	MCOV (kV)	Clase o Disipación de energía (kJ/kV)	Tipo de torre	Fase R (Superior)	Fase S (Media)	Fase T (Inferior)	Subtotal	Fecha de puesta en servicio
69	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	S	1	1	1	3	06/2021
70	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	S	1	1	1	3	06/2021
80	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	S	1	1	1	3	06/2021
81	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	S	1	1	1	3	06/2021
82	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	S	1	1	1	3	06/2021
84	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	S	1	1	1	3	06/2021
85	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	S	1	1	1	3	06/2021
92	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	A	1	1	1	3	06/2021
93	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	A	1	1	1	3	06/2021
101	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	A	1	1	1	3	06/2021
102	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	S	1	1	1	3	06/2021
103	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	S	1	1	1	3	06/2021
104	JSC-"Polymer Apparat"	72	57	6	S	1	1	1	3	06/2021
Total						13	13	13	39	

Tabla 10

*Reporte de Aisladores que presentan contorneo*

N°	N° de Estructura	Tipo de Estructuras	Aisladores que presentan contorneo / fase
1	1006	Suspensión	S, R
2	1011	Anclaje	R
3	1028	Suspensión	R
4	1048	Suspensión	R
5	1055	Suspensión	S
6	1056	Suspensión	R, S
7	1068	Suspensión	R, T
8	1070	Suspensión	R, T
9	1072	Suspensión	R, S, T
10	1073	Anclaje	1S
11	1074	Anclaje	1R, 1S, 1T
12	1076	Suspensión	R, S, T
13	1077	Anclaje	2R
14	1078	Anclaje	1T
15	1079	Suspensión	R, S, T
16	1081	Suspensión	R, S, T
17	1082	Suspensión	R, S, T
18	1083	Suspensión	R, T
19	1086	Anclaje	1S
20	1087	Anclaje	1R
21	1089	Suspensión	R, S
22	1090	Suspensión	T
23	1091	Anclaje	2T
24	1093	Anclaje	2R, 2S, 2T
25	1095	Suspensión	T
26	1099	Suspensión	S, T
27	1101	Anclaje	1T, 1S, 1T
28	1102	Suspensión	R, T
29	1103	Suspensión	S
30	1105	Suspensión	R, S
31	1106	Suspensión	T
32	1107	Anclaje	1R
33	1112	Suspensión	S

Tabla 11

*Interrupciones por descargas atmosféricas y otros L-6024 Azángaro-Derivación Putina*

Fecha de Inicio Int.	Fecha de Fin Int.	Duración (Horas)	Potencia Int.	Descripción
17/10/2022 11:15	17/10/2022 11:18	0.05	15.36	Interrupción de la línea por vientos y descargas Atmosféricas
15/03/2022 23:53	16/03/2022 15:47	15.89	6.93	Falla por nevada en la zona Azángaro Putina l-6024, y falla del mecanismo de operación de interruptor de potencia celda de salida L-6024 set Azángaro
15/01/2022 14:45	15/01/2022 14:47	0.02	11.26	afecto descargas atmosféricas en la línea 6024 Azángaro - Putina
5/01/2022 20:10	5/01/2022 20:12	0.03	9.71	afecto descargas atmosféricas a la línea L-6024 Azángaro-Putina
14/10/2021 14:22	14/10/2021 14:24	0.02	15.95	se presentó descargas atmosféricas por la zona
11/10/2021 12:00	11/10/2021 12:02	0.03	13.11	Descargas Atmosféricas por la zona de Azángaro Putina.
11/09/2021 16:40	11/09/2021 16:41	0.02	8.5	Descargas atmosféricas en la Azángaro Putina.
14/04/2021 08:08	14/04/2021 08:09	0.01	7.14	Descargas Atmosféricas por la zona de Azángaro.
14/04/2021 07:46	14/04/2021 07:47	0.01	5.12	Descargas Atmosféricas por la zona de Azángaro.
11/04/2021 13:29	11/04/2021 13:30	0.02	4.89	Descargas atmosféricas por la zona de Azángaro.
6/04/2021 15:48	6/04/2021 15:59	0.18	11.79	Afectó descargas atmosféricas a la línea L-6024 de Azángaro-Putina.
30/03/2021 14:10	30/03/2021 14:10	0.01	11.6	Descargas Atmosféricas en la zona de Azángaro.
16/03/2021 15:54	16/03/2021 15:57	0.04	11.08	Descargas atmosféricas zona Azángaro Putina.

21/01/2021 14:58	21/01/2021 14:59	0.02	11.11	Descargas atmosféricas en la l-6024 Azángaro Putina
14/01/2021 13:30	14/01/2021 13:32	0.03	10.2	Descargas Atmosféricas en la zona Azángaro Putina
14/01/2021 13:06	14/01/2021 13:08	0.03	8.1	Descargas Atmosféricas en la zona Azángaro Putina.
14/01/2021 13:02	14/01/2021 13:04	0.04	9.55	Descargas Atmosféricas en la zona de Azángaro Putina.
12/01/2021 13:04	12/01/2021 13:05	0.03	8.89	Descargas atmosféricas en la zona de Azángaro.
12/01/2021 12:01	12/01/2021 12:04	0.05	7.7	Descargas atmosféricas en la línea 6024
25/10/2020 14:22	25/10/2020 14:24	0.03	9.28	Afectó descargas atmosféricas en la línea L- 6024 de Azángaro-Putina
17/10/2020 16:26	17/10/2020 16:29	0.04	6.81	Descargas atmosféricas zona de Azángaro.
17/09/2020 15:00	17/09/2020 15:03	0.04	9.9	Descargas atmosféricas en la zona Azángaro Putina.
5/04/2020 18:38	5/04/2020 18:39	0.02	5.53	Descargas atmosféricas en el tramo de Azángaro - putina
11/03/2020 07:51	11/03/2020 08:00	0.16	7.36	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
24/02/2020 14:52	24/02/2020 14:53	0.01	1.18	Descargas atmosféricas zona de Azángaro.
24/02/2020 14:47	24/02/2020 14:48	0.02	3.07	Descargas atmosféricas zona de Azángaro.
24/02/2020 14:37	24/02/2020 14:38	0.02	6.63	Descargas atmosféricas zona de Azángaro.
3/01/2020 12:49	3/01/2020 12:51	0.03	4.2	Afectó descargas atmosféricas por zona Azángaro-Putina L-6024.
26/03/2019 01:07	26/03/2019 01:14	0.12	2.4	Descargas atmosféricas en la zona de Putina y Ananea.
22/03/2019 13:11	22/03/2019 13:14	0.05	5.82	Descargas atmosféricas en la zona de Putina.



19/03/2019 14:11	19/03/2019 14:15	0.07	7.8	Descargas atmosféricas en la zona de Putina.
14/03/2019 20:14	14/03/2019 20:22	0.13	4.63	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
2/03/2019 13:38	2/03/2019 14:13	0.58	3.92	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
26/02/2019 14:10	26/02/2019 14:20	0.17	9.8	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro - Putina
22/02/2019 14:45	22/02/2019 14:47	0.04	8.18	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
11/02/2019 17:22	11/02/2019 17:35	0.22	11.1	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro Putina.
6/02/2019 16:10	6/02/2019 16:12	0.02	4.46	Afecto descargas atmosféricas en la zona de Azángaro Putina
6/02/2019 15:44	6/02/2019 15:45	0.02	9.74	Afecto descargas atmosféricas en la zona de Azángaro Putina
1/02/2019 09:59	1/02/2019 10:04	0.08	8.4	Fuertes lluvias y nevadas por la zona.
1/02/2019 07:49	1/02/2019 08:07	0.3	1.69	Fuertes lluvias y nevadas en la zona.
1/02/2019 07:41	1/02/2019 07:42	0.03	4.4	Fuerte lluvias y nevadas por la zona.
7/01/2019 14:32	7/01/2019 14:36	0.07	3.46	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
25/12/2018 12:09	25/12/2018 12:50	0.68	3.63	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
7/12/2018 14:29	7/12/2018 14:35	0.1	5.1	Descargas atmosféricas en la zona de Putina.

1/12/2018 14:44	1/12/2018 16:07	1.38	8.86	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
28/11/2018 15:15	28/11/2018 15:37	0.37	7.47	Afecto descargas atmosféricas por zona de Azángaro Putina
26/11/2018 12:07	26/11/2018 12:10	0.05	4.35	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
21/11/2018 18:28	21/11/2018 18:57	0.48	5.07	Descargas atmosféricas en la zona de Putina Azángaro.
20/11/2018 15:32	20/11/2018 15:40	0.13	6.57	Descargas atmosféricas en la zona de Azángaro Putina.
20/11/2018 13:48	20/11/2018 14:03	0.25	8.49	Descargas atmosféricas en la zona de Azángaro.
18/11/2018 13:22	18/11/2018 13:45	0.38	5.77	Descargas atmosféricas en la zona de Putina.
16/11/2018 11:59	16/11/2018 12:04	0.08	9.66	Afectado por fuertes vientos en la zona de Azángaro Putina.
15/11/2018 12:48	15/11/2018 12:56	0.13	9.74	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro Putina
14/11/2018 10:41	14/11/2018 10:48	0.12	4.78	afectado por fuertes vientos por zona de Azángaro Putina.
10/11/2018 11:16	10/11/2018 11:28	0.2	6.56	Afectó vientos por zona de Azángaro-Putina.
8/11/2018 14:24	8/11/2018 14:34	0.17	4.84	Afectó fuertes vientos por zona de Azángaro-Putina.
5/11/2018 14:03	5/11/2018 14:15	0.2	3.64	descargas atmosféricas en la zona de Putina.
4/11/2018 17:35	4/11/2018 17:37	0.03	2.66	Descargas atmosféricas en la zona de Azángaro.
3/11/2018 14:07	3/11/2018 14:15	0.14	2.74	Descargas atmosféricas en la zona Azángaro.
2/11/2018 11:30	2/11/2018 11:39	0.15	1.3	Afectado por descargas atmosféricas por Azángaro Putina.

1/11/2018 11:25	1/11/2018 11:38	0.22	3.3	Afectado por fuertes vientos por zona de Azángaro Putina.
29/10/2018 15:11	29/10/2018 15:24	0.22	6.65	Afecto descargas atmosféricas por la zona de Azángaro-Putina
25/10/2018 13:11	25/10/2018 13:23	0.2	9.55	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
23/10/2018 15:20	23/10/2018 15:32	0.2	8.89	Descargas atmosféricas en la zona de Azángaro Putina.
20/10/2018 12:56	20/10/2018 13:03	0.12	8.03	Descargas atmosféricas en la zona de Azángaro.
18/10/2018 12:46	18/10/2018 12:57	0.18	10.2	Afectado por descargas atmosféricas por la zona de Azángaro-Putina
17/10/2018 22:50	17/10/2018 23:05	0.25	7.61	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
16/10/2018 17:58	16/10/2018 18:07	0.15	6.88	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
16/10/2018 13:49	16/10/2018 14:00	0.18	4.47	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
16/10/2018 13:05	16/10/2018 13:20	0.25	5.39	Afectó descargas atmosféricas en zona Azángaro-Putina.
12/10/2018 15:24	12/10/2018 16:00	0.6	7.68	Descargas atmosféricas por la zona Azángaro Putina.
6/10/2018 14:24	6/10/2018 14:35	0.18	5.2	descargas atmosféricas en la zona de Azángaro.
28/09/2018 16:47	28/09/2018 16:52	0.08	10.26	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
28/09/2018 13:12	28/09/2018 13:22	0.17	8.28	Afectó descargas atmosféricas y vientos por zona de Azángaro-Putina.

---

25/09/2018 15:17	25/09/2018 15:29	0.2	6.57	Afectó descargas atmosféricas y nevadas por zona de Putina.
18/09/2018 13:49	18/09/2018 14:05	0.27	7.9	Afectado por fuertes vientos por zona de Putina.
15/09/2018 17:48	15/09/2018 18:04	0.27	3.59	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro Putina
15/09/2018 16:28	15/09/2018 16:50	0.37	5.37	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro Putina.
30/07/2018 15:42	30/07/2018 15:51	0.15	2.4	Afectó vientos por zona de Azángaro-Putina.
30/07/2018 13:52	30/07/2018 13:58	0.1	5.38	Afectó vientos fuertes por zona de Azángaro-Putina.
19/07/2018 17:05	19/07/2018 17:12	0.12	8.4	Fuertes vientos en la zona de Azángaro Putina
19/07/2018 11:05	19/07/2018 11:12	0.12	6.4	Fuertes vientos en la zona de Azángaro Putina
11/07/2018 18:29	11/07/2018 18:45	0.27	8.59	Descargas atmosféricas en la zona Azángaro Putina
3/06/2018 17:23	3/06/2018 17:46	0.38	1.49	Afectó nevadas por zona de Putina.
3/06/2018 13:15	3/06/2018 13:25	0.17	4.7	Afectó nevadas por zona de Putina.
3/06/2018 12:09	3/06/2018 12:50	0.68	2.6	Afectó nevadas por zona de Putina.
3/06/2018 09:34	3/06/2018 10:00	0.43	6.07	Afectó nevadas por zona de Putina.
3/06/2018 06:36	3/06/2018 09:13	2.62	6.15	Afectado por nevadas por zona de Putina
3/06/2018 04:32	3/06/2018 05:13	0.68	5.03	Afectó nevadas por zona de Putina a Ananea.
27/05/2018 16:45	27/05/2018 16:53	0.13	5.05	Afectó vientos por zona de Azángaro-Putina.
10/05/2018 14:01	10/05/2018 14:09	0.13	5.43	vientos y descargas en la zona de Azángaro.

---

5/05/2018 14:57	5/05/2018 15:19	0.37	2.3	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.
27/04/2018 15:26	27/04/2018 15:53	0.45	6.53	Afectó descargas atmosféricas por zona de Putina.
23/04/2018 07:10	23/04/2018 07:13	0.05	3.48	descargas en la zona de Azángaro.
22/04/2018 20:40	22/04/2018 20:49	0.15	4.68	Afectado por fuertes vientos por zona de Azángaro - Putina.
18/04/2018 03:49	18/04/2018 04:01	0.2	6.04	Afectó vientos por zona de Azángaro-Putina.
5/04/2018 03:49	5/04/2018 04:10	0.35	7.07	Corrección al código de desconexión 182773 en hora inicio de interrupción es 03:49 a.m.
12/02/2018 11:58	12/02/2018 12:32	0.57	3.47	Afectó descargas atmosféricas por zona de Putina-Azángaro.
8/02/2018 14:48	8/02/2018 15:18	0.5	9.22	Descargas atmosféricas en la zona de Ananea.
7/02/2018 20:01	7/02/2018 20:19	0.3	10.23	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Putina
3/02/2018 08:58	3/02/2018 09:46	0.8	9.5	Afectado por fuertes vientos por zona de Putina.
28/01/2018 16:38	28/01/2018 16:49	0.18	4.948	Descargas Atmosféricas por la zona de Azángaro
25/01/2018 13:37	25/01/2018 13:40	0.05	7.29	Descargas atmosféricas zona de Azángaro.
19/01/2018 15:15	19/01/2018 15:30	0.25	6	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro - Putina.
13/01/2018 17:01	13/01/2018 17:06	0.08	6.65	Descargas atmosféricas en la zona de Putina.
12/01/2018 14:53	12/01/2018 15:06	0.22	7.06	Descargas Atmosféricas por la zona de Azángaro - Putina

3/01/2018 11:40	3/01/2018 11:49	0.15	2.22	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Putina
28/12/2017 18:02	28/12/2017 18:39	0.62	7.5	Desconexión por emergencia ajuste en las borneras del interruptor de potencia L-6024 por fatiga SE Azángaro.
27/12/2017 18:52	28/12/2017 04:03	9.18	6.35	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro Putina.
23/12/2017 13:37	23/12/2017 14:49	1.2	6.8	Vientos y descargas por la zona.
19/12/2017 17:08	19/12/2017 17:27	0.32	1.19	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro - Putina
19/12/2017 16:00	19/12/2017 17:03	1.05	7.29	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Putina
9/12/2017 17:10	9/12/2017 17:38	0.47	4.98	Vientos y descargas en la zona.
9/12/2017 16:07	9/12/2017 16:11	0.07	7.09	Vientos y descargas en la zona.
8/12/2017 13:07	8/12/2017 13:15	0.13	10.02	Vientos y descargas en la zona de Putina y Azángaro.
1/12/2017 12:59	1/12/2017 13:07	0.13	7.91	Afectó vientos fuertes por zona de Putina.
27/11/2017 12:00	27/11/2017 12:08	0.13	7.53	Descargas atmosféricas.
27/11/2017 10:39	27/11/2017 10:48	0.15	8.27	Vientos y descargas por la zona.
16/11/2017 11:16	16/11/2017 11:29	0.22	8.96	Afectó vientos fuertes por zona de Putina
6/11/2017 13:11	6/11/2017 13:26	0.25	5.22	Tormentas en la zona de Putina
18/10/2017 13:14	18/10/2017 13:22	0.13	8.47	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina.



---

17/10/2017 11:25	17/10/2017 11:37	0.2	7.28	Afectó descargas atmosféricas con granizadas por zona de Putina-Quilcapunco.
3/10/2017 17:40	3/10/2017 17:45	0.08	9.85	Descargas y viento en la zona de Putina.
30/09/2017 12:04	30/09/2017 12:14	0.17	9.1	Afectó Fuertes vientos por zona de Azángaro-Putina
24/05/2017 13:44	24/05/2017 13:59	0.25	6.65	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Azángaro - Putina.
17/05/2017 17:35	17/05/2017 17:46	0.18	6.05	Afectó vientos y descargas atmosféricas por zona de Putina.
10/04/2017 15:16	10/04/2017 16:01	0.75	7.43	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Putina
2/04/2017 13:53	2/04/2017 14:01	0.13	4.62	Afectó descargas atmosféricas por zona de Putina.
24/03/2017 15:47	24/03/2017 15:52	0.09	9.36	Afectado por descargas atmosféricas por zona de Putina.
5/02/2017 14:10	5/02/2017 14:18	0.13	4.2	Afectó descargas atmosféricas por zona de Azángaro-Putina

---

Fuente: Registro de interrupciones procedimiento 091-ELPU.



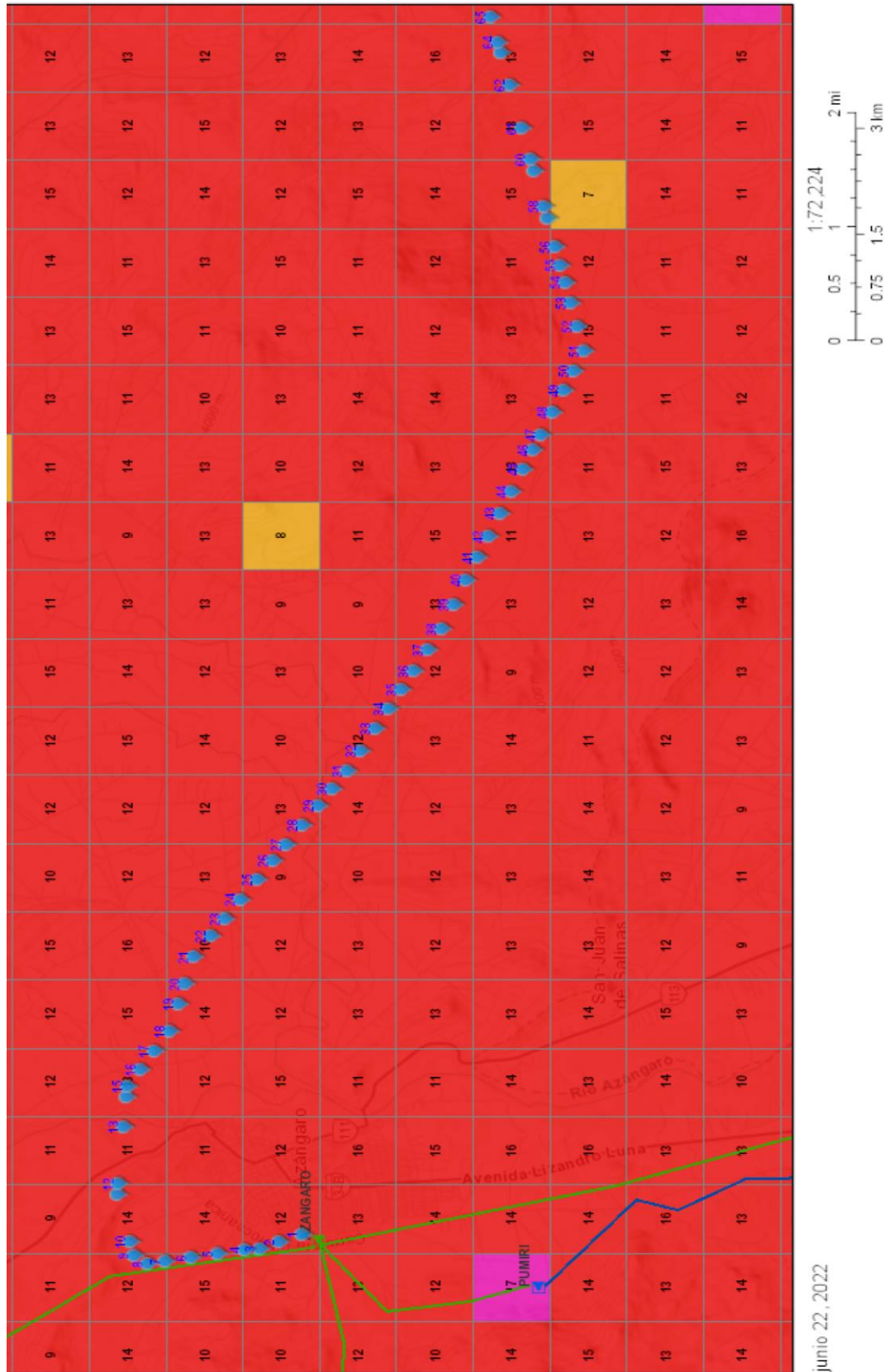


Figura 32. Mapa Ceraúncico del Perú – Osinergmin con superposición de tramo de estructuras 1 al 65 de la L-6024



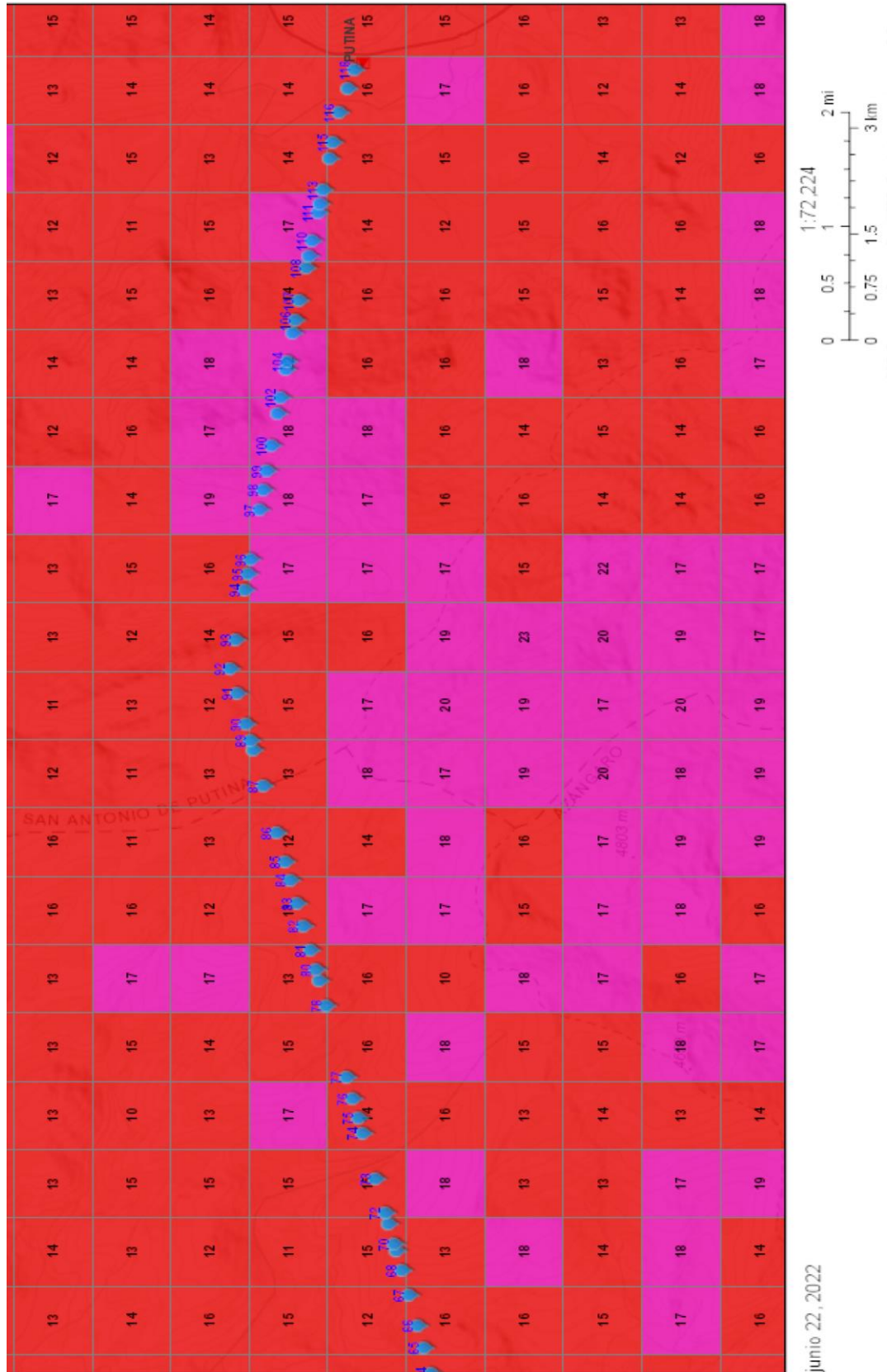


Figura 33. Mapa Ceraúncico del Perú – Osinergmin con superposición de tramo de estructuras 65 al 118 de la L-6024

### 3.5.3. Aplicación de prueba estadística inferencial

En esta investigación no se aplicó la prueba estadística inferencial, debido a que la muestra obtenida es **No Probabilística**. El mismo que se sustenta en dos casos: La primera es que, al no ser probabilísticas, no es posible calcular con precisión el error estándar, es decir, no podemos calcular con qué nivel de confianza hacemos una estimación. Esto es un grave inconveniente si consideramos que la estadística inferencial se basa en la teoría de la probabilidad, por lo que las pruebas estadísticas **en muestras no probabilísticas** tienen un valor limitado a la muestra en sí, más no a la población. Es decir, los datos no pueden generalizarse a ésta. Y la segunda es que, en las muestras de este tipo, la elección de los casos no depende de que todos tengan la misma probabilidad de ser elegidos, sino de la decisión de un investigador o grupo de personas que recolectan los datos. La única ventaja de una muestra no probabilística —desde la visión cuantitativa— es su utilidad para determinado diseño de estudio que requiere no tanto una “representatividad” de elementos de una población, sino una cuidadosa y controlada elección de casos con ciertas características especificadas previamente en el planteamiento del problema (Hernández *et al.*, 2010).

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados y discusión de la presente investigación se presentan por objetivos específicos, con la respectiva interpretación de la información contenida en tablas y/o figuras, demostrando la aceptación o rechazo de las hipótesis planteadas. Resultados que, son consecuentes del procesamiento de los datos del estado actual de; apantallamiento del cable de guarda, tipo y valores de las puestas a tierra de las torres, disposición de los descargadores de sobretensión e identificación de zonas de críticas de descargas atmosféricas conforme al Mapa Ceraunico del Perú (Número total de Rayos por km<sup>2</sup>/año). Cabe señalar que, en esta evaluación, no se tomó en cuenta la coordinación de aislamiento, dado que este no se enfoca en la problemática de la salida por rayos.

#### **4.1. Evaluación de la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión 60 KV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas**

##### **4.1.1. Resultados de la evaluación de la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión ante interrupciones por descargas atmosféricas**

Para la evaluación del apantallamiento, se consideró el modelo electrogeométrico, conforme descrito en el sustento teórico, el cual, se realizó para los cuatro tipos de torres que cuenta la línea de transmisión Azángaro – Derivación Putina.

Tabla 12

*Resumen de tipos de torre L-6024 Azángaro – Derivación Putina*

Tipo de Torre	Cantidad	Porcentaje (%)	Ubicación de Estructura
T2	3	2.54	Inicio de la línea, SET Azángaro
T1	2	1.69	Inicio y Fin de la línea, SET Azángaro y Derivación Putina
A	32	27.12	En el recorrido de la línea, principalmente en vértices
S	81	68.64	En el recorrido de la línea, dentro de los vértices de la línea
Total	118	100.00	

Tabla 13

*Cálculo de intensidad máxima de fallo de apantallamiento ( $I_m$ ), distancia crítica, probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la  $I_m$*

Tipo de estructura	Altura de la estructura (h_metros)	Altura de conductor fase (y_metros)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase ( $\alpha_{\circ}$ )	Distancia crítica a tierra para $I_m$ (metros) $rgm = ((h+y)/2)/(1-\gamma \text{sen} \alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $I_m = (rgm/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I < I_m) = 1 - (1/(1+(I_m/31)^{2.6}))$
A+3 (Anclaje)	34.9	29.8	29.6	63.97	24.49	35.15%
S+3 (Suspensión)	34.9	28.8	25.4	55.81	19.86	23.90%
T+3 (Terminal 1)	30.743	27.143	33.7	65.00	25.10	36.61%
T+3 (Terminal 2)	35	29.6	24.8	55.70	19.80	23.76%

En consecuencia, los resultados de la evaluación descritos en la tabla nos muestran, que las 4 estructuras de la línea presentan probabilidad de que se produzca el flameo

directo. Es así, por lo que, se realizó la determinación del ángulo óptimo para cada una de las estructuras:

Tabla 14

*Cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento de la línea para estructura de tipo A*

Tipo de estructura	Altura de la estructura (h_metros)	Altura de conductor fase (y_metros)	Distancia horizontal eje estructura a conductor de fase (a_metros)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase ( $\alpha_{\circ}$ )	Distancia crítica a tierra para Im (metros) $r_{gm} = ((h+y)/2)/(1-\gamma \text{sen}\alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $I_m = (r_{mg}/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I < I_m) = 1 - (1/(1+(I_m/31)^{2.6}))$
A+3 (Anclaje)	34.90	29.80	2.90	29.62	63.97	24.49	35.15%
A+3 (Anclaje)	36.00	29.80	2.90	25.07	57.09	20.56	25.58%
A+3 (Anclaje)	38.00	29.80	2.90	19.48	50.86	17.21	17.80%
A+3 (Anclaje)	40.00	29.80	2.90	15.87	48.04	15.76	14.70%
A+3 (Anclaje)	42.00	29.80	2.90	13.37	46.70	15.09	13.34%
A+3 (Anclaje)	44.00	29.80	2.90	11.54	46.13	14.81	12.78%
<b>A+3 (Anclaje)</b>	<b>46.00</b>	<b>29.80</b>	<b>2.90</b>	<b>10.15</b>	<b>46.01</b>	<b>14.75</b>	<b>12.66%</b>
A+3 (Anclaje)	48.00	29.80	2.90	9.05	46.16	14.83	12.82%
A+3 (Anclaje)	50.00	29.80	2.90	8.17	46.51	15.00	13.15%

Tabla 15

*Cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento de la línea para estructura de tipo S*

Tipo de estructura	Altura de la estructura (h_metros)	Altura de conductor fase (y_metros)	Distancia horizontal eje estructura a conductor de fase (a_metros)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase ( $\alpha_{\circ}$ )	Distancia crítica a tierra para Im (metros) $rgm = ((h+y)/2)/(1-\gamma sen\alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $Im = (rmg/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I < Im) = 1 - (1/(1+(Im/31)^{2.6}))$
S+3 (Suspensión)	34.90	28.80	2.90	25.43	55.81	19.86	23.90%
S+3 (Suspensión)	36.00	28.80	2.90	21.94	51.73	17.66	18.81%
S+3 (Suspensión)	38.00	28.80	2.90	17.50	47.76	15.62	14.41%
S+3 (Suspensión)	40.00	28.80	2.90	14.52	45.91	14.70	12.57%
S+3 (Suspensión)	42.00	28.80	2.90	12.39	45.07	14.29	11.78%
<b>S+3 (Suspension)</b>	<b>44.00</b>	<b>28.80</b>	<b>2.90</b>	<b>10.80</b>	<b>44.79</b>	<b>14.16</b>	<b>11.53%</b>
S+3 (Suspensión)	46.00	28.80	2.90	9.57	44.86	14.19	11.59%
S+3 (Suspensión)	48.00	28.80	2.90	8.59	45.14	14.33	11.85%

Tabla 16

*Cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento de la línea para estructura de tipo T1*

Tipo de estructura	Altura de la estructura (h_metros)	Altura de conductor fase (y_metros)	Distancia horizontal eje estructura a conductor de fase (a_metros)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase ( $\alpha_{\circ}$ )	Distancia crítica a tierra para Im (metros) $rgm = ((h+y)/2)/(1-\gamma \text{sen}\alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $Im = (rmg/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I < Im) = 1 - (1/(1+(Im/31)^{2.6}))$
T1+3 (Terminal)	30.74	27.14	2.40	33.69	65.00	25.10	36.61%
T1+3 (Terminal)	32.00	27.14	2.40	26.28	53.07	18.37	20.43%
T1+3 (Terminal)	34.00	27.14	2.40	19.28	45.64	14.57	12.32%
T1+3 (Terminal)	36.00	27.14	2.40	15.16	42.75	13.17	9.75%
T1+3 (Terminal)	38.00	27.14	2.40	12.46	41.53	12.60	8.78%
T1+3 (Terminal)	40.00	27.14	2.40	10.57	41.11	12.41	8.46%
<b>T1+3 (Terminal)</b>	<b>40.74</b>	<b>27.14</b>	<b>2.40</b>	<b>10.01</b>	<b>41.08</b>	<b>12.39</b>	<b>8.44%</b>
T1+3 (Terminal)	42.00	27.14	2.40	9.17	41.13	12.41	8.48%
T1+3 (Terminal)	44.00	27.14	2.40	8.10	41.41	12.54	8.69%
T1+3 (Terminal)	46.00	27.14	2.40	7.25	41.85	12.75	9.03%

Tabla 17

*Cálculo del ángulo óptimo de apantallamiento de la línea para estructura de tipo T2*

Tipo de estructura	Altura de la estructura (h_metros)	Altura de conductor fase (y_metros)	Distancia horizontal eje estructura a conductor de fase (a_metros)	Ángulo de cable de guarda con respecto a conductor de fase ( $\alpha_{\circ}$ )	Distancia crítica a tierra para Im (metros) $rgm = ((h+y)/2)/(1-\gamma sen\alpha)$	Intensidad máxima de fallo de apantallamiento (kA) $Im = (rmg/8)^{(1/0.65)}$	Probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo $P(I<Im) = 1-(1/(1+(Im/31)^{2.6}))$
T2+3 (Terminal)	35.00	30.60	2.50	29.60	64.82	25.00	36.37%
T2+3 (Terminal)	37.00	30.60	2.50	21.34	53.13	18.41	20.51%
T2+3 (Terminal)	39.00	30.60	2.50	16.57	48.69	16.09	15.39%
T2+3 (Terminal)	41.00	30.60	2.50	13.52	46.72	15.10	13.36%
T2+3 (Terminal)	43.00	30.60	2.50	11.40	45.86	14.68	12.53%
<b>T2+3 (Terminal)</b>	<b>45.00</b>	<b>30.60</b>	<b>2.50</b>	<b>9.85</b>	<b>45.60</b>	<b>14.55</b>	<b>12.28%</b>
T2+3 (Terminal)	47.00	30.60	2.50	8.67	45.68	14.59	12.36%
T2+3 (Terminal)	49.00	30.60	2.50	7.74	45.99	14.74	12.65%
T2+3 (Terminal)	51.00	30.60	2.50	6.99	46.45	14.97	13.09%

De las tablas, se resume que, el ángulo óptimo de apantallamiento para la estructura tipo A es de  $10.15^{\circ}$ , con una intensidad máxima de fallo de apantallamiento de 14.75kA y una probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo de 12.66%, para el caso de la estructura tipo S es de  $10.80^{\circ}$ , con una intensidad máxima de fallo de apantallamiento de 14.16kA y una probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo de 11.53%, para el caso de la estructura tipo T1 es de  $10.01^{\circ}$ , con una intensidad máxima de fallo de apantallamiento de 12.39kA y una probabilidad



de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo de 8.44%, y para el caso de la estructura tipo T2 es de 9.85°, con una intensidad máxima de fallo de apantallamiento de 14.55kA y una probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor que la intensidad máxima de fallo de 12.28%. Sin embargo, para obtener dichos ángulos se tendría que rediseñarse las estructuras, cuya implementación requeriría corte de energía por varios días, el cual podría ser muy costoso, dado que, la energía suministrada en promedio en 24 horas es de: 307,124.25 kW-h, y considerando que la ganancia neta por la venta de energía es de 0.3 soles/ kW-h, se tendría una pérdida de 92,137.27 soles por 24 horas, a ello se tendría que agregar el costo del servicio de rediseño, servicio de montaje y desmontaje, costo de materiales, transporte, entre otros, que en resultado sería muy costoso. Por lo que, se debe plantear otra alternativa que técnicamente sea viable y económicamente sea menos oneroso.

Por lo tanto, el conocimiento de la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas, permitió conocer la deficiencia que presenta, y por ende permitió establecer la alternativa de un mejor apantallamiento de la línea. Sin embargo, esta alternativa es costoso, y requiere la interrupción de servicio eléctrico por varios días, cuya interrupción de servicio eléctrico generaría una pérdida en ganancia neta por venta de energía de 3,839.05 soles/hora.

#### **4.1.2. Discusión de los resultados de la evaluación de la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión ante interrupciones por descargas atmosféricas**

Según investigación de Gallegos (2019) concluye que, la aparamenta eléctrica tales como los aisladores, cable guarda y las puestas a tierra, son de mucha importancia dado que estos se encargan de minimizar las interrupciones por algún problema de fallas de origen ambiental. Conclusión que, fortalece los resultados obtenidos, en vista que, el apantallamiento de la línea, si influye en el buen performance de la línea de transmisión, el cual depende del ángulo óptimo de apantallamiento considerado en el diseño de la estructura.

De igual modo, en la investigación de Mamani (2020) encontró en el apantallamiento de la línea un traslape de 1.14m., por tal motivo determinó que la línea de transmisión

tiene un apantallamiento efectivo. De forma similar, en la presente investigación, se pudo determinar que el ángulo óptimo de apantallamiento (resultado del ángulo de referencia del cable de guarda al conductor crítico o conductor de la fase superior), para todas las estructuras de la línea de transmisión investigada. Resultando, para la estructura de tipo A de  $10.15^\circ$ , para la estructura tipo S de  $10.80^\circ$ , para la estructura tipo T1 de  $10.01^\circ$ , y para la estructura tipo T2 de  $9.85^\circ$ .

Por otro lado, Castillo (2019) en su investigación desarrollada en las 7 líneas de transmisión de 400 kV, concluye, que la modificación mecánica del ángulo de blindaje, en base a la configuración de la cadena de aisladores de las fases orilleras, o modificando las cúpulas de los guardas, siendo la primera más común que la segunda. No trae consigo un resultado satisfactorio, dado que se observan resultados similares a la situación actual, mientras que el mejoramiento del Sistema de Puesta a Tierra, se obtiene valores favorables para contrarrestar los fenómenos causados por descargas atmosféricas (flameo de aisladores). Esta conclusión, fortalece en la presente investigación, en tomar la decisión de trabajar en otras alternativas, sea el caso de mejorar la puesta a tierra e implementación de descargadores de sobretensión, y, ya no en mejorar el apantallamiento existente.

Más bien, como concluye en su investigación desarrollada Alzate (2021) para establecer las medidas adecuadas de protección de una línea de transmisión, es necesario que en los estudios de coordinación de aislamiento deben considerar los resultados de los cálculos de los indicadores de falla, el mejoramiento del blindaje y el análisis de las fallas por descargas atmosféricas, cuyo estudio correspondería a la etapa de la elaboración del Proyecto.

#### **4.2. Evaluación de la influencia de los valores de puesta a tierra en la línea de transmisión 60 KV Azángaro – Derivación Putina ante las interrupciones por descargas atmosféricas**

##### **4.2.1. Resultados de la evaluación de la influencia de los valores de puesta a tierra en la línea de transmisión ante las interrupciones por descargas atmosféricas**

Los tipos de sistemas de puesta a tierra instalados en esta línea de transmisión Azángaro – Derivación Putina, son de tipo RB, A y C. Los cuales, para el caso RB y

A, están constituidos por una combinación de contrapesos longitudinales (Conductor copperweld N° 2 AWG con electrodos verticales (Jabalina copperweld 16 mm Ø (5/8"Ø) x 2,40 m de longitud), variando la cantidad de electrodos y longitud de contrapesos según la resistividad del terreno, y para el caso C (4 Jabalinas copperweld de 16 mm Ø (5/8"Ø) x 2,40 m de longitud, y 4 contrapesas de una longitud de 25 metros).

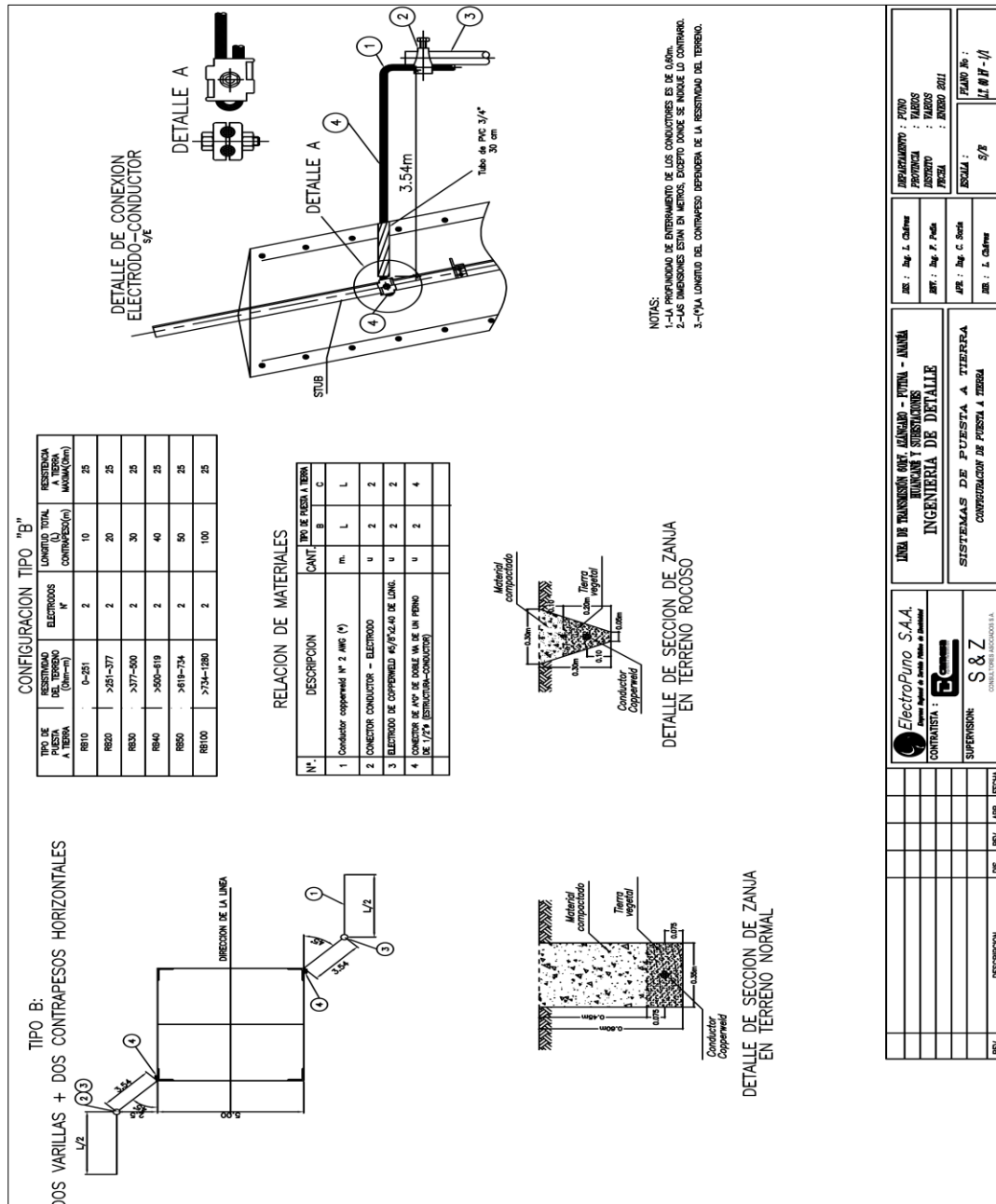


Figura 34. Diagrama esquemático de los sistemas de puestas a tierra instalados en las estructuras de la línea de transmisión Azángaro - Derivación Putina  
Fuente: Expediente técnico línea de transmisión 60kV Azángaro-Putina-Huancané-Ananea y Subestaciones (2011). Electro Puno S.A.A.

Conforme a la visualización gráfica y los valores de resistencia de puesta a tierra de la tabla 8. Los tipos de sistemas de puesta a tierra instalada desde inicio de operación de la línea de transmisión y otros mejoradas en el año 2018 y 2020, son los más adecuados. Dado que, según reporte de registros de medición tienen un valor promedio de sistema de puesta a tierra de  $6.46 \Omega$  a nivel de la línea de transmisión, siendo el valor límite máximo de 25 ohmios según regla N° 036.D. del C.N.E. Suministro 2011.

Sin embargo, con el transcurrir del tiempo esto sufre deterioros por falta de mantenimiento. Por lo que, se recomienda la medición del sistema de puesta a tierra, una vez al año en locales con afluencia de público y cada tres años en lugares comunes o con sistemas eléctricos domésticos según Para-rayos, (2022), y la renovación del sistema de puesta a tierra, se darán conforme a la última medición realizada.

Por otro lado, para diferenciar la importancia y el desempeño de los valores del Sistema de Puesta a Tierra, se procedió a simular impactos de rayo en el programa ATP Draw, considerando dos escenarios: valor de 25 ohmios para todas las estructuras y el valor actual de la resistencia de puesta a tierra (ver tabla 8), ambos escenarios fueron simulados para impactos de descarga atmosférica al cable de guarda, impactos con magnitudes de: 31, 53 y 90 kA.

Y, para ello, antes se procedió a la selección las estructuras donde impactará la descarga atmosférica, aplicando el análisis de Criticidad Total por Riesgo ( $CTR=FF_x((IO \times FO)+CM+SHA)$ ), así también, se comparó con la información aplicada con la técnica de Pareto de; aisladores contorneados (aisladores contorneados conforme muestra en la tabla 10) e impacto promedio de rayos por  $km^2/año$  (considerando el mapa ceraúnico del Perú – Osinergmin con superposición de estructuras de la L-6024, ver figuras 31 y 32), resultado que se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 18

*Determinación de estructuras con aisladores contorneados con mayor criticidad a consecuencia de impacto de rayo, aplicando Pareto*

Estructura	Tipo de torre	Nº Estructura	Aisladores contorneados (R=S=T=1, RS=ST=RT=2, RST=3)	Acumulado de Aisl Cont.	% Individual
1072	S	72	3	5.26%	5.26%
1074	A	74	3	10.53%	5.26%
1076	S	76	3	15.79%	5.26%
1079	S	79	3	21.05%	5.26%
1081	S	81	3	26.32%	5.26%
1082	S	82	3	31.58%	5.26%
1093	A	93	3	36.84%	5.26%
1068	S	68	2	40.35%	3.51%
1070	S	70	2	43.86%	3.51%
1083	S	83	2	47.37%	3.51%
1102	S	102	2	50.88%	3.51%
1099	S	99	2	54.39%	3.51%
1101	A	101	2	57.89%	3.51%
1006	S	6	2	61.40%	3.51%
1056	S	56	2	64.91%	3.51%
1089	S	89	2	68.42%	3.51%
1105	S	105	2	71.93%	3.51%
1078	A	78	1	73.68%	1.75%
1090	S	90	1	75.44%	1.75%
1091	A	91	1	77.19%	1.75%
1095	S	95	1	78.95%	1.75%
<b>1106</b>	<b>S</b>	<b>106</b>	<b>1</b>	<b>80.70%</b>	<b>1.75%</b>
1055	S	55	1	82.46%	1.75%
1073	A	73	1	84.21%	1.75%
1086	A	86	1	85.96%	1.75%
1103	S	103	1	87.72%	1.75%
1112	S	112	1	89.47%	1.75%
1011	A	11	1	91.23%	1.75%
1028	S	28	1	92.98%	1.75%
1048	S	48	1	94.74%	1.75%
1077	A	77	1	96.49%	1.75%
1087	A	87	1	98.25%	1.75%
1107	A	107	1	100.00%	1.75%

Tabla 19

*Determinación de impactos de rayos con mayor frecuencia aplicando Pareto*

Tipo de torre	Nº Estructura	Promedio de rayos por km2/año	Acumulado de Porcentaje de rayo	% Individual	Valor actual PAT( $\Omega$ )	Tipo de PAT
A	97	18	1.12%	1.12%	8.60	RB
S	98	18	2.24%	1.12%	8.50	RB
S	99	18	3.36%	1.12%	4.72	RB
A	100	18	4.49%	1.12%	9.93	RB
A	101	18	5.61%	1.12%	20.30	RB
S	102	18	6.73%	1.12%	18.90	RB
S	103	18	7.85%	1.12%	16.80	RB
S	104	18	8.97%	1.12%	14.30	RB
S	105	18	10.09%	1.12%	15.82	RB
A	94	17	11.15%	1.06%	2.42	A
S	95	17	12.21%	1.06%	8.81	RB
A	96	17	13.27%	1.06%	6.60	RB
S	109	17	14.33%	1.06%	4.15	RB
S	110	17	15.39%	1.06%	4.99	RB
S	65	16	16.39%	1.00%	9.52	RB
A	66	16	17.38%	1.00%	3.17	RB
A	67	16	18.38%	1.00%	15.98	RB
A	77	16	19.38%	1.00%	8.30	RB
<b>A</b>	<b>78</b>	<b>16</b>	<b>20.37%</b>	<b>1.00%</b>	<b>3.45</b>	<b>RB</b>
S	79	16	21.37%	1.00%	13.07	RB
S	80	16	22.37%	1.00%	5.24	RB
A	116	16	23.36%	1.00%	8.58	RB
S	117	16	24.36%	1.00%	8.73	RB
T	118	16	25.36%	1.00%	3.06	RB
S	6	15	26.29%	0.93%	3.26	RB
S	7	15	27.23%	0.93%	2.92	RB



A	51	15	28.16%	0.93%	3.30	RB
S	52	15	29.10%	0.93%	4.31	RB
S	53	15	30.03%	0.93%	4.74	RB
S	59	15	30.97%	0.93%	2.63	RB
S	70	15	31.90%	0.93%	22.30	RB
S	71	15	32.83%	0.93%	2.96	C
S	72	15	33.77%	0.93%	15.53	RB
A	73	15	34.70%	0.93%	16.28	RB
S	89	15	35.64%	0.93%	4.40	A
S	90	15	36.57%	0.93%	5.60	RB
A	91	15	37.51%	0.93%	4.36	RB
T	4	14	38.38%	0.87%	2.57	RB
S	5	14	39.25%	0.87%	3.18	RB
A	10	14	40.12%	0.87%	3.51	RB
A	11	14	41.00%	0.87%	3.85	C
A	18	14	41.87%	0.87%	4.46	RB
S	19	14	42.74%	0.87%	4.01	RB
S	20	14	43.61%	0.87%	3.74	RB
S	29	14	44.49%	0.87%	3.59	RB
S	30	14	45.36%	0.87%	5.64	RB
A	74	14	46.23%	0.87%	14.83	RB
S	75	14	47.10%	0.87%	11.37	RB
S	76	14	47.98%	0.87%	18.14	RB
A	92	14	48.85%	0.87%	8.72	RB
A	93	14	49.72%	0.87%	4.02	A
S	106	14	50.59%	0.87%	4.68	RB
A	107	14	51.46%	0.87%	2.84	RB
S	108	14	52.34%	0.87%	8.06	RB
S	111	14	53.21%	0.87%	2.57	C
<b>S</b>	<b>112</b>	<b>14</b>	<b>54.08%</b>	<b>0.87%</b>	<b>19.15</b>	<b>RB</b>
S	14	13	54.89%	0.81%	5.45	RB
A	15	13	55.70%	0.81%	6.71	RB



S	16	13	56.51%	0.81%	7.10	RB
S	17	13	57.32%	0.81%	5.20	RB
S	28	13	58.13%	0.81%	12.39	RB
S	34	13	58.94%	0.81%	3.11	RB
A	38	13	59.75%	0.81%	5.54	RB
S	39	13	60.56%	0.81%	3.83	RB
S	40	13	61.37%	0.81%	2.73	RB
S	44	13	62.18%	0.81%	3.08	RB
S	45	13	62.99%	0.81%	3.20	RB
S	46	13	63.80%	0.81%	2.62	RB
S	47	13	64.61%	0.81%	4.30	RB
S	60	13	65.42%	0.81%	2.82	RB
A	61	13	66.23%	0.81%	4.74	RB
A	62	13	67.04%	0.81%	2.56	RB
S	63	13	67.85%	0.81%	8.63	RB
S	64	13	68.66%	0.81%	8.45	RB
S	68	13	69.47%	0.81%	4.04	C
S	69	13	70.28%	0.81%	4.21	C
S	81	13	71.09%	0.81%	16.04	RB
S	82	13	71.90%	0.81%	21.37	RB
S	83	13	72.71%	0.81%	10.50	RB
S	84	13	73.52%	0.81%	22.21	RB
A	87	13	74.33%	0.81%	3.39	RB
S	88	13	75.14%	0.81%	1.74	C
S	113	13	75.95%	0.81%	3.51	RB
S	114	13	76.76%	0.81%	2.81	RB
S	115	13	77.57%	0.81%	3.64	RB
T2	1	12	78.32%	0.75%	2.49	RB
T2	2	12	79.07%	0.75%	2.65	RB
T2	3	12	79.81%	0.75%	3.01	RB
A	8	12	80.56%	0.75%	2.88	RB
A	9	12	81.31%	0.75%	3.10	RB





A	31	12	82.06%	0.75%	6.04	RB
S	32	12	82.80%	0.75%	4.15	RB
S	33	12	83.55%	0.75%	3.13	RB
S	35	12	84.30%	0.75%	2.99	RB
S	36	12	85.05%	0.75%	2.50	RB
S	37	12	85.79%	0.75%	2.66	RB
S	54	12	86.54%	0.75%	3.93	RB
S	55	12	87.29%	0.75%	3.22	RB
S	56	12	88.04%	0.75%	3.15	RB
S	85	12	88.79%	0.75%	10.71	RB
A	86	12	89.53%	0.75%	4.86	RB
A	12	11	90.22%	0.69%	6.61	RB
A	13	11	90.90%	0.69%	5.46	RB
S	41	11	91.59%	0.69%	2.30	RB
S	42	11	92.27%	0.69%	2.58	RB
S	43	11	92.96%	0.69%	3.10	RB
S	48	11	93.64%	0.69%	3.51	RB
S	49	11	94.33%	0.69%	4.30	RB
S	50	11	95.02%	0.69%	3.30	RB
A	21	10	95.64%	0.62%	3.20	RB
S	22	10	96.26%	0.62%	3.67	RB
S	23	10	96.88%	0.62%	4.02	RB
S	24	9	97.45%	0.56%	4.45	RB
S	25	9	98.01%	0.56%	4.20	RB
S	26	9	98.57%	0.56%	4.43	RB
S	27	9	99.13%	0.56%	7.12	RB
S	57	7	99.56%	0.44%	3.56	RB
S	58	7	100.00%	0.44%	3.03	RB

---

Tabla 20

*Criticidad Total por Riesgo para estructuras con impacto de descarga atmosférica*

N° Estructura seleccionada para impacto de rayo (*)	Aisladores contorneados (R=S=T=1, RS=ST=RT=2, RST=3)	Acumulado de Aislador Contorneado % (mayor crítico <80%)	Descargadores de Sobretensión (RST=3)	Promedio de rayos por km2/año	Acumulado de rayo % (mayor crítico <80%)	Valor actual PAT( $\Omega$ )	Peso de impacto de rayo (FF)	Peso impacto social (IO)	Peso de aislador contorneado (FO)	Peso costo de mantenimiento (CM)	Peso de riesgo de falla (SHA)	Consecuencias de los eventos de fallos (C)	Criticidad Total por Riesgo (CTR)
79*	3	21.05%	0	16	16.39%	13.07	4	10	4	1	2	43	C
102*	2	50.88%	3	18	1.12%	18.90	4	10	3	1	3	34	C
101*	2	57.89%	3	18	3.36%	20.30	4	10	3	1	3	34	C
105*	2	71.93%	0	18	4.49%	15.82	4	10	3	1	3	34	C
99*	2	54.39%	0	18	2.24%	4.72	4	10	3	2	1	33	C
72*	3	5.26%	0	15	26.29%	15.53	3	10	4	1	3	44	C
76*	3	15.79%	0	14	39.25%	18.14	3	10	4	1	3	44	C
81*	3	26.32%	3	13	54.89%	16.04	3	10	4	1	3	44	C
82*	3	31.58%	3	13	55.70%	21.37	3	10	4	1	3	44	C
74*	3	10.53%	0	14	38.38%	14.83	3	10	4	1	2	43	C
93*	3	36.84%	3	14	40.12%	4.02	3	10	4	2	1	43	C
70*	2	43.86%	3	15	27.23%	22.30	3	10	3	1	3	34	MC
68*	2	40.35%	0	13	56.51%	4.04	3	10	3	2	1	33	MC
83*	2	47.37%	0	13	57.32%	10.50	3	10	3	1	2	33	MC
6*	2	61.40%	0	15	28.16%	3.26	3	10	3	2	1	33	MC
89*	2	68.42%	0	15	29.10%	4.40	3	10	3	2	1	33	MC
95*	1	78.95%	0	17	11.15%	8.81	4	10	2	2	2	24	MC
103	1	87.72%	3	18	5.61%	16.80	4	10	2	1	3	24	MC
77	1	96.49%	0	16	18.38%	8.30	4	10	2	2	2	24	MC
78*	1	73.68%	0	16	17.38%	3.45	4	10	2	2	1	23	MC
90*	1	75.44%	0	15	30.03%	5.60	3	10	2	2	2	24	MC
73	1	84.21%	0	15	31.90%	16.28	3	10	2	1	3	24	MC



112	1	89.47%	0	14	41.87%	19.15	3	10	2	1	3	24	MC
91*	1	77.19%	0	15	30.97%	4.36	3	10	2	2	1	23	MC
106	1	80.70%	0	14	41.00%	4.68	3	10	2	2	1	23	MC
11	1	91.23%	0	14	42.74%	3.85	3	10	2	2	1	23	MC
28	1	92.98%	0	13	58.13%	12.39	3	10	2	1	2	23	MC
87	1	98.25%	0	13	58.94%	3.39	3	10	2	2	1	23	MC
107	1	100.00%	0	14	43.61%	2.84	3	10	2	2	1	23	MC
56*	2	64.91%	0	12	78.32%	3.15	2	10	3	2	1	33	MC
65	0	100.00%	0	16	19.38%	9.52	4	10	1	2	2	14	MC
67	0	100.00%	0	16	21.37%	15.98	4	10	1	1	3	14	MC
80	0	100.00%	3	16	22.37%	5.24	4	10	1	2	2	14	MC
96	0	100.00%	0	17	13.27%	6.60	4	10	1	2	2	14	MC
97	0	100.00%	0	18	6.73%	8.60	4	10	1	2	2	14	MC
98	0	100.00%	0	18	7.85%	8.50	4	10	1	2	2	14	MC
100	0	100.00%	0	18	8.97%	9.93	4	10	1	2	2	14	MC
116	0	100.00%	0	16	23.36%	8.58	4	10	1	2	2	14	MC
117	0	100.00%	0	16	24.36%	8.73	4	10	1	2	2	14	MC
66	0	100.00%	0	16	20.37%	3.17	4	10	1	2	1	13	MC
94	0	100.00%	0	17	12.21%	2.42	4	10	1	2	1	13	MC
104	0	100.00%	3	18	10.09%	14.30	4	10	1	1	2	13	MC
109	0	100.00%	0	17	14.33%	4.15	4	10	1	2	1	13	MC
110	0	100.00%	0	17	15.39%	4.99	4	10	1	2	1	13	MC
118	0	100.00%	0	16	25.36%	3.06	4	10	1	2	1	13	MC
14	0	100.00%	0	13	59.75%	5.45	3	10	1	2	2	14	MC
15	0	100.00%	0	13	60.56%	6.71	3	10	1	2	2	14	MC
16	0	100.00%	0	13	61.37%	7.10	3	10	1	2	2	14	MC
17	0	100.00%	0	13	62.18%	5.20	3	10	1	2	2	14	MC
30	0	100.00%	0	14	50.59%	5.64	3	10	1	2	2	14	MC
38	0	100.00%	0	13	63.80%	5.54	3	10	1	2	2	14	MC
63	0	100.00%	0	13	71.90%	8.63	3	10	1	2	2	14	MC
64	0	100.00%	0	13	72.71%	8.45	3	10	1	2	2	14	MC
84	0	100.00%	3	13	74.33%	22.21	3	10	1	1	3	14	MC



92	0	100.00%	3	14	52.34%	8.72	3	10	1	2	2	14	MC
108	0	100.00%	0	14	53.21%	8.06	3	10	1	2	2	14	MC
4	0	100.00%	0	14	44.49%	2.57	3	10	1	2	1	13	MC
5	0	100.00%	0	14	45.36%	3.18	3	10	1	2	1	13	MC
7	0	100.00%	0	15	32.83%	2.92	3	10	1	2	1	13	MC
10	0	100.00%	0	14	46.23%	3.51	3	10	1	2	1	13	MC
18	0	100.00%	0	14	47.10%	4.46	3	10	1	2	1	13	MC
19	0	100.00%	0	14	47.98%	4.01	3	10	1	2	1	13	MC
20	0	100.00%	0	14	48.85%	3.74	3	10	1	2	1	13	MC
29	0	100.00%	0	14	49.72%	3.59	3	10	1	2	1	13	MC
34	0	100.00%	0	13	62.99%	3.11	3	10	1	2	1	13	MC
39	0	100.00%	0	13	64.61%	3.83	3	10	1	2	1	13	MC
40	0	100.00%	0	13	65.42%	2.73	3	10	1	2	1	13	MC
44	0	100.00%	0	13	66.23%	3.08	3	10	1	2	1	13	MC
45	0	100.00%	0	13	67.04%	3.20	3	10	1	2	1	13	MC
46	0	100.00%	0	13	67.85%	2.62	3	10	1	2	1	13	MC
47	0	100.00%	0	13	68.66%	4.30	3	10	1	2	1	13	MC
51	0	100.00%	0	15	33.77%	3.30	3	10	1	2	1	13	MC
52	0	100.00%	0	15	34.70%	4.31	3	10	1	2	1	13	MC
53	0	100.00%	0	15	35.64%	4.74	3	10	1	2	1	13	MC
59	0	100.00%	0	15	36.57%	2.63	3	10	1	2	1	13	MC
60	0	100.00%	0	13	69.47%	2.82	3	10	1	2	1	13	MC
61	0	100.00%	0	13	70.28%	4.74	3	10	1	2	1	13	MC
62	0	100.00%	0	13	71.09%	2.56	3	10	1	2	1	13	MC
69	0	100.00%	3	13	73.52%	4.21	3	10	1	2	1	13	MC
71	0	100.00%	0	15	37.51%	2.96	3	10	1	2	1	13	MC
75	0	100.00%	0	14	51.46%	11.37	3	10	1	1	2	13	MC
88	0	100.00%	0	13	75.14%	1.74	3	10	1	2	1	13	MC
111	0	100.00%	0	14	54.08%	2.57	3	10	1	2	1	13	MC
113	0	100.00%	0	13	75.95%	3.51	3	10	1	2	1	13	MC
114	0	100.00%	0	13	76.76%	2.81	3	10	1	2	1	13	MC
115	0	100.00%	0	13	77.57%	3.64	3	10	1	2	1	13	MC



55	1	82.46%	0	12	79.07%	3.22	2	10	2	2	1	23	NC
86	1	85.96%	0	12	79.81%	4.86	2	10	2	2	1	23	NC
48	1	94.74%	0	11	90.22%	3.51	2	10	2	2	1	23	NC
12	0	100.00%	0	11	90.90%	6.61	2	10	1	2	2	14	NC
13	0	100.00%	0	11	91.59%	5.46	2	10	1	2	2	14	NC
31	0	100.00%	0	12	84.30%	6.04	2	10	1	2	2	14	NC
1	0	100.00%	0	12	80.56%	2.49	2	10	1	2	1	13	NC
2	0	100.00%	0	12	81.31%	2.65	2	10	1	2	1	13	NC
3	0	100.00%	0	12	82.06%	3.01	2	10	1	2	1	13	NC
8	0	100.00%	0	12	82.80%	2.88	2	10	1	2	1	13	NC
9	0	100.00%	0	12	83.55%	3.10	2	10	1	2	1	13	NC
21	0	100.00%	0	10	95.64%	3.20	2	10	1	2	1	13	NC
22	0	100.00%	0	10	96.26%	3.67	2	10	1	2	1	13	NC
23	0	100.00%	0	10	96.88%	4.02	2	10	1	2	1	13	NC
32	0	100.00%	0	12	85.05%	4.15	2	10	1	2	1	13	NC
33	0	100.00%	0	12	85.79%	3.13	2	10	1	2	1	13	NC
35	0	100.00%	0	12	86.54%	2.99	2	10	1	2	1	13	NC
36	0	100.00%	0	12	87.29%	2.50	2	10	1	2	1	13	NC
37	0	100.00%	0	12	88.04%	2.66	2	10	1	2	1	13	NC
41	0	100.00%	0	11	92.27%	2.30	2	10	1	2	1	13	NC
42	0	100.00%	0	11	92.96%	2.58	2	10	1	2	1	13	NC
43	0	100.00%	0	11	93.64%	3.10	2	10	1	2	1	13	NC
49	0	100.00%	0	11	94.33%	4.30	2	10	1	2	1	13	NC
50	0	100.00%	0	11	95.02%	3.30	2	10	1	2	1	13	NC
54	0	100.00%	0	12	88.79%	3.93	2	10	1	2	1	13	NC
85	0	100.00%	3	12	89.53%	10.71	2	10	1	1	2	13	NC
27	0	100.00%	0	9	99.13%	7.12	1	10	1	2	2	14	NC
24	0	100.00%	0	9	97.45%	4.45	1	10	1	2	1	13	NC
25	0	100.00%	0	9	98.01%	4.20	1	10	1	2	1	13	NC
26	0	100.00%	0	9	98.57%	4.43	1	10	1	2	1	13	NC
57	0	100.00%	0	7	99.56%	3.56	1	10	1	2	1	13	NC
58	0	100.00%	0	7	100.00%	3.03	1	10	1	2	1	13	NC



De esta última tabla, se tiene como selección estructuras para la simulación de impacto de rayo, las cuales son las siguientes: 6, 56, 68, 70, 72, 74, 76, 78, 79, 81, 82, 83, 89, 90, 91, 93, 95, 99, 101, 102 y 105.

Para la simulación del desempeño de las puestas a tierra de línea frente a las descargas atmosféricas, se implementó en programa ATPDraw la línea de transmisión, el cual se muestra en las siguientes figuras:

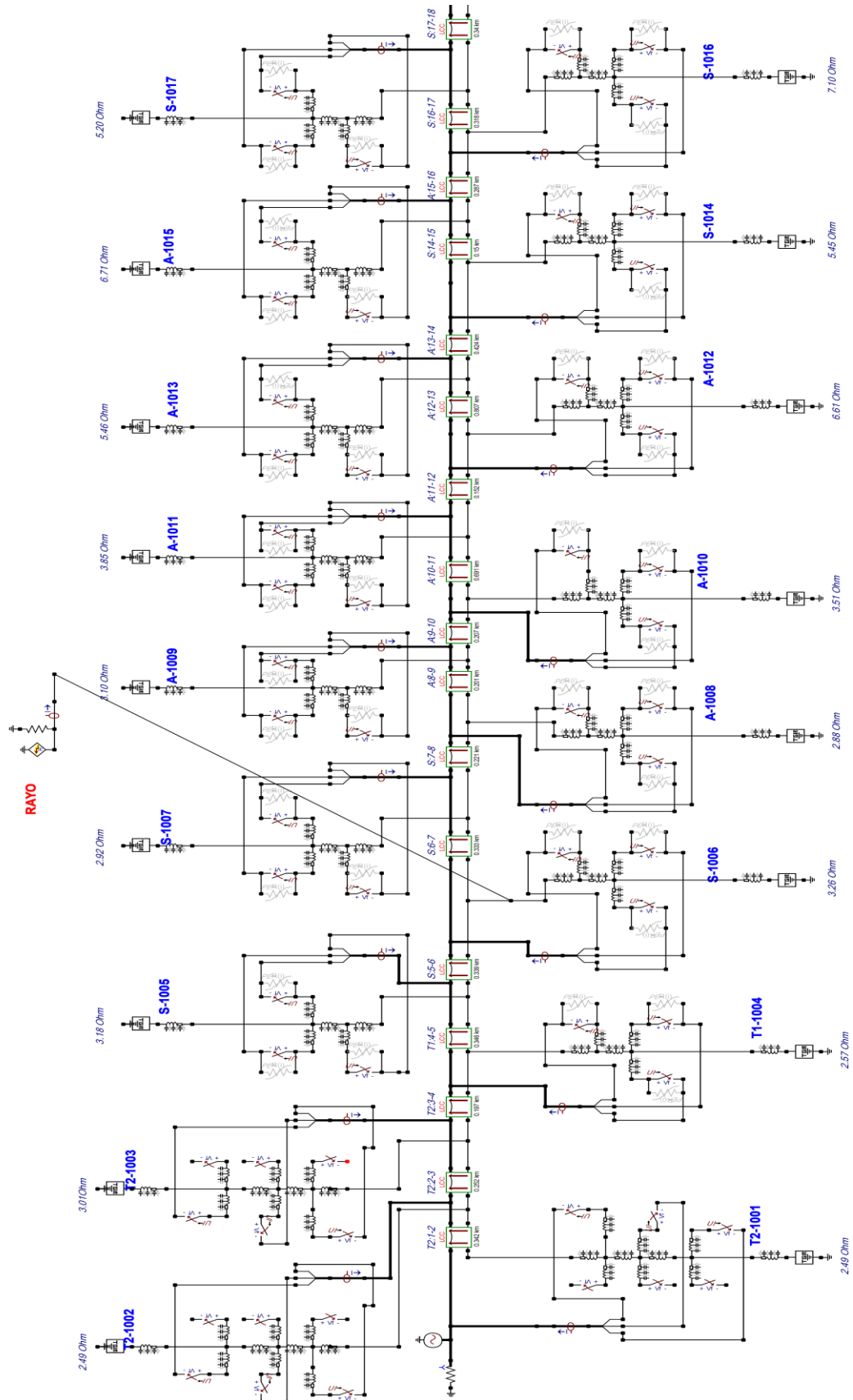


Figura 35. Gráfico de implementación de la L-6024 en el programa ATPDraw E:1-17

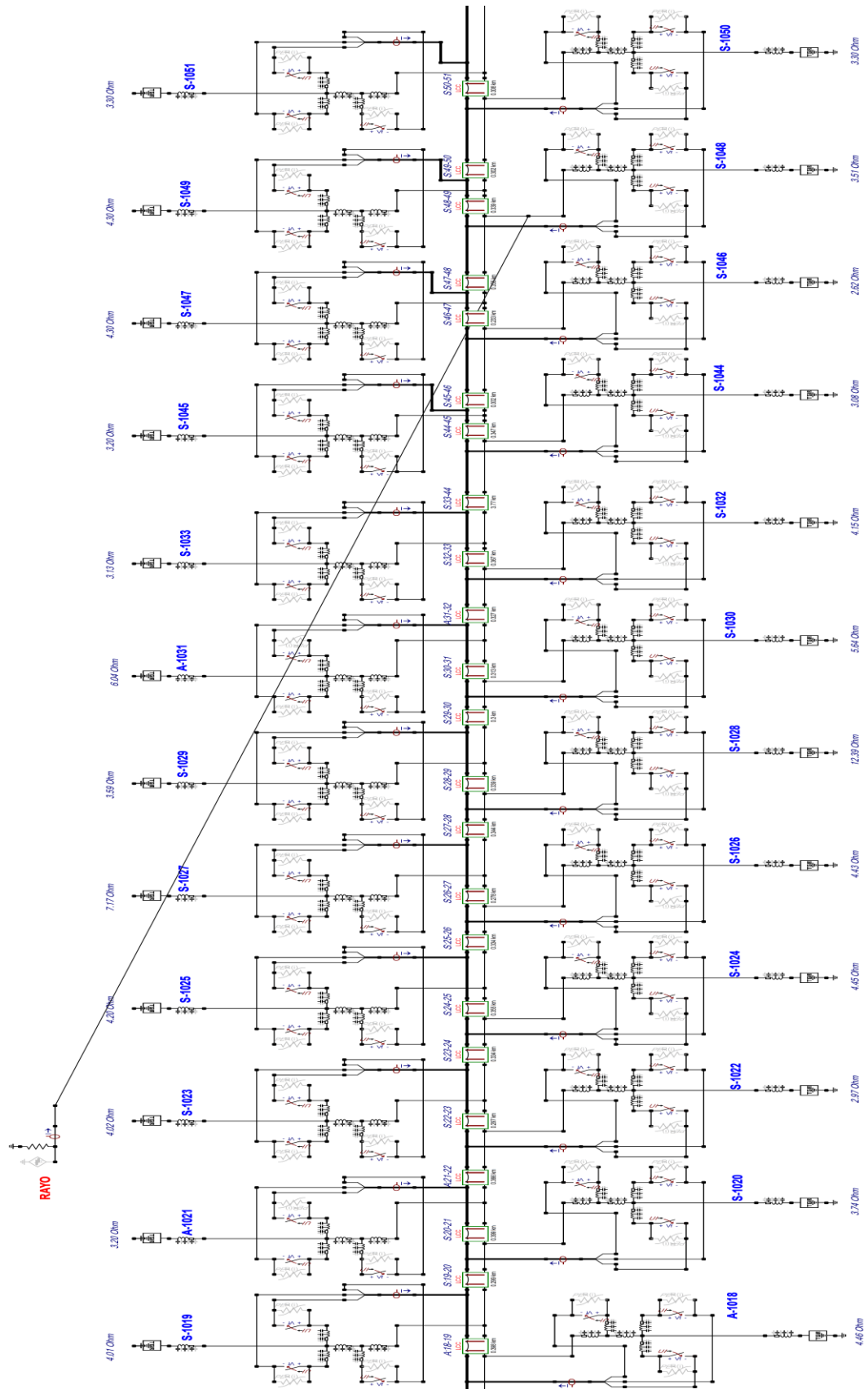


Figura 36. Gráfico de implementación de la L-6024 en el programa ATPDraw E:18-51





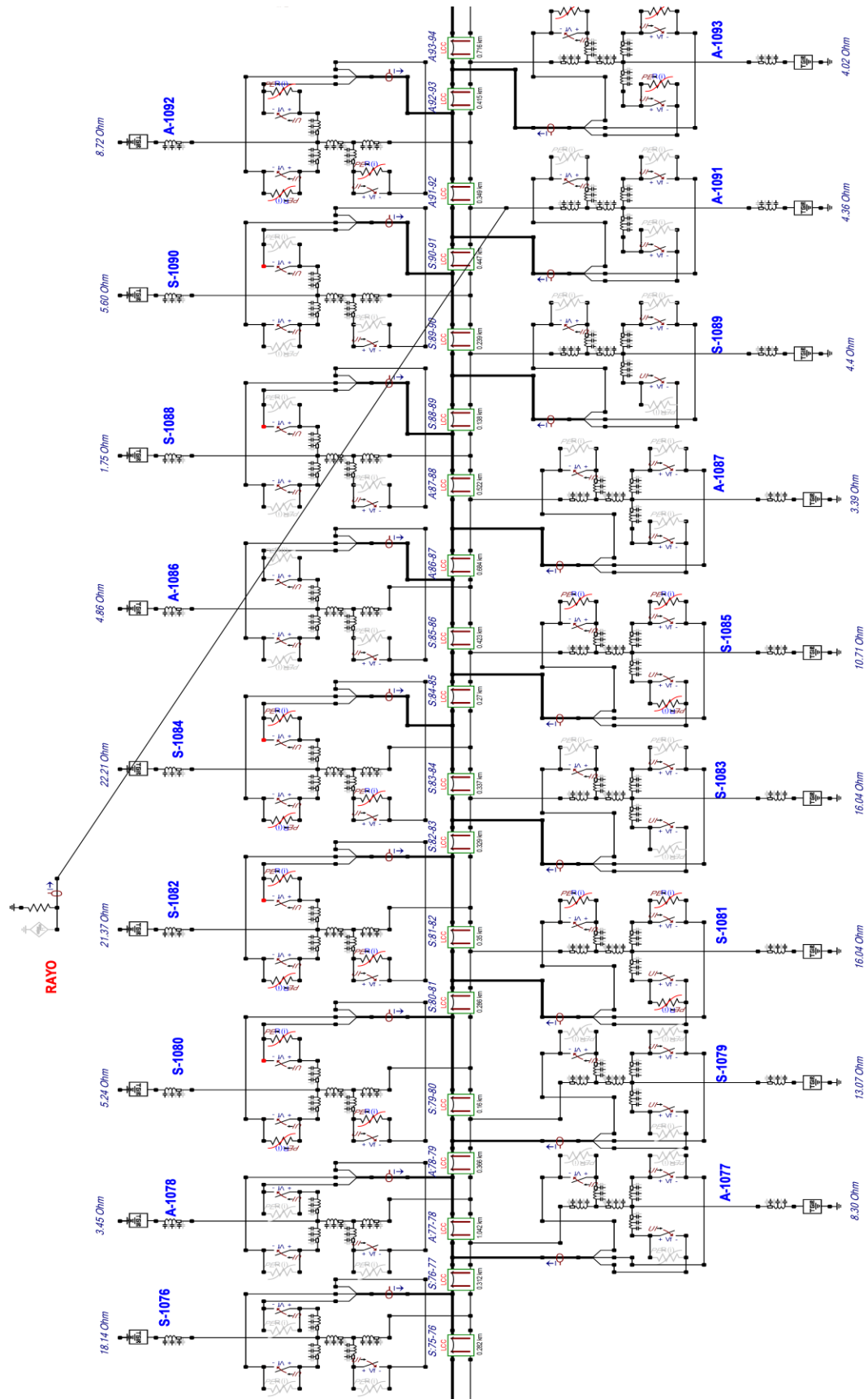


Figura 38. Gráfico de implementación de la L-6024 en el programa ATPDraw E:76-93







64		0		0		0		0		0		0
65	1	1	1 1 1	3		0	1 1 2	1 1 2		1 1 2		
66	1	1	1 1	2	1 1	2	1 1 1 3	1 2 1 4		1 1 1 3		
67	1	1	1	1	1 1 1	3	1 1 1 3	2 2 2 6		2 2 2 6		
68*	1	1	1 1 1	3	1 1 1	3	1 1 1 3	2 2 2 6		2 2 3 7		
69	3		0	0		0		0		0		
70*	3		0	0		0		0		0		
71	3 1	4	2 1	3	2 3 2	7	2 2 3 7	2 3 3 8		2 2 2 6		
72*	3 1 1	5	2 1 1	4	3 3 3	9	3 3 3 9	3 3 4 10		4 3 3 10		
73	2	2	2 2 2	6	2 4 4	10	2 4 4 10	2 4 4 10		2 4 4 10		
74*	3 1 1	5	2 2 1	5	3 3 3	9	2 2 2 6	3 3 4 10		2 2 2 6		
75	5 2 1	8	3 1 1	5	3 4 3	10	2 3 3 8	3 4 5 12		3 3 3 9		
76*	4 1 1	6	4 3 3	10	3 3 3	9	3 4 3 10	3 4 4 11		3 4 4 11		
77	3 1 1	5	3 2 1	6	3 4 4	11	3 2 2 7	3 4 3 10		3 3 4 10		
78*	3 1	4	3 2 2	7	3 3 2	8	3 3 3 9	4 4 4 12		4 4 4 12		
79*	3 1 1	5	3 2 2	7	2 2 2	6	2 3 3 8	3 2 3 8		3 3 3 9		
80	3		0	0		0		0		0		
81*	3		0	0		0		0		0		
82*	3		0	0		0		0		0		
83*	2 1 1	4	2 1 1	4	2 2 2	6	2 2 2 6	3 2 2 7		3 2 2 7		
84	3		0	0		0		0		0		
85	3		0	0		0		0		0		
86		0		0		0	1 1 2	1 1 2		1 2 3		
87	1	1	1	1	1 2 1	4	1 2 2 5	1 2 2 5		1 2 2 5		
88	3	3	3 3 2	8	3 3 3	9	3 3 3 9	3 3 3 9		3 3 3 9		
89*	3	3	3 3 1	7	3 3 2	8	3 3 3 9	3 3 3 9		3 3 3 9		
90*	3	3	3 2 1	6	3 3 3	9	3 3 3 9	4 3 3 10		4 4 4 12		
91*	3	3	3 2 2	7	3 3 3	9	3 3 3 9	4 3 3 10		4 4 4 12		
92	3		0	0		0		0		0		
93*	3		0	0		0		0		0		
94	1	1	1 1	2	2 2 2	6	2 2 2 6	2 2 2 6		2 2 2 6		
95*	1	1	2 1 1	4	2 2 2	6	2 2 2 6	2 2 2 6		2 2 3 7		
96	1	1	1	1	2 2 2	6	2 3 3 8	2 3 3 8		2 3 3 8		
97	2	2	2 2 2	6	2 2 2	6	2 2 1 5	2 2 2 6		2 2 3 7		
98	2	2	1	1	2 3 2	7	2 3 3 8	1 4 4 9		1 4 4 9		
99*	2	2	2 1 1	4	2 2 2	6	2 2 2 6	3 3 3 9		3 3 2 8		

100	2	2	1	1	2	2	2	6	2	2	2	6	3	3	3	9	3	3	2	8
101 *	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
102 *	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
103	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
105 *	1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	1	3
106	1	1	2	1	1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	1	3
107	1	1	1	1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	1	3	3
108		0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	0	1	1	0	0	1	1	0	0
109		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total, de Aisladores con cebado inverso		94	146	213	229	260	264													
Diferencia en porcentaje de Aisladores con cebado inverso		100 %	155 %	100 %	108 %	100 %	102 %													

De los resultados mostrados en la tabla, los cuales son consecuente a la simulación en ATP Draw, se deduce que, el valor de la resistencia de puesta a tierra, si influye en el desempeño de la línea de transmisión frente a descargas atmosféricas, en las proporciones siguientes: para una magnitud de rayo de 31 kA, y un escenario de resistencia de puesta a tierra de 25 ohmios en comparación al estado actual, se tiene un incremento de cebado inverso de 55%, para la magnitud del rayo de 53 kA, se tiene un incremento de cebado inverso de 8%, y para la magnitud del rayo de 90 kA, se tiene un incremento de cebado inverso de 2%. Así también, se puede observar que, para magnitudes de rayos mayor a 53 kA, el cual, según IEEE Distribution, representa al 20% de las magnitudes de las descargas atmosféricas, el valor de la resistencia de la puesta a tierra no influye mayor al 8% de su desempeño.

Por lo tanto, el conocimiento de la influencia de los valores de Puesta a Tierra en la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina ante las interrupciones por descargas atmosféricas, permitió determinar que, los valores del Sistema de Puesta a Tierra se encuentran en buenas condiciones, dado que, los valores de resistencia de puesta a tierra se encuentran en promedio de 6.46 ohmios a nivel de la línea de transmisión, el cual es muy debajo de los 25 ohmios, según regla N° 036.D. del C.N.E. Suministro 2011, y, coadyuva en reducir las interrupciones por descargas

atmosféricas que impactan al cable de guarda. Por lo que, se debe mantener los valores de la resistencia de la puesta a tierra en las condiciones actuales o menores a ellos, para mantener el desempeño de la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina, menor del 8% de los aisladores con cebado inverso (interrupción de servicio eléctrico) para una magnitud de impacto de rayo de 53 kA, y menor del 55% de los aisladores con cebado inverso para una magnitud de impacto de rayo de 31 kA, ambos casos son resultados de comparación del valor de PAT actual y al valor de PAT de 25 ohmios.

#### **4.2.2. Discusión de los resultados de la evaluación de la influencia de los valores de puesta a tierra en la línea de transmisión ante las interrupciones por descargas atmosféricas**

Según investigación de Coronel & Sinchi (2021) concluye que, el valor de la resistividad del suelo es un dato fundamental en el diseño de un Sistema de Puesta a Tierra, contrariamente de que haya información de la relación del tipo de suelos y su resistividad, así como mapas o cartas geológicas donde se puede obtener un rango general de resistividad. Del mismo modo, se recomienda la medición del sistema de puesta a tierra, una vez al año en locales con afluencia de público y cada tres años en lugares comunes o con sistemas eléctricos domésticos según Para-rayos, (2022), y la renovación del sistema de puesta a tierra, se darán conforme a la última medición realizada.

Por otro lado, Mariño *et al.* (2021) en su investigación pudo obtener que, a medida la resistencia del sistema de puesta a tierra disminuye, la tasa de fallas por flameo inverso (BFR) también lo hace. De forma similar, se obtuvo como resultado de la simulación en el ATPDraw, para los escenarios, PAT actual y al valor de PAT de 25 ohmios, lo siguiente: para una magnitud de impacto de rayo de 53 kA, el 8% de los aisladores presentaron cebado inverso, y para una magnitud de impacto de rayo de 31 kA, el 55% de los aisladores presentaron cebado inverso. Por lo que, para un mayor desempeño se recomienda mantener los valores de PAT de la línea de transmisión en las condiciones actuales o menores a ellos.

Así también, Haro (2019) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión de 138 kV, determinó que el origen de las fallas de la línea de transmisión se debe a descargas atmosféricas, y para la mitigación de las mismas planteó el mejoramiento



de resistencia de la puesta a tierra de las torres, el incremento de aisladores en la cadena e instalación de descargadores de sobretensión en cada una de las fases. El cual, refuerza el resultado obtenido en la presente investigación, dado que, los valores de resistencia de puesta a tierra se encuentran en promedio de 6.46 ohmios a nivel de la línea de transmisión, el cual es muy debajo de los 25 ohmios, según regla N° 036.D. del C.N.E. Suministro 2011

Polo *et al.* (2017) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión de 230 kV, concluye que las resistencias de puesta a tierra mayor a 20  $\Omega$  y descargas atmosféricas mayores a 20 kA, originan sobretensiones que superan el aislamiento de la línea, generando un arco o flameo entre el conductor de fase y la torre consecuentemente la interrupción del servicio eléctrico de la línea de transmisión. De forma similar, acorde a la simulación en ATPDraw, la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina, presenta un incremento de cebado inverso de 55% para una magnitud de rayo de 31 kA, y un escenario de resistencia de puesta a tierra de 25 ohmios en comparación al estado actual. Por lo que, para un buen desempeño de la línea de transmisión se recomienda que los valores de la resistencia de puesta a tierra se mantengan en las condiciones actuales o menores a ellos. Resultados que, son reforzados con la investigación efectuada por León, (2021), donde, concluye que, los resultados de la medición de la resistencia de la puesta a tierra menores a 25 ohmios en las estructuras de una línea de transmisión, brindan mejor desempeño ante posibles perturbaciones.

Por otro lado, Usnayo & Mamani (2020) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión de 60 KV, determinó el mejor diseño de una red de tierra, el cual consta de 4 varillas colocadas en cada base del soporte de la estructura, y con el uso de aditivos químicos como Thorgel, logrando obtener una resistencia de puesta a tierra que cumplen lo establecido en la norma IEEE-80 y el CNE (25 ohmios). Conclusión, coincidente con el sistema de puesta a tierra de tipo C (4 Jabalinas copperweld de 16 mm  $\varnothing$  (5/8"  $\varnothing$ ) x 2,40 m de longitud, y 4 contrapesas de una longitud de 25 metros), el cual, según el resultado de los autores, sería la más recomendable para reducir el valor de puesta a tierra, dado que, son de similar característica los elementos que componen. Sin dejar de lado, también lo descrito por los dos investigadores, sobre la resistividad del terreno que es muy importante para el sistema de puesta a tierra, el cual depende de factores como la humedad y



temperatura, por lo que el uso de la tierra negra de cultivo contribuye en bajar la impedancia óhmica, así también el tratamiento del suelo alrededor del electrodo mediante bentonita, sales como cloruro de sodio, y sulfatos de cobre, incrementa la conductividad del suelo.

#### **4.3. Evaluación de la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60 KV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas**

##### **4.3.1. Resultados de la evaluación de la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión ante las interrupciones por descargas atmosféricas**

La línea de transmisión en estudio cuenta con 39 descargadores de sobretensión, cuyas características se detalla en las siguientes tablas.

Así también, de la información recolectada de: estado de aisladores, valores de sistema de puesta a tierra, altura de ubicación de estructura (m.s.n.m.), tipo de estructura, tipo de puesta a tierra, ubicación de descargador de sobretensión, y promedio de rayos por km<sup>2</sup>/año, se tiene los gráficos, que, nos permitió visualmente, tener una muestra de análisis de identificación de puntos críticos.

Tabla 22

*Características técnicas de Descargadores de sobretensión existentes*

<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
Fabricante	JSC-"Polymer Apparat"
Tipo	Oxido metálico
Designación según IEC	SL
Tensión nominal	72 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA
Máxima tensión residual a descarga	192 kV (onda 8/20 $\mu$ s)
Protección al impulso por maniobras	157 kV
Sobretensión temporal (TOV)	87.8 kV (1 seg.)
Tensión de operación continua (COV)	57 kV
Línea de fuga del aislador	3150 mm
Capacidad de disipación de energía mín.	6 kJ/kV
Nivel de aislamiento del pararrayo	518
Aislador del cuerpo	Polimérico (Goma silicona)
Altura del pararrayo + explosor	1306 mm
Peso unitario	17 kg.

Fuente: División de Generación, LT y SET de Electro Puno S.A.A.

Tabla 23

*Características de tensión (U) vs Corriente (I) del descargador de sobretensión*

I (A)	U(V)
0.0021	107700
5000	164000
10000	173000
20000	192000

Fuente: División de Generación, LT y SET de Electro Puno S.A.A.

Tabla 24

*Ubicación de Descargadores de sobretensión existentes*

N° de Estructura	Tensión nominal (kV)	MCOV (kV)	Clase o Disipación de energía	Tipo de torre	Fase R (Superior)	Fase S (Media)	Fase T (Inferior)	Subtotal
69	72	57	6	S	1	1	1	3
70	72	57	6	S	1	1	1	3
80	72	57	6	S	1	1	1	3
81	72	57	6	S	1	1	1	3
82	72	57	6	S	1	1	1	3
84	72	57	6	S	1	1	1	3
85	72	57	6	S	1	1	1	3
92	72	57	6	A	1	1	1	3
93	72	57	6	A	1	1	1	3
101	72	57	6	A	1	1	1	3
102	72	57	6	S	1	1	1	3
103	72	57	6	S	1	1	1	3
104	72	57	6	S	1	1	1	3
Total					13	13	13	39

Fuente: División de Generación, LT y SET de Electro Puno S.A.A.



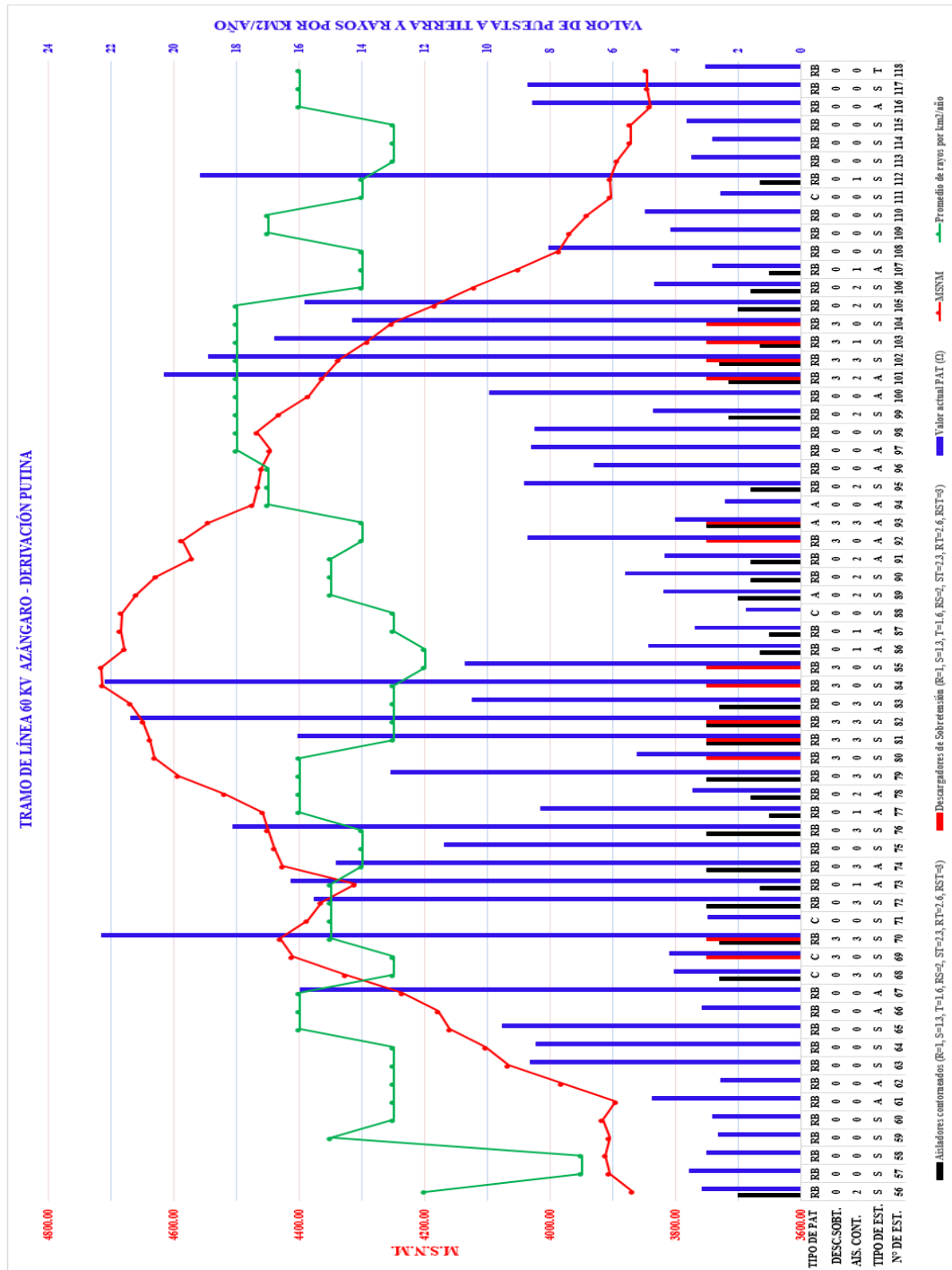


Figura 41. Gráfico de ubicación de descargadores de sobretensión, valores de resistencia de puesta a tierra, rayos por km2/año, aisladores contorneados, tipo de estructura y m.s.n.m. de la L-6024 E:56-118

Del cruce de información, conforme a la visualización de las figuras 40 y 41, se deduce, que los descargadores de sobre tensión instaladas, se encuentran ubicados correctamente, considerando como criterio: el perfil de la línea (ubicación de estructura en m.s.n.m.) y el promedio mayor de rayos por km2/año.

Sin embargo, para una mejor evaluación del desempeño de la ubicación y el desempeño propio del descargador de sobretensión, frente a descargas atmosféricas, se simuló caídas de rayo en el programa ATPDraw, esto, previa selección de las estructuras con mayor probabilidad de impacto de descargas atmosféricas, en conformidad al análisis de Criticidad Total por Riesgo, y para las magnitudes recomendadas según IEEE Distribution y CIGRE C4.407.

Tabla 25

*Resultados de la simulación en ATPDraw del desempeño de la ubicación y desempeño propio de los descargadores de sobretensión para las magnitudes recomendadas por la IEEE Distribution y CIGRE C4.407*

N° Estructura con impacto de rayo (*)	Descargadores de Sobretensión			Aislador con cebado inverso, estado actual de PAT y 4kA			Aislador con cebado inverso, estado actual de PAT y 20 kA			Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribution & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA_Actual			Impacto de rayo en cable de guarda según IEEE distribution el 20% excede 53 kA_Actual			Impacto de rayo en cable de guarda según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA_Actual					
	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T			
3																			1	1	
4													1	1		2	1	1		2	
5										1		1	1	1	3	1	1	1		3	
6*	1			1			1			1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	1	3
7										1			1	1	1	3	1	1	1	3	
8										1			1	1	1	3	1	1	1	3	
9																		1	1	2	
10																			1	1	
11																					
51																					
52																				1	1
53																				1	1
54										1			1	1	1	3	1	1	1		3



55					1	1	1	1	1	3	1	1	1	3		
56*	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	1	3	
57					1	1	1	1	1	3	1	1	1	3		
58					1	1	1	1	1	3	1	1	1	3		
59					1	1						1	1			
64																
65					1	1						1	1	2		
66					1	1	1	1		2	1	2	1	4		
67					1	1	1	1	1	3	2	2	2	6		
68*	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	2	2	2	6		
69	3															
70*	3															
71	1	1	2	2	3	1	4	2	3	2	7	2	3	3	8	
72*	1	1	2	2	3	1	1	5	3	3	3	9	3	3	4	10
73					2		2	2	4	4	10	2	4	4	10	
74*	1	1	3	3	3	1	1	5	3	3	3	9	3	3	4	10
75	1	1	2	2	5	2	1	8	3	4	3	10	3	4	5	12
76*	1	1	2	2	4	1	1	6	3	3	3	9	3	4	4	11
77			1	1	3	1	1	5	3	4	4	11	3	4	3	10
78*	1	1	3	3	3	1	4	3	3	2	8	4	4	4	12	
79*	1	1	1	1	3	1	1	5	2	2	2	6	3	2	3	8
80	3															
81*	3															
82*	3															
83*	1	1	2	2	2	1	1	4	2	2	2	6	3	2	2	7
84	3															
85	3															
86													1	1	2	
87					1	1	1	2	1	4	1	2	2	5		
88	1	1			3	3	3	3	3	9	3	3	3	9		
89*	2	2	1	1	3	3	3	3	2	8	3	3	3	9		

90*	2	2	1	1	3	3	3	3	3	9	4	3	3	10	
91*	1	1	1	1	3	3	3	3	3	9	4	3	3	10	
92	3														
93*	3														
94	1	1	1	1	1	1	2	2	2	6	2	2	2	6	
95*	1	1	2	2	1	1	2	2	2	6	2	2	2	6	
96	1	1			1	1	2	2	2	6	2	3	3	8	
97					2	2	2	2	2	6	2	2	2	6	
98					2	2	2	3	2	7	1	4	4	9	
99*	1	1	2	2	2	2	2	2	2	6	3	3	3	9	
100			1	1	2	2	2	2	2	6	3	3	3	9	
101*	3														
102*	3														
103	3														
104	3														
105*	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	3
106	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	3	1	1	1	3
107			1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	1	3
108				0			0			0		1	1		
109				0			0			0				0	

De la tabla, se deduce que, para las estructuras con valores actuales de sistema de puesta a tierra y que no cuente con descargadores de sobretensiones, la cantidad de estructuras y aisladores de fase afectadas por magnitudes de la descarga atmosférica, como, por ejemplo, impacto de rayo en las estructuras 6 y 56 es: para una magnitud de 4 kA, 1 estructura y 1 aislador de fase, para una magnitud de 20 kA, 1 estructura y 1 aislador de fase, para una magnitud de 31 kA, 4 estructuras y 6 aisladores de fase (mayor número de la fase afectada, la fase superior), para una magnitud de 53 kA, 5 estructuras y, 14 y15 aisladores de fase ( menor número de la fase afectada, la fase inferior), y para una magnitud de 90 kA, 8 estructuras y 18 aisladores de fase (mayor número de la fase afectada, la fase inferior).



Sin embargo, para las estructuras con valores actuales de sistema de puesta a tierra y que cuenten con descargadores de sobretensiones, las estructuras aledañas hasta 4 estructuras en ambos lados de la estructura donde impacte el rayo, la cantidad de estructuras y aisladores de fase afectadas por magnitudes de la descarga atmosférica, como, por ejemplo, impacto de rayo en las estructuras 68, 70, 72, 74, 76, 78, 79, 81, 82, 83, 89, 90, 91, 93, 95, 99, 101, 102 y 105, el resultado para las estructuras que tienen descargadores de sobretensión (estructuras: 69, 70, 90, 81, 82, 84, 85, 92, 93, 101, 102, 103 y 104), los aisladores no presentan cebado directo ni inverso, pero si las estructuras que no tienen descargadores de sobretensión.

En consecuencia, de estos resultados, se afirma que, los descargadores de sobretensión, si influyen en el desempeño de la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas.

Por lo tanto, el conocimiento de la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas, si nos permitió establecer la cantidad y ubicación de los descargadores de sobretensión que coadyuve la reducción de interrupciones del servicio eléctrico de la L-6024. Por lo que, se recomienda implementar descargadores de sobretensión en la línea L-6024, bajo el criterio de los más Críticos “C” y parte de la Media Criticidad “MC”, que es consecuente del análisis de Criticidad Total por Riesgo y técnica de Pareto, dado que el 20% de las causas provocan el 80% de las consecuencias, según, Libros para emprendedores (2016), es decir, se puede describir que según la IEEE, el valor de corriente pico medio de 53 kA representa el 20% de las descargas atmosféricas, por ende, se recomienda la implementación de descargadores de sobretensión por grupos de 5 estructuras (2 estructuras más, a ambos lados de la estructura con impacto de rayo), los cuales serían las siguientes: 4, 5, 6, 7, 8, 54, 55, 56, 57, 58, 66, 67, 68, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 83, 87, 88, 89, 90, 91, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 105, 106 y 107. Cabe señalar que, para las estructuras 4 y 66, se considerarán solo 2 descargadores de sobretensión respectivamente, los cuales deberán ser implementados en la fase superior (fase R) e intermedia (fase S), mientras para los demás, se debe considerar 3 descargadores de sobretensión por estructura. Con esa aclaración, se concluye que, para minimizar las interrupciones por descargas atmosféricas en la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina, se tiene que implementarse 112 descargadores de sobretensión,

el cual corresponde a 38 Estructuras, cuya implementación por unidad ascendería un monto de 3,325.93 soles, el cual suma un monto de 372,504.16 soles por los 112 descargadores de sobretensión, esto, según costos de adquisición y montaje contratados por Electro Puno en el año 2021, cuya implementación tomaría 8 horas de interrupción de servicio eléctrico de la línea.

#### **4.3.2. Discusión de los resultados de la evaluación de la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión ante las interrupciones por descargas atmosféricas**

En su investigación desarrollada en la línea de transmisión L1005 Quencoro – Tintaya Chuño (2019) concluye que, en el modelado en el software ATPDraw de la línea de transmisión utilizando los pararrayos de línea de ZnO (óxido de zinc), mejora el desempeño de la línea de transmisión frente a descargas atmosféricas, y contribuye a la mejora de la confiabilidad de la línea de transmisión. Resultado que, concuerda con la presente investigación, los descargadores de sobretensión, si influyen en el desempeño de la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas. Dado que, para las estructuras con valores actuales de sistema de puesta a tierra y que cuenten con descargadores de sobretensiones, los aisladores no presentan cebado directo ni inverso.

Resultado que, también concuerda con la investigación desarrollada por Oscanoa (2020) dado que, con el apoyo de la información de GIS del Osinergmin y el Software ATP Draw, previo procesamiento de información, concluye haber obtenido la Tasa de Flameo Inverso de 12.09 descargas/100km/año, Tasa de flameo por falla de apantallamiento de 1.95 descargas/100km/año y la Tasa total de flameo por descargas a tierra de 14.04 descargas/100km/año, el cual se mejora con el uso de pararrayos de línea, que son instaladas en las estructuras que presentan una alta tasa de flameo por descarga atmosférica  $> 0.075$  descargas/km/año, reduciéndose la Tasa total de flameo por descargas a tierra a 4.81 descargas/100km/año, para ello simuló una instalación de 38 pararrayos de línea en un total de 46 estructuras.

Por otro lado, Jucup (2018) en su investigación desarrollada en la línea de transmisión de 69 kV, determinó que la única manera de superar la sobretensión con pararrayos es colocarlos en las tres fases dado que mientras que una fase se quede sin este dispositivo sufrirá sobretensiones que provocarían su flameo. Resultado que,

concuenda con las simulaciones efectuadas en el ATPDraw, que consecuente a ello, se decidió implementar los descargadores de sobretensión en las tres (03) fases de la estructura. Por lo que, se tiene que implementarse 112 descargadores de sobretensión, el cual corresponde a 38 Estructuras. Así también, a este resultado, es necesario lo concluido por (Haro, 2019) en cual, determinó que el origen de las fallas de la línea de transmisión se debe a descargas atmosféricas, y para la mitigación de las mismas planteó como una de las alternativas de solución, la instalación de descargadores de sobretensión en cada una de las fases.

Finalmente, de los resultados consecuente de las tres evaluaciones (objetivos específicos), se deduce que, el conocimiento de las medidas tomadas en la evaluación del performance de la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina, si permitió establecer alternativas para reducir las interrupciones por descargas atmosféricas, para ello, se tiene las siguientes alternativas: primero, implementar 112 descargadores de sobretensión en 38 Estructuras, el cual cubre el 20% de las causas que estaría generando un 80% de las interrupciones del servicio eléctrico de la línea de transmisión, como segunda alternativa es mantener los valores de la resistencia de la puesta a tierra en las condiciones actuales o menores a ellos, para continuar con el desempeño de la línea de transmisión, menor del 8% de los aisladores con cebado inverso (interrupción de servicio eléctrico) para una magnitud de impacto de rayo de 53 kA, o menor del 55% de los aisladores con cebado inverso para una magnitud de impacto de rayo de 31 kA, ambos casos son resultados de comparación del valor de PAT actual y al valor de PAT de 25 ohmios, y por último es mejorar apantallamiento de la línea, solo que esta última quien sabe no es factible por el rediseño que debe realizarse a las estructuras y de lo costoso que sería, muy aparte que requiere la interrupción de servicio eléctrico por varios días, cuya interrupción de servicio eléctrico generaría una pérdida en ganancia neta por venta de energía de 3,839.05 soles/hora, esto, debido a la demanda que atiende la línea de transmisión 60kV Azángaro – Derivación Putina.

## CONCLUSIONES

El conocimiento de la influencia del apantallamiento en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas, permitió conocer la deficiencia que presenta, y por ende permitió establecer la alternativa de un mejor apantallamiento de la línea, el cual consiste en la modificación de la estructura para obtener un buen apantallamiento.

El conocimiento de la influencia de los valores de Puesta a Tierra en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante las interrupciones por descargas atmosféricas, permitió determinar que, los valores del Sistema de Puesta a Tierra se encuentran en buenas condiciones, dado que, los valores de resistencia de puesta a tierra se encuentran en promedio de 6.46 ohmios a nivel de la línea de transmisión, el cual es muy debajo de los 25 ohmios, según regla N° 036.D. del C.N.E. Suministro 2011, y, coadyuva en reducir las interrupciones por descargas atmosféricas que impactan al cable de guarda, para mantener el desempeño de la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina, menor del 8% de los aisladores con cebado inverso (interrupción de servicio eléctrico) para una magnitud de impacto de rayo de 53 kA, o menor del 55% de los aisladores con cebado inverso para una magnitud de impacto de rayo de 31 kA, ambos casos son resultados de comparación del valor de PAT actual y al valor de PAT de 25 ohmios.

El conocimiento de la influencia de los descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina ante interrupciones por descargas atmosféricas, si nos permitió establecer la cantidad y ubicación de los descargadores de sobretensión que coadyuve la reducción de interrupciones del servicio eléctrico de la L-6024, bajo el criterio de los más Críticos “C” y parte de la Media Criticidad “MC”, y técnica de Pareto, dado que el 20% de las causas provocan el 80% de las consecuencias, es decir, se puede describir que según la IEEE, el valor de corriente pico medio de 53 kA representa el 20% de las descargas atmosféricas, por ende, se tiene que implementarse 112 descargadores de sobretensión, el cual corresponde a 38 Estructuras, cuya implementación por unidad ascendería un monto de 3,325.93 soles, el cual suma un monto de 372,504.16 soles por los 112 descargadores de sobretensión, esto, según costos de adquisición y montaje contratados por Electro Puno en el año 2021, cuya implementación tomaría 8 horas de interrupción de servicio eléctrico de la línea.

## RECOMENDACIONES

Se recomienda evaluar técnicamente, si es factible efectuar la alternativa de un mejor apantallamiento de la línea. Dado que, esta alternativa es costoso (rediseño del apantallamiento de la estructura, costo de materiales, transporte y montaje), y requiere la interrupción de servicio eléctrico por varios días, cuya interrupción de servicio eléctrico generaría una pérdida en ganancia neta por venta de energía de 3,839.05 soles/hora, muy aparte del costo de servicio

Se recomienda, mantener los valores de Puesta a Tierra en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina en las condiciones actuales o menores a ellos, dado que, el promedio a nivel de la línea de transmisión, el valor de la resistencia de la puesta a tierra es de 6.46 ohmios, el cual es muy debajo de los 25 ohmios, según regla N° 036.D. del C.N.E. Suministro 2011, y, coadyuva en reducir las interrupciones por descargas atmosféricas que impactan al cable de guarda. Por lo que, se debe mantener los valores de la resistencia de la puesta a tierra en las condiciones actuales o menores a ellos, para mantener el desempeño de la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina, menor del 8% de los aisladores con cebado inverso (interrupción de servicio eléctrico) para una magnitud de impacto de rayo de 53 kA, o menor del 55% de los aisladores con cebado inverso para una magnitud de impacto de rayo de 31 kA, ambos casos son resultados de comparación del valor de PAT actual y al valor de PAT de 25 ohmios.

Se recomienda, implementar 112 descargadores de sobretensión en la línea de transmisión 60 kV Azángaro – Derivación Putina, dado que, coadyuvará en la reducción de interrupciones del servicio eléctrico de la L-6024, considerando los criterios de: los más Críticos “C” y parte de la Media Criticidad “MC”, y técnica de Pareto, dado que el 20% de las causas provocan el 80% de las consecuencias, es decir, se puede describir que según la IEEE, el valor de corriente pico medio de 53 kA representa el 20% de las descargas atmosféricas, por consiguiente, el 80% de las interrupciones fueron provocados por descargas atmosféricas de una magnitud de 53 kA

## BIBLIOGRAFÍA

- Alzate, A. B. (2021). *Análisis de la confiabilidad de líneas de transmisión multicircuito mayores a 115 kV en zonas de alta incidencia de descargas eléctricas atmosféricas* [Benemérita Universidad Autónoma de Puebla]. <https://doi.org/10.16/CSS/JQUERY.DATATABLES.MIN.CSS>
- Castillo, J. M. (2019). *Modelado y análisis para el diseño de ángulos de blindaje de protección contra descargas atmosféricas en líneas de transmisión de 400 kV* [Tecnológico Nacional de México]. <https://rinacional.tecnm.mx/jspui/handle/TecNM/1559>
- Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation. (1964). *Electrical Transmission and Distribution Reference Book* (Cuarta edi). Pennsylvania. [http://www.amazon.com/Electrical-Transmission-Distribution-Reference-Book/dp/B000AOMQV2/ref=sr\\_1\\_1?ie=UTF8&qid=1429400169&sr=8-1&keywords=Electrical+Transmission+And+Distribution+Reference+Book+Of+Westinghouse](http://www.amazon.com/Electrical-Transmission-Distribution-Reference-Book/dp/B000AOMQV2/ref=sr_1_1?ie=UTF8&qid=1429400169&sr=8-1&keywords=Electrical+Transmission+And+Distribution+Reference+Book+Of+Westinghouse)
- Cervantes, E. (2019). *Comparativa de diferentes tipos de perfiles de pararrayos por el método del elemento finito* [Instituto Politecnico Nacional]. [https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/28110/COMPARATIVA\\_DE\\_DIFERENTE\\_TIPOS.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/28110/COMPARATIVA_DE_DIFERENTE_TIPOS.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Chuño, C. R. (2019). Modelado de pararrayos en línea de transmisión L1005 frente a descargas atmosféricas utilizando Atpdraw [Universidad Nacional del Callao]. In *Repositorio institucional – UNAC*. <http://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/4307>
- CIER-COES. (2021). *Reporte de fallas por tipo de Causa de falla CIER*. <https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/fallas>
- CIGRE Working Group C4.407. (2013). Lightning parameters for engineering applications. *2013 International Symposium on Lightning Protection, SIPDA 2013, October 2013, 373–377*. <https://doi.org/10.1109/SIPDA.2013.6729246>

- Coronel, C. G. & Sinchi, F. M. (2021). *Diseño y evaluación de configuraciones de puesta a tierra en diferentes tipos de suelo empleando materiales de baja resistividad*. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/20439>
- Flores, D. J. & Águila, A. (2021). *Identificación de causa raíz de fallas por descargas eléctricas en líneas de transmisión*. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19820>
- Gallegos, F. G. (2019). Influencia del nivel de aislamiento en las líneas de transmisión de 60 kv-Huancayo 2017 [Universidad Continental]. In *Universidad Continental*. <https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/7124>
- Grainger, J. J. & Stevenson, W. D. (1996). *Análisis de sistemas de potencia* (M. G. Hill (Ed.). México.
- Haro, H. G. (2019). *Análisis de causas de fallas de la línea de transmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV y elaboración del plan de mitigación* [Quito, 2019.]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20196>
- Hernández, R., Fernandez, C. & Baptista, M. del P. (2010). *Metodología de la investigación* (M. G. Hill (Ed.); Quinta Edición). México. <http://www.casadellibro.com/libro-metodologia-de-la-investigacion-5-ed-incluye-cd-rom/9786071502919/1960006>
- Høidalen, H. K., Prikler, L. & Peñaloza, F. (2019). *ATPDRAW version 7.0 for Windows Users' Manual. Preliminar*(1), 346.
- Juárez, A. (2021). *Mejora de la confiabilidad en la coordinación de aislamiento de la línea PON-73090-SRL* [Benemérita Universidad Autónoma de Puebla]. <https://doi.org/10.16/CSS/JQUERY.DATATABLES.MIN.CSS>
- Jucup, R. A. (2018). *Análisis de transitorios electromagnéticos usando ATP-EMTP en la línea de transmisión Escuintla I – Santa Ana 69 kV, área de la costa sur de Guatemala*. <http://biblioteca.ingenieria.usac.edu.gt/>
- León, R. E. (2021). *Mejoramiento de la puesta a tierra en estructuras arriostradas tipo VSL de la Línea de transmisión 500 kV L-5032 Chilca - Poroma* [Universidad



- Nacional Mayor de San Marcos]. In *Repositorio de Tesis - UNMSM*.  
<https://cybertesis.unmsm.edu.pe/handle/20.500.12672/17031>
- Libros para emprendedores. (2016). El principio del 80/20. *Libros Para Emprendedores*, 8. [librosparaemprendedores.net](http://librosparaemprendedores.net)
- Mamani, C. (2020). Mejoramiento del diseño eléctrico de la línea de transmisión en 138 KV Socabaya Parque Industrial [Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa]. In *Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa*.  
<http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/20.500.12773/13253>
- Mariño, J. A., Muñoz, J. A. & Soto, E. A. (2021). 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*, 20(1).  
<https://doi.org/10.18273/revuin.v20n1-2021019>
- Martinez, J. A. (2008). *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión* (M.-H. de E. S.A.U. (Ed.); Primera Ed).
- Mejia, S. A. (Ed.). (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión* (Segunda Ed).
- Morales, V. M. (2018). *Análisis de sobretensiones transitorias en líneas de transmisión a través del método J del Marti*.  
<https://doi.org/10.16/CSS/JQUERY.DATATABLES.MIN.CSS>
- Oscanoa, W. R. (2020). Metodología de ubicación de pararrayos para optimizar su distribución en la línea de transmisión Mollepata-Cangallo 69 Kv. In *Universidad Nacional del Centro del Perú*. Universidad Nacional del Centro del Perú.  
<http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6484>
- OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD. (2013). *Anexo 1.1.1. Criterios de diseño de sistemas de transmisión. procedimiento de ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN*.
- OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD. (2006). *Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión*.  
[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/EstadisticaSupervisionElectrica/Transmision/PERFORMANCE\\_TRANSMISION.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/EstadisticaSupervisionElectrica/Transmision/PERFORMANCE_TRANSMISION.pdf)



- OSINERGMIN N° 175-2012-OS/CD. (2012). *Modificación al Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión*. [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/EstadisticaSupervisionElectrica/Transmision/PERFORMANCE\\_TRANSMISION.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/EstadisticaSupervisionElectrica/Transmision/PERFORMANCE_TRANSMISION.pdf)
- Otero, P., Peñafiel, S., Vallejo, D., Granda, N. & Ramírez, J. (2021). Simulación de Mallas de Puesta a Tierra Utilizando el Método de los Elementos Finitos en Tres Dimensiones. *Revista Técnica "Energía,"* 17(2), 113–123. <https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V17.N2.2021.437>
- Para-rayos. (2022). *Medición de puesta a tierra*. <https://www.para-rayos.com/medicion-de-puesta-a-tierra/>
- Parra, C. & Crespo, A. (2020). *Métodos de análisis de criticidad y jerarquización de activos*. July 2020, 27. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.21197.87524>
- Paucar, K. A. (2019). *Evaluación del aislamiento de una línea de transmisión de 500 kV ante descargas atmosféricas utilizando un método estadístico* [Quito, 2019]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19970>
- Pintos, V., Tais, B. & Tomsic, G. (2022). *Desarrollo e implementación de un algoritmo para la detección de aperturas en líneas de transmisión de 500kV de la red Uruguaya* [Universidad de la Republica - Uruguay]. <https://doi.org/ISSN 1688-2806>
- Polo, V., Bernardo, J. & Pacheco, L. (2017). Calidad de la energía eléctrica bajo la perspectiva de los sistemas de puesta a tierra. *Ciencia e Ingeniería,* 38(2), 167–176. <http://www.redalyc.org/articulo.oa?>
- Prado, H. B. (2021). *Análisis del comportamiento de los componentes de torres de transmisión eléctrica frente a sobretensiones transitorias producidas por descargas atmosféricas*. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/20719>
- Restrepo, L. H., Caicedo, G. & Castro, F. (2008). Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia. *Revista Energía y Computación,* 16(1), 21–32.



- Rojas, F., Díaz, M. V. & Mejía, W. (2021). *Modelo de evaluación de tensiones inducidas por descargas atmosféricas cercanas en LT: caracterización de distancias, corriente pico, resistividad del terreno y posibilidad de generar recierres*. 1–11.  
[https://cimga.com/2021/Trabajos/032-TRA\\_COL\\_F\\_ROJAS\\_CIMGA2021.pdf](https://cimga.com/2021/Trabajos/032-TRA_COL_F_ROJAS_CIMGA2021.pdf)
- Turrubiates, V. (2017). *Diagnóstico de la coordinación de aislamiento de líneas de transmisión de alta tensión mediante el modelado en ATP/EMTP* [Benemerita Universidad Autónoma de Puebla].  
<https://repositorioinstitucional.buap.mx/handle/20.500.12371/188>
- Usnayo, E. A. & Mamani, E. (2020). *Diseño de un Sistema de Puesta a Tierra para la Línea de Transmisión de 60 KV desde la SE María Jiray hasta la Unidad Minera Contonga*. *Universidad Continental*.  
<https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/8564>
- Yanque, J. (2004). *Alta tensión y técnicas de pruebas de laboratorio*. UNI-FIEE, Notas del Curso.

## ANEXOS

### Anexo 1. Simulación intensidad de máxima de fallo de apantallamiento en ATPDraw

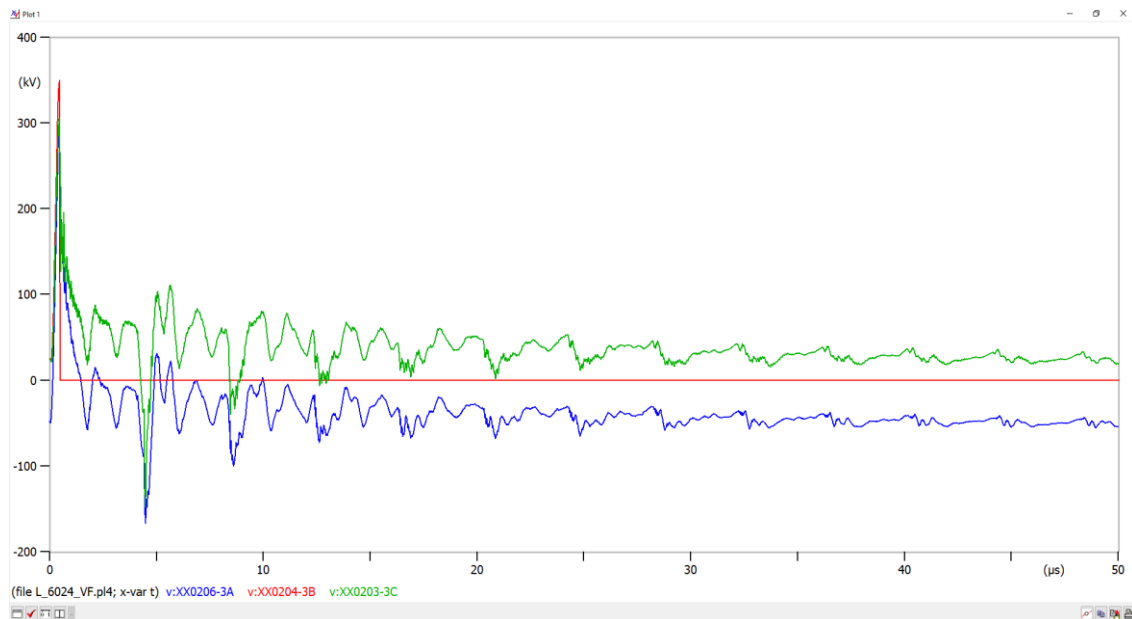


Figura 42. Simulación Intensidad de máxima de fallo de apantallamiento estructura tipo T2+3 a 23.621 kA

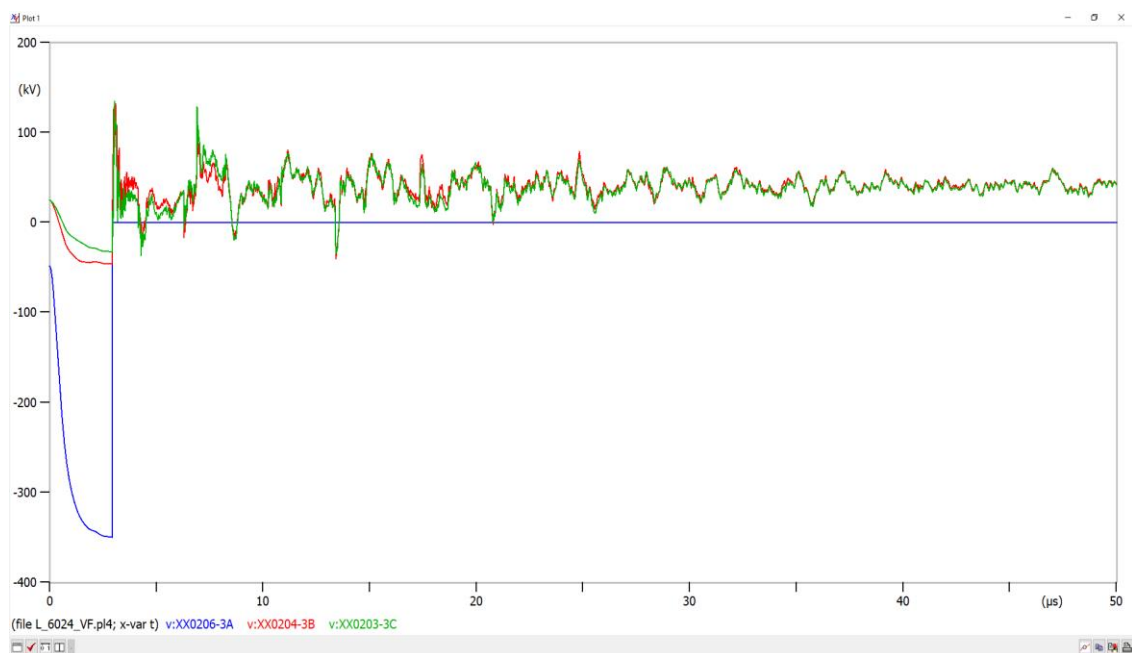


Figura 43. Simulación Intensidad máxima de fallo por contorneo en ATP Estructura tipo T2+3 a 1.961 kA

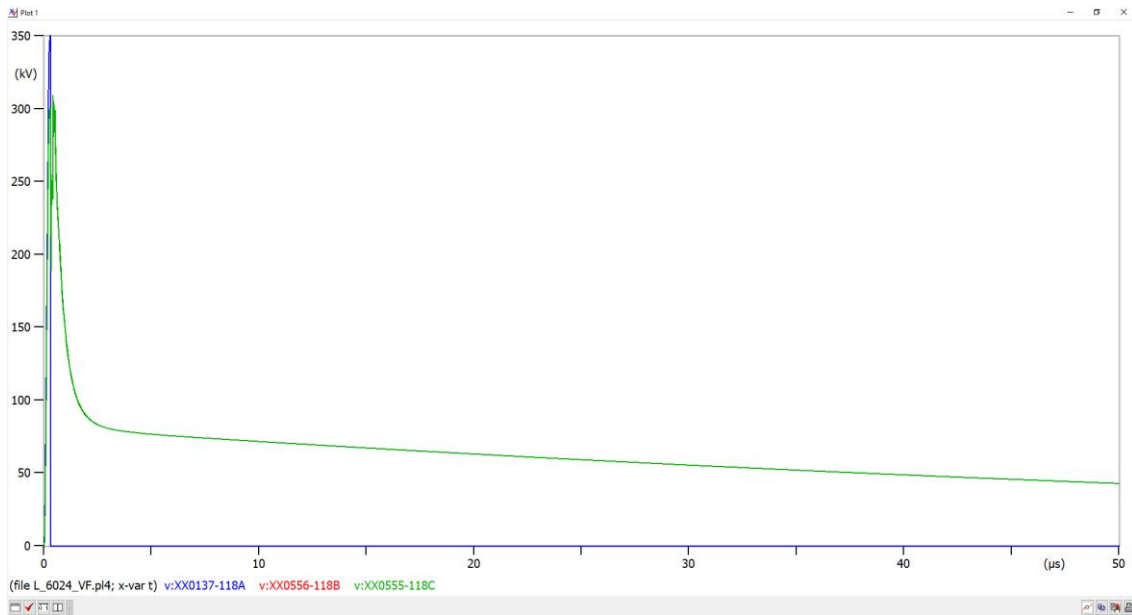


Figura 44. Simulación Intensidad de máxima de fallo de apantallamiento en ATP Estructura tipo T1+3 a 26.236 kA

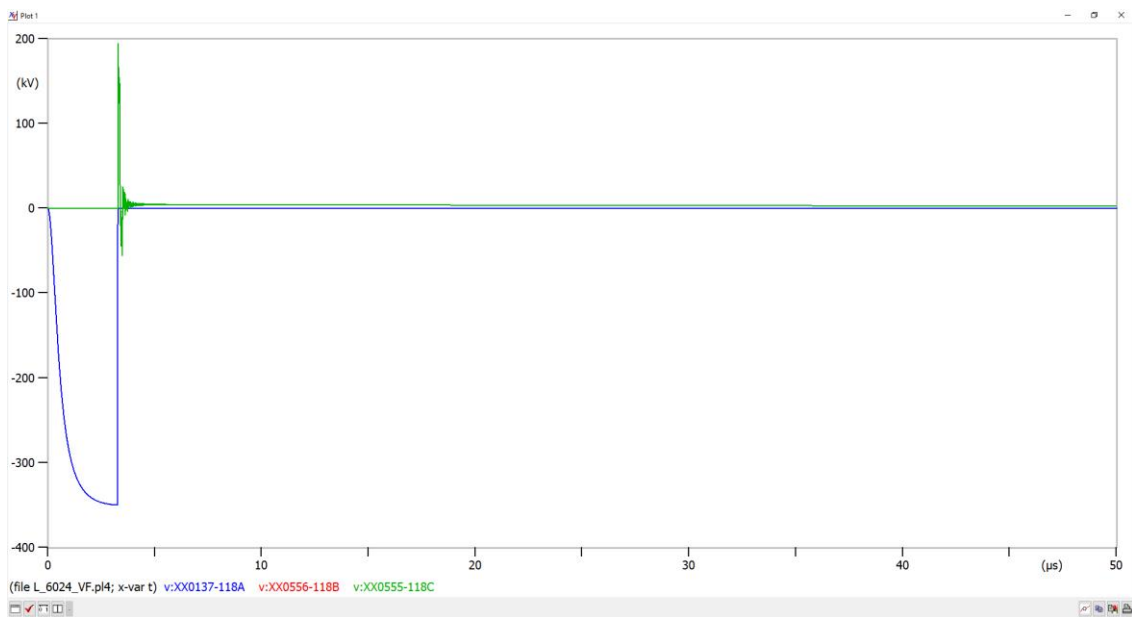


Figura 45. Simulación Intensidad máxima de fallo por contorneo en ATP Estructura tipo T1+3 a 1.479 kA

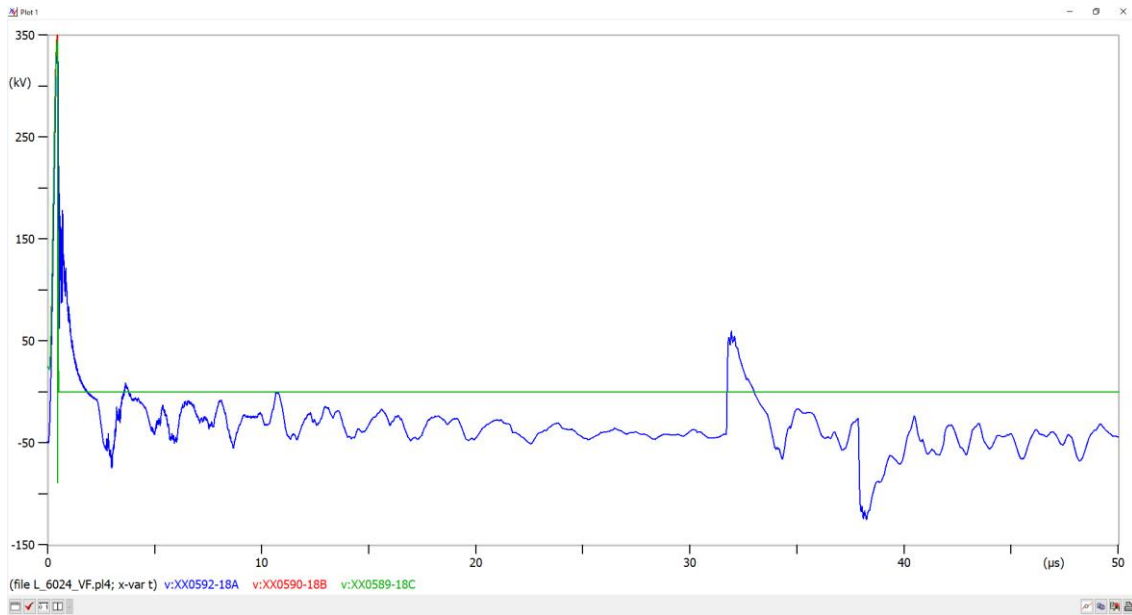


Figura 46. Simulación Intensidad de máxima de fallo de apantallamiento en ATP Estructura tipo A+3 a 23.665 kA

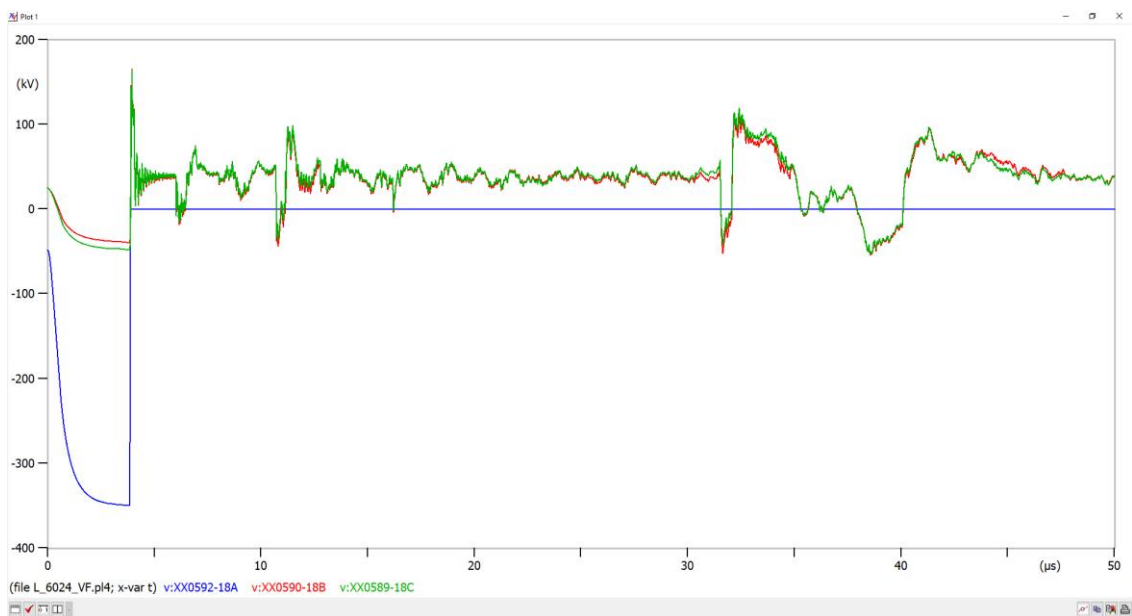
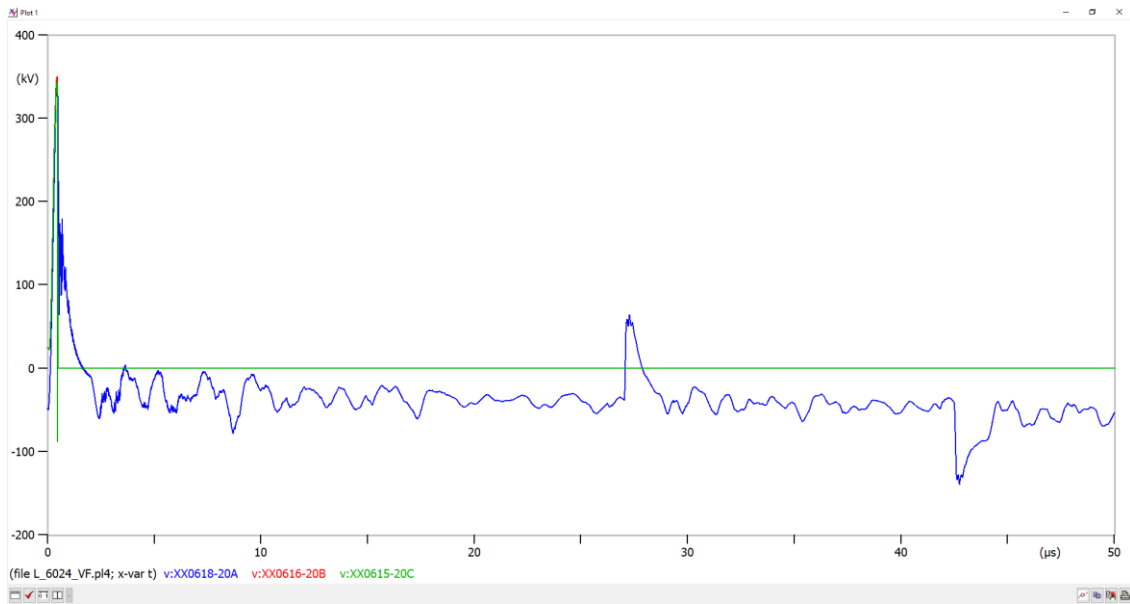
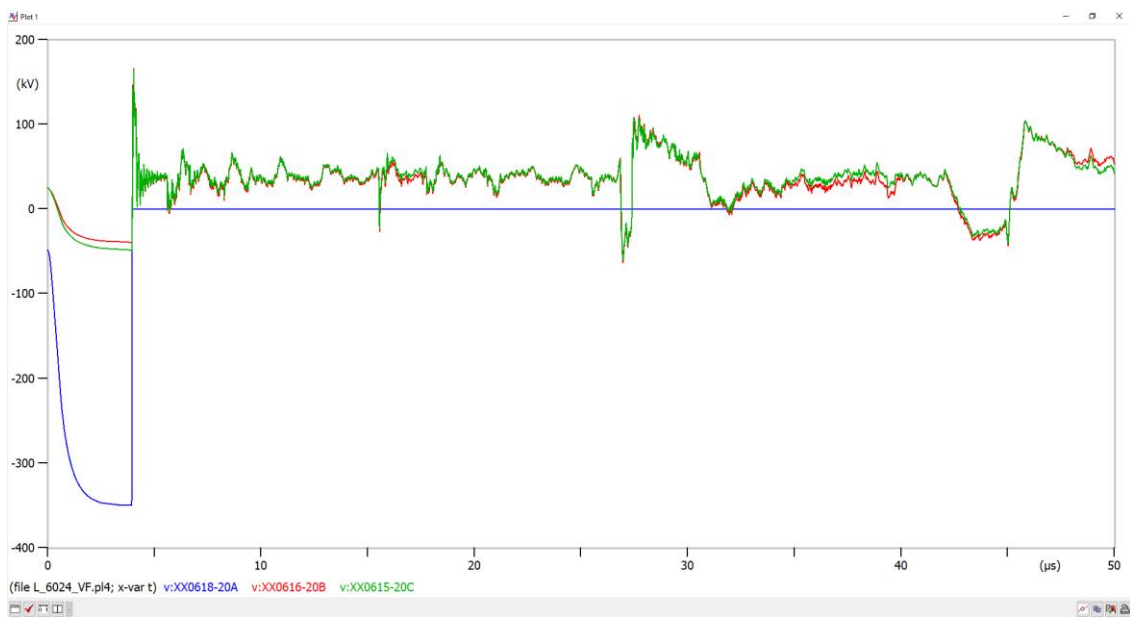


Figura 47. Simulación Intensidad máxima de fallo por contorno en ATP Estructura tipo A+3 a 1.949 kA



*Figura 48.* Simulación Intensidad de máxima de fallo de apantallamiento en ATP Estructura tipo S+3 a 23.656 kA



*Figura 49.* Simulación Intensidad máxima de fallo por contorneo en ATP Estructura tipo S+3 a 1.953 kA

## Anexo 2. Simulación de impacto de rayo en ATPDraw a en escenario de PAT actual

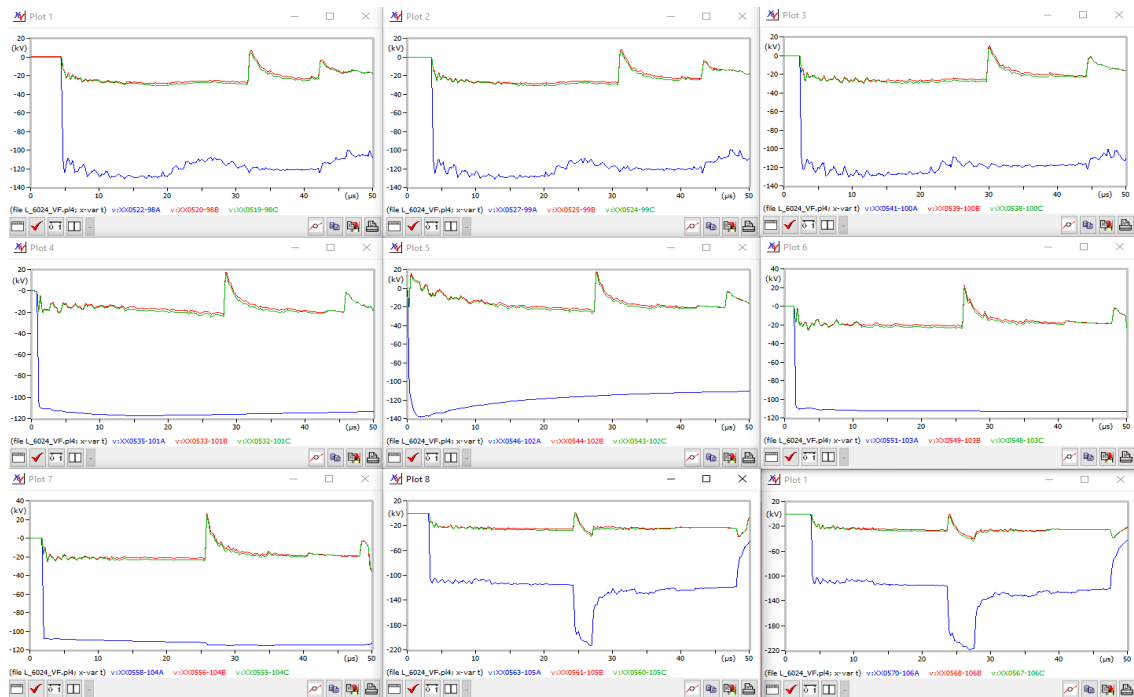


Figura 50. Impacto de rayo conductor fase superior Estructura 102, según CIGRE C4.407 el 98% excede 4 kA

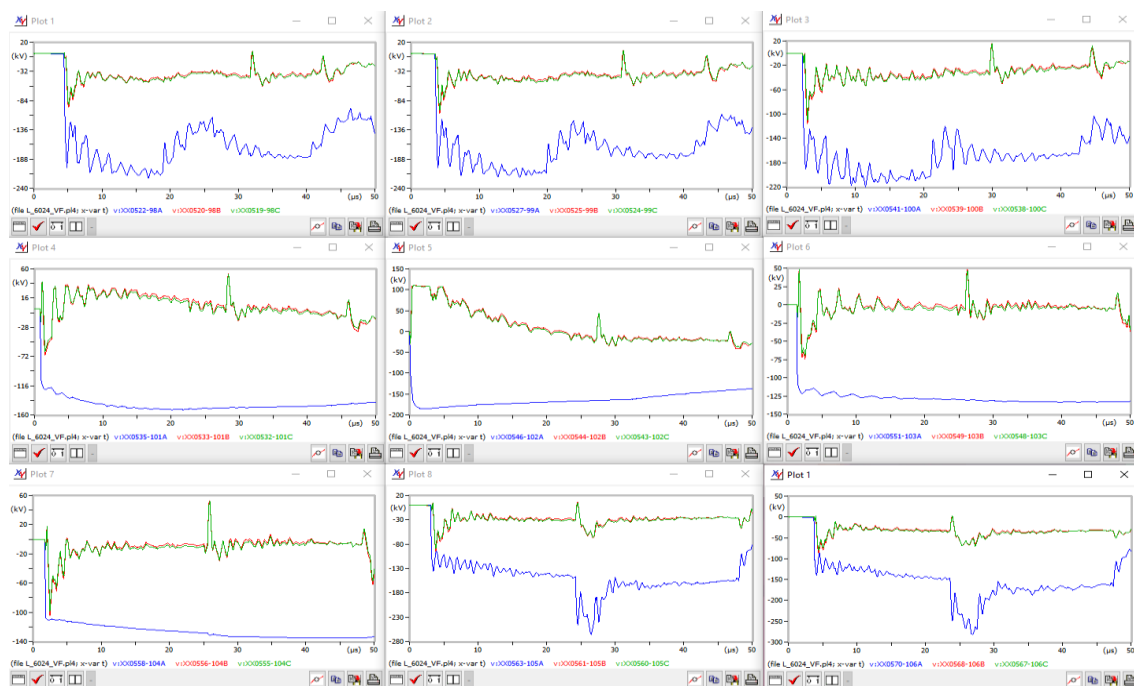


Figura 51. Impacto de rayo conductor fase superior Estructura 102, según CIGRE C4.407 el 80% excede 20 kA

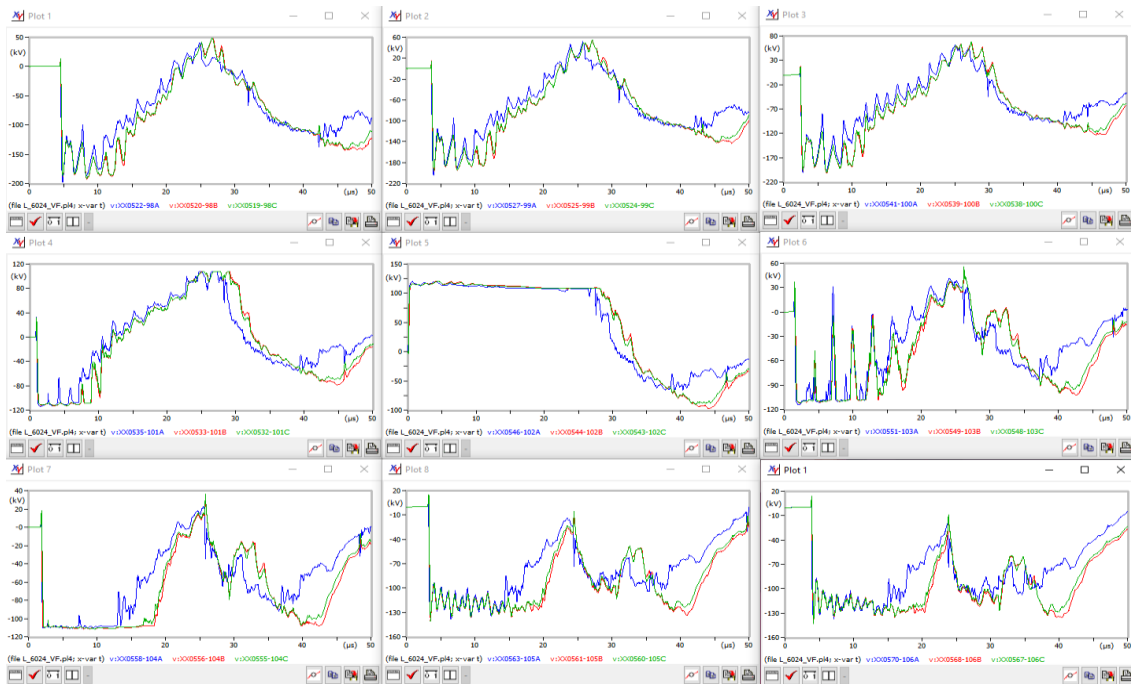


Figura 52. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según IEEE distribution & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA

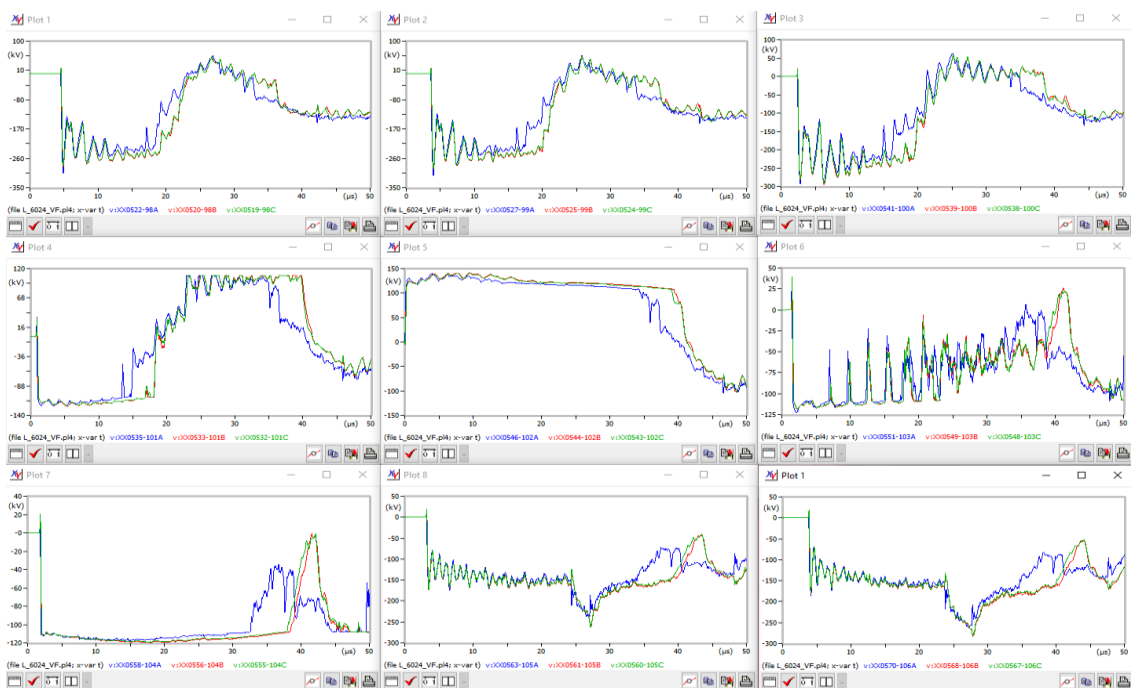


Figura 53. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según IEEE distribution el 20 % excede 53 kA



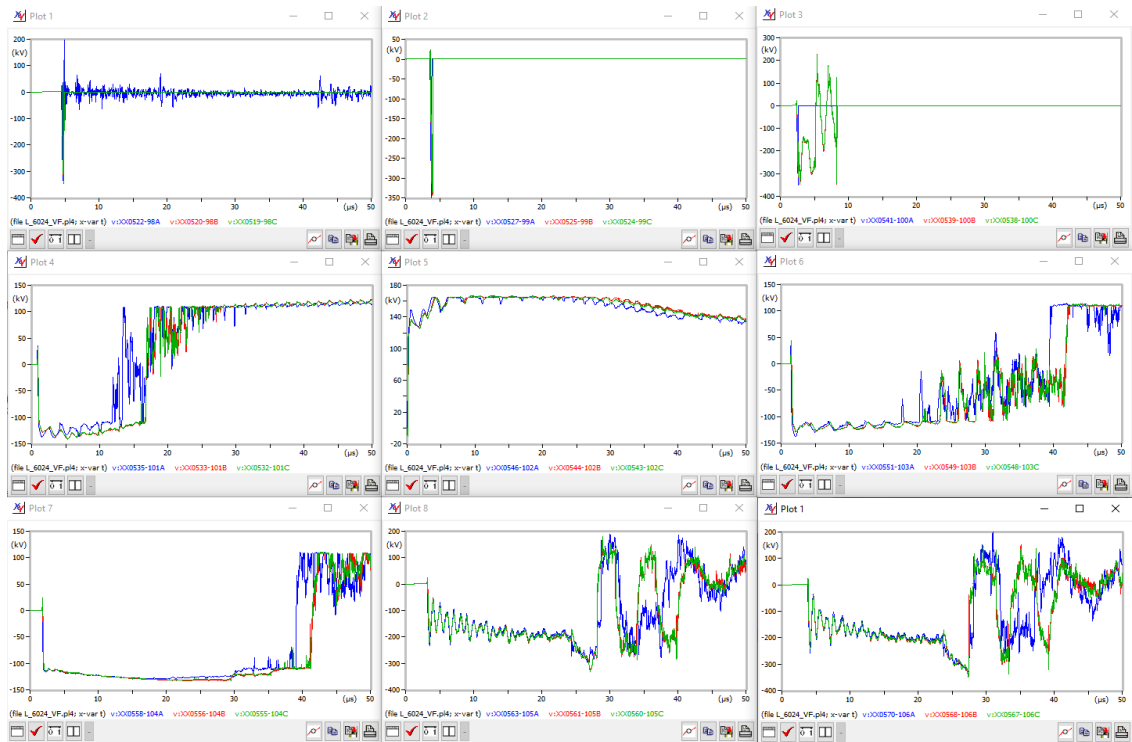


Figura 54. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA

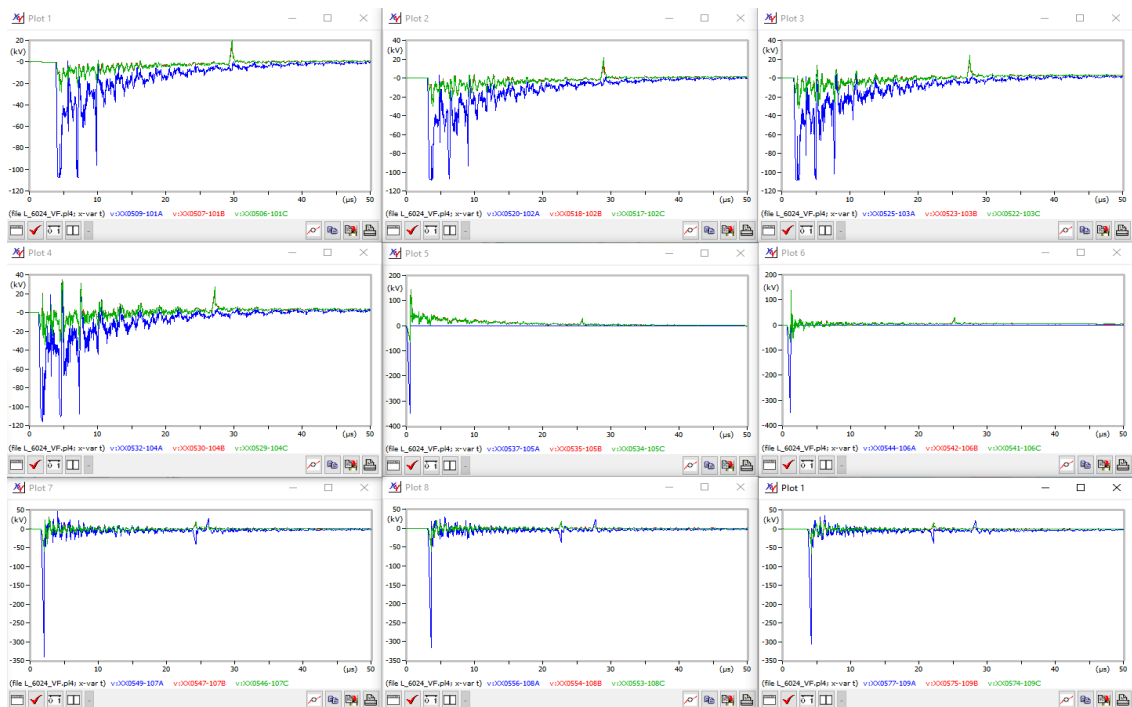


Figura 55. Impacto de rayo conductor fase superior Estructura 105, según CIGRE C4.407 el 98% excede 4 kA

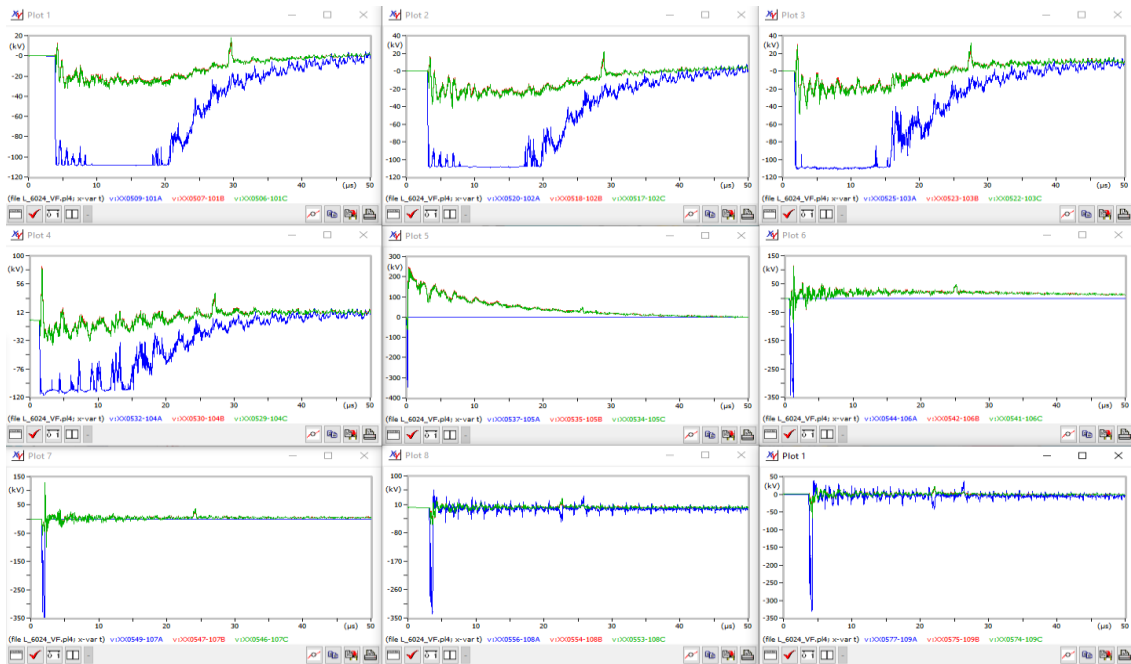


Figura 56. Impacto de rayo conductor fase superior Estructura 105, según CIGRE C4.407 el 80% excede 20 kA

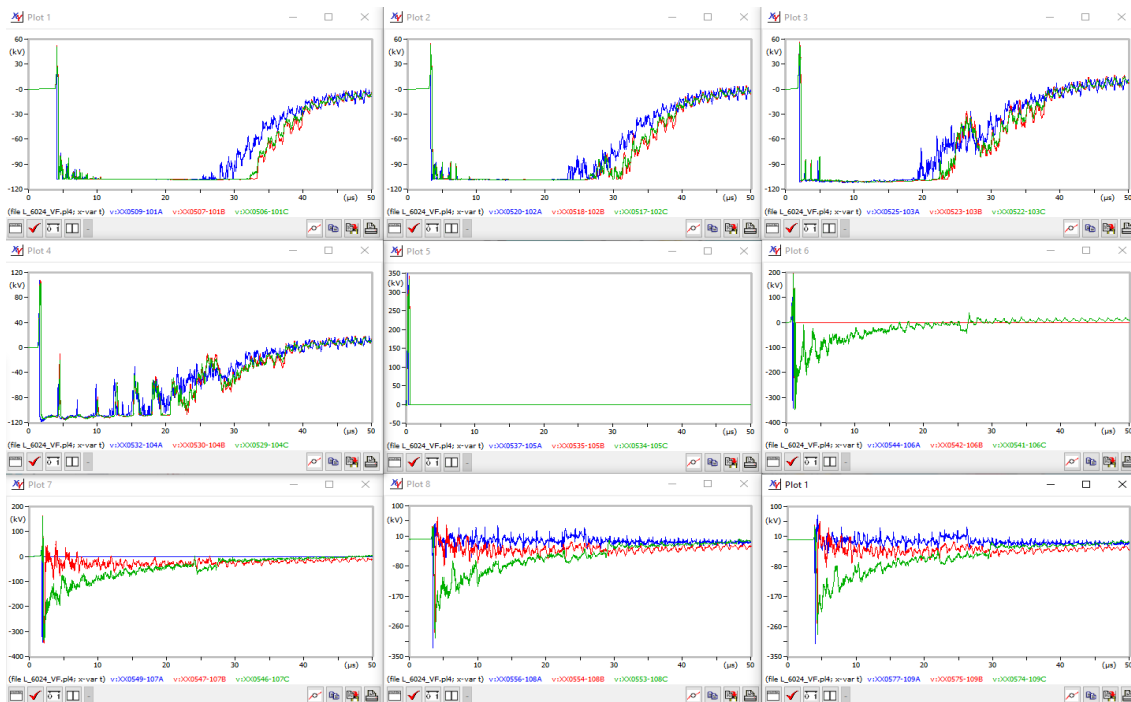


Figura 57. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según IEEE distribution & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA

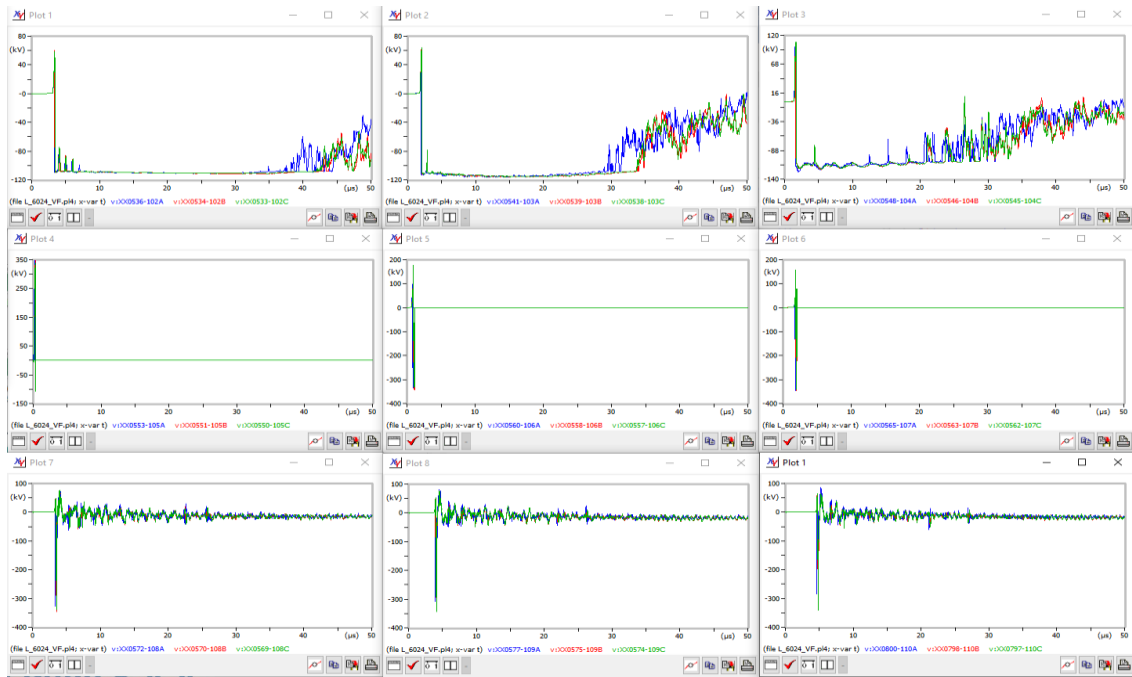


Figura 58. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según IEEE distribution el 20 % excede 53 kA

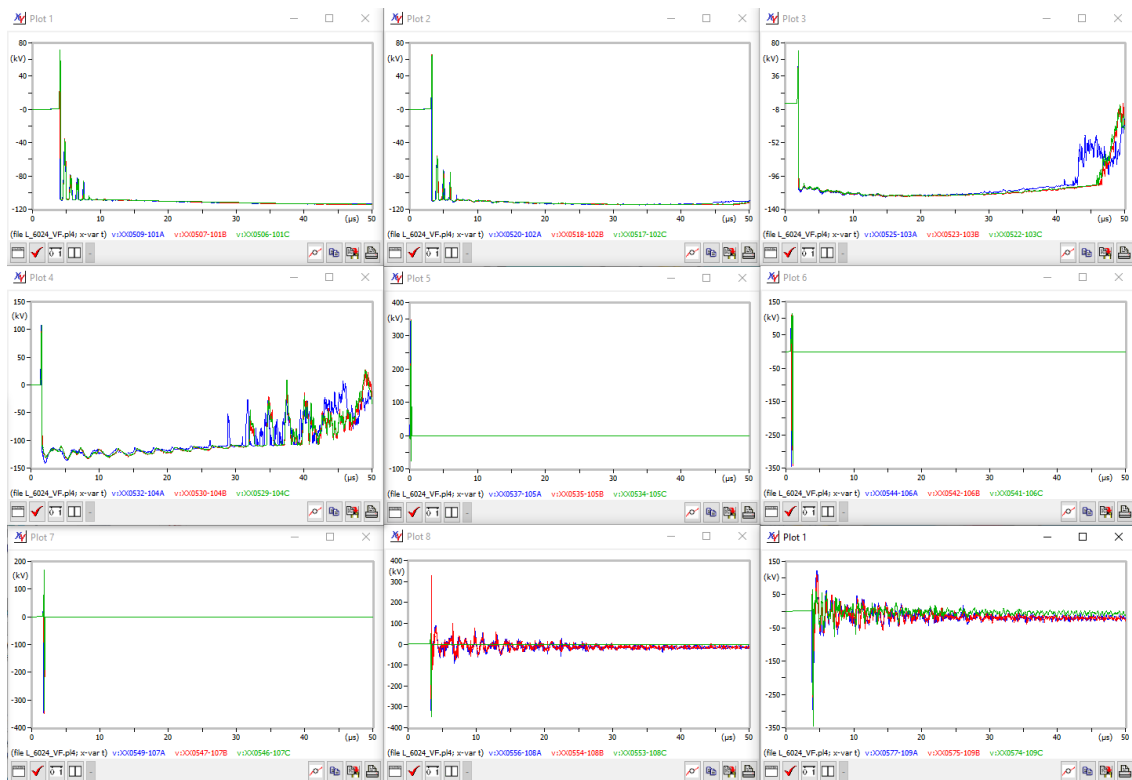
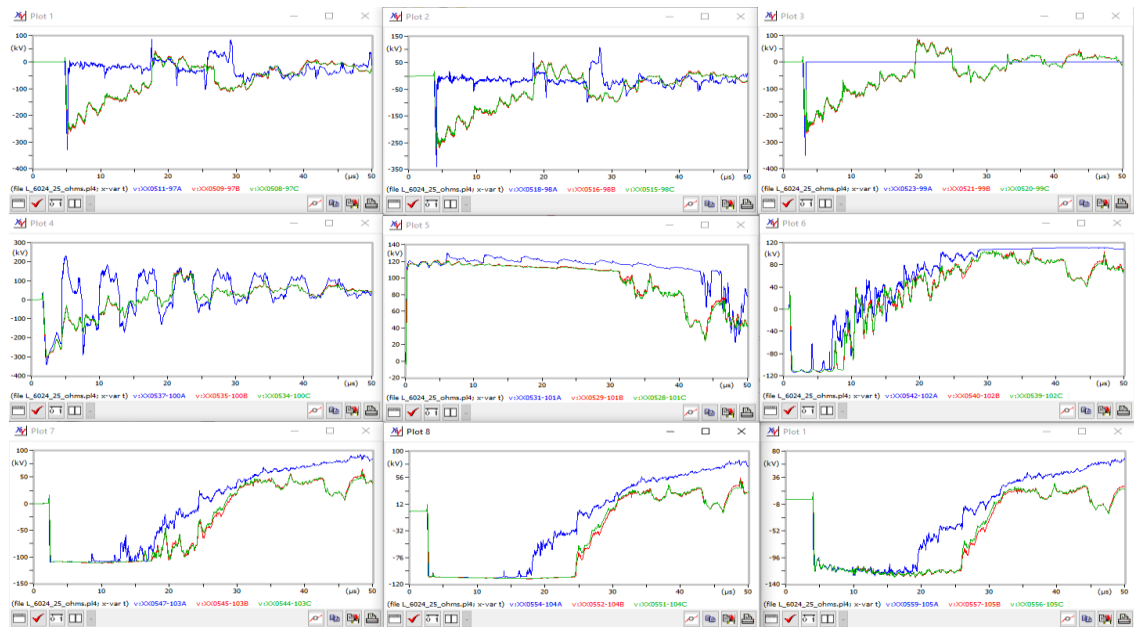
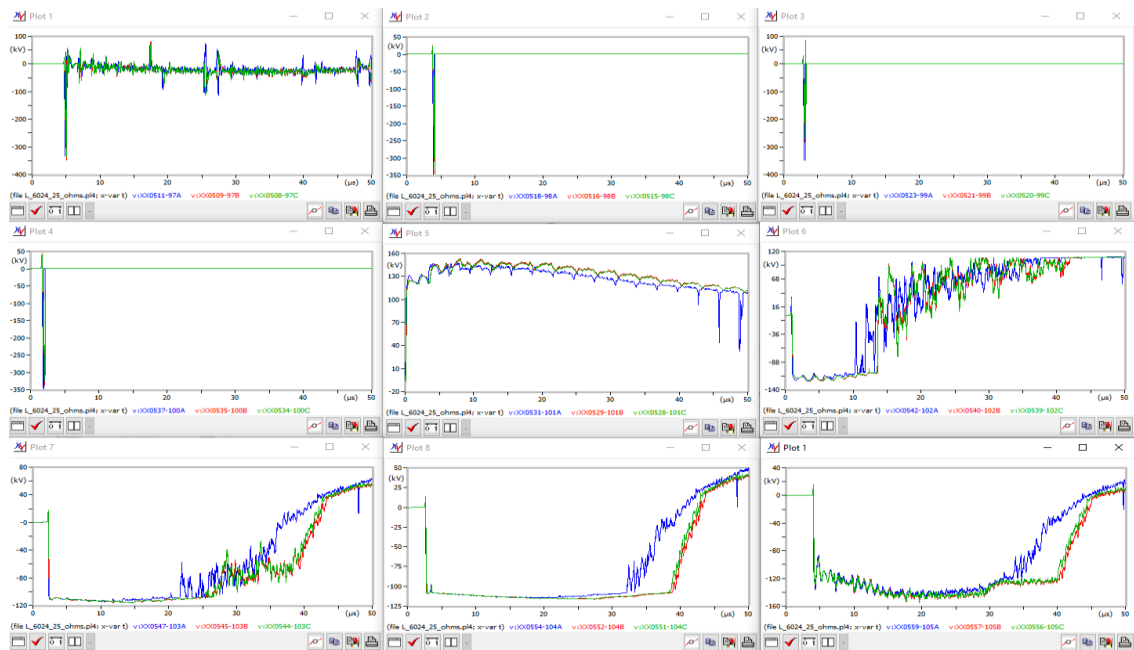


Figura 59. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA

**Anexo 3. Simulación de impacto de rayo en ATPDraw en escenario de PAT 25 ohmios**



**Figura 60.** Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 101, según IEEE distribution & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA<sub>25</sub> Ohmios



**Figura 61.** Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 101, según IEEE distribution el 20 % excede 53 kA<sub>25</sub> Ohmios

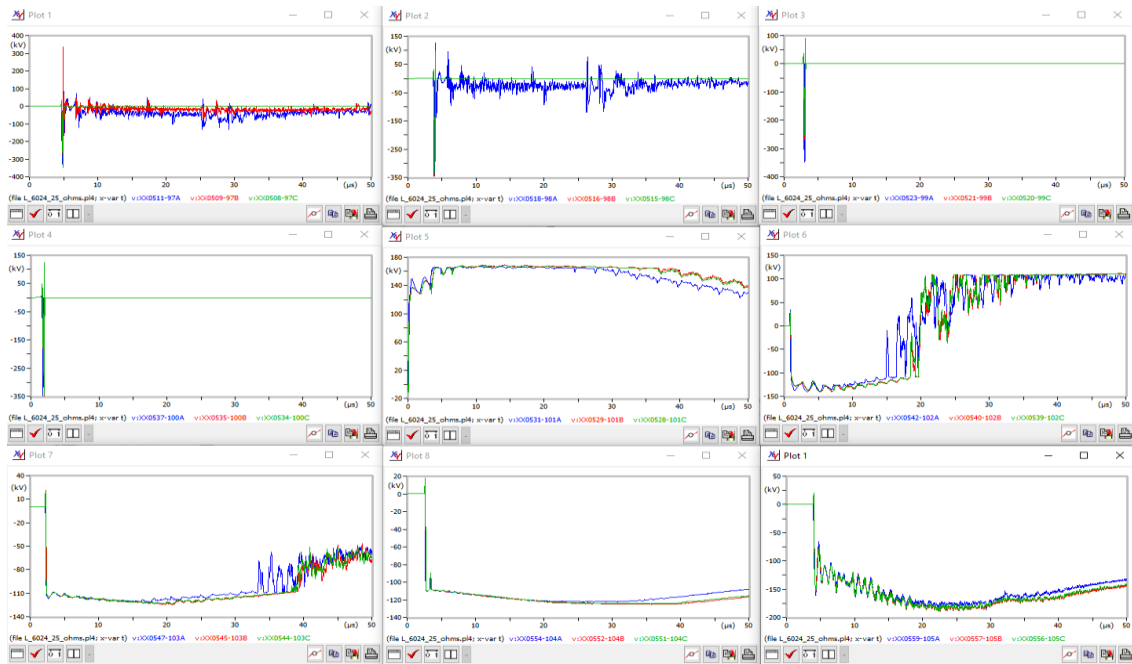


Figura 62. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 101, según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA<sub>25 Ohmios</sub>

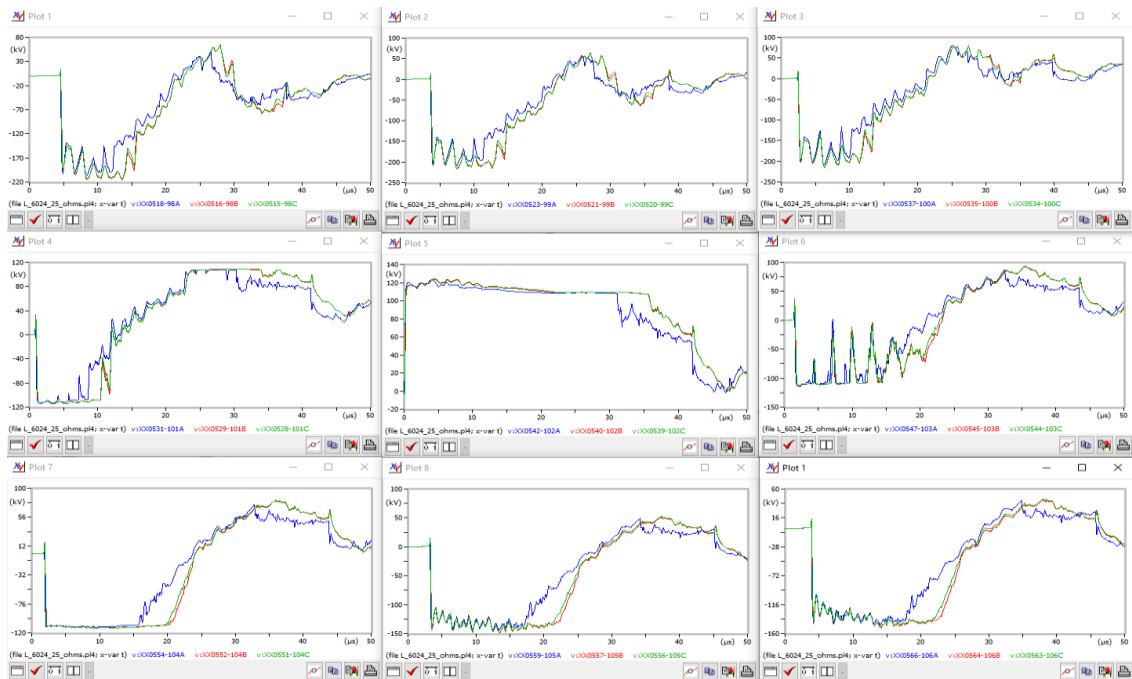


Figura 63. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según IEEE distribution & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA<sub>25 Ohmios</sub>

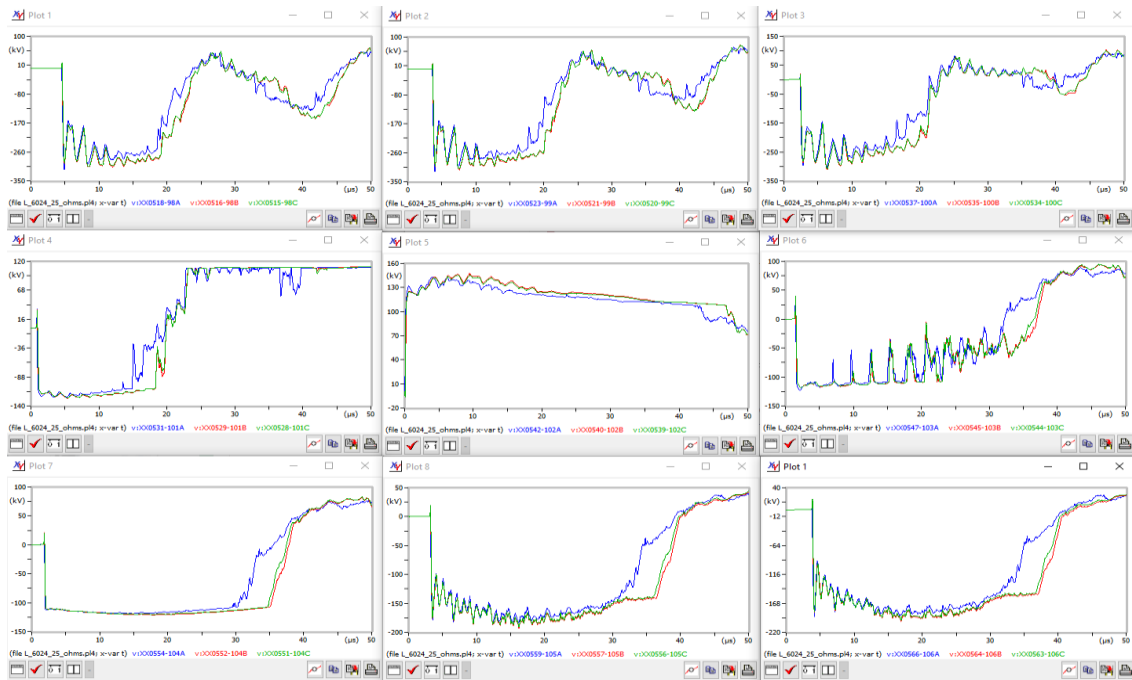


Figura 64. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según IEEE distribution el 20 % excede 53 kA<sub>25 Ohmios</sub>

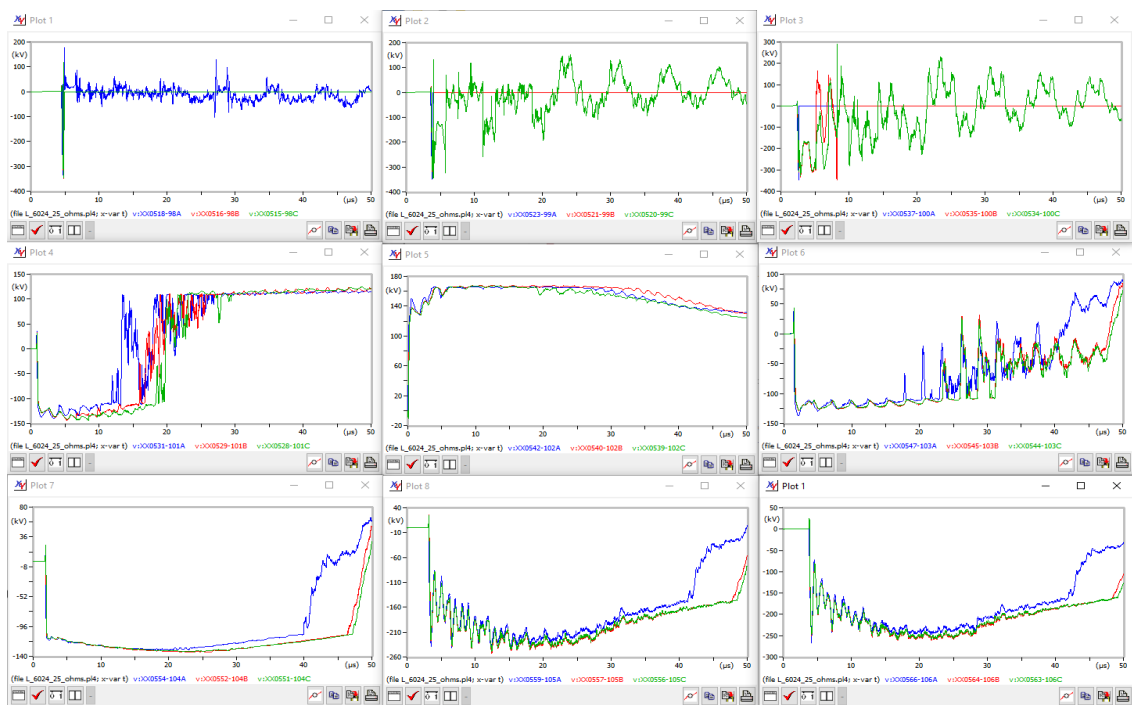


Figura 65. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 102, según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA<sub>25 Ohmios</sub>

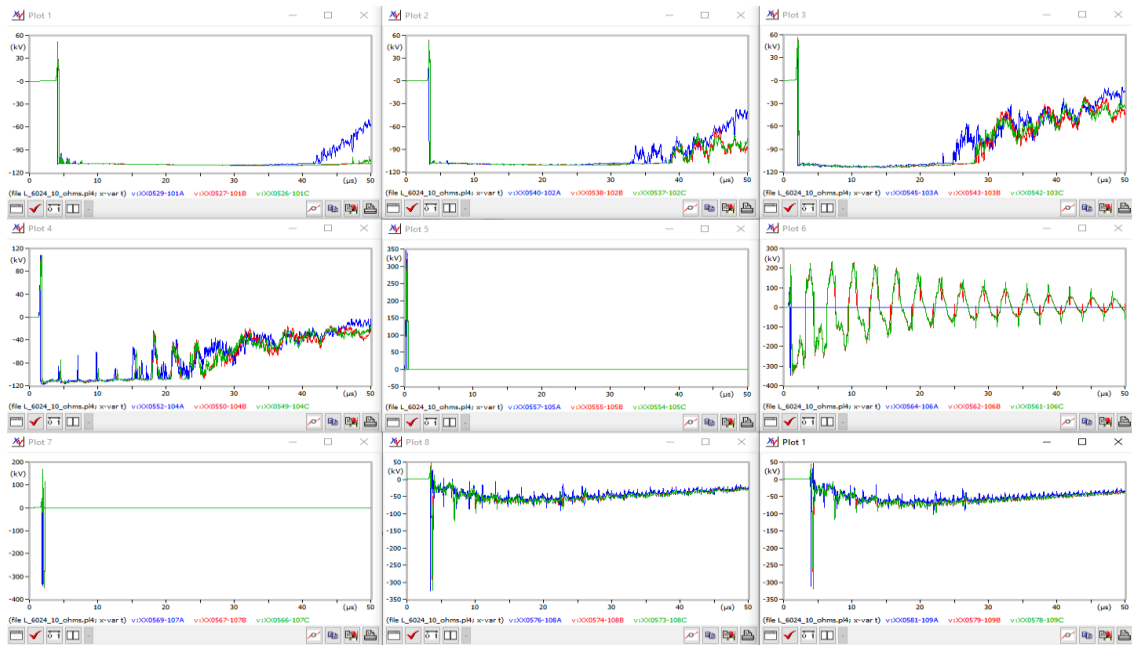


Figura 66. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según IEEE distribution & CIGRE C4.407 el 50% excede 31 kA<sub>25</sub> Ohmios

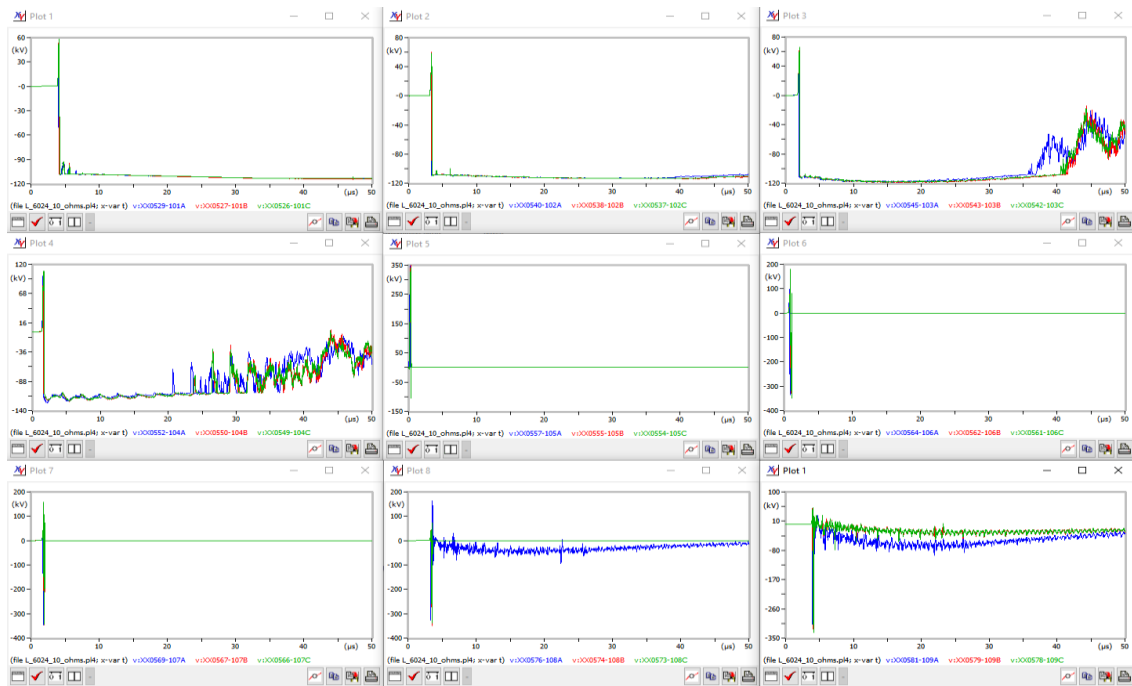


Figura 67. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según IEEE distribution el 20 % excede 53 kA<sub>25</sub> Ohmios



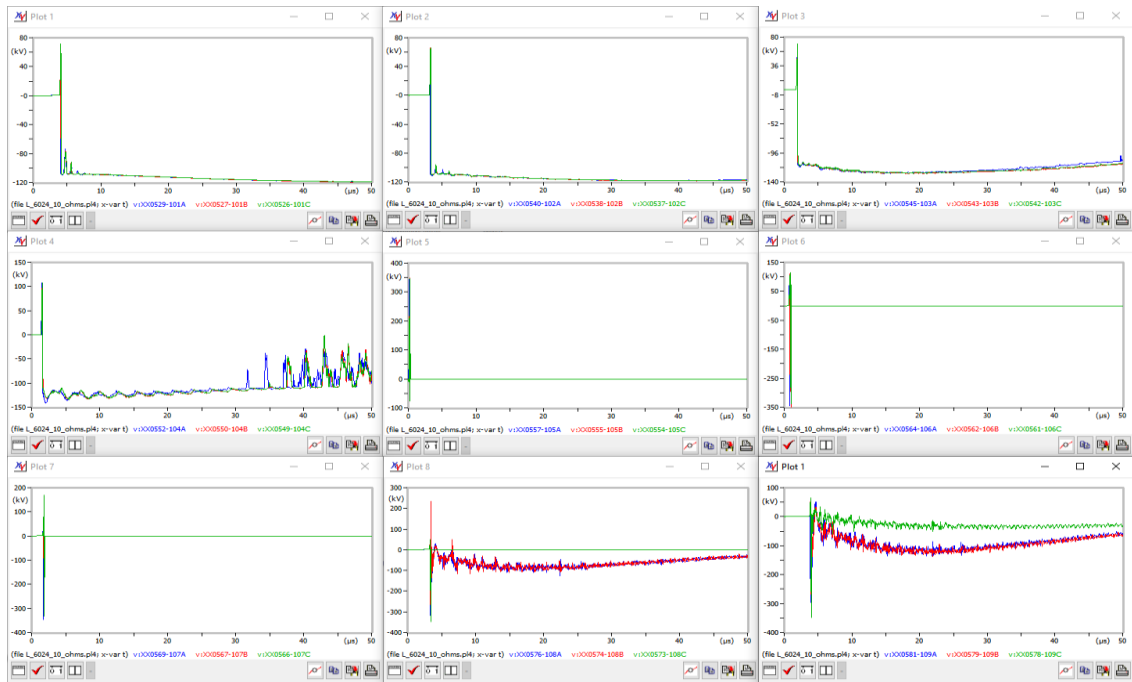


Figura 68. Impacto de rayo en cable de guarda Estructura 105, según CIGRE C4.407 el 5% excede 90 kA<sub>25</sub> Ohmios



**Anexo 4.** Catálogo de descargador de sobretensión JSC “POLIMER – APPARAT” PA-SL-11172-0/2



***JSC "POLYMER-APPARAT"***

**PA-SL-111-72-0/2**

***CATALOGO***

*TM 3414-E5725*



**2020**



29

**Parámetros:**

Tensión Nominal (Ur)	kV	72.0
Tensión de Operación Continua (Uc)	kV	57.0
Nivel de Aislamiento - BIL	kV	518.0
Corriente Nominal de Descarga	kA	10.0
Frecuencia	Hz	60.0
Clase de Descarga		SL
Capacidad de disipación de energía	kJ/kV	6.0
Línea de Fuga	mm	3150
Altura de Instalación	m/mm	5000
Peso	kg	17.0

**Descripción:**

1. Pararrayo de 60kV
2. Grapa de suspensión de aluminio para cable de 120 a 150mm<sup>2</sup>
3. Dispositivo de desconexión entre el pararrayo y tierra con actuación <= 1A (Desconectador tipo D3)
4. Herrajería de bajada y accesorios de puesta a tierra
5. Cable flexible de cobre estañado de sección de 25mm<sup>2</sup> (Longitud 5mts.)

**Datos de Placa:**

**JSC "POLYMER - APPARAT"**  
Surge arrester type: PA-SL-111-72-0/2 Discharge Class: SL  
N° XXXXXX 2020 MADE IN RUSSIA  
Ur= 72 kV, Uc= 57 kV, In= 10 kA, f = 60 Hz

Pararrayo de Óxido Metálico de 60kV PA-SL-111-72-0/2		
	JSC "Polymer Apparat"	Hoja 1/1

## Anexo 5. Factura de la adquisición de los 90 pararrayos de línea

16/4/2021

:: Factura Electronica - Impresion ::

<b>IMG EQUIPAMIENTOS S.A.C.</b> AV. LOS QUECHUAS 1077 URB. OLIMPO ET. UNO ATE - LIMA - LIMA		<b>FACTURA ELECTRONICA</b> <b>RUC: 20392777190</b> <b>E001-444</b>		
Fecha de Vencimiento :		GUIA DE REMISION REMITENTE : <b>0001 002870</b>		
Fecha de Emisión :	<b>16/04/2021</b>			
Señor(es) :	<b>EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD DE PUNO SOCIEDAD ANONIMA ABIERTA</b>			
RUC :	<b>20405479592</b>			
Dirección del Cliente :	<b>JR. MARIANO H. CORNEJO 160 - --- BARRIO INDEPENDENCIA PUNO-PUNO-PUNO</b>			
Tipo de Moneda :	<b>DOLAR AMERICANO</b>			
Observación :	<b>PL-02402.20</b>			
<b>Cantidad</b>	<b>Unidad Medida</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Unitario</b>	<b>ICBPER</b>
90.00	UNIDAD	PARARRAYO DE LINEA 60KV. MODELO: PA-SL-111-72-0/2. MARCA: POLYMER APPARAT	550.8474	0.00
Valor de Venta de : \$ 0.00				
Operaciones Gratuitas : \$ 0.00				
<b>SON: CINCUENTA Y OCHO MIL QUINIENTOS Y 00/100 DOLAR AMERICANO</b>				
Número de Contrato : 0422020ELPUGG				
		Sub Total Ventas :	\$ 49,576.27	
		Anticipos :	\$ 0.00	
		Descuentos :	\$ 0.00	
		Valor Venta :	\$ 49,576.27	
		ISC :	\$ 0.00	
		IGV :	\$ 8,923.73	
		ICBPER :	\$ 0.00	
		Otros Cargos :	\$ 0.00	
		Otros Tributos :	\$ 0.00	
		Monto de redondeo :	\$ 0.00	
		Importe Total :	\$ 58,500.00	
Esta es una representación impresa de la factura electrónica, generada en el Sistema de SUNAT. Puede verificarla utilizando su clave SOL.				



## Anexo 6. Factura de la Instalación de 90 pararrayos de línea

25/6/2021

:: Factura Electronica - Impresion ::

<b>BERNYF S.A.C.</b>		<b>FACTURA ELECTRONICA</b>																								
<b>BERNYF SOCIEDAD ANONIMA CERRADA - BERNYF S.A.C.</b>		<b>RUC: 20406374433</b>																								
JR. JOSE MANUEL PEREYRA 572 URB. PANAMERICANA NORTE METRO DEL OVALO IZAGUIRRE LOS OLIVOS - LIMA - LIMA		<b>E001-149</b>																								
Fecha de Vencimiento :																										
Fecha de Emisión :	<b>25/06/2021</b>																									
Señor(es) :	<b>EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD DE PUNO SOCIEDAD ANONIMA ABIERTA</b>																									
RUC :	<b>20405479592</b>																									
Dirección del Cliente :	<b>JR. MARIANO H. CORNEJO 160 - --- BARRIO INDEPENDENCIA PUNO-PUNO-PUNO</b>																									
Tipo de Moneda :	<b>SOLES</b>																									
Observación :																										
<b>Cantidad</b>	<b>Unidad Medida</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Unitario</b>	<b>ICBPER</b>																						
1.00	UNIDAD	VALORIZACIÓN NRO.18 SERVICIO DE MANTENIMIENTO LLTT 60KV, CONTRATO NRO. 053-2019-ELPU-GG (INSTALACIÓN DE PARARRAYOS DE LÍNEA 60 KV)	70240.42	0.00																						
Valor de Venta de Operaciones Gratuitas :		S/ 0.00																								
<b>SON: OCHENTA Y DOS MIL OCHOCIENTOS OCHENTA Y TRES Y 70/100 SOLES</b>		<table border="1"> <tr> <td>Sub Total Ventas :</td> <td>S/ 70,240.42</td> </tr> <tr> <td>Anticipos :</td> <td>S/ 0.00</td> </tr> <tr> <td>Descuentos :</td> <td>S/ 0.00</td> </tr> <tr> <td>Valor Venta :</td> <td>S/ 70,240.42</td> </tr> <tr> <td>ISC :</td> <td>S/ 0.00</td> </tr> <tr> <td>IGV :</td> <td>S/ 12,643.28</td> </tr> <tr> <td>ICBPER :</td> <td>S/ 0.00</td> </tr> <tr> <td>Otros Cargos :</td> <td>S/ 0.00</td> </tr> <tr> <td>Otros Tributos :</td> <td>S/ 0.00</td> </tr> <tr> <td>Monto de redondeo :</td> <td>S/ 0.00</td> </tr> <tr> <td><b>Importe Total :</b></td> <td><b>S/ 82,883.70</b></td> </tr> </table>			Sub Total Ventas :	S/ 70,240.42	Anticipos :	S/ 0.00	Descuentos :	S/ 0.00	Valor Venta :	S/ 70,240.42	ISC :	S/ 0.00	IGV :	S/ 12,643.28	ICBPER :	S/ 0.00	Otros Cargos :	S/ 0.00	Otros Tributos :	S/ 0.00	Monto de redondeo :	S/ 0.00	<b>Importe Total :</b>	<b>S/ 82,883.70</b>
Sub Total Ventas :	S/ 70,240.42																									
Anticipos :	S/ 0.00																									
Descuentos :	S/ 0.00																									
Valor Venta :	S/ 70,240.42																									
ISC :	S/ 0.00																									
IGV :	S/ 12,643.28																									
ICBPER :	S/ 0.00																									
Otros Cargos :	S/ 0.00																									
Otros Tributos :	S/ 0.00																									
Monto de redondeo :	S/ 0.00																									
<b>Importe Total :</b>	<b>S/ 82,883.70</b>																									
Esta es una representación impresa de la factura electrónica, generada en el Sistema de SUNAT. Puede verificarla utilizando su clave SOL.																										

## Anexo 7. Declaración Jurada de Autenticidad de Tesis



Universidad Nacional  
del Altiplano Puno



Vicerrectorado  
de Investigación



Repositorio  
Institucional

### DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD DE TESIS

Por el presente documento, Yo Danny Machaca Cuba,  
identificado con DNI 42865743 en mi condición de egresado de:

Escuela Profesional,  Programa de Segunda Especialidad,  Programa de Maestría o Doctorado

Maestría en Ciencias de la Ingeniería Mecánica Eléctrica,

informo que he elaborado el/la  Tesis o  Trabajo de Investigación denominada:

“Evaluación de performance de la línea de transmisión 60 KV  
Azángaro - Derivación Putina ante interrupciones por  
descargas atmosféricas”

Es un tema original.

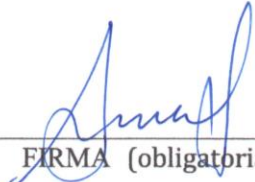
Declaro que el presente trabajo de tesis es elaborado por mi persona y **no existe plagio/copia** de ninguna naturaleza, en especial de otro documento de investigación (tesis, revista, texto, congreso, o similar) presentado por persona natural o jurídica alguna ante instituciones académicas, profesionales, de investigación o similares, en el país o en el extranjero.

Dejo constancia que las citas de otros autores han sido debidamente identificadas en el trabajo de investigación, por lo que no asumiré como tuyas las opiniones vertidas por terceros, ya sea de fuentes encontradas en medios escritos, digitales o Internet.

Asimismo, ratifico que soy plenamente consciente de todo el contenido de la tesis y asumo la responsabilidad de cualquier error u omisión en el documento, así como de las connotaciones éticas y legales involucradas.

En caso de incumplimiento de esta declaración, me someto a las disposiciones legales vigentes y a las sanciones correspondientes de igual forma me someto a las sanciones establecidas en las Directivas y otras normas internas, así como las que me alcancen del Código Civil y Normas Legales conexas por el incumplimiento del presente compromiso

Puno 11 de setiembre del 2023

  
FIRMA (obligatoria)



Huella



## Anexo 8. Autorización para el Depósito de Tesis o Trabajo de Investigación en el Repositorio Institucional



Universidad Nacional  
del Altiplano Puno



Vicerrectorado  
de Investigación



Repositorio  
Institucional

### AUTORIZACIÓN PARA EL DEPÓSITO DE TESIS O TRABAJO DE INVESTIGACIÓN EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Por el presente documento, Yo Danny Machaca Cuba,  
identificado con DNI 42865743 en mi condición de egresado de:

Escuela Profesional,  Programa de Segunda Especialidad,  Programa de Maestría o Doctorado

Maestría en Ciencias de la Ingeniería Mecánica Eléctrica,  
informo que he elaborado el/la  Tesis o  Trabajo de Investigación denominada:

“Evaluación de performance de la línea de transmisión 60 kV  
Ozángaro - Derivación Putina ante interrupciones por  
descargas atmosféricas”

para la obtención de  Grado,  Título Profesional o  Segunda Especialidad.

Por medio del presente documento, afirmo y garantizo ser el legítimo, único y exclusivo titular de todos los derechos de propiedad intelectual sobre los documentos arriba mencionados, las obras, los contenidos, los productos y/o las creaciones en general (en adelante, los “Contenidos”) que serán incluidos en el repositorio institucional de la Universidad Nacional del Altiplano de Puno.

También, doy seguridad de que los contenidos entregados se encuentran libres de toda contraseña, restricción o medida tecnológica de protección, con la finalidad de permitir que se puedan leer, descargar, reproducir, distribuir, imprimir, buscar y enlazar los textos completos, sin limitación alguna.

Autorizo a la Universidad Nacional del Altiplano de Puno a publicar los Contenidos en el Repositorio Institucional y, en consecuencia, en el Repositorio Nacional Digital de Ciencia, Tecnología e Innovación de Acceso Abierto, sobre la base de lo establecido en la Ley N° 30035, sus normas reglamentarias, modificatorias, sustitutorias y conexas, y de acuerdo con las políticas de acceso abierto que la Universidad aplique en relación con sus Repositorios Institucionales. Autorizo expresamente toda consulta y uso de los Contenidos, por parte de cualquier persona, por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales de autor y derechos conexos, a título gratuito y a nivel mundial.

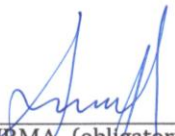
En consecuencia, la Universidad tendrá la posibilidad de divulgar y difundir los Contenidos, de manera total o parcial, sin limitación alguna y sin derecho a pago de contraprestación, remuneración ni regalía alguna a favor mío; en los medios, canales y plataformas que la Universidad y/o el Estado de la República del Perú determinen, a nivel mundial, sin restricción geográfica alguna y de manera indefinida, pudiendo crear y/o extraer los metadatos sobre los Contenidos, e incluir los Contenidos en los índices y buscadores que estimen necesarios para promover su difusión.

Autorizo que los Contenidos sean puestos a disposición del público a través de la siguiente licencia:

Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional. Para ver una copia de esta licencia, visita: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

En señal de conformidad, suscribo el presente documento.

Puno 11 de setiembre del 2023

  
FIRMA (obligatoria)



Huella