

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA
Y MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



MEJORAMIENTO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LAS
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SAN GABÁN - MAZUKO - PUERTO
MALDONADO

TESIS PRESENTADO POR:

Br. CARLOS ALBERTO HURTADO VILCA

PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA

ASESOR: ING. DONATO MAMANI PARI

CUSCO-PERÚ

2016

DEDICATORIA

Este logro se lo dedico a mi padre y a mi madre quienes con su apoyo me brindaron la oportunidad de educarme y salir adelante.

El tesista.

AGRADECIMIENTOS

A Dios quien con su cuidado y bendición supo guiarme para cumplir mis objetivos.

Mi agradecimiento a la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, a la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, por los conocimientos impartidos a lo largo de mi formación profesional en esta valiosa institución.

Mi agradecimiento a la empresa Electro Sur Este S.A.A. por facilitarme la información requerida para el desarrollo de la presente tesis.

El tesista.

PRESENTACIÓN

Señor Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.

Distinguidos Ingenieros docentes, miembros del jurado.

Al término de mis estudios profesionales y en cumplimiento de las normas establecidas para optar el título profesional de Ingeniero Electricista, pongo a vuestra consideración el trabajo de tesis intitulado “MEJORAMIENTO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SAN GABÁN - MAZUKO - PUERTO MALDONADO”, con el objetivo de optar al título profesional de ingeniero electricista y contribuir a la empresa concesionaria para que permita mejorar la performance de la línea de transmisión, desarrollarse y ser más competitivos para obtener mayores beneficios.

Esperando que los señores dictaminantes, replicantes y miembros del jurado, me hagan llegar sus observaciones, sugerencias y críticas a cerca del presente trabajo, que por supuesto servirán para mejorar y permitirme adquirir mayores experiencias.

El tesista.

RESUMEN

El presente trabajo de tesis intitulado “MEJORAMIENTO DE LA COORDINACION DE AISLAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SAN GABÁN - MAZUKO - PUERTO MALDONADO”, trata sobre la mejora de la coordinación de aislamiento, utilizando el software del ATPDRAW, de acuerdo al Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión del organismo supervisor de la inversión en energía OSINERGMIN.

Cada uno de los capítulos se desarrolla de la siguiente manera:

CAPITULO I. En este capítulo se da a conocer los aspectos generales del presente trabajo de tesis, como planteamiento del problema, objetivos, justificaciones, hipótesis y otros aspectos generales.

CAPITULO II. Presenta la base teórica necesaria para el desarrollo del trabajo de tesis, definiciones como coordinación de aislamiento, origen de las sobretensiones, clasificación de las sobretensiones, descargas atmosféricas, fórmulas para el cálculo de cebado directo y cebado inverso, métodos para limitar las sobretensiones de origen atmosférico, descripción del programa ATPDRAW etc.

CAPITULO III. Se realiza la evaluación del equipamiento actual en campo de las líneas de transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado y análisis de estadística de fallas. Se da a conocer el equipamiento actual como son puestas a tierra, aisladores, pararrayos que garantizan el correcto nivel de aislamiento. Finalmente resumen del capítulo.

CAPITULO IV. Se realiza el modelamiento en el programa ATPDRAW de las líneas en el estado actual en que se encuentran con la implementación de las puestas a tierra, aisladores, pararrayos y transposición; el circuito equivalente del sistema estudiado; simulación de descargas atmosféricas; cálculo de tasas de salidas, análisis de resultados numéricos y gráficos, alternativas para mejorar la coordinación de aislamiento. Finalmente resumen del capítulo.

CAPITULO V. Se realiza la implementación de alternativas seleccionadas al modelamiento de las líneas de transmisión. Cálculo de nuevas tasas de salidas, análisis de resultados numéricos y gráficos. Finalmente resumen del capítulo.

CAPITULO VI. Se ve la comparación de sobretensiones en la cadena de aisladores con y sin pararrayo, y la comparación con la tasa de salida anual. Finalmente resumen del capítulo.

Finalmente se muestra las conclusiones, sugerencias, bibliografía y anexos.

LISTADO DE FIGURAS

Figura N° 1. 1 Diagrama unifilar	16
Figura N° 2. 1 Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones.	34
Figura N° 2. 2 Evolución de la descarga eléctrica.....	37
Figura N° 2. 3 Mapa de Niveles Isoceraúnicos de Perú.....	39
Figura N° 2. 4 Gráfico de la Densidad de Rayos por Nivel Isoceraúnico.	40
Figura N° 2. 5 Gráfico de la Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo.	41
Figura N° 2. 6 - Onda de Sobretensión Normalizada.....	42
Figura N° 2. 7 - Distancias críticas del cable de guarda, conductor de fase y tierra	45
Figura N° 2. 8 - El modelo geométrico: definición de ángulos y distancias.	46
Figura N° 2. 9 - Vista ampliada del análisis.....	48
Figura N° 2. 10 - Vista ampliada de la figura anterior	49
Figura N° 2. 11 - Cálculos de α y β	49
Figura N° 2. 12 Descarga atmosférica sobre el cable de guarda a lo largo del vano y sobre la estructura.....	52
Figura N° 2. 13 Construcción fundamental de los pararrayos sin explosor y con explosor respectivamente	56
Figura N° 2. 14 Modelo de la línea de transmisión	59
Figura N° 2. 15 Impedancia característica de una torre con silueta cónica.....	60
Figura N° 2. 16 Modelo de la puesta a tierra en el ATPDRAW	61
Figura N° 3. 1 Resistencia por estructura en la L-1014.	64
Figura N° 3. 2 Resistividad por estructura en la L-1014.	64
Figura N° 3. 3 Resistencia por estructura en la L-1015.	65
Figura N° 3. 4 Resistividad por estructura en la L-1015.	66
Figura N° 3. 5 Deslizamientos de terreno de la base de la torre 34 de la línea 1015	66
Figura N° 3. 6 Exposición de las puestas a tierra en la torre 34 de la línea 1015	66
Figura N° 3. 7 Método de diferencia de potencial	67
Figura N° 3. 8 Fotos representativas de la medición de resistencia en las torres.	67
Figura N° 3. 9 Pararrayos instalado en la Torre Nro. 115 de la línea 1014	76
Figura N° 3. 10 Pararrayos instalado en la Torre Nro. 19 de la línea 1015	76
Figura N° 3. 11 Perfil longitudinal de la línea 1014 donde se muestra la ubicación de los pararrayos en la línea 1014.....	77
Figura N° 3. 12 Perfil longitudinal de la línea 1015 donde se muestra la ubicación de los pararrayos en la línea 1015.....	78
Figura N° 3. 13 Aisladores de la torre 120 de la línea 1014.	79
Figura N° 3. 14 Cadena de aisladores con contaminación (sarro, hongos) torre 136 línea 1014.	80
Figura N° 3. 15 Antes y después de la limpieza de aisladores torre 9 línea 1015.....	80
Figura N° 3. 16 Se muestra el proceso de Cambio de la cadena de aisladores en L-1015 torre 29	81

Figura N° 3. 17	81
Figura N° 3. 18 Localización de las interrupciones en la línea 1014.	84
Figura N° 3. 19 Perfil longitudinal de la Línea 1014 donde se muestra las zonas de mayor ocurrencia de interrupciones por descargas atmosféricas.	85
Figura N° 3. 20 Vista satelital de la línea 1014 geo referenciada en el programa ArcGIS donde se muestra las fallas por descargas atmosféricas.	86
Figura N° 3. 21 Localización de las interrupciones en la línea 1015	88
Figura N° 3. 22 Perfil longitudinal de la Línea 1015 donde se muestra las zonas de mayor ocurrencia de interrupciones por descargas atmosféricas.....	89
Figura N° 3. 23 Vista satelital de la línea 1015 geo referenciada en el programa ArcGIS donde se muestra las fallas por descargas atmosféricas.	90
Figura N° 3. 24 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2012... 91	
Figura N° 3. 25 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2013... 92	
Figura N° 3. 26 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2014... 93	
Figura N° 4. 1 – Panel de ingreso de datos para el modelo LCC.	96
Figura N° 4. 2– Panel de ingreso de geometría de la estructura.	97
Figura N° 4. 3 – Verificación de la geometría de la torre.	97
Figura N° 4. 4 – Detalle de Trasposición de la línea L-1015.	106
Figura N° 4. 5 – Implementación de la trasposición en la línea L-1015.	106
Figura N° 4. 6 – Implementación de la línea L-1015.	107
Figura N° 4. 7 – Implementación de la línea L-1014.	108
Figura N° 4. 8 – Implementación de la línea L-1015.	109
Figura N° 4. 9 – Diferencias de potencial en los aisladores para una corriente del rayo de 8kA, en kV.....	110
Figura N° 4. 10 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, sin contorno.....	110
Figura N° 4. 11 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando no hay contorno. 111	
Figura N° 4. 12 – Contorneo del aislador, para una corriente del rayo de 9kA, en kV.	111
Figura N° 4. 13 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, cuando hay contorneo.....	112
Figura N° 4. 14 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando hay contorno.	112
Figura N° 4. 15 – Diferencias de potencial en los aisladores para una corriente del rayo de 8kA, en kV.....	113
Figura N° 4. 16 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, sin contorno.....	113
Figura N° 4. 17 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando no hay contorno. 114	
Figura N° 4. 18 – Contorneo del aislador, para una corriente del rayo de 10kA, en kV.	114
Figura N° 4. 19 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, cuando hay contorneo.....	115
Figura N° 4. 20 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando hay contorno.	115
Figura N° 4. 21 – Diferencias de potencial en los aisladores, para una corriente del rayo de 37kA, en kV.....	116
Figura N° 4. 22 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, sin contorno.....	116
Figura N° 4. 23 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando no hay contorno. 117	

Figura N° 4. 24 – Contorneo del aislador, para una corriente del rayo de 38kA.	117
Figura N° 4. 25 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, cuando hay contorneo.....	118
Figura N° 4. 26 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando hay contorneo.	118
Figura N° 4. 27 – Diferencias de potencial en los aisladores, para una corriente del rayo de 32kA, cuando no existe flameo, en kV.....	119
Figura N° 4. 28 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, sin contorneo.....	119
Figura N° 4. 29 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando no hay contorneo.	120
Figura N° 4. 30 – Contorneo del aislador, para una corriente del rayo de 33kA, en kV.	120
Figura N° 4. 31 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, cuando hay contorneo.....	121
Figura N° 4. 32 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando hay contorneo.	121
Figura N° 4. 33 - Sensibilidad de tasas de salida con respecto a las puestas a tierra, línea L-1014	128
Figura N° 4. 34 - Sensibilidad de tasas de salida con respecto a las puestas a tierra, línea L-1015	129
Figura N° 4. 35 Tipos de puesta a tierra en las primeras 55 estructuras de la L-1014.....	130
Figura N° 4. 36 Cuernos de arqueo para una cadena de aisladores.	133
Figura N° 5. 1 - Diferencia de potencial en el aislador, sin pararrayos, cebado directo	140
Figura N° 5. 2 - Corriente a través de los aisladores, sin pararrayos, cebado directo	141
Figura N° 5. 3 - Diferencia de potencial en el aislador, con pararrayos, cebado directo.....	141
Figura N° 5. 4 - Corriente a través de los aisladores, con pararrayos, cebado directo	142
Figura N° 5. 6 - Diferencia de potencial en el aislador, sin pararrayos, cebado directo	143
Figura N° 5. 7 - Corriente a través de los aisladores, sin pararrayos, cebado directo	143
Figura N° 5. 8 - Diferencia de potencial en el aislador, con pararrayos, cebado directo.....	144
Figura N° 5. 9 - Corriente a través de los aisladores, con pararrayos, cebado directo	144
Figura N° 6. 1 Comparación de sobretensiones en el aislador, con y sin pararrayo, fase B. ...	150
Figura N° 6. 2 Comparación de sobretensiones en el aislador, con y sin pararrayo, fase B. ...	150
Figura N° 6. 3 - Tasas de salida [Salidas/año-L1014]-vs-Corrientes críticas de contorneo de aislador.....	151
Figura N° 6. 4 - Tasas de salida [Salidas/año-L1015-vs-Corrientes críticas de contorneo de aislador.....	151
Figura N° 6. 5 Disminución de las tasas de salida con respecto a los valores de puesta a tierra, línea L-1014.....	152
Figura N° 6. 6 - Disminución de las tasas de salida con respecto a los valores de puesta a tierra, línea L-1015.....	152

LISTADO DE TABLAS

Tabla N° 1. 1 Niveles promedios isoceraúnicos de la zona del estudio.	17
Tabla N° 1. 2 Indicadores de Performance.....	17
Tabla N° 1. 3 Tolerancias para los Indicadores de Performance.....	18
Tabla N° 1. 4 Número de interrupciones no programadas en las líneas de transmisión.....	19
Tabla N° 1. 5 Tiempo de duración de las interrupciones en Horas:Minutos:Segundos en las líneas de transmisión.	19
Tabla N° 1. 6 Tolerancias para las líneas 1014 y 1015.....	20
Tabla N° 1. 7 Matriz de consistencia	31
Tabla N° 2. 1 Clasificación y formas de onda de las sobretensiones, junto con las formas de ondas normalizadas para ensayos.	35
Tabla N° 2. 2 Coeficientes Isoceraúnicos – Perú	40
Tabla N° 2. 3 Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$).....	57
Tabla N° 3. 1 Mediciones de resistencia de puesta a tierra	68
Tabla N° 3. 2 Mediciones de resistencia de puesta a tierra	69
Tabla N° 3. 3 Calculo de intensidad maxima de fallo de apantallamiento, de las distancias de exposicion de los conductores de fase (Dc) y del cable de guarda (Dg)-Torre tipo Anclaje.	71
Tabla N° 3. 4 Calculo de intensidad maxima de fallo de apantallamiento, de las distancias de exposicion de los conductores de fase (Dc) y del cable de guarda (Dg)-Torre tipo Terminal....	72
Tabla N° 3. 5 Calculo de intensidad maxima de fallo de apantallamiento, de las distancias de exposicion de los conductores de fase (Dc) y del cable de guarda (Dg)-Torre tipo Suspension.	73
Tabla N° 3. 6 Resumen de cálculos.....	74
Tabla N° 3. 7 Características de los pararrayos actuales.....	74
Tabla N° 3. 8 Pararrayos instalados en la 1015.	74
Tabla N° 3. 9 Pararrayos instalados en la 1014.	75
Tabla N° 3. 10 Características de los aisladores.	79
Tabla N° 3. 11 Niveles de Aislamiento.....	82
Tabla N° 3. 12 Localización de las interrupciones en la línea 1014.....	83
Tabla N° 3. 13 Localización de las interrupciones en la línea 1015.....	87
Tabla N° 3. 14 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2012.	91
Tabla N° 3. 15 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2013.	92
Tabla N° 3. 16 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2014.	93
Tabla N° 4. 1 Detalle de cálculos de la estructura tipo “A”, longitudes, impedancias y geometría de la torre para el ATPDRAW.....	99
Tabla N° 4. 2 Detalle de los cálculos de la estructura tipo “S”, longitudes, impedancias y geometría de la torre para el ATPDRAW.....	100

Tabla N° 4. 3 Detalle de los cálculos de la estructura tipo “T”, longitudes, impedancias y geometría de la torre para el ATPDRAW.....	101
Tabla N° 4. 4 Modelamiento simplificado de una torre en el ATPDRAW y ventana de ingreso de datos en ATPDRAW	102
Tabla N° 4. 5 Modelamiento de la puesta a tierra para descargas atmosféricas	103
Tabla N° 4. 6 Modelamiento de la cadena de aisladores en ATPDRAW	104
Tabla N° 4. 7 Modelamiento del pararrayos en el ATPDRAW.....	105
Tabla N° 4. 8 Modelamiento de la descarga atmosférica	107
Tabla N° 4. 9 - Corrientes críticas de cebado del aislador de la línea L-1014, para los diferentes armados.....	122
Tabla N° 4. 10 - Corrientes críticas de cebado del aislador de la línea L-1015, para los diferentes armados	123
Tabla N° 4. 11 - Distancias de exposición a las descargas atmosféricas, para los tipos de torres de la línea L-1014	124
Tabla N° 4. 12 - Distancias de exposición a las descargas atmosféricas, para los tipos de torres de la línea L-1015	125
Tabla N° 4. 13 - Calculo de tasas de salida para la línea L-1014.....	126
Tabla N° 4. 14 - Calculo de tasas de salida para la línea L-1015.....	127
Tabla N° 4. 15 Comparación de las Ventajas y Desventajas de las Alternativas	134
Tabla N° 5. 1 - Tasas de salida máxima por línea.	136
Tabla N° 5. 2 Pararrayo a implementar.....	137
Tabla N° 5. 3 Implementación simple del pararrayos.	138
Tabla N° 5. 4 Implementación detallada de los pararrayos	139
Tabla N° 5. 5 Resultados con implementación de pararrayos L-1014.	145
Tabla N° 5. 6 Resultados con implementación de pararrayos L-1015.	145

INDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	2
AGRADECIMIENTOS	3
PRESENTACIÓN	4
RESUMEN.....	5
LISTADO DE FIGURAS	6
LISTADO DE TABLAS.....	9
INDICE GENERAL	11
CAPITULO I: GENERALIDADES	16
1.1. INTRODUCCIÓN	16
1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO.....	16
1.3. PLANTEAMIENTO EL PROBLEMA.....	17
1.3.1. SELECCIÓN DEL PROBLEMA.....	17
1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	24
1.4. OBJETIVOS.	24
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	24
1.4.1.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	24
1.5. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.....	25
1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN.....	25
1.6.1. ALCANCES	25
1.6.2. LIMITACIONES.....	26
1.7. HIPÓTESIS.....	26
1.7.1. HIPÓTESIS GENERAL.....	26
1.7.2. HIPOTESIS ESPECIFICAS.....	26
1.8. VARIABLES E INDICADORES.....	27
1.8.1. VARIABLES INDEPENDIENTES.....	27
1.8.3. VARIABLES DEPENDIENTES.....	27
1.8.4. INDICADORES.....	27
1.9. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.....	28
1.10. METODOLOGÍA.....	29
1.10.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACION.....	29
1.10.2. TECNICAS DE ANALISIS DE DATOS.....	30
1.10.2.1. RECOLECCIÓN DE DATOS.....	30
1.10.2.2. HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS DE DATOS.....	30
1.10.2.3. PROCESAMIENTO DE ANALISIS DE DATOS	30
1.11. MATRIZ DE CONSISTENCIA	31
CAPITULO II: MARCO TEORICO.....	32

2.1.	INTRODUCCION	32
2.2.	COORDINACION DE AISLAMIENTO	32
2.2.1	OBJETIVO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	33
2.3.	SOLICITACIONES DIELECTRICAS SOBRE LOS AISLAMIENTOS.	33
2.4.	SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS O DE FRENTE RÁPIDO.	35
2.4.1	DESCARGAS ATMOSFERICAS	36
2.4.1.1	<i>DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO RAYO (TEORÍA DE SCHONLAND).</i>	36
2.4.1.2	<i>PARÁMETROS DEL RAYO</i>	38
2.4.2	PROPAGACION DE SOBRETENCIONES.	43
2.4.3	MODELO ELECTROGEOMÉTRICO.	43
2.4.3.1	<i>DISTANCIA CRÍTICA.</i>	44
2.4.3.2	<i>MODELO GEOMÉTRICO</i>	46
2.4.3.3	<i>INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO</i>	50
2.5.	TASA DE CEBADOS.....	50
2.5.1.	TASA DE CEBADOS DIRECTOS	50
2.5.2.	TASA DE CEBADOS INVERSOS	51
2.5.2.1.	<i>DESCARGAS RETROACTIVAS</i>	51
2.5.2.2.	<i>CALCULO DE LA TASA DE CEBADOS INVERSOS.</i>	52
2.5.3.	TASA DE CEBADOS INDUCIDOS	53
2.6.	MÉTODOS PARA LIMITAR LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO.	54
2.6.1.	CABLES DE GUARDA.....	54
2.6.2.	DESCARGADORES DE ÓXIDO METÁLICO.	54
2.6.3.	MEJORA DE LAS PUESTAS A TIERRA EN LAS TORRES DE LÍNEAS AÉREAS.	56
2.7.	TENSIONES SOPORTADAS NORMALIZADAS.....	57
2.8.	ATPDRAW PROGRAMA DE SIMULACIÓN DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS	58
2.8.1.	DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA ATPDRAW	58
2.8.2.	SISTEMA OPERATIVO DEL ATP.....	58
2.8.2.1.	<i>PREPROCESADOR ATPDRAW.</i>	58
2.8.2.2.	<i>PROCESADOR TPBIG.</i>	59
2.8.2.3.	<i>POSTPROCESADORES GRÁFICOS.</i>	59
2.9.	IMPLEMENTACION DE ELEMENTOS EN EL ATPDRAW	59
2.9.1.	IMPLEMENTACION DE LINEAS.....	59
2.9.2.	IMPLEMENTACION DE TORRES O ESTRUCTURAS.	60
2.9.2.1.	<i>IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA DE UNA TORRE CON SILUETA CÓNICA</i>	60
2.9.3.	IMPLEMENTACION DE PUESTAS A TIERRA.....	61
2.9.4.	IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS	62
2.9.5.	IMPLEMENTACION AISLADORES	62
CAPITULO III: EVALUACIÓN DEL EQUIPAMIENTO ACTUAL EN CAMPO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L-1014 (SAN GABÁN - MAZUKO) Y L-1015 (MAZUKO - PUERTO MALDONADO) Y ANÁLISIS DE ESTADÍSTICA DE FALLAS.		
3.1.	INTRODUCCIÓN	63
3.2.	EVALUACION DE LAS PUESTAS A TIERRA	63

3.2.1.	DESPLAZAMIENTOS DE TERRENO EN LAS BASES DE LAS TORRES Y EXPOSICIÓN DE LAS PUESTAS A TIERRA.	66
3.2.2.	MEDICION DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (PAT) EN TORRES.....	67
3.3.	EVALUACION DEL APANTALLAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA EN LOS TRES TIPOS DE TORRE.....	71
3.4.	EVALUACION DE LOS PARARRAYOS	74
3.5.	EVALUACION DE LA CADENA DE AISLADORES.....	79
3.5.1.	LIMPIEZA Y CAMBIO DE AISLADORES	80
3.5.2.	CALCULO DEL NÚMERO DE AISLADORES.....	82
3.6.	ANÁLISIS DE LA ESTADISTICA DE LAS INTERRUPCIONES DEBIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.	83
3.6.1.	LOCALIZACION DE LAS INTERRUPCIONES	83
3.6.1.1.	LOCALIZACION DE LAS INTERRUPCIONES EN LA LÍNEA 1014	83
3.6.1.2.	LOCALIZACION DE LAS INTERRUPCIONES EN LA LÍNEA 1015	87
3.6.2.	DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES POR DESCARGAS ATMOSFERICAS.....	91
3.7.	RESUMEN DEL CAPÍTULO	94
	CAPITULO IV: MODELAMIENTO EN EL PROGRAMA ATPDRAW DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN ESTADO ACTUAL Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.....	96
4.1.	INTRODUCCIÓN	96
4.2.	IMPLEMENTACION DE LINEAS.....	96
4.2.1.	MODELO DE LINEA LCC.....	96
4.2.2.	CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LAS LINEAS L-1014 Y L- 1015, PARA LA IMPLEMENTACION EN EL ATPDRAW. 98	
4.2.2.1.	LÍNEA L-1014.....	98
4.2.2.2.	LÍNEA L-1015.....	98
4.3.	IMPLEMENTACION DE TORRES.....	98
4.3.1.	MODELAMIENTO DETALLADO.....	98
4.3.1.1.	MODELAMIENTO DETALLADO DE LA TORRE TIPO "A" ANCLAJE.....	99
4.3.1.2.	MODELAMIENTO DETALLADO DE LA TORRE TIPO "S" SUSPENSIÓN.....	100
4.3.1.3.	MODELAMIENTO DETALLADO DE LA TORRE TIPO "T" TERMINAL	101
4.3.2.	MODELAMIENTO SIMPLIFICADO DE UNA TORRE.....	102
4.4.	IMPLEMENTACION DE PUESTAS A TIERRA.	103
4.5.	IMPLEMENTACION DE AISLADORES.....	104
4.6.	IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS.....	105
4.7.	TRANSPOSICION.	106
4.8.	MODELAMIENTO DE LA DESCARGA ATMOSFERICA	107
4.9.	EL CIRCUITO EQUIVALENTE DEL SISTEMA ESTUDIADO.....	107
4.9.1.	MODELAMIENTO DE LA LINEA L-1014 EN EL ATPDRAW.	108
4.9.2.	MODELAMIENTO DE LA LINEA L-1015 EN EL ATPDRAW.	109

4.10.	SIMULACIÓN DE CAÍDA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICA PARA DISTINTAS PARTES DE LA LINEA	110
4.10.1.	CAÍDA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICA EN UN CONDUCTOR DE FASE.....	110
4.10.1.1.	<i>LÍNEA L-1014.....</i>	<i>110</i>
4.10.1.1.1.	<i>DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 8KA EN LA FASE A (SIN CONTORNEO)</i>	<i>110</i>
4.10.1.1.2.	<i>DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 9KA EN LA FASE A (CONTORNEO).....</i>	<i>111</i>
4.10.1.2.	<i>LÍNEA L-1015.....</i>	<i>113</i>
4.10.1.2.1.	<i>DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 8KA EN LA FASE A (SIN CONTORNEO)</i>	<i>113</i>
4.10.1.2.2.	<i>DESCARGA DE UNA CORRIENTE DEL RAYO DE 10KA (CONTORNEO).....</i>	<i>114</i>
4.10.2.	CAÍDA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICA EN EL CABLE DE GUARDA O ESTRUCTURA.	116
4.10.2.1.	<i>LÍNEA L-1014.....</i>	<i>116</i>
4.10.2.1.1.	<i>DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 37KA EN CABLE DE GUARDA (SIN CONTORNEO)..</i>	<i>116</i>
4.10.2.1.2.	<i>DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 38KA EN CABLE DE GUARDA (CONTORNEO).....</i>	<i>117</i>
4.10.2.2.	<i>LÍNEA L-1015.....</i>	<i>119</i>
4.10.2.2.1.	<i>DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 32KA EN CABLE DE GUARDA (SIN CONTORNEO)..</i>	<i>119</i>
4.10.2.2.2.	<i>DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 33KA EN CABLE DE GUARDA (CONTORNEO).....</i>	<i>120</i>
4.11.	CALCULO DE TASAS DE SALIDAS Y DISTANCIAS DE EXPOSICION. 122	
4.11.1.	CALCULO DE CORRIENTES CRITICAS	122
4.11.2.	CALCULO DE DISTANCIAS DE EXPOSICIÓN.....	124
4.11.3.	CALCULO DE TASAS DE SALIDA PARA LAS LINEAS	126
4.12.	ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO 128	
4.12.1.	ALTERNATIVA 1: REDUCCION DE LOS VALORES PUESTAS A TIERRA EN LA LINEA 1014	128
4.12.1.1.	<i>ANALISIS DE LAS TASAS DE SALIDA CON SENSIBILIDAD DE LAS PUESTAS A TIERRA</i>	<i>128</i>
4.12.1.2.	<i>MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE PUESTA A TIERRA</i>	<i>129</i>
4.12.2.	ALTERNATIVA 2: IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS DE LINEA.....	132
4.12.2.1.	<i>CARACTERISTICAS DEL PARARRAYO A IMPLEMENTARSE</i>	<i>133</i>
4.12.3.	ALTERNATIVA 3: IMPLEMENTACION DE CUERNOS DE ARQUEO.....	133
4.13.	SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA	134
4.14.	RESUMEN DEL CAPÍTULO	135
CAPITULO V: IMPLEMENTACIÓN DE ALTERNATIVAS SELECCIONADAS.....		136
5.1.	INTRODUCCIÓN	136
5.2.	TASAS DE SALIDA MAXIMA PERMITIDAS.....	136
5.3.	IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS DE LINEA	136
5.2.1	PARARRAYO A IMPLEMENTARSE	137
5.2.1.1	CARACTERISTICAS DEL PARARRAYO A IMPLEMENTARSE	137
5.4.	PARARRAYO DE LINEA EN EL PROGRAMA ATPDRAW.	138
5.4.1.	IMPLEMENTACION SIMPLE	138
5.4.2.	IMPLEMENTACION DETALLADA	139
5.5.	SIMULACION CON IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS	140
5.5.1.	SIMULACION CON IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS, L-1014	140
5.5.1.1.	<i>DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 31KA EN LA FASE A (CONTORNEO) SIN PARARRAYOS .</i>	<i>140</i>
5.5.1.2.	<i>DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 31KA EN LA FASE A (CONTORNEO) CON PARARRAYOS</i>	<i>141</i>
5.5.2.	SIMULACION CON IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS, L-1015	143

5.5.2.1.	DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 31KA EN LA FASE A (CONTORNEO) SIN PARARRAYOS	143
5.5.2.2.	DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 31KA EN LA FASE A (CONTORNEO) CON PARARRAYOS	144
5.6.	RESULTADOS DE SIMULACION Y CALCULO DE TASAS DE SALIDA CON IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS DE LINEA.	145
5.7.	ACERCA DEL TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	146
5.8.	UBICACIÓN DE LOS PARARRAYOS.	147
5.8.1.	UBICACIÓN DE LOS PARARRAYOS EN LA LÍNEA 1014.	147
5.8.2.	UBICACIÓN DE LOS PARARRAYOS EN LA LÍNEA 1015.	148
5.9.	RESUMEN DEL CAPÍTULO	149
CAPITULO VI: COMPARACION DE RESULTADOS		150
6.1.	INTRODUCCION	150
6.2.	COMPARACION DE SOBRETENSIONES EN LA CADENA DE AISLADORES	150
6.2.1.	COMPARACIÓN DE SOBRETENSIONES CON Y SIN PARARRAYO, FASE B EN LA LINEA 1014.	150
6.2.2.	COMPARACIÓN DE SOBRETENSIONES CON Y SIN PARARRAYO, FASE B EN LA LÍNEA 1015.	150
6.3.	COMPARACIÓN CON LA TASA DE SALIDA ANUAL.	151
6.4.	RESUMEN DEL CAPITULO	153
CONCLUSIONES		154
SUGERENCIAS		156
BIBLIOGRAFÍA		157
ANEXOS		158

CAPITULO I: GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

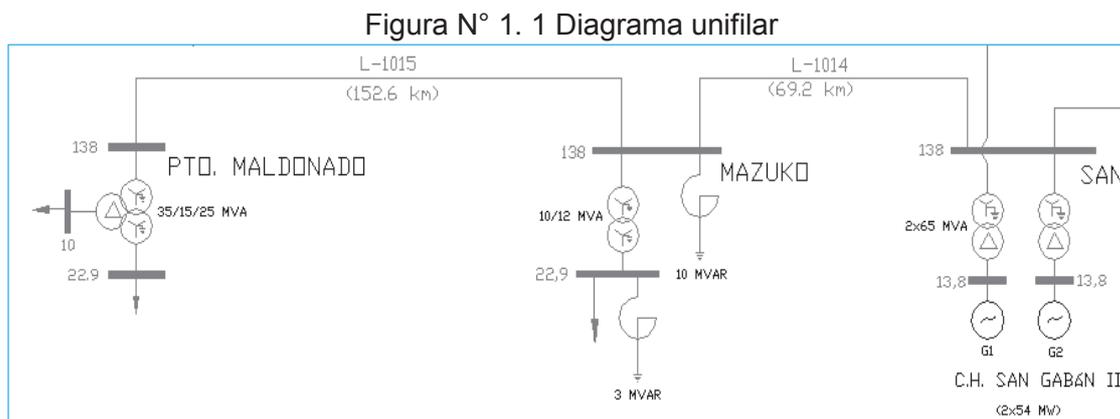
En este capítulo se presenta el ámbito geográfico, el planteamiento del problema, los objetivos, alcances y limitaciones, hipótesis, variables e indicadores, antecedentes del problema, metodología de la investigación y finalmente la matriz de consistencia.

1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO.

Las líneas de Transmisión San Gabán – Mazuko – Puerto Maldonado, se encuentran ubicadas entre los departamentos de Madre de Dios y Puno en la región selva, en las provincias de Carabaya en Puno y Tambopata en Madre de Dios. La línea de transmisión San Gabán – Mazuko está identificado por el COES con el código L-1014 y la línea de transmisión Mazuko – Puerto Maldonado está identificado por el COES con el código L-1015.

Estas líneas de transmisión entraron en operación desde el viernes 30 de enero del 2009, fecha en que los sistemas eléctricos Mazuko y Puerto Maldonado se conectaron al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN).

A continuación se muestra el diagrama unifilar de estas líneas de transmisión:



Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

Como se ve en el diagrama unifilar del COES la línea 1014 tiene una longitud de 69.2 Km y la línea 1015 es de 152.6 Km, ambas en 138kV de tensión nominal.

Estas líneas de transmisión se encuentran expuestas a diversos fenómenos naturales, entre ellos las descargas atmosféricas, las que ocasionan gran número de interrupciones.

En la siguiente tabla se ve los niveles isoceraúnicos a los que se encuentran expuestos estas líneas de transmisión.

Tabla N° 1. 1 Niveles promedios isoceraúnicos de la zona del estudio.

Departamento	NIVEL ISOCERAUNICO (descargas/km2/año)
Madre de Dios	60
Puno	50

Fuente: Mapa de niveles isoceraúnicos –Notas del curso- Ing. Justo Yanque [8]

1.3. PLANTEAMIENTO EL PROBLEMA

1.3.1. SELECCIÓN DEL PROBLEMA.

Ante las recurrentes interrupciones en las líneas del Sistema de Transmisión Eléctrica del Perú, OSINERGMIN recomienda en el ítem 2 del Procedimiento "Supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión", la actualización de los estudios de coordinación de aislamiento y protección con la consiguiente modernización de los equipos asociados con la finalidad de reducir estas interrupciones.

El "Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión" fue aprobado por el consejo directivo del OSINERGMIN el año 2006, con el propósito de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico. En este documento se tiene los indicadores que se utilizarán para verificar el desempeño o performance de las instalaciones de transmisión eléctrica, los que se indican en la siguiente tabla.

Tabla N° 1. 2 Indicadores de Performance

Descripción	Indicador	Unidad
Tasa de Falla de cada Componente de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación Barras ó celdas)	$TFC = N^{\circ} Fallas$ <p>N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo.</p>	Fallas por periodo
Tasa de Fallas de cada Línea de Transmisión	$TFL = \frac{N^{\circ} Fallas}{EXT \cdot LT} \times 100$ <p>• N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo. • EXT. LT = Extensión de la línea de transmisión en Km.</p>	Fallas por periodo por cada 100 Km.
Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación Barras ó celdas)	$INDISE = \sum HIND$ <p>• HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo</p>	Duración de la Indisponibilidad (Horas)
Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	$INDISL = \sum HIND$ <p>• HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo</p>	Duración de la Indisponibilidad (Horas)

Fuente: Procedimiento 091 para supervisión y fiscalización del performance. [2]

Para el cálculo de los indicadores de performance deben reportarse todas las desconexiones que impliquen interrupción de suministros mayores a 3 minutos de duración. Se considerarán las desconexiones forzadas propias (Fallas, error de maniobra, mala coordinación de operación, entre otros).

Los indicadores, en un periodo de dos semestres consecutivos, no deben exceder las tolerancias establecidas en el siguiente cuadro.

Tabla N° 1. 3 Tolerancias para los Indicadores de Performance

Indicador	Unidad	Componente	Tolerancia		
			Costa	Sierra y Selva	
(1) Tasa de Falla para cada componente de subestación	Número de Fallas por dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 250 kV. ▪ Barra en el nivel de tensión igual ó mayor a 30 kV y menor de 250 kV 	1		
(2) Tasa de Falla para cada línea de transmisión ó celda	Número de Fallas por cada 100 Km., en dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Líneas de transmisión igual o mayores de 100 Km. ▪ Celdas de líneas de transmisión (*) 	Nivel de tensión: 220 kV	1	1.5
			Nivel de tensión: 138 kV	2	3
	Número de Fallas en dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Líneas de transmisión menores a 100 Km. ▪ Celdas de líneas de transmisión (*) 	Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	4	5
			Nivel de tensión: 220 kV	1	2
(3) Indisponibilidad para cada componente de subestación	Horas	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión 220 y 138 kV.	6		
		Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 75 kV.	4		
		Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kV y menor de 250 kV	1		
(4) Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión ó celda.	Horas	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100 Km., ó sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138 kV.	8	
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV ó menor a 75 kV.	6	
		Líneas de transmisión menores a 100 Km., ó sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138 kV	6	
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV ó menor a 75 kV.	4	

(*) Sólo cuando la celda y la línea de transmisión pertenezcan a distintos propietarios

Fuente: Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión.

Las líneas de transmisión L-1014 (San Gabán - Mazuko) y L-1015 (Mazuko - Puerto Maldonado), presentan interrupciones que tienen diversas causas entre las que destacan las descargas atmosféricas como se muestra en las siguientes tablas.

A continuación se muestra los resúmenes de las interrupciones no programadas que ocurrieron en las líneas de transmisión L-1014 y L-1015, en los años 2012, 2013 y 2014.

Tabla N° 1. 4 Número de interrupciones no programadas en las líneas de transmisión.

CAUSA DE LA INTERRUPCIÓN	2012		2013		2014	
	1014	1015	1014	1015	1014	1015
Otras, por falla en componentes del SEP	5	0	1	0	3	2
Contacto de red con árbol	0	1	0	0	0	0
Descargas atmosféricas	31(74%)	6(67%)	34(92%)	4(100%)	11(73%)	7(70%)
Fuertes vientos	2	0	0	0	0	1
Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	4	2	2	0	0	0
Caída de conductor de red	0	0	0	0	1	0
Total	42	9	37	4	15	10

Fuente: Centro de control de Electro Sur Este S.A.A.

Elaboración: Propia del autor

Tabla N° 1. 5 Tiempo de duración de las interrupciones en Horas:Minutos:Segundos en las líneas de transmisión.

CAUSA DE LA INTERRUPCIÓN	2012		2013		2014	
	1014	1015	1014	1015	1014	1015
Otras, por falla en componentes del SEP	14:49:00	0:00:00	4:16:00	0:00:00	4:48:00	1:06:00
Contacto de red con árbol	0:00:00	6:22:00	0:00:00	0:00:00	0:00:00	0:00:00
Descargas atmosféricas	17:32:00	2:03:00	10:25:00	0:44:00	4:58:01	1:27:00
Fuertes vientos	6:24:00	0:00:00	0:00:00	0:00:00	0:00:00	0:11:00
Corte de energía(No incluidos en PM y PE)	2:00:00	0:33:00	4:10:00	0:00:00	0:00:00	0:00:00
Caída de conductor de red	0:00:00	0:00:00	0:00:00	0:00:00	27:12:00	0:00:00
Total	40:45:00	8:58:00	18:51:00	0:44:00	36:58:01	2:44:00

Fuente: Centro de control de Electro Sur Este S.A.A.

Elaboración: Propia del autor

De acuerdo a la tabla 1.3 se realizó el siguiente cuadro de tolerancias para las líneas 1014 y 1015:

Tabla N° 1. 6 Tolerancias para las líneas 1014 y 1015.

Indicador	unidad	Tolerancias	
		línea 1014 (69.2 Km)	línea 1015 (152.6 Km)
Tasa de Falla para cada línea de transmisión	Número de Fallas por cada 100 Km., en dos semestres consecutivos	4	3
Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión (horas)	Horas	6	8

Fuente: Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance los Sistemas de Transmisión.

De acuerdo a este cuadro de tolerancias se realiza el análisis de las interrupciones no programadas respecto al número y duración de las interrupciones que constituye la problemática.

Análisis respecto al número de interrupciones:

Para el caso de la línea 1014 menor de 100 Km, las tolerancias se han establecido en número de desconexiones y no por tasa de fallas.

Para el caso de la línea 1015 mayor a 100Km, reemplazando en la fórmula de la tabla 1.2.

$$TFL = \frac{NroFALLAS}{EXT L.T.} * 100 = NroFALLAS * \frac{100}{152.6} \quad \text{Fórmula N° 1. 1}$$

En el análisis siguiente se ve entre paréntesis el resultado al reemplazar en la formula anterior el número de interrupciones para la línea 1015.

Análisis respecto al número de las interrupciones para la línea 1014:

- En el 2012, en la línea 1014, la causa más frecuente fue las descargas atmosféricas con un número de 31 veces. Excede la tolerancia de 4.
- En el 2013, en la línea 1014, la causa más frecuente fue las descargas atmosféricas con un número de 34 veces. Excede la tolerancia de 4.
- En el 2014, en la línea 1014, la causa más frecuente fue las descargas atmosféricas con un número de 11 veces. Excede la tolerancia de 4.

Análisis respecto al número de las interrupciones para la línea 1015:

- En el 2012, en la línea 1015, la causa más frecuente fue las descargas atmosféricas con un número de 6 veces (3.9). Excede la tolerancia de 3.
- En el 2013, en la línea 1015, la causa más frecuente fue las descargas atmosféricas con un número de 4 veces (2.6). No excede la tolerancia de 3.
- En el 2014, en la línea 1015, la causa más frecuente fue las descargas atmosféricas con un número de 7 veces (4.58). Excede la tolerancia de 3.

Análisis respecto a la duración de las interrupciones en la línea 1014:

- En el 2012 en la línea 1014 la interrupción que tiene más duración son las descargas atmosféricas con un tiempo de 17 horas 32 minutos. Excede la tolerancia de 6 horas.
- En el 2013 en la línea 1014 la interrupción que tiene más duración son las descargas atmosféricas con un tiempo de 10 horas 25 minutos. Excede la tolerancia de 6 horas.
- En el 2014 en la línea 1014 la interrupción que tiene más duración es caída de conductor de red con un tiempo de 27 horas 12 minutos, mientras que las descargas atmosféricas duran 4 horas 58 minutos. No excede la tolerancia de 6 horas las interrupciones por descargas atmosféricas.

Análisis respecto a la duración de las interrupciones en la línea 1015:

- En el 2012 en la línea 1015 la interrupción que tiene más duración es el contacto de red con árbol con un tiempo de 6 horas 22 minutos (no excede la tolerancia de 8 horas), mientras que las descargas atmosféricas solo duran 2 horas 3 minutos (no excede la tolerancia de 8 horas)
- En el 2013 en la línea 1015 la única interrupción son las descargas atmosféricas con un tiempo de 44 minutos. (no excede la tolerancia de 8 horas)
- En el 2014 en la línea 1015 la interrupción que tiene más duración son las descargas atmosféricas con un tiempo de 1 hora 27 minutos. (no excede la tolerancia de 8 horas)

Por lo mostrado en los cuadros precedentes y en el análisis de estas interrupciones se deduce que las líneas 1014 y 1015 no cuentan aún con la debida protección para atender la presencia y nivel de descargas atmosféricas, por lo que, existe la necesidad de hacer el estudio para mejorar la coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión y por lo tanto mejorar la performance de ambas líneas, tal como recomienda OSINERGMIN.

Entre los efectos que traen estas interrupciones de las líneas de transmisión L-1014 (San Gabán - Mazuko) y L-1015 (Mazuko - Puerto Maldonado) a causa de las descargas atmosféricas se puede mencionar los siguientes:

- El número de interrupciones a causa de las descargas atmosféricas es elevado como se puede ver en la tabla 1.4. En ambas líneas se excedió las tolerancias establecidas excepto en el 2013 en la línea 1015.
- La duración anual a causa de las descargas atmosféricas es todavía elevada como se vio en el análisis se excede las tolerancias establecidas.

El número de clientes afectados por la energía no suministrada en estas interrupciones es elevado. En el 2012 cada interrupción por causa de las descargas atmosféricas afecto a un promedio de 7217 clientes. En el 2013 a un promedio de 10383 clientes. En el 2014 a un promedio de 24573 clientes. Lo que impide el desarrollo normal de sus actividades comerciales, industriales y domésticas.

Además la empresa concesionaria de ambas líneas de transmisión incurre en pérdidas económicas, pues debe pagar multas por exceder las tolerancias de los indicadores. OSINERGMIN en la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD incorporó la Escala de Multas y Sanciones del Procedimiento "Supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión" donde se encuentra la Escala de Multas y Sanciones por Exceder las Tolerancias de los Indicadores.

En este documento se indica que se debe calcular dos multas:

- a) Multa por exceder las tolerancias de frecuencia (número) de desconexiones en el período de un año.
- b) Multa por exceder las tolerancias de duración (en horas) en el período de un año

Otro punto que se debe considerar es la tendencia que está habiendo en el número y la duración de las interrupciones a causa de las descargas atmosféricas.

Según la tabla 1.4 el número de interrupciones a causa de las descargas atmosféricas:

- En la línea 1014 en el año 2012 fue de 31 interrupciones, en el 2013 aumento a 34 y en el 2014 bajo a 11 interrupciones.
- Mientras que en la línea 1015 en el año 2012 fue de 6, en el año 2013 bajo a 4 y en el año 2014 aumento a 7 interrupciones.

Según la tabla 1.5 la duración de interrupciones a causa de las descargas atmosféricas:

- En la línea 1014 en el año 2012 fue de 17 horas 32 minutos, en el 2013 disminuyó a 10 horas 25 minutos y en el 2014 disminuyó a 4 horas 58 minutos.
- Mientras que en la línea 1015 en el año 2012 fue de 2 horas 3 minutos, en el 2013 disminuyó a 44 minutos y en el 2014 aumento a 1 hora 27 minutos.

Si bien es cierto que existe una tendencia a disminuir todavía no se tiene controlado el número de interrupciones por descargas atmosféricas pues esta supera las tolerancias para los indicadores de performance para las líneas 1014 y 1015 en cuanto a número de interrupciones como se mencionó en el análisis anterior.

En la línea 1014 el número de interrupciones aún se sigue excediendo la tolerancia de 4 con un número de 11 en el año 2014, 34 en el 2013 y 31 en el 2012.

En la línea 1015 el número de interrupciones aún se sigue excediendo la tolerancia de 3 con un número de 7 veces (4.58) en el año 2014 y 6 veces (6.9) en el 2012, con excepción en el 2013 que fue de 4 veces (2.6) que no supero la tolerancia.

En cuanto a la duración de las interrupciones por motivo de las descargas atmosféricas también aún se sigue excediendo en la línea 1014 como se ve en el análisis anterior, mientras que en la línea 1015 se encuentra controlado.

1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

¿Qué medidas se debe tomar para mejorar la coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado?

1.4. OBJETIVOS.

1.4.1. OBJETIVO GENERAL.

Desarrollar el mejoramiento de coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado.

1.4.1.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- a) Evaluar el equipamiento actual de las líneas de transmisión y analizar la estadística de interrupciones.
- b) Modelar en el programa ATPDRAW las líneas de transmisión para encontrar tasas de salidas por caída de descargas atmosféricas y seleccionar alternativas de solución para reducir las interrupciones desde el punto de vista técnico.
- c) Implementar las alternativas de solución seleccionadas al modelamiento de las líneas de transmisión para encontrar nuevas tasas de salidas por caída de descargas atmosféricas.
- d) Comparar los resultados de implementar las alternativas de solución.

1.5. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.

El presente proyecto de investigación es importante porque busca solucionar el problema de interrupciones no programadas por descargas atmosféricas que se viene presentando en las líneas de transmisión eléctrica L-1014 (San Gabán - Mazuko) y L-1015 (Mazuko - Puerto Maldonado) desde que entraron en operación el año 2009 hasta el presente, el cual afecta tanto a los usuarios como a la empresa concesionaria encargada de la operación.

Por lo mostrado en el planteamiento del problema, en los cuadros estadísticos de interrupciones no programados y en el análisis de estas interrupciones se deduce que las líneas de transmisión L-1014 (San Gabán - Mazuko) y L-1015 (Mazuko - Puerto Maldonado) no cuentan aún con la debida protección para atender la presencia y nivel de descargas atmosféricas, por lo que existe la necesidad de hacer el estudio para mejorar la coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión y por lo tanto reducir en número y duración las interrupciones por descargas atmosféricas de ambas líneas de transmisión a valores debajo de las tolerancias establecidos por la normatividad.

Las continuas interrupciones de las líneas de transmisión debido a las descargas atmosféricas, traen como consecuencia penalizaciones con multas cuyos importes se establece en base a la escala de sanciones o multas establecidas por el organismo supervisor, en cada periodo de supervisión y fiscalización del performance ambas líneas de transmisión eléctrica. Además el organismo supervisor recomienda la actualización de los estudios de coordinación de aislamiento y protección con la consiguiente modernización de los equipos asociados para reducir las interrupciones en las líneas de transmisión.

1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN.

1.6.1. ALCANCES

- ✓ Evaluar el blindaje actual de las líneas de transmisión L-1014 (San Gabán - Mazuko) y L-1015 (Mazuko - Puerto Maldonado) ante las interrupciones por descargas atmosféricas.
- ✓ Modelar en el programa ATPDRAW las líneas de transmisión y evaluar los resultados.
- ✓ Proponer la alternativa necesaria desde el punto de vista técnico el mejoramiento de la coordinación de aislamiento para reducir la alta tasa de salidas de las líneas por caída de descargas atmosféricas en las líneas de transmisión.

1.6.2. LIMITACIONES

- ✓ Por motivos económicos es una limitante la actualización de las mediciones de puesta a tierra en la totalidad de torres en ambas líneas de transmisión.
- ✓ No se pudo obtener la totalidad de lectura de los relés de protección de eventos de interrupciones pero si una muestra importante.
- ✓ Se limita a la protección de las líneas de transmisión contra la caída de descargas atmosféricas.

1.7. HIPÓTESIS.

1.7.1. HIPÓTESIS GENERAL.

Con las medidas propuestas se logrará el mejoramiento de coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado.

1.7.2. HIPOTESIS ESPECIFICAS

- a) La evaluación del equipamiento de las líneas de transmisión permitirá conocer la problemática de interrupciones por descargas atmosféricas y el análisis de la estadística de fallas permitirá localizar las zonas más expuestas a descargas atmosféricas así como también calcular la duración de estas interrupciones.
- b) Al modelar en el programa ATPDRAW las líneas de transmisión en el estado actual permitirá encontrar las tasas de salida por caída de descargas atmosféricas y permitirá seleccionar las alternativas de solución para reducir las interrupciones desde el punto de vista técnico.
- c) Al implementar las alternativas de solución seleccionadas al modelamiento de las líneas de transmisión permitirán reducir las interrupciones por descargas atmosféricas a valores que no sobrepasen las tolerancias establecidas por la normatividad.
- d) Al comparar los resultados se logrará apreciar el efecto de implementar las alternativas de solución.

1.8. VARIABLES E INDICADORES.

1.8.1. VARIABLES INDEPENDIENTES.

- ✓ Coordinación de aislamiento.

1.8.2. INDICADORES

- ✓ Selección del equipamiento para atender las descargas atmosféricas.

1.8.3. VARIABLES DEPENDIENTES.

- ✓ Número y duración de las interrupciones por descargas atmosféricas de las líneas de transmisión.

1.8.4. INDICADORES.

- ✓ Número de fallas en dos semestres consecutivos debido a descargas atmosféricas. (Salidas/Año-Línea)
- ✓ Horas de interrupción en dos semestres consecutivos debido a descargas atmosféricas.

1.9. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.

- En el “Estudio de coordinación de aislamiento de la línea de transmisión San Gabán Mazuko Puerto Maldonado”, el 2008 presentado por Cesar Becerra Peña y Carlos Roberto Horqqe La Torre presentaron como conclusiones: El ATP permite analizar el comportamiento transitorio de las líneas de transmisión; Las sobretensiones originadas por impacto de rayo en los conductores de fase son mucho más elevadas que las originadas por impacto en el cable de guarda; Los parámetros del rayo que más influencia tienen en las sobretensiones máximas originadas por descarga retroactiva son la resistencia de puesta a tierra en la torre y el tiempo de frente de onda; El nivel de aislamiento de la línea de transmisión bajo pruebas de esfuerzo al impulso atmosférico considerando 9 aisladores ANSI 52-3 y el alto nivel isoceraúnico determinaron 7.07 salidas/100km/año. No se investigó las tolerancias máximas de interrupciones en número y duración permitidas por la normatividad. No se investigó los métodos para reducir las interrupciones de las líneas de transmisión debajo de las tolerancias establecidas por la normatividad. No se investigó la estadística de fallas de manera que se pueda identificar con precisión la causa y localización de fallas por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión.

- “Evaluación y propuesta de mejoramiento de la coordinación de aislamiento en el alimentador Combapata, Yanaoca y Acomayo (CO-03)”, presentado por: Juan C. Ccallo C. y Mario A. Jimenes E. el 2008, para optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista de la FIEEMM de la UNSAAC, que presentan como conclusiones más importantes las siguientes: El nivel de aislamiento de los componentes de la línea para una altura de 4000 m.s.n.m, es de 170KV (BIL). Implementar la coordinación de aislamiento del alimentador Combapata, Yanaoca y Acomayo (CO-03) con pararrayos en las tres fases de la línea; esto requiere la instalación de pararrayos de 24KV, BIL 170kV y sistemas de puesta a tierra con una resistencia por debajo de los 20 Ohm. Técnica y económicamente, la alternativa con sistema de Pararrayos y Cuernos de Arqueo, es la más viable, debido a que no implica mayor inversión. Del análisis realizado mediante teorías matemáticas y el programa ATP, a través de las simulaciones, se determina que la mejor opción técnica que tiene los índices de flameo más bajos para reducir las interrupciones, es la implementación con Cable de Guarda.

- Son antecedentes los informes de desconexiones enviadas en diferentes fechas al OSINERGMIN por la empresa concesionaria. En estos informes, producto de la lectura de los relés instalados en las subestaciones de Mazuko y Puerto Maldonado, se detallan características de las interrupciones que sirven para entender la problemática que se presenta en esta tesis. Cada uno de estos informes tiene sus conclusiones en el que se detallan la distancia de falla, las curvas de cortocircuito, el tipo de falla. Las empresas por normatividad registran y transmiten las desconexiones forzadas o no programadas mayores a 3 minutos así como también la totalidad de las programadas de las líneas de transmisión eléctrica.

1.10. METODOLOGÍA.

1.10.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACION

El diseño de la investigación es descriptivo porque se busca especificar las características de las interrupciones por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión de la tesis así como también especificar las características importantes de la línea de transmisión que influyen en las interrupciones de este tipo.

El diseño específico planteado es el comparativo pues se compara resultados de diferentes casos de simulación para luego llegar a plantear alternativas de solución para finalmente llegar a resolver el problema que se plantea en la tesis. [15]

El diseño de la investigación también es explicativo porque se realiza simulaciones y también el análisis cuantitativo de la estadística de interrupciones.

El tipo de investigación es aplicada porque se busca resolver un problema concreto, práctico de la realidad actual de las líneas de transmisión eléctrica. [15]

1.10.2. TECNICAS DE ANALISIS DE DATOS.

1.10.2.1. RECOLECCIÓN DE DATOS.

La información necesaria para el presente trabajo será adquirirá de lo siguiente:

- Evaluación de la línea de transmisión en estado operativo ante la presencia de descargas atmosféricas.
- Observación de la línea y su equipamiento a través de las fotografías de las inspecciones ligeras en campo.
- Mediciones en campo (puesta a tierra)
- Recolección de información tanto bibliográfico y técnico de la zona de estudio.
- Base de datos del Sistema De Información Eléctrica Georeferenciado.
- Reporte de interrupciones efectuadas por la empresa concesionaria.
- La entrevista con personas especialistas en el tema.
- Búsqueda y revisión de información del tema en Internet, bibliotecas, libros y revistas.

1.10.2.2. HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS DE DATOS

Para poder realizar un adecuado análisis de datos, se utilizara los siguientes:

- Software ATPDRAW de simulación.
- Software de procesamiento geo referenciado ArcGis versión 10.1
- Microsoft® Office (Excel, Word) versión 2010.
- AutoCad 2013.
- Mathcad 15.
- Otros según sea el caso.

1.10.2.3. PROCESAMIENTO DE ANALISIS DE DATOS

Para comprender el tema del estudio se realiza la investigación bibliográfica a través de libros, revistas, internet y entrevistas con personas conocedoras del tema de estudio.

Para evaluar el equipamiento se recopila información de campo para ver en el estado en que se encuentran las torres, los aisladores, los pararrayos, las puestas a tierra que son los que expuestas a descargas atmosféricas.

Para modelar en el programa ATPDRAW, se ingresa y procesa los datos recopilados de campo, de la empresa concesionaria, del COES SINAC y documentación de los fabricantes, utilizando las herramientas informáticas para luego analizar e interpretar los resultados obtenidos.

En base al planteamiento de solución y las simulaciones se propone mejorar la coordinación de aislamiento, de esa forma reducir la tasa de salidas en número y duración por descargas atmosféricas desde el punto de vista técnico.

1.11. MATRIZ DE CONSISTENCIA

Tabla N° 1. 7 Matriz de consistencia

<p>PROBLEMA</p> <p>FORMULACION DEL PROBLEMA</p> <p>¿Qué medidas se debe tomar para mejorar la coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado?</p> <p>OBJETIVO GENERAL</p> <p>Desarrollar el mejoramiento de coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado.</p> <p>OBJETIVOS ESPECIFICOS</p>	<p>HIPOTESIS</p> <p>HIPOTESIS GENERAL</p> <p>Con las medidas propuestas se logrará el mejoramiento de coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado.</p> <p>HIPOTESIS ESPECIFICAS</p> <p>a) La evaluación del equipamiento de las líneas de transmisión permitirá conocer la cantidad de fallas que se producen en las líneas de transmisión y determinar las causas de fallas permitiendo localizar las zonas más expuestas a descargas atmosféricas así como también calcular la duración de estas interrupciones.</p> <p>b) Al modelar en el programa ATPDRAW las líneas de transmisión en el estado actual permitirá encontrar las tasas de caída de descargas atmosféricas y permitiendo determinar las alternativas de solución para reducir las interrupciones desde el punto de vista técnico.</p> <p>c) Al implementar las alternativas de solución seleccionadas al modelamiento de las líneas de transmisión se podrán reducir las interrupciones por descargas atmosféricas a valores que no sobrepasen las tolerancias establecidas por la normatividad.</p> <p>d) Al comparar los resultados se logrará apreciar el efecto de implementar las alternativas de solución.</p>	<p>METODOLOGIA</p> <p>TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACION</p> <p>El diseño de la investigación es descriptivo porque se busca especificar las características de las interrupciones por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión de la tesis así como también especificar las características importantes de la línea de transmisión que influyen en las interrupciones de este tipo.</p> <p>El diseño específico planteado es el comparativo pues se compara resultados de diferentes casos de simulación para luego llegar a plantear alternativas de solución para finalmente llegar a resolver el problema que se plantea en la tesis. [15]</p> <p>El diseño de la investigación también es explicativo porque se realiza simulaciones y también el análisis cuantitativo de la estadística de interrupciones.</p> <p>El tipo de investigación es aplicada porque se busca resolver un problema concreto práctico de la realidad actual de las líneas de transmisión eléctrica. [15]</p>	<p>CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS</p> <p>2.- Se concluye de la evaluación del equipamiento actual de las líneas de transmisión, se concluye que en las puestas a tierra de la línea 1014 (San Gabán - Mazuko), se tiene un promedio de resistencia de 28.50 Ω por estructura, presentándose en máximo valor de 188.0 y un valor mínimo de 0.74 Ω. Los valores más altos de resistencia se presentan en las primeras 50 estructuras, considerando que según el código nacional de electricidad el valor máximo debería ser de 25 Ω y 10 ohmios como indica la norma IEC 62305-3 Protección contra descargas atmosféricas. De las mediciones de puesta a tierra en las torres se puede concluir que en la línea los valores se elevaron en el año 2015 y 2016. Como consecuencia de esto se debe tener en cuenta que en el año 2015 y 2016 los valores se han elevado en el 80% de los casos según lo medido. Estos niveles de resistencia de puesta a tierra son causantes del incremento del número de interrupciones por descargas atmosféricas al ocasionar cebado inverso en las líneas 1014 y 1015.</p> <p>Se concluye acerca del análisis de fallas que en la línea 1014, localización de las interrupciones, gran parte de las interrupciones por descargas atmosféricas ocurre desde el kilómetro 10 hasta el kilómetro 30 y desde el kilómetro 40 hasta el kilómetro 60 y en la línea 1015 desde el kilómetro 0 hasta el 20 y desde el kilómetro 80 hasta el 120, por lo que en estos tramos se debe tomar mayor atención para reducir las interrupciones por descargas atmosféricas. Acerca de la duración de las interrupciones de los registros se concluye que la mayor duración fue de 01 hora 44 minutos ocurrido en el año 2012 y la menor duración fue de 3 minutos de interrupción ocurrido en el año 2014.</p> <p>3.- Se concluye del modelamiento en el programa ATPDRAW de las líneas de transmisión como se encuentra actualmente, se obtuvo la tasa de salidas para las líneas. De los resultados para la línea 1014, la tasa de salidas máxima es 41 [Salidas/año-L1014] y la mínima es 12 [Salidas/año-L1014]. Para la línea 1015, la tasa de salidas máxima es 91 [Salidas/año-L1015] y la mínima es 27 [Salidas/año-L1015]. La mayoría de interrupciones se debe al cebado inverso y la tasa de cebados inversos se incrementa con el incremento de los valores de resistencia de puesta a tierra en las torres. Las alternativas escogidas para reducir la tasa de Salidas/año-Línea son la reducción de los valores puestas a tierra y la implementación de pararrayos de línea.</p> <p>4.- Se concluye que con la implementación de pararrayos en las torres en las zonas más afectadas de las líneas de transmisión acompañado con la reducción de valores de resistencias de puesta a tierra al modelamiento, se disminuye la tasa de salidas a un valor de 0.732 Salidas/Año-L1014 y a un valor de 1.780 Salidas/Año-L1015, haciendo indistinguible a la línea L1014 un tiempo máximo de 01 hora 44 minutos y a la línea L1015 un tiempo máximo de 03 horas con 28 minutos, lográndose así a tomar no sobrepasar las tolerancias establecidas por la normatividad. Para la línea 1014 se debe tener en cuenta las estructuras, 76 torres de 3 pararrayos para cada torre, para ubicar 4 por cada fase. Lo que totaliza 228 pararrayos. En la línea 1015 se propone colocar en 153 estructuras, para 2 pararrayos para cada torre, para ubicar 1 para las fases más altas, lo que totaliza 306 pararrayos.</p> <p>5.- Se concluye de la comparación de resultados que:</p> <p>Respecto a la tasa de fallas de la línea de transmisión L-1014, con la implementación de pararrayos de línea, se logra disminuir de un valor de 22 Salidas/Año-L1014 a un valor de 0.732 Salidas/Año-L1014. Con lo cual se cumple con lo dispuesto en el procedimiento 091 del OSINERGMIN en el cual la tolerancia máxima para la línea 1014 es 4 fallas en un año.</p> <p>Respecto a la tasa de fallas de la línea de transmisión L-1015, con la implementación de pararrayos de línea, se ha disminuido de un valor de 16 Salidas/Año-L1015 a un valor de 1.780 Salidas/Año-L1015. Con lo cual se cumple con lo dispuesto en el procedimiento 091 del OSINERGMIN en el cual la tolerancia máxima anual para la línea 1015 es 3 fallas en un año.</p>
<p>JUSTIFICACION</p> <p>El presente proyecto de investigación es importante porque busca solucionar el problema de interrupciones no programadas por descargas atmosféricas que se viene presentando en las líneas de transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado desde el año 2009 hasta el presente, el cual afecta tanto a los usuarios como a la empresa concesionaria encargada de la operación.</p> <p>Por lo mostrado en el planteamiento del problema, en los cuadros estadísticos de interrupciones no programadas y en el análisis de estos registros se deduce que las líneas de transmisión L1014 y L1015 presentan un alto nivel de interrupciones por descargas atmosféricas, por lo que existe la necesidad de hacer el estudio para mejorar la coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión y por lo tanto reducir en número y duración las interrupciones por descargas atmosféricas de ambas líneas de transmisión a valores debajo de las tolerancias establecidas por la normatividad.</p> <p>Las continuas interrupciones de las líneas de transmisión debido a las descargas atmosféricas, traen como consecuencia penalizaciones con multas cuyos importes se establecen en base a la escala de sanciones o multas establecidas por el organismo supervisor, en cada periodo de supervisión y fiscalización del desempeño ambas líneas de transmisión, por lo que se debe tener en cuenta la necesidad de implementar medidas de estudios de coordinación de aislamiento y protección con la consiguiente modernización de los equipos asociados para reducir las interrupciones en las líneas de transmisión.</p>	<p>VARIABLES E INDICADORES</p> <p>VARIABLES INDEPENDIENTES:</p> <p>Coordinación de aislamiento.</p> <p>INDICADORES</p> <p>Selección del equipamiento para atender las descargas atmosféricas.</p> <p>VARIABLES DEPENDIENTES:</p> <p>Número y duración de las interrupciones por descargas atmosféricas de las líneas de transmisión.</p> <p>INDICADORES</p> <p>Número de fallas en dos semestres consecutivos debido a descargas atmosféricas. (Salidas/Año-Línea)</p> <p>Horas de interrupción en dos semestres consecutivos debido a descargas atmosféricas.</p>	<p>TECNICAS DE ANALISIS DE DATOS.</p> <p>RECOLECCION DE DATOS.</p> <p>La información necesaria para el presente trabajo será adquirida de lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> Evaluación de la línea de transmisión en estado operativo ante la presencia de descargas atmosféricas. Observación de la línea y su equipamiento a través de las fotografías de las inspecciones ligeras en campo. Mediciones en campo (puesta a tierra) Mediciones en laboratorio Base de datos del Sistema De Información Eléctrica Georeferenciado. Reporte de interrupciones efectuadas por la empresa concesionaria. La entrevista con personas especializadas en el tema. Búsqueda y revisión de información del tema en Internet, bibliotecas, libros y revistas. 	<p>3.- Se concluye del modelamiento en el programa ATPDRAW de las líneas de transmisión como se encuentra actualmente, se obtuvo la tasa de salidas para las líneas. De los resultados para la línea 1014, la tasa de salidas máxima es 41 [Salidas/año-L1014] y la mínima es 12 [Salidas/año-L1014]. Para la línea 1015, la tasa de salidas máxima es 91 [Salidas/año-L1015] y la mínima es 27 [Salidas/año-L1015]. La mayoría de interrupciones se debe al cebado inverso y la tasa de cebados inversos se incrementa con el incremento de los valores de resistencia de puesta a tierra en las torres. Las alternativas escogidas para reducir la tasa de Salidas/año-Línea son la reducción de los valores puestas a tierra y la implementación de pararrayos de línea.</p> <p>4.- Se concluye que con la implementación de pararrayos en las torres en las zonas más afectadas de las líneas de transmisión acompañado con la reducción de valores de resistencias de puesta a tierra al modelamiento, se disminuye la tasa de salidas a un valor de 0.732 Salidas/Año-L1014 y a un valor de 1.780 Salidas/Año-L1015, haciendo indistinguible a la línea L1014 un tiempo máximo de 01 hora 44 minutos y a la línea L1015 un tiempo máximo de 03 horas con 28 minutos, lográndose así a tomar no sobrepasar las tolerancias establecidas por la normatividad. Para la línea 1014 se debe tener en cuenta las estructuras, 76 torres de 3 pararrayos para cada torre, para ubicar 4 por cada fase. Lo que totaliza 228 pararrayos. En la línea 1015 se propone colocar en 153 estructuras, para 2 pararrayos para cada torre, para ubicar 1 para las fases más altas, lo que totaliza 306 pararrayos.</p> <p>5.- Se concluye de la comparación de resultados que:</p> <p>Respecto a la tasa de fallas de la línea de transmisión L-1014, con la implementación de pararrayos de línea, se logra disminuir de un valor de 22 Salidas/Año-L1014 a un valor de 0.732 Salidas/Año-L1014. Con lo cual se cumple con lo dispuesto en el procedimiento 091 del OSINERGMIN en el cual la tolerancia máxima para la línea 1014 es 4 fallas en un año.</p> <p>Respecto a la tasa de fallas de la línea de transmisión L-1015, con la implementación de pararrayos de línea, se ha disminuido de un valor de 16 Salidas/Año-L1015 a un valor de 1.780 Salidas/Año-L1015. Con lo cual se cumple con lo dispuesto en el procedimiento 091 del OSINERGMIN en el cual la tolerancia máxima anual para la línea 1015 es 3 fallas en un año.</p>
<p>ALCANCES Y LIMITACIONES</p> <p>ALCANCES</p> <p>Evaluar el blindaje actual de las líneas de transmisión L-1014 (San Gabán - Mazuko) y L-1015 (Mazuko - Puerto Maldonado) ante las interrupciones por descargas atmosféricas.</p> <p>El presente programa ATPDRAW las líneas de transmisión y evaluar los resultados.</p> <p>Proponer la alternativa necesaria desde el punto de vista técnico el mejoramiento de la coordinación de aislamiento para reducir la alta tasa de salidas de las líneas por caída de descargas atmosféricas en las líneas de transmisión.</p> <p>LIMITACIONES</p> <p>Por motivos económicos es una limitante la actualización de las mediciones de puesta a tierra en la totalidad de torres en ambas líneas de transmisión.</p> <p>No se pudo obtener la totalidad de lectura de los relés de protección de eventos de interrupciones pero si una muestra importante.</p> <p>Se debe tener en cuenta la protección de las líneas de transmisión contra la caída de descargas atmosféricas.</p>	<p>HERRAMIENTAS PARA EL ANALISIS DE DATOS</p> <p>Para poder realizar el análisis de datos, se utilizara los siguientes:</p> <p>Software ATPDRAW de simulación.</p> <p>Software de geo referenciado ArcGIS versión 10.1</p> <p>Microsoft Office (Excel, Word) versión 2010.</p> <p>AutoCad 2013.</p> <p>Autocad 15.</p> <p>Otros según sea el caso.</p>	<p>SUGERENCIAS</p> <p>Se sugiere la implementación de un plan sistematizado para el mantenimiento de puesta a tierra, pararrayos y aisladores para evitar mayores interrupciones eléctricas.</p> <p>Se sugiere la utilización más frecuente del programa ATPDRAW en la carrera de Ingeniería eléctrica, para simular y analizar el comportamiento de una línea frente a interrupciones por descargas atmosféricas y otros eventos.</p> <p>Se sugiere realizar los estudios y encontrar métodos eficaces para contrarrestar las interrupciones por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión, antes de la ejecución de los proyectos de este tipo preferentemente con la etapa de estudio y diseño</p>	<p>SUGERENCIAS</p> <p>Se sugiere la implementación de un plan sistematizado para el mantenimiento de puesta a tierra, pararrayos y aisladores para evitar mayores interrupciones eléctricas.</p> <p>Se sugiere la utilización más frecuente del programa ATPDRAW en la carrera de Ingeniería eléctrica, para simular y analizar el comportamiento de una línea frente a interrupciones por descargas atmosféricas y otros eventos.</p> <p>Se sugiere realizar los estudios y encontrar métodos eficaces para contrarrestar las interrupciones por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión, antes de la ejecución de los proyectos de este tipo preferentemente con la etapa de estudio y diseño</p>

Elaboración: Propia del autor

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. INTRODUCCION

El marco teórico de la presente tesis está enmarcado en el texto publicado por OSINERGMIN Procedimiento 035, Criterios y Propuestas Para La Coordinación De Los Aislamientos del “Procedimiento de ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN” del COES el cual se basa principalmente en la norma IEC 60071-1 y 60071-2 que es su guía de aplicación, así como también documentos, trabajos técnicos publicados por la CIGRE, diferentes normativas internacionales, tesis publicados por diferentes universidades y artículos científicos de la IEEE, IEC, etc.

Se toca conceptos fundamentales entre los que se encuentra la coordinación de aislamiento, sobretensiones atmosféricas, tasa de cebados directos e inversos, métodos para limitar sobretensiones, el programa ATPDRAW y la implementación de elementos para la simulación.

2.2. COORDINACION DE AISLAMIENTO

La coordinación de los aislamientos, es la selección de un conjunto de tensiones mínimas normalizadas que caracterizan el aislamiento de los distintos equipamientos que componen los sistemas eléctricos, a fin de que puedan soportar las solicitaciones dieléctricas a las cuales estarán sometidos tanto en servicio normal, como ante solicitaciones dieléctricas transitorias que se puedan presentar en el sistema. [3]

Esta coordinación de aislamiento incluye además la determinación de la distancia en aire mínimas necesarias, y se realiza en base a una estimación de las sobretensiones esperables, calculadas ya sea en forma analítica o mediante simulaciones con modelos de los eventos a los cuales estará sometida la red eléctrica, teniéndose en cuenta la presencia y características de los dispositivos de protección.

Con el objetivo de realizar una óptima selección de los aislamientos, como así también de los dispositivos de protección contra sobretensiones, se requiere un conocimiento riguroso de:

- Cuáles son las sobretensiones que se pueden originar en el sistema, y sus principales parámetros: formas de onda, amplitud, distribución estadística.
- Las características de los distintos tipos de aislamientos y su capacidad de soportar las solicitaciones dieléctricas.
- Los dispositivos de protección que es posible seleccionar e instalar.
- El coste de las distintas opciones o estrategias.

2.2.1 OBJETIVO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

El objetivo final de la coordinación de aislamiento es la de determinar la rigidez dieléctrica mínima necesaria del equipamiento y distancias en aire para obtener un sistema eléctrico que sea técnica y económicamente aceptable, sobre la base de una tasa de falla razonable adoptada como criterio de diseño del sistema. [3]

Consecuentemente, para los estudios de coordinación de aislamiento es de importancia la determinación de cuál es la tasa de falla aceptable, o de la confiabilidad deseada para el sistema.

La tarea de coordinar los aislamientos requiere del conocimiento tanto de las solicitaciones esperables o presuntas sobre el aislamiento del equipamiento y sobre las distancias en aire, como así también del comportamiento de los diferentes tipos de aislamientos frente a dichas solicitaciones, tomando en cuenta las condiciones ambientales y la ubicación de los elementos. [3]

Si las solicitaciones calculadas o estimadas resultan superiores a las nominales soportadas por los equipos, y/o las distancias en aire necesarias para soportarlas resultan excesivas, se deberá reducir las sobretensiones por algún método adecuado, o modificar el diseño y/o las especificaciones del aislamiento de ser posible.

2.3. SOLICITACIONES DIELECTRICAS SOBRE LOS AISLAMIENTOS.

Las características de las solicitaciones dieléctricas, o de tensión, a las cuales está sometida una red eléctrica, tales como forma de onda y amplitud, dependen del origen de las mismas, y pueden ser debidas a causas externas al sistema, como la actividad atmosférica (rayos), o internas como la maniobra de equipamiento (líneas, transformadores, capacitores, etc.), resonancias o ferromonancias, fallas, etc. [3]

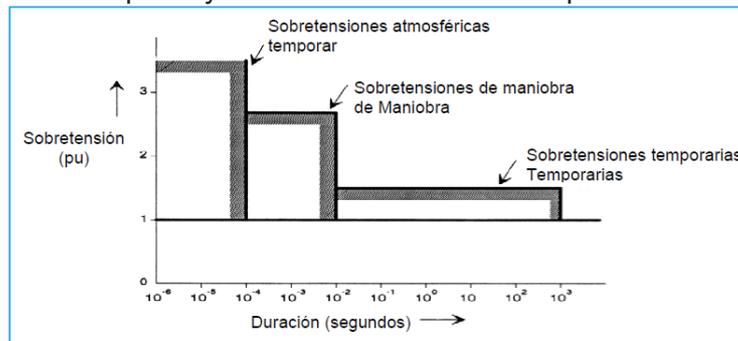
En base a la forma de onda y origen, generalmente se clasifica las solicitaciones de tensión como:

- **Tensiones permanentes:** son tensiones de frecuencia nominal, debidas al funcionamiento de la red en condiciones de operación normales, las cuales el equipamiento debe soportar en forma permanente.
- **Sobretensiones temporarias, o de frecuencia industrial:** son tensiones de forma de onda sinusoidal y frecuencia nominal, o cercana a ella, de amplitud superior a la máxima nominal del sistema, de varios segundos de duración. Pueden originarse por fallas, rechazo de carga, ferromonancia, etc.

- **Sobretensiones de maniobra, o de tiempo de frente lento:** son sobretensiones originadas generalmente en la operación de los equipos que forman parte de la red eléctrica, como por ejemplo, conexión y reconexión de líneas de transmisión, maniobra de carga capacitivas e inductivas, etc.
- **Sobretensiones atmosféricas, o de tiempo de frente rápido:** son sobretensiones del tipo impulsivo originadas por actividad atmosférica, debido al impacto de rayos en las líneas aéreas, o cerca de ellas.
- **Sobretensiones de tiempo de frente muy rápido:** generalmente estas sobretensiones se deben a la maniobra de seccionadores en las subestaciones blindadas en SF6 (GIS).

En la Figura se presenta un gráfico comparativo de las amplitudes presuntas y duración de los distintos tipos de sobretensiones.

Figura N° 2. 1 Amplitud y duración de los distintos tipos de sobretensiones.



Fuente: Procedimiento 035, Ingreso, Modificación Y Retiro De Instalaciones En El SEIN

En el siguiente cuadro se muestra la clasificación, formas de onda y características generales de las sobretensiones, conjuntamente con la forma de onda normalizada de la tensión de ensayo para cada una de ellas.

Tabla N° 2. 1 Clasificación y formas de onda de las sobretensiones, junto con las formas de ondas normalizadas para ensayos.

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq T_1 \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$3 \text{ ns} < T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Standard voltage shapes					1)
	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ T_1 1)	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 600 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 60 \mu\text{s}$	
Standard withstand test	1)	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	1)

1) To be specified by the relevant apparatus committees.

Fuente: Norma IEC 60071-1

2.4. SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS O DE FRENTE RÁPIDO.

Las sobretensiones atmosféricas son causadas por rayos que impactan en las líneas aéreas, ya sea directamente en un conductor de fase, en los cables de guarda, en la torre, o en el terreno aledaño. La sollicitación dieléctrica sobre la línea difiere según el caso. [3]

El número de impactos de rayos que una línea recibe depende de la densidad de descargas a tierra (Ng), medida como número de descargas por km² y por año.

El lugar de impacto del rayo depende tanto de sus parámetros (forma de onda, amplitud), como de la geometría de la torre, y su determinación se realiza generalmente utilizando el modelo electrogeométrico de la descarga descrito más adelante. Según el lugar de impacto, las sobretensiones atmosféricas son clasificadas como:

- Fallas del blindaje: Rayos que eluden el blindaje de las líneas e impactan en los conductores de fase.

- Contorneos inversos: Rayos que impactan en los cables de guarda o en torre, pero generan una sollicitación dieléctrica tal que producen el cebado de las cadenas de aisladores.
- Sobretensiones inducidas: debidas a rayos que impactan en el terreno aledaño a la línea, y producen una sobretensión por acoplamiento inductivo y capacitivo con los conductores.

El impacto de un rayo sobre una línea aérea puede de por si ocasionar una falla y desconexión de la misma, pero además se generan ondas de tensión que viajan hacia las subestaciones y pueden producir al llegar allí un daño a su equipamiento en caso de que no estén debidamente protegidos.

2.4.1 DESCARGAS ATMOSFERICAS

La descarga atmosférica conocida como rayo, es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o, entre nubes. [4]

Los rayos que nos interesan por su efecto, son los de nube a tierra. Estos se dividen en 4 tipos: 2 iniciados entre nubes y 2 iniciados en tierra. Estos pueden ser positivos o negativos. Los más comunes son de nubes cargados negativamente que se descargan hacia tierra, siendo estos el 90%.

2.4.1.1 DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO RAYO (TEORÍA DE SCHONLAND).

Una de las teorías más aceptadas para explicar la formación de la descarga nube - tierra, es la de "Schonland", según la cual el ciclo de la nube de tormenta (nubes tipo cumulus-nimbus) y la consecuente descarga eléctrica denominada rayo, se puede resumir en las siguientes etapas: [5]

- a) Las cargas eléctricas en la nube se encuentran distribuidas en forma no homogénea, existiendo por consiguiente, concentraciones desiguales de carga en el seno de la misma.
- b) Una vez que el gradiente eléctrico sobrepasa el valor crítico, comienza a ocurrir pequeñas descargas en el seno de la nube. Estas en virtud de la ionización por choque en el aire, van degenerando en formas de avalancha, denominada descarga piloto, la cual según lo medido, avanza a una velocidad promedio de 150 km/s (aproximadamente 1/20 de la velocidad de la luz).
- c) La rama de la descarga piloto logra imponerse en su crecimiento hacia la tierra, viéndose acompañada de pequeños puntos luminosos, son los característicos de las denominadas "Descargas Escalonadas". Durante este proceso, la luminosidad es baja y la corriente no excede de unos pocos amperios. El incremento del gradiente eléctrico de la tierra al aproximarse la

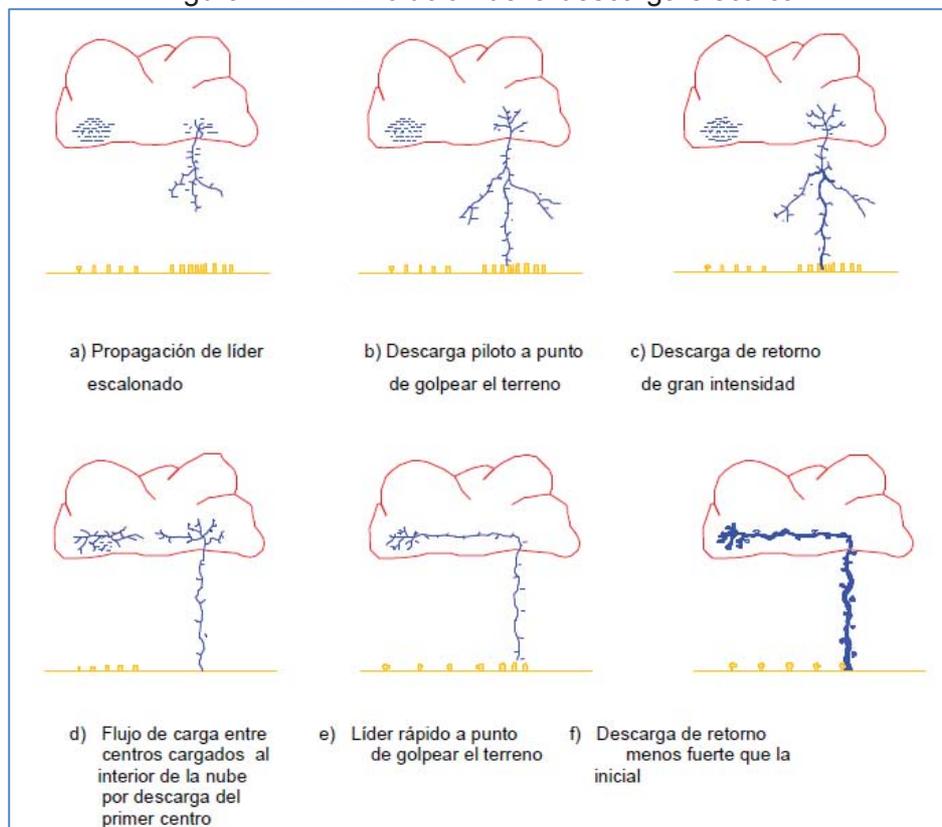
descarga a esta favorece a la formación de un canal llamado “Canal de Recepción”, recorriendo un trayecto aproximado de solo 50m.

d) El canal de recepción sale al encuentro de la descarga piloto, que trae una gran cantidad de descargas negativas consigo, formándose así un canal plasmático.

e) Para neutralizar la carga en la nube, una gran cantidad de cargas eléctricas positivas abandonan la Tierra, utilizando naturalmente, el mismo canal o sendero previamente ionizado. A través de él ocurrirán todas las descargas sucesivas, la primera de las cuales se denomina, descarga de retorno (Return Stroke). La velocidad de propagación de esta descarga es de aproximadamente el 10% de la velocidad de la luz (30,000 km/s), siendo apreciable el valor de la intensidad de corriente que la caracteriza (hasta 200 kA). Mientras la descarga principal requiere un tiempo aproximado de 20,000 μ s en llegar a Tierra, la descarga de retorno acusa un tiempo promedio de solo 100 μ s en lograr su cometido.

f) El impacto que la descarga de retorno se introduce en el seno de la nube, es tan fuerte que en la mayoría de los casos se origina una segunda descarga orientada hacia la Tierra, denominada descarga secundaria con una velocidad promedio de 1% de la velocidad de la luz (3,000 km/s).

Figura N° 2. 2 Evolución de la descarga eléctrica.



Fuente: Electrical Transmission and Distribution Reference Book of Westinghouse

2.4.1.2 PARÁMETROS DEL RAYO

Los parámetros del rayo, requeridos para aplicaciones en ingeniería será necesario dividir en tres grupos: [14]

- 1) Parámetros de incidencia del rayo.
- 2) Parámetro de amplitud de la corriente del rayo.
- 3) Parámetro de la forma del impulso de la corriente del rayo.

2.4.1.2.1. PARÁMETROS DE INCIDENCIA DEL RAYO

En los parámetros de incidencia del rayo, se debe tomar en cuenta: Nivel isoceraúnico (Td) y Densidad de descargas a tierra (Ng).

A.1) NIVEL ISOCERAUNICO (TD)

Se define como el número promedio de días al año en los que se presentan tormentas eléctricas, este indicador ha sido uno de los más importantes para el diseño de sistemas eléctricos y de protección contra las descargas atmosféricas del rayo. [8]

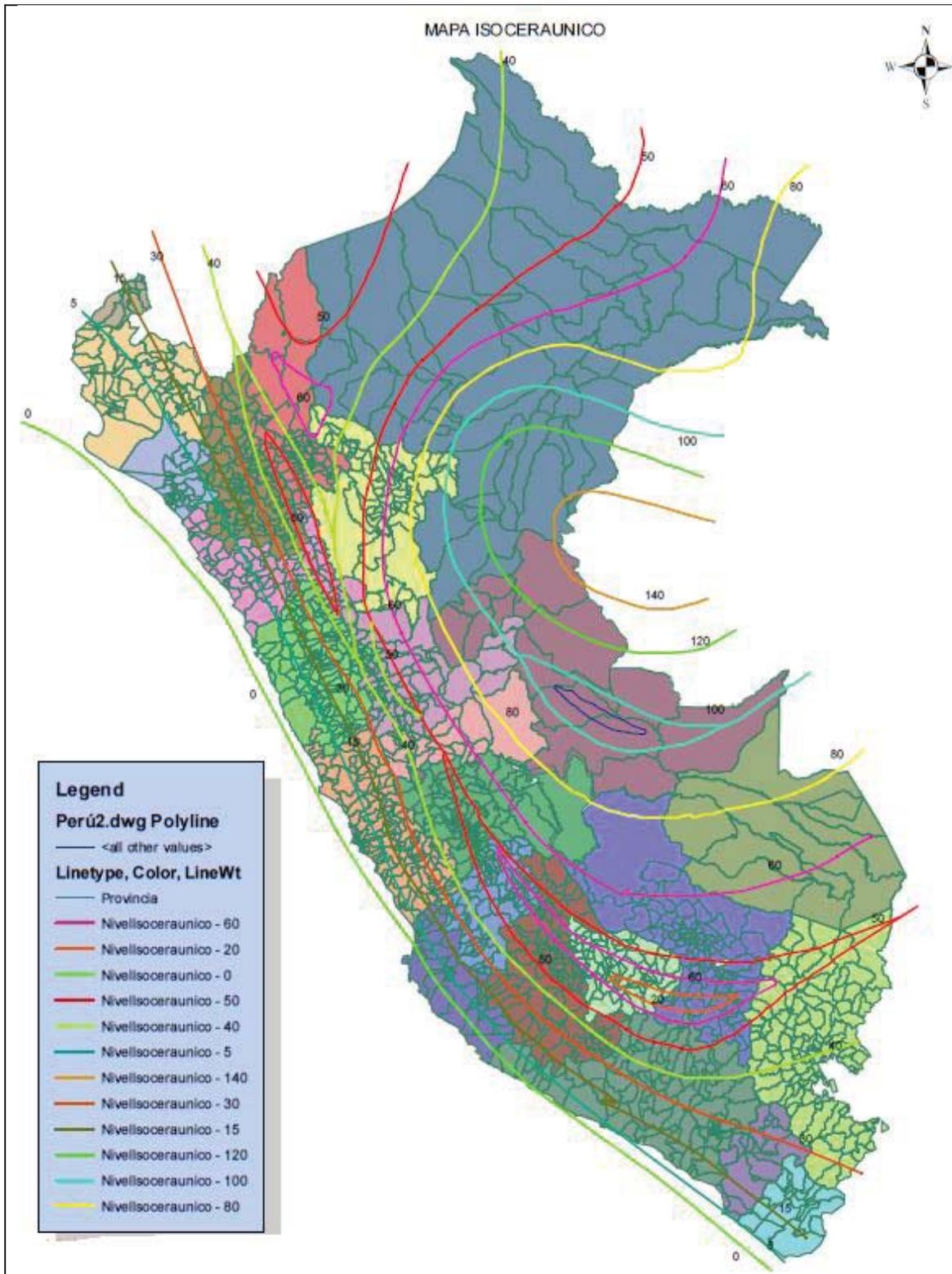
Un día de tormenta, se define como aquel en el que se escucha el trueno, aunque no se produzcan descargas atmosféricas ni lluvia en el lugar que se escogió para la observación.

El nivel isoceraúnico es un parámetro natural generalmente muy variable, es necesario un registro de datos de varios años para inferir el promedio del sitio.

Es más representativo el número de descargas eléctricas por unidad de superficie (km. Cuadrado) y por un año, que mide la probabilidad que tiene un punto del terreno de ser alcanzado por una descarga atmosférica. Normalmente se puede encontrar esta información en mapas de trazos Isoceraúnicos.

El mapa de niveles isoceraúnicos del Perú, incluye datos satelitales, información continental, registros dispersos compatibilizados con la geografía y orografía territorial; destacan las siguientes zonas ecológicas de habitat natural.

Figura N° 2. 3 Mapa de Niveles Isoceraúnicos de Perú



Fuente: "Mapa de niveles isoceraunicos TD" –Notas del curso- Ing. Justo Yanque M.-UNI.

Tabla N° 2. 2 Coeficientes Isoceraúnicos – Perú

Lugar de observación	Altitud (m)	NI (Días de tormentas/año)
Sierra Baja	Hasta 2000	20
Sierra Media	2000 - 3500	40
Sierra de Gran Altitud	3500	Más de 50
Micro Climas de Alta Cota e Interandinos	-	70
Zona Yunga, Valles Altos	1000 - 2000	60
Selva Baja	Hasta 800	120
Selva Alta o Accidentada	800 - 1500	80

Fuente: Notas del curso- Ing. Justo Yanque M.-UNI

A.2) DENSIDAD DE DESCARGA (NG)

Se define como el número promedio de descargas en un área de un kilómetro cuadrado durante un periodo de un año. El número de rayos sobre la línea depende de las características geométricas de la línea y de las condiciones isoceraúnicos de la zona geográfica donde esté ubicada. [8]

Una de las ecuaciones más utilizada para determinar la densidad de rayos a la tierra es la propuesta por Anderson y Eriksson, en 1980, que se muestra a continuación, ya que los resultados obtenidos están avalados por un periodo de observación de seis años.

$$N_g = a * T_d^b \quad \frac{\text{descargas}}{\text{km}^2} * \text{año} \quad \text{Fórmula N° 2. 1}$$

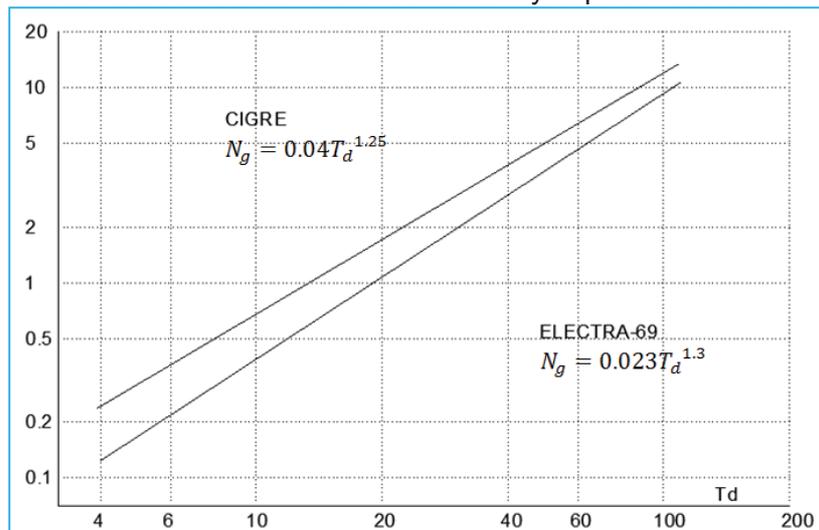
Dónde:

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

N_g : Densidad de descarga

T_d : Nivel isoceraunico

Figura N° 2. 4 Gráfico de la Densidad de Rayos por Nivel Isoceraúnico.



Fuente: Notas del curso - Ing. Justo Yanque M.-UNI.

2.4.1.2.2. PARÁMETRO DE AMPLITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO.

Uno de los parámetros más representativos y de mayor importancia del rayo, es la magnitud de corriente pico de la descarga. Anderson define que la magnitud media de una descarga es de 31 kA y que la probabilidad de que cierta magnitud de corriente sea excedida en una descarga, está definida por la siguiente ecuación [6].

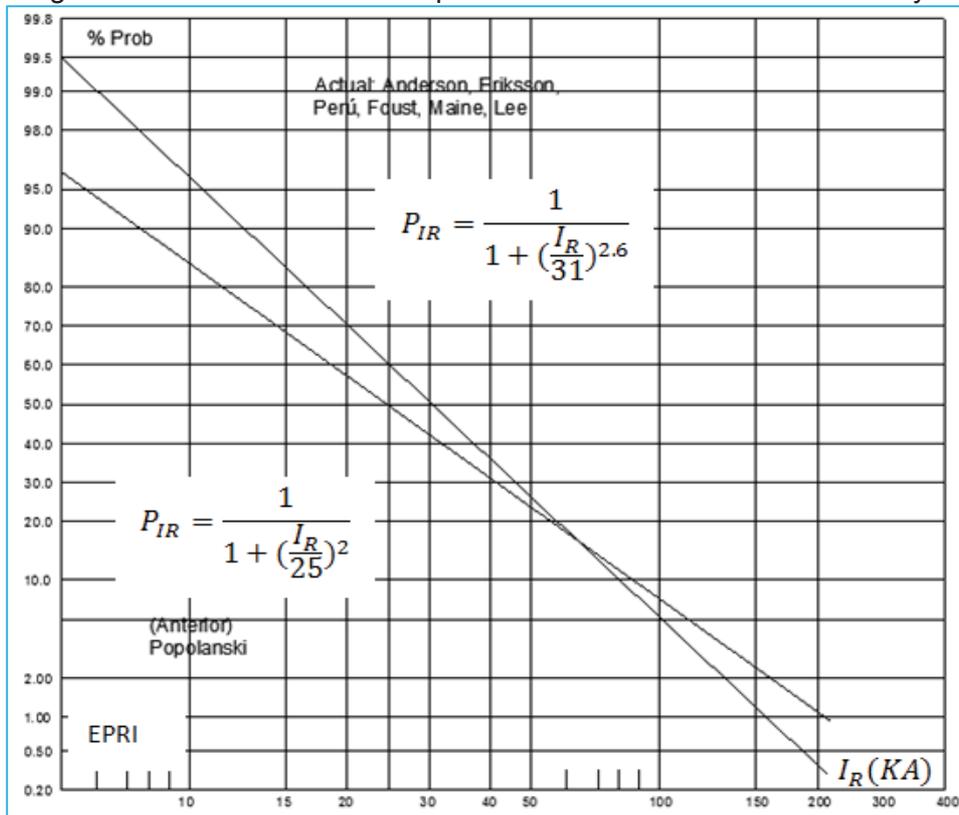
$$P_{IR} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_R}{31}\right)^{2.6}} \quad \text{Fórmula N° 2. 2}$$

Donde:

I_R : Magnitud de corriente pico de una descarga atmosférica (31KA, media).

P_{IR} : Probabilidad de que la corriente pico de una descarga atmosférica sea excedida.

Figura N° 2. 5 Gráfico de la Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo.



Fuente: Notas del curso - Ing. Justo Yanque M.-UNI.

2.4.1.2.3. PARÁMETRO DE LA FORMA DEL IMPULSO DE LA CORRIENTE DEL RAYO.

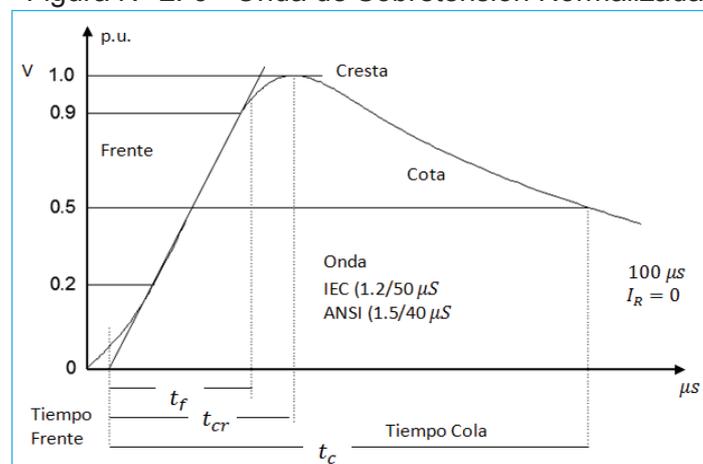
La descarga del rayo produce fenómenos de inducción de campo electrostático y electromagnético en forma de Sobretensión Impulsional STI de alta frecuencia, que pueden ocasionar la disrupción de los aislamientos. [8]

- El impacto directo del rayo en las partes energizadas (activas) o desenergizadas (pasivas) de una instalación eléctrica, crea STI propias unipolares, mientras el impacto lateral (por fuera) crea STI inducidas bipolares.
- Las ondas STI cumplen con las leyes de propagación, su velocidad en los conductores eléctricos es próxima a la velocidad de la luz.

Para identificar las descargas se tiene dos tiempos; Tiempo de frente: tiempo en el cual la onda alcanza su valor máximo y Tiempo de cola: tiempo en que la onda decrece al 50% de su valor máximo.

La onda normalizada IEC (1.2/50 μ s) es unidireccional y unipolar, se compone de un frente ($t_f = 1.2\mu$ s) lineal (rápido o lento), una cresta (KV_c) y una cola ($t_c = 50\mu$ s) de suave descenso; con tolerancias de 20%, 3% y 30%. [8]

Figura N° 2. 6 - Onda de Sobretensión Normalizada



Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI.

2.4.2 PROPAGACION DE SOBRETENCIONES.

Las ondas de sobretensión que se propagan por las líneas de transmisión y distribución son originadas por descargas atmosféricas o maniobras de conexión y desconexión de equipos. Estas sobretensiones pueden ser de corta duración con respecto a las longitudes eléctricas de las líneas por las que viajan, por lo que es necesario tomar en cuenta el tiempo de propagación de las ondas. Las líneas de transmisión tienen características distribuidas de resistencia, inductancia y capacitancia [7].

Una onda de sobretensión debida a alguna descarga atmosférica o maniobra aplicada en un extremo del circuito cargará al primer capacitor rápidamente sin embargo, la presencia de la primera inductancia del circuito impedirá que el segundo capacitor se cargue de manera simultánea con la primera inductancia, continuando con el fenómeno a los largo de la línea.

Una onda de corriente acompañada siempre de onda de sobretensión viajará de la misma forma y se relaciona por medio de una impedancia conocida como "Impedancia Característica" como sigue:

$$Z_s = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad \text{Fórmula N° 2. 3}$$

Las ondas se propagan con una velocidad igual a:

$$v = 1/\sqrt{LC} \quad \text{Fórmula N° 2. 4}$$

2.4.3 MODELO ELECTROGEOMÉTRICO.

En caso de que un rayo impacte sobre una línea aérea, se origina una elevada sobretensión que puede producir el cebado de los aisladores si se supera su nivel de aislamiento. En tal caso la sobreintensidad de descarga a tierra a través del apoyo indica una falla a tierra y si el aislador permanece contorneado, una vez haya pasado la sobretensión, las protecciones deberán despejar la falta abriendo la línea y reenganchándola (produciendo de esta manera una interrupción del servicio por unos pocos segundos de duración).[1]

Para disminuir el número de interrupciones debido a las descargas atmosféricas, es habitual la instalación de cables de guarda (overhead ground wire, OGW) en la parte superior de los apoyos. Con esto se pretende que las posibles descargas atmosféricas impacten sobre un cable de guarda y se deriven a tierra las posibles sobre intensidades.

Existe una gran variedad de formas de corriente de descarga, cada rayo puede contener una o más descargas. Todas ellas poseen una característica básicamente cóncava, pero no existe un modelo único. La forma de onda de corriente de una descarga atmosférica puede representar de una forma de doble exponencial o mediante una onda triangular.

Considerando la forma de onda triangular, los parámetros que las caracterizan son: el valor de pico (I_p), el tiempo de subida (T_r desde 0 hasta I_p), y el tiempo de semiciclo (T_i hasta 50 por 100 IP). Cada uno de estos parámetros debe ser estudiado a partir de una distribución estadística, la cual depende fuertemente de la zona geográfica.

La función de distribución acumulativa de la corriente de pico de un rayo puede aproximarse mediante una distribución fraccional. Así, la probabilidad de que la corriente de pico IP sea mayor que un valor I_0 se puede obtener según la siguiente expresión.

$$P(I > I_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}} \quad \text{Fórmula N° 2. 5}$$

La función de densidad de probabilidad de la corriente de pico, que representa la probabilidad de que el valor de pico de la corriente inyectada por el rayo sea igual a I , es la derivada de la ecuación anterior.

$$f(I) = \frac{n_c}{I_{50}^{n_c}} * \frac{I^{n_c-1}}{\left[1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}\right]^2} \quad \text{Fórmula N° 2. 6}$$

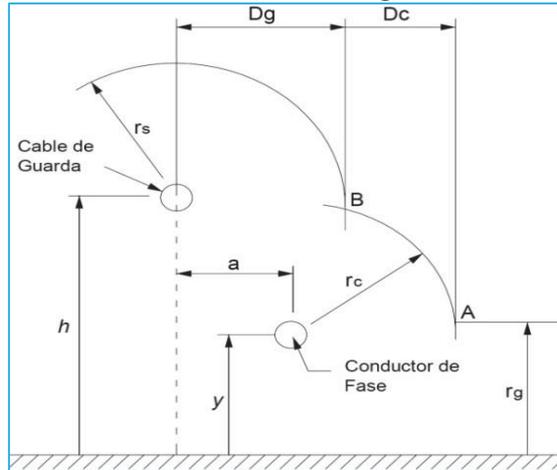
Dónde: n_c e I_{50} deben ser deducidos de observaciones experimentales. Los valores recomendados para líneas de transmisión en IEEE Std 1410-1997 son $n_c=2.6$ y $I_{50}=31\text{kA}$.

2.4.3.1 DISTANCIA CRÍTICA.

La probabilidad de que un rayo impacte sobre un conductor de fase o en un cable de guarda es una variable aleatoria que puede relacionarse con la geometría del sistema (altura y posición del cable de guarda respecto a los conductores de fase). [1]

En general, se considera que existe una distancia (distancia crítica) alrededor del conductor de fase y del cable de guarda de forma que los rayos cuyo último paso se encuentre más cercano que esta distancia impactarán sobre el conductor correspondiente. El lugar geométrico de los puntos equidistantes del conductor de fase o cable de guarda es un círculo cuyo radio (distancia crítica), en función de la intensidad de pico de la descarga (I_d), de manera que a mayor intensidad de pico le corresponde una distancia crítica mayor.

Figura N° 2. 7 - Distancias críticas del cable de guarda, conductor de fase y tierra



Fuente: Martínez Velasco, J. A. "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión"

La probabilidad de que un rayo impacte en tierra, en un conductor de fase o en un cable de guarda depende de la corriente de pico de la descarga, de la altura del conductor de fase y de la localización del cable de guarda con respecto al de fase. La Figura N° 1 presenta las distancias críticas (striking distance) del conductor de fase (r_c), del cable de guarda (r_s) y tierra (r_g).

Existen diferentes ecuaciones (Young, CIGRE, Love) para determinar las distancias críticas; en este capítulo se utilizan las propuestas en IEEE Std 998-1996. Su valor depende de la corriente de pico de la descarga I (expresada en kA), y suele expresarse en función de la distancia crítica a tierra (r_g) según la relación:

$$r_s = \gamma_s r_g$$

$$r_c = \gamma_c r_g \quad \text{Fórmula N° 2. 7}$$

Los valores de los parámetros, de acuerdo con IEEE Std 998-1996, son:

$$r_g = 8I^{0.65}$$

$$\gamma_s = \gamma_c = 1 \quad \text{Fórmula N° 2. 8}$$

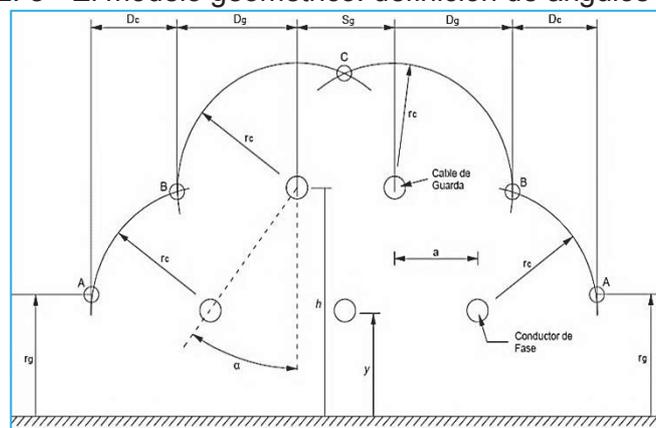
2.4.3.2 MODELO GEOMÉTRICO

En el modelo geométrico se considera el esquema general presentado en la Figura N° 2.8, que corresponde a una línea aérea trifásica protegida por dos cables de guarda. Todo el desarrollo posterior de este capítulo es también aplicable a líneas protegidas con sólo un cable de guarda, con la condición de que la distancia de separación entre cables de guarda sea nula ($S_g = 0$). En la figura, los arcos se han trazado con centro en los conductores de fase y en los cables de guarda, considerando un radio r_c en ambos casos. Este valor, según se ha visto en las fórmulas anteriores, depende de la intensidad de descarga del rayo I_d . Además, la línea horizontal trazada a una altura r_g desde el suelo determina la zona de influencia de tierra, de nuevo, esta distancia r_g depende de la intensidad de pico de la descarga del rayo I_d ; así a mayor intensidad mayores serán las distancias críticas r_c y r_g . [1]

Las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase con la línea horizontal paralela a tierra están marcados como puntos A; las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase y aquellos cuyos centros son los cables de guarda están marcados como B; y la intersección entre los arcos cuyos centros son los cables de guarda está marcado como C. Las descargas de intensidad I_d que alcancen el arco entre A y B impactarán sobre el conductor de fase, las que alcancen el arco entre B y C impactarán sobre el cable de guarda y las demás descargas irán a parar a tierra.

En la siguiente figura se puede observar que cuanto mayor sea la intensidad de pico considerada mayores serán por tanto las distancias críticas r_c y r_g , con lo cual el arco AB disminuirá. Se define la intensidad máxima de fallo de 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.

Figura N° 2. 8 - El modelo geométrico: definición de ángulos y distancias.



Fuente: Martínez Velasco, J. A. "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión"

Las descargas cuya corriente de pico sea superior a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) impactarán contra el cable de guarda o contra tierra pero no contra una parte activa (sistema completamente apantallado para esas magnitudes de intensidad de pico). Para intensidades de descarga menores existe una probabilidad de que impacte contra un conductor de fase.

Considerando solamente descargas verticales, para un rayo de intensidad de pico I_d , las distancias D_c y D_g de la figura anterior son las distancias de exposición del conductor de fase y del cable de guarda, respectivamente.

Se define la probabilidad o tasa de fallo de apantallamiento de una línea (SFR (I_d)), para una intensidad de pico fija I_d , como el número de descargas de valor I_d que impactarán sobre los conductores de fase de esa línea durante un año:

$$SFR(I_d) = 2N_g L D_c(I_d) f(I_d) \quad \text{Fórmula N° 2. 9}$$

Donde L es la longitud de la línea, en km, D_c es la distancia de exposición al rayo de un conductor de fase calculada para una intensidad I_d , $f(I_d)$ es la probabilidad de que la descarga tenga una intensidad de pico I_d , y N_g es la densidad de rayos en la zona (medida en rayos/km² y año). N_g Puede estimarse a partir del nivel cerámico o número de días de tormenta al año, T_d , mediante la siguiente expresión:

$$N_g = 0.04 T_d^{1.25} \quad \text{Fórmula N° 2. 10}$$

La tasa total de fallos de apantallamiento (SFR, Shielding Failure Rate), es decir, la suma de las tasas de fallo de apantallamiento para todas las intensidades, se calcula según:

$$SFR = \int_0^{\infty} SFR(I) dI \quad \text{Fórmula N° 2. 11}$$

El límite de integración inferior es 3 kA debido a que es el valor mínimo de intensidad de descarga que CIGRE ha registrado. El límite superior se establece en la intensidad máxima de fallo de apantallamiento, puesto que para intensidades mayores el rayo no impacta en un conductor de fase porque la distancia D_c es nulo. De esta forma, la tasa total de fallos de apantallamiento resulta ser:

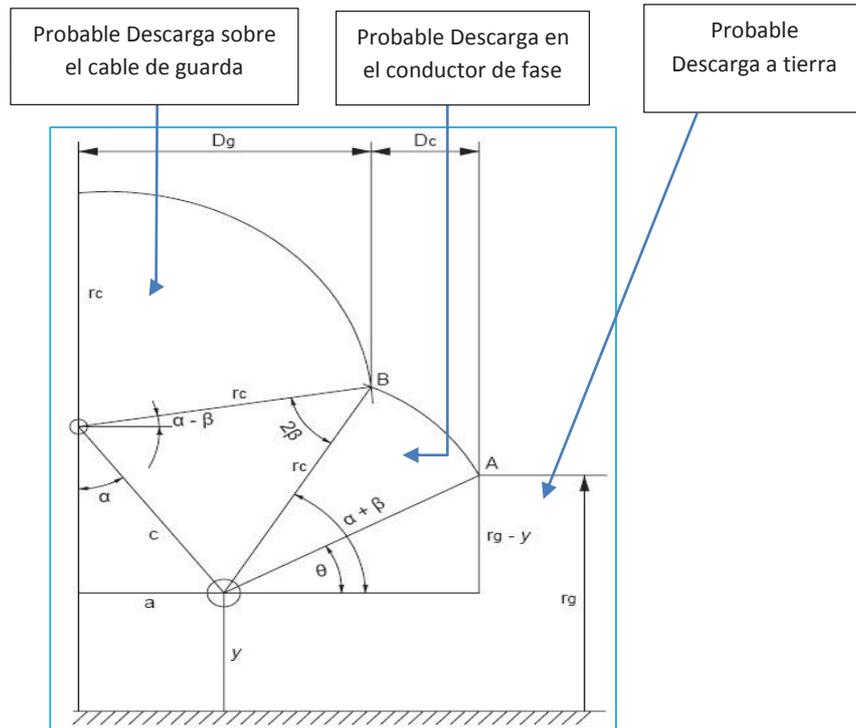
$$SFR = \int_3^{I_m} SFR(I) dI = 2N_g L \int_3^{I_m} D_c f(I) dI \quad \text{Fórmula N° 2. 12}$$

La integral de la ecuación anterior representa la probabilidad de que cualquier rayo que caiga en la línea impacte sobre el conductor de fase. Multiplicando por la densidad de rayos en la zona (N_g) y por la longitud de la línea (L) se obtiene el número de descargas anuales que impactarán sobre un conductor de fase.

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

Se pretende calcular las distancias de exposición a las descargas de los conductores de fase y de los cables de guarda. Primero se procede al cálculo de los principales ángulos del sistema, que están representados en el esquema de la siguiente figura.

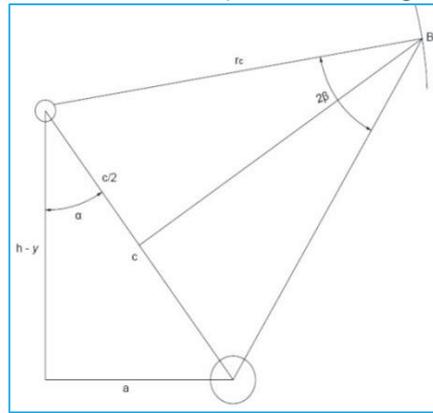
Figura N° 2. 9 - Vista ampliada del análisis



Fuente: Martínez Velasco, J. A. "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión"

El ángulo entre los dos radios r_c , se define como 2β y es según la siguiente figura.

Figura N° 2. 10 - Vista ampliada de la figura anterior

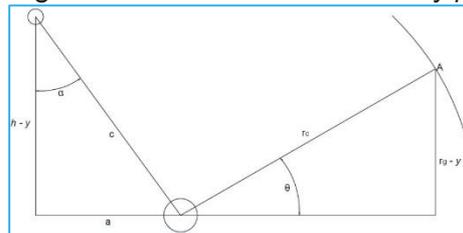


Fuente: Martínez Velasco, J. A. "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión"

$$\beta = \text{sen}^{-1} \left(\frac{\sqrt{a^2 + (h-y)^2}}{2r_c} \right) = \text{sen}^{-1} \left(\frac{h-y}{2r_c \cos \alpha} \right) \quad \text{Fórmula N° 2. 13}$$

Los ángulos β y α son, según la siguiente figura.

Figura N° 2. 11 - Cálculos de α y β



Fuente: Martínez Velasco, J. A. "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión"

$$\beta = \text{sen}^{-1} \left(\frac{r_g - y}{r_c} \right) \quad \alpha = \text{tg}^{-1} \left(\frac{a}{h-y} \right) \quad \text{Fórmula N° 2. 14}$$

Por tanto, de la Figura 2.9 resultan las siguientes distancias D_g y D_c :

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

$$D_c = r_c \cos(\alpha - \beta) \quad \text{Fórmula N° 2. 15}$$

Considerando valores de intensidad de descarga superiores a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento ($I > I_m$), se tiene que la distancia horizontal $D_c=0$, resultando que la distancia D_g correspondiente a este caso:

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

$$D_g = r_s + a, \quad \text{para } r_g < h \quad \text{Fórmula N° 2. 16}$$

2.4.3.3 INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO

Tal como se ha definido anteriormente, la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m) es aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto. [1]

$$I_m = \left(\frac{r_{gm}}{8}\right)^{\frac{1}{0.65}} \quad \text{Fórmula N° 2. 17}$$

2.5. TASA DE CEBADOS

2.5.1. TASA DE CEBADOS DIRECTOS

La tasa total de fallos de apantallamiento (SFR) es el número de descargas que impactan sobre un conductor de fase; sin embargo, no todas ellas acaban en un cebado del aislador, sino solamente aquellas que produzcan una sobretensión que supere el nivel de aislamiento a impulso tipo rayo (CFO) del aislador. De esta forma, el SFR incluye todos los impactos que caen en el conductor de fase (los que producen cebado del aislador y los que no). Para calcular la tasa de cebados directos se tiene que calcular la tensión que produce un rayo al impactar sobre una línea. [1]

$$V = \left(\frac{I_d}{2}\right)Z_c \quad \text{Fórmula N° 2. 18}$$

Donde I_d es la intensidad de descarga del rayo que impacta en la fase activa y Z_c es la impedancia del conductor de fase.

Para calcular la intensidad crítica (I_c) para la cual se produce un cebado del aislador se fija la sobretensión (V) que produce el impacto del rayo en la línea igual al nivel de aislamiento a impulso tipo rayo del aislador.

$$I_c = \frac{2(CFO)}{Z_c}, \quad \text{donde: } CFO \approx L \cdot 605 \text{ kV/m} \quad \text{Fórmula N° 2. 19}$$

Donde L es la longitud del aislador o de la cadena de aisladores. A partir de este valor se obtiene la tasa de cebados directos de una línea según la expresión:

$$SFFOR = 2N_g L \int_{I_c}^{I_m} D_c f(I) dI \quad \text{Fórmula N° 2. 20}$$

La tasa de cebados directos por cada 100 Km se expresa:

$$N_d = 0.2N_g \int_{I_c}^{I_m} D_c f(I) dI \quad \text{Fórmula N° 2. 21}$$

La integral representa la probabilidad de que un rayo que caiga en la línea impacte en un conductor de fase y además ceba el aislador. Dicha probabilidad multiplicada por la densidad de descargas de la zona (N_g) y por la longitud de la línea (L) da como resultado el número de descargas al año que impactan en un conductor de fase y además ceban los aisladores. Los aisladores sólo se cebarán si la intensidad del rayo es mayor que la intensidad crítica, y menor que la intensidad máxima de fallo de apantallamiento; de ahí los límites de la integral.

2.5.2. TASA DE CEBADOS INVERSOS

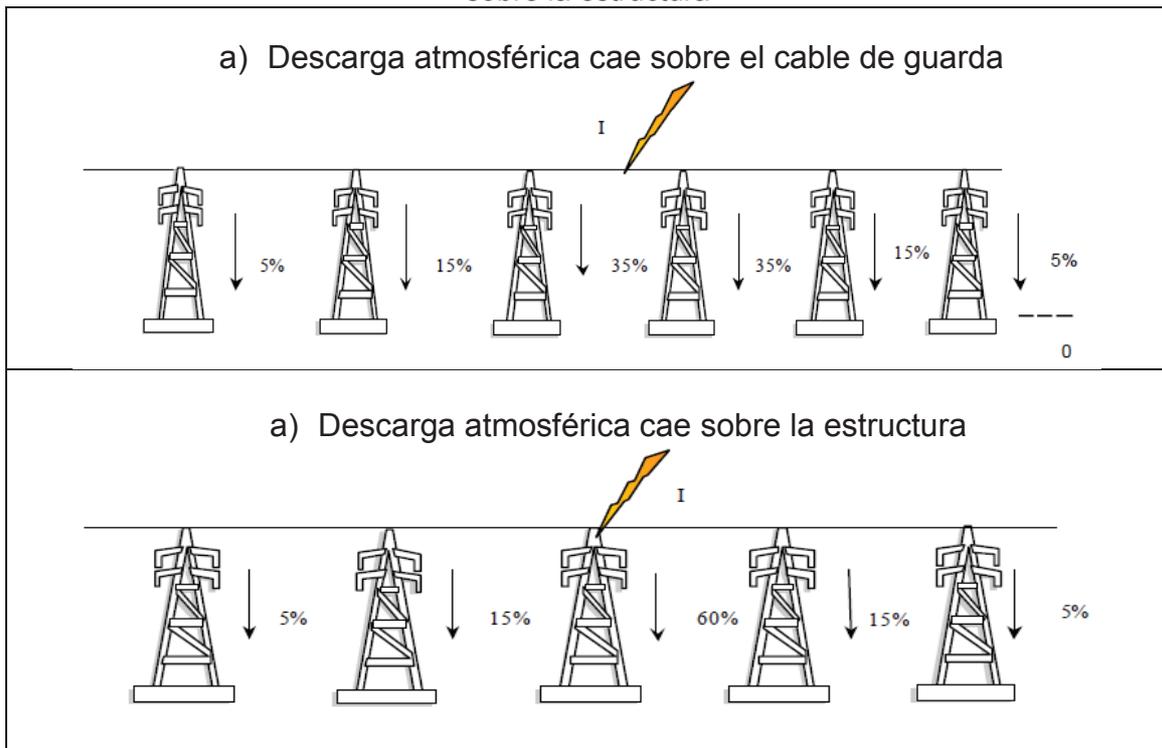
2.5.2.1. DESCARGAS RETROACTIVAS

Cuando una descarga cae sobre el cable de guarda, viaja hasta la torre más cercana (a cada lado del punto de impacto), donde busca su camino a tierra. Parte de la onda de choque se reflejará por el cable de guarda hacia atrás, parte se refractará por el cable hacia delante y la mayor parte baja por la torre hacia tierra. Debido a la impedancia de la torre y a la resistencia de puesta a tierra, se forman a todo lo largo de aquella voltajes de un valor bastante alto. Cuando el voltaje en la cruceta es muy alto con respecto al conductor, tenemos el flameo cuyo punto de mayor voltaje es la cruceta, llamado flameo inverso (back flashover). Este flameo puede ocasionar, dependiendo del sistema de protecciones, una salida de la línea. El contorno inverso implica una falla a tierra de la línea. [9]

Se tiene 2 casos cuando la descarga cae en el cable de guarda:

- a) Cuando la descarga atmosférica cae sobre el cable de guarda a lo largo del vano, 35% de la corriente se disipa en la torre próxima, en la torre siguiente se disipa el 10% y finalmente el 5% en la siguiente torre, ocurriendo simétricamente en ambos lados de la línea.
- b) Cuando la descarga atmosférica cae sobre la estructura es el caso más grave porque el 60% de la corriente se disipa en la torre afectada, el 15% en la torre próxima y finalmente el 5% en la siguiente torre. ocurriendo simétricamente en ambos lados de la línea.

Figura N° 2. 12 Descarga atmosférica sobre el cable de guarda a lo largo del vano y sobre la estructura



Fuente: Ruth de Fátima Rangel Contreras, cálculo de la evaluación de la tasa de salidas forzadas de una línea de transmisión, Universidad de los andes, Mérida Venezuela. [9]

La tasa de falla de una línea por contorneos inversos depende ampliamente del valor de la resistencia de pie de torre, la cual es variable a lo largo de la línea, y también en forma estacional. Además de la desconexión de la línea que implica el contorneo inverso, se genera una onda de tensión de tiempo de frente teóricamente nulo en el punto de ocurrencia, la cual viaja hacia la subestación, deformándose y atenuándose en el trayecto como se mostró anteriormente.

2.5.2.2. CALCULO DE LA TASA DE CEBADOS INVERSOS.

Cuando una descarga impacta en un cable de guarda, una parte de su intensidad deriva a tierra a través de la impedancia del apoyo (Z_T) y de la impedancia de puesta a tierra del mismo (Z_{PAT}). [1]

Dependiendo de los valores de Z_T y de Z_{PAT} , las sobretensiones en los aisladores (medidas desde el apoyo hacia el conductor de fase) pueden producir el cebado de los mismos, esto se conoce como cebado inverso. Para que ocurra un cebado inverso, la sobretensión a través del aislador debe ser mayor o igual a su aislamiento a impulso tipo rayo (CFO). El caso más desfavorable de cebado inverso tiene lugar cuando la descarga impacta en el apoyo; en este caso la impedancia efectiva equivalente resultante es el paralelo de la impedancia de dicho apoyo con el paralelo de las impedancias correspondientes a las dos direcciones de propagación del conductor de tierra;

y ambas en serie con la resistencia de puesta a tierra. La intensidad crítica (I_c) para la cual se produce el cebado inverso es la intensidad que produce una sobretensión en el apoyo que supera el nivel de aislamiento del aislador.

$$I_c = \frac{CFO}{Z_{eq}} \quad \text{Fórmula N° 2. 22}$$

Esta intensidad crítica se puede obtener mediante simulación, que permite tener en cuenta las sucesivas reflexiones que aparecen cuando la onda de corriente llega a la base del apoyo, a un apoyo próximo al del impacto o cualquier otro elemento de la línea. Además este cálculo también incluirá el acoplamiento entre fases, y entre fase y tierra. La tasa de cebados inversos por cada 100 km se expresa:

$$N_{INV} = 0.2 \cdot N_g \left[\int_{I_c}^{I_m} D_g \cdot f(I) \cdot dI + \int_{I_m}^{\infty} D'_g \cdot f(I) \cdot dI + S_g \right] \quad \text{Fórmula N° 2. 23}$$

Puesto que lo habitual es que la intensidad para la cual se produce cebado inverso (I_c) sea mayor que la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m), la ecuación anterior queda:

$$N_{INV} = 0.2 \cdot N_g \cdot \left[\int_{I_c}^{\infty} D'_g \cdot f(I) \cdot dI + S_g \right] \quad \text{Fórmula N° 2. 24}$$

2.5.3. TASA DE CEBADOS INDUCIDOS

La sobretensión inducida en las fases de una línea, por un rayo que cae a tierra cerca de la misma, es de una amplitud tal que generalmente son de interés sólo en sistemas de tensión nominal $\leq 66\text{kV}$. [3]

En este trabajo no se realiza el cálculo de la tasa de cebados inversos porque el sistema que se estudia es de 138kV y no influye nada las sobretensiones inducidas.

2.6. MÉTODOS PARA LIMITAR LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO.

Los métodos más utilizados para el control o limitación de las sobretensiones de origen atmosférico son: [3]

- Cables de guarda
- Descargadores de Oxido Metálico.
- Mejora de las puestas a tierra en las torres de líneas aéreas.

2.6.1. CABLES DE GUARDA.

Los cables de guarda tienen el objetivo de actuar como una pantalla que captura los rayos y deriva su corriente a tierra, con el fin de evitar el impacto de rayos directamente en los conductores de fase. [3]

El diseño de la protección mediante cables de guarda, en lo que respecta a la cantidad necesaria y su ubicación con respecto a los conductores de fase, se basa en el modelo electrogeométrico de la descarga, con el cual es posible determinar el punto de impacto del rayo, en función de los parámetros de la descarga.

Si bien el criterio para instalar cables de guarda, es evitar la falla de la línea por impactos directos, no es técnica y económicamente posible evitar que rayos de pequeña amplitud si eludan el blindaje. Un diseño óptimo es cuando la amplitud de la corriente de los rayos que eluden el blindaje, es de una amplitud tal que no origina una sobretensión que produzca una falla de aislamiento.

2.6.2. DESCARGADORES DE ÓXIDO METÁLICO.

El método consiste en instalar descargadores en las torres a lo largo de las líneas, adicionales a los ubicados en la entrada de la subestación. Desde el punto de vista del funcionamiento, estos descargadores son iguales a los que se utilizan en las subestaciones, aunque difieren constructivamente. [3]

Dependiendo del caso, puede no ser necesario instalarlos en todas las fases, o en las torres, sino por ejemplo, solamente en aquellas con elevado valor de resistencia de pie de torre. Pueden utilizarse además en línea con o sin hilo de guarda, pero en este último caso estarán sometidos a mayores sollicitaciones energéticas.

Los requerimientos básicos que deben cumplir son:

- Deben prevenir la descarga cuando reciben el impacto directo de una descarga atmosférica.

- Deben permitir el recierre exitoso de la línea ante la falla del descargador, y no deben explotar en este caso. Esto generalmente se logra con un dispositivo que desconecta al descargador de la línea ante una falla del mismo.
- Deben ser posible de instalar fácilmente en torres existentes. El mantenimiento debe ser sencillo.
- Deben soportar las condiciones ambientales y de instalación.

Básicamente, en las líneas de transmisión se utilizan dos tipos de descargadores:

- Descargadores de OZn sin explosor (ó NGLA, por su nombre en inglés 'Non Gapped Surge Arrester').
- Descargadores de OZn con explosor (ó EGLA, por 'Externally Gapped Surge Arrester')

Los descargadores de OZn sin explosor (NGLA) tienen la ventaja de estar siempre conectados y actuar rápidamente ante una sobretensión, pero la desventaja de que una falla del descargador equivale a una falla de la línea. Por este motivo, y por cuestiones relativas a la seguridad de las personas, deben poseer por lo tanto un dispositivo automático que los desconecte en tales casos.

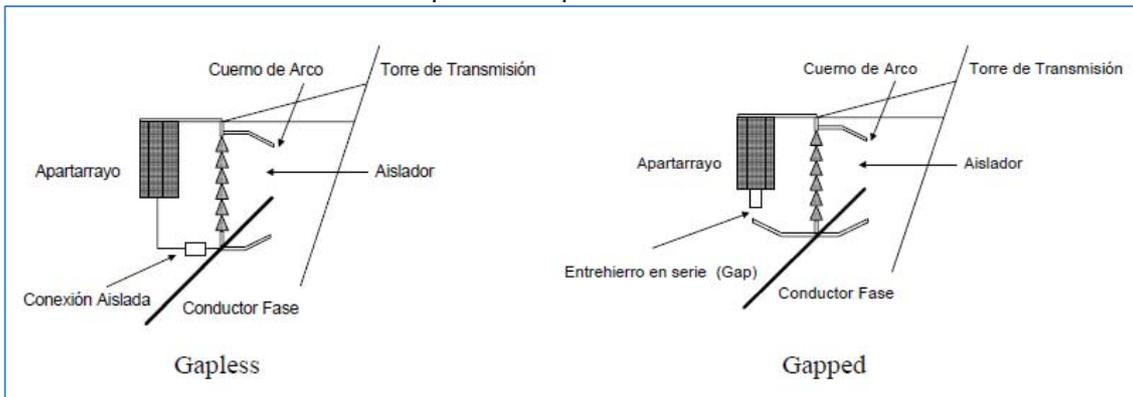
Un aspecto importante a tener en cuenta es la contaminación, dado que puede ocasionar sobrecalentamiento del descargador, y su consecuente falla.

Puede requerirse de largos períodos con la línea fuera de servicio para encontrar un descargador fallado, o necesidad de realizar los trabajos bajo tensión.

Los descargadores de OZn con explosor (EGLA), a diferencia de los descargadores convencionales, tienen el explosor *externo* al descargador (y por lo tanto expuesto a las condiciones climáticas). La ventaja es que se requiere de una menor capacidad energética del descargador, dado que no tienen el objetivo de actuar ante sobretensiones de maniobra ni temporarias. No necesitan de un dispositivo de desconexión automática.

La selección del tipo adecuado de descargador, sus características y lugares de instalación requiere en general de estudios detallados para cada caso en particular.

Figura N° 2. 13 Construcción fundamental de los pararrayos sin explosor y con explosor respectivamente



Fuente: Gabriel Lopez Ruiz, Metodología para la aplicación de apartarrayos en líneas de transmisión para mejorar su confiabilidad”

2.6.3. MEJORA DE LAS PUESTAS A TIERRA EN LAS TORRES DE LÍNEAS AÉREAS.

La resistencia de pie de torre tiene una gran influencia en la tasa de contorneos inversos de la línea, y es importante que tenga el menor valor posible. Esto no siempre es posible, dadas las características del terreno que recorre la línea. Es recomendable utilizar todos los medios disponibles para garantizar valores bajos especialmente en las torres de las líneas cercanas a subestación, con el objetivo de evitar contorneos inversos cercanos, y por lo tanto una severa sobretensión de entrada a la subestación. [3]

En resumen, para reducir la tasa de falla por descargas atmosféricas en una línea aérea, es recomendable:

- Disponer de la cantidad de cables de guarda necesarios de manera de lograr (de ser posible) el blindaje perfecto de la línea.
- Actuar principalmente sobre las resistencias de pie de torre, tratando de obtener los valores más bajos posibles mediante el uso de contrapesos de ser necesario.
- En caso de que lo anterior no sea suficiente, ó como recurso adicional, evaluar técnica y económicamente la opción de instalar descargadores de OZn en la línea, al menos en las zonas con altos valores de resistencia de pie de torre y/o gran actividad atmosférica.

2.7. TENSIONES SOPORTADAS NORMALIZADAS.

La tensión soportada normalizada es la tensión aplicada a un equipo en un ensayo de tensión normalizado, y su determinación es directamente la selección del nivel de aislamiento normalizado del equipamiento.

Las normas establecen un conjunto de valores estándar que se pueden elegir según la tensión máxima del sistema, y por lo tanto debe seleccionarse alguno de ellos que sea igual o superior a la tensión soportada especificada.

Según la Norma IEC 60071-1, los niveles de aislamiento normalizados para sistemas de Rango I se deben seleccionar de la tabla siguiente:

Tabla N° 2. 3 Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$)

Tensión más elevada para el material(equipo)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo Kv (Valor de Cresta)
Um Kv (Valor Eficaz)	Kv (Valor Eficaz)	
145	185	450
	230	550
	275	650

Fuente: Norma IEC 60071-1

2.8. ATPDRAW PROGRAMA DE SIMULACIÓN DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS

El programa ATPDRAW se utiliza para el análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. Se hace una descripción del programa, su funcionamiento, aplicaciones, así como la representación de componentes para modelar los circuitos a ser simulados. [10]

El programa se aprendió a manejar por iniciativa propia al realizar la lectura del manual del programa, entrevistarse con profesionales que utilizan el programa y también porque se realizó el curso ATPDRAW en el análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia. [16]

2.8.1. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA ATPDRAW

El Programa de Transitorios Electromagnéticos o Programa Alternativo de Transitorios, conocido como ATPDRAW, es un programa computacional de simulación digital, utilizado para simular transitorios electromagnéticos, electromecánicos y de sistemas de control, en sistemas eléctricos polifásicos de potencia. Este programa es no comercial, no es de dominio público, su distribución es gratuita; pero no es de libre difusión, se requiere tener licencia para utilizarlo. Los estudios que involucran el uso del ATPDRAW tienen objetivos encuadrados dentro de dos categorías: Una es el diseño y otra es la solución de problemas de operación de sistemas eléctricos de potencia.

El ATPDRAW es desarrollado por el Grupo de Usuarios del EMTP de Norte América y Canadá, que es presidida por el Dr. W. Scott Meyer, siendo ésta la sede principal de los grupos de usuarios, que están en los cinco continentes y que publican numerosos artículos de temas relacionados con el uso del programa y sus aplicaciones.

2.8.2. SISTEMA OPERATIVO DEL ATP.

En los sistemas operativos más usuales, el programa que se utiliza, corre bajo el SO Windows de la Microsoft. El ATP es un programa modular, su simulación se realiza generalmente en tres pasos que se entrelazan y son preprocesador ATPDRAW, procesador TPBIG y postprocesadores gráficos.

2.8.2.1. PREPROCESADOR ATPDRAW.

Es un programa en entorno Windows, que actúa como programa central del paquete completo, ya que se pueden controlar la ejecución de cualquier programa integrado en el paquete desde el ATPDRAW.

Es un editor gráfico (GUI Interfaz de Usuario Gráfica) que dispone de una lista muy completa de modelos de los componentes necesarios para representar un sistema eléctrico en código ATP.

2.8.2.2. PROCESADOR TPBIG.

Es el programa principal (NÚCLEO), el ejecutable en modo texto para simular redes eléctricas en el dominio del tiempo y de la frecuencia. La simulación de un proceso transitorio con TPBIG se basa en el método de Dommel, que combina la regla trapezoidal de integración y el método de Bergeron, resuelve las ecuaciones de red en pasos discretos de tiempo (Δt), en lenguaje de programación Fortran; aunque el programa ha sido desarrollado para simulaciones de procesos transitorios, también puede ser empleado para obtener el régimen permanente sinusoidal de una red lineal.

2.8.2.3. POSTPROCESADORES GRÁFICOS.

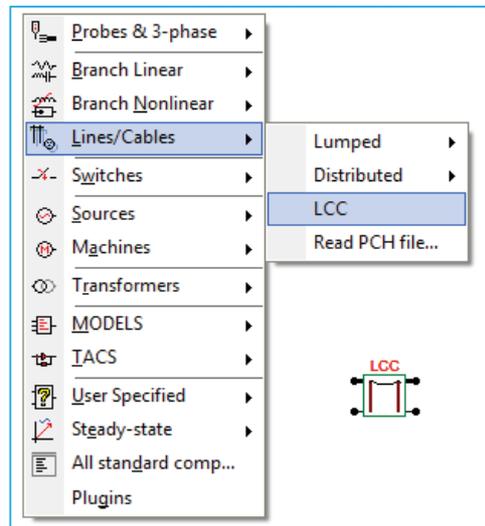
Son programas para procesar los resultados de una simulación de forma gráfica (oscilogramas), llamados también GUI's PLOT (Interfaces de Usuario Gráfica de Curvas), entre los más conocidos son: PlotXY, GTPPLOT, TOP y otros.

2.9. IMPLEMENTACION DE ELEMENTOS EN EL ATPDRAW

2.9.1. IMPLEMENTACION DE LINEAS

Dentro del programa existe un modelo integrado para modelar a la línea denominado Line/Cable data o más conocido LCC siglas de LINE CONSTANTS, CABLE CONSTANTS.

Figura N° 2. 14 Modelo de la línea de transmision



Fuente: ATPDRAW

2.9.2. IMPLEMENTACION DE TORRES O ESTRUCTURAS.

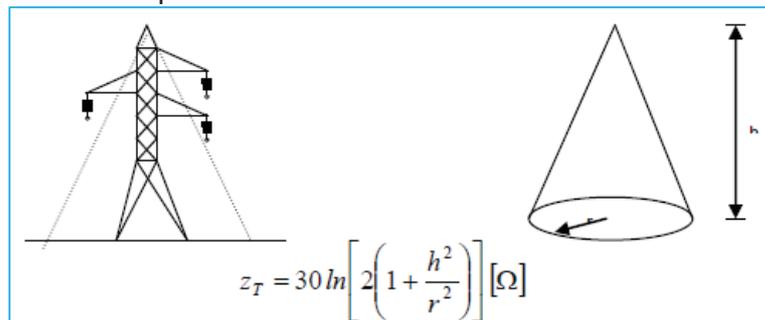
Para la implementación de la torre en el ATPDRAW, se debe de tomar en consideración la impedancia de la torre. La impedancia característica de la torre depende de la geometría de la misma (altura, diámetro, siluetas) y se ha calculado en forma experimental usando modelos a escala, de manera que a partir de esto se obtienen expresiones empíricas. [11]

2.9.2.1. IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA DE UNA TORRE CON SILUETA CÓNICA

La impedancia de las torres están profundamente relacionada a su forma geométrica y debido a la variedad de estructuras de líneas de transmisión se han desarrollado ecuaciones obtenidas de las formas geométricas simples, como son conos y cilindros. En este caso las torres de las líneas de transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado se han tomado en forma de cono.

Para representar una torre, se modelarán en forma de una torre con silueta cónica, la impedancia se calculará con la siguiente relación. [11]

Figura N° 2. 15 Impedancia característica de una torre con silueta cónica



Fuente: Oscar Amaro, Metodología para la optimización en la aplicación de apartarrayos. [11]

$$Z = 30 \ln \left[2 \left(1 + \frac{h^2}{\left(\frac{d}{2}\right)^2} \right) \right] [\Omega] \quad \text{Fórmula N° 2. 25}$$

Dónde:

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

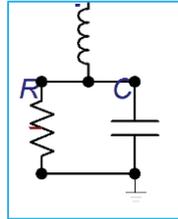
d: Longitud de la base del segmento, en [m].

h: Altura del segmento, en [m].

2.9.3. IMPLEMENTACION DE PUESTAS A TIERRA

La puesta a tierra, esta modelada a base de elementos pasivos, R, L y C, de las cuales, la parte resistiva se tomará de las mediciones de puesta realizadas en campo y las demás relaciones se calculan de la siguiente forma [12]

Figura N° 2. 16 Modelo de la puesta a tierra en el ATPDRAW



Fuente: Modeling of Lightning Transient Overvoltage by Using Different Models of Grounding System [12]

$$C = \frac{\pi \epsilon_a l}{\left[\ln\left(\frac{2l}{\sqrt{2al}}\right) - 1 \right]} \quad [F] \quad \text{Fórmula N° 2. 26}$$

$$L = \frac{\mu_a l}{\pi} \left[\ln\left(\frac{2l}{\sqrt{2al}}\right) - 1 \right] \quad [H] \quad \text{Fórmula N° 2. 27}$$

Dónde:

- a : Radio del contrapeso instalado, en [m].
- d : Profundidad a la que está enterado el contrapeso, en [m].
- l : Longitud del contrapeso, en [m].
- ϵ_a : Permitividad eléctrica absoluta del medio, en [F/m].
- μ_a : Permeabilidad magnética del medio, en [Tm/A²].

También, se ha considerado la ionización del suelo, en función de la corriente que llega a la base de la torre, lo cual se estima de la siguiente forma [13].

$$R(t) = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{i(t)}{I_g}}} \quad \text{Fórmula N° 2. 28}$$

Dónde:

- R(t) : Resistencia en la base de la torre instantánea, en [Ohm].
- R₀ : Resistencia estática, de las mediciones de puesta a tierra en campo.
- i(t) : Corriente en la base de la torre instantánea, en [kA].
- I_g : Corriente crítica de ionización del suelo, en [kA].

2.9.4. IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS

Los pararrayos, dentro de las rutinas del programa ATPDRAW, se encuentran diferentes, variedades, depende de los datos que se tenga de, en catálogos. Para su implementación, solo se necesitan datos del catálogo del fabricante.

2.9.5. IMPLEMENTACION AISLADORES

Para el modelamiento de los aisladores, solo se necesita, el nivel de aislamiento de los mismos, dado que dentro de las rutinas del programa ATPDRAW, ya se encuentra implementada, como un interruptor controlado por tensión.

Cabe mencionar que se tiene fuentes de información que se encuentran en inglés, los cuales fueron traducidos con la ayuda del libro Energy English For the Gas and Electricity industries. [17]

CAPITULO III: EVALUACIÓN DEL EQUIPAMIENTO ACTUAL EN CAMPO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L-1014 (SAN GABÁN - MAZUKO) Y L-1015 (MAZUKO - PUERTO MALDONADO) Y ANÁLISIS DE ESTADÍSTICA DE FALLAS.

3.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo vemos la evaluación del equipamiento actual en campo en ambas líneas compuesta por las puestas a tierra, el cable de guarda, los pararrayos y la cadena de aisladores, los cuales se evalúan en este capítulo. En este capítulo también se desarrolla el análisis de la estadística de las interrupciones debido a descargas atmosféricas, la localización y duración de las interrupciones.

Es importante conocer el estado actual de operación, para así determinar y especificar las deficiencias del sistema, las condiciones operativas y estadística de fallas de aislamiento del sistema por caída de descargas atmosféricas.

3.2. EVALUACION DE LAS PUESTAS A TIERRA

Los sistemas de puesta a tierra definidos en las 2 líneas son de 4 tipos:

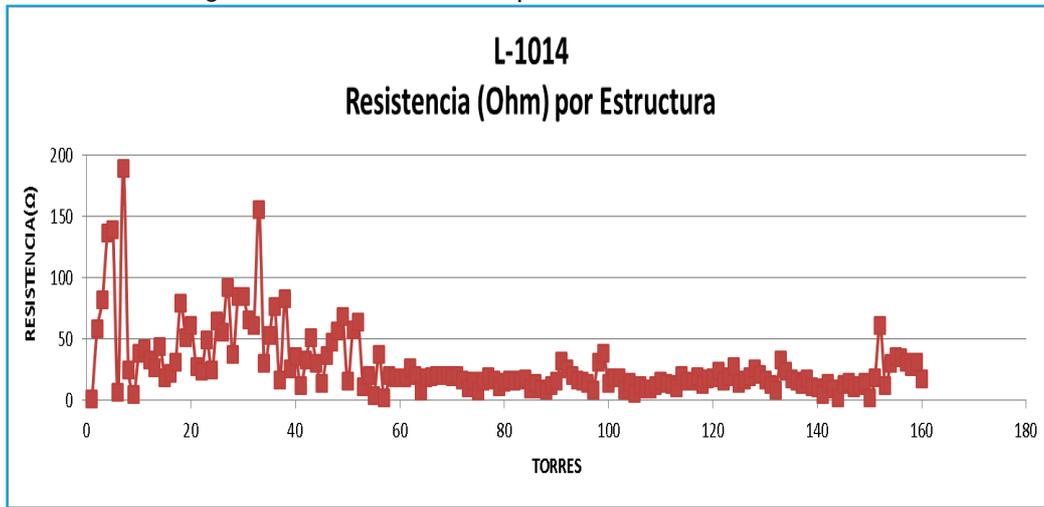
- Sistema A, este sistema de PAT está conformado por 2 contrapesos instalados en forma lineal separados una distancia horizontal de 10 m del eje de la línea). Debido a razones constructivas este sistema solo se usó en las fundaciones tipo parrilla.
- Sistema B, este sistema de PAT está conformado por 4 contrapesos instalados en forma lineal separados una distancia horizontal de 10 m del eje de la línea.
- Sistema C, este sistema de PAT está conformado por 4 varillas copperweld y 4 contrapesos unidos a la varilla, instalados en forma lineal separados una distancia horizontal de 10 m del eje de la línea.
- Sistema D, este sistema de PAT está conformado por 8 contrapesos instalados en forma lineal separados una distancia horizontal de 10 m y 5 m del eje de la línea.

En general, los sistemas de puesta a tierra están constituidos por una combinación de electrodos verticales con contrapesos longitudinales, variando la cantidad de electrodos y longitud de contrapesos según la resistividad del terreno. Las estructuras metálicas utilizaron como tipo de fundaciones las de tipo zapata de concreto y tipo parrilla. En el tramo San Gabán Mazuko en terrenos rocoso con resistividad elevada se utilizó Favigel y acero galvanizado de 50 mm², para reducir la resistencia de puesta a tierra.

En la documentación conforme a obra de la división de mantenimiento se encuentra de cada estructura los valores de resistencia y resistividad, medidos el año 2009 para ambas líneas.

En el siguiente grafico se muestra los valores de resistencia por estructura en la L-1014.

Figura N° 3. 1 Resistencia por estructura en la L-1014.



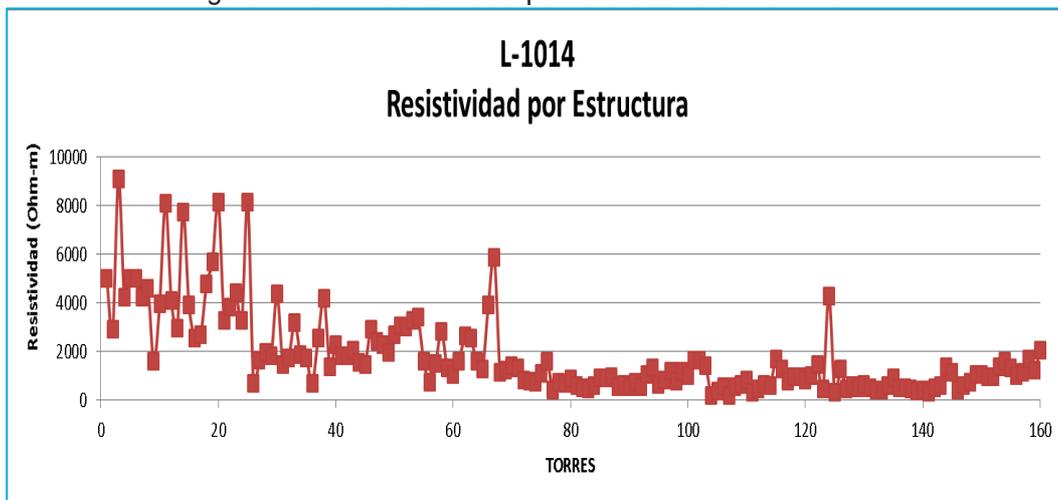
Fuente: Electro Sur Este S.A.A.-División de Mantenimiento.
Elaboración: Propia del autor

De estos datos se tiene un promedio de resistencia de 28.50 Ω por estructura en la 1014, presentándose en máximo valor de 189 Ω y un valor mínimo de 0.74 Ω .

Como se muestra en el grafico los valores más altos de resistencia en la 1014 se presentan en las primeras 55 estructuras, considerando que según el código nacional de electricidad el valor máximo debería ser de 25 Ω y 10 ohmios como indica la norma IEC 62305-3 "Protección contra descargas atmosféricas"

En el siguiente grafico se muestra los valores de resistividad por estructura en la L-1014.

Figura N° 3. 2 Resistividad por estructura en la L-1014.



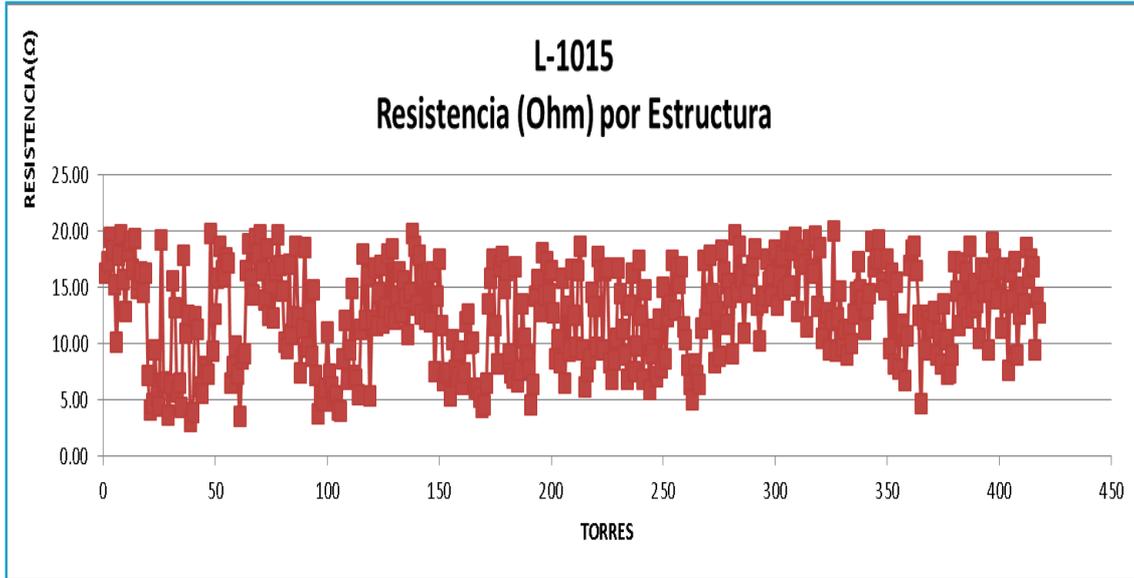
Fuente: Electro Sur Este S.A.A.-División de Mantenimiento.
Elaboración: Propia del autor

De estos datos se tiene un promedio de resistividad de 1845 Ω -m por estructura en la 1014, presentándose en máximo valor de 9066.64 Ω -m y un valor mínimo de 182.63 Ω -m.

Como se muestra en el grafico los valores más altos de resistividad en la 1014 se presentan en las primeras 70 estructuras.

En el siguiente grafico se muestra los valores de resistencia por estructura en la L-1015.

Figura N° 3. 3 Resistencia por estructura en la L-1015.



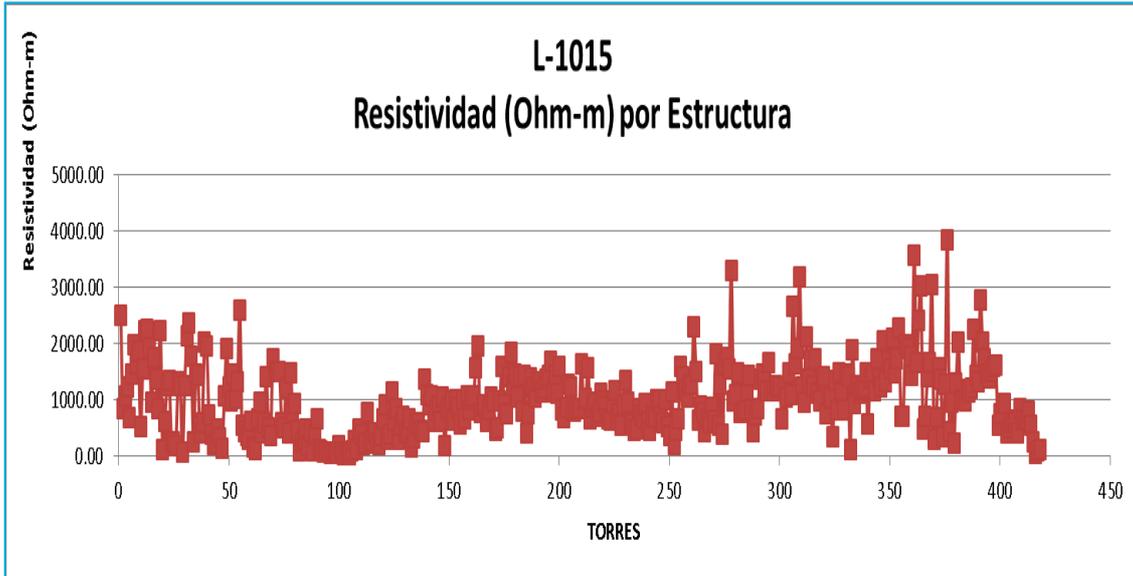
Fuente: Electro Sur Este S.A.A.-División de Mantenimiento.
Elaboración: Propia del autor

De estos datos se tiene un promedio de resistencia de 12.59 Ω por estructura en la 1015, presentándose en máximo valor de 19.95 Ω y un valor mínimo de 3.07 Ω .

Como muestran los datos no se tiene valores altos de resistencia de puesta a tierra, todas están debajo del máximo que es 25 Ω , sin embargo altos para los 10 ohmios requeridos en la norma IEC 62305-3 “Protección contra descargas atmosféricas”.

En el siguiente grafico se muestra los valores de resistividad por estructura en la L-1015.

Figura N° 3. 4 Resistividad por estructura en la L-1015.



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.-División de Mantenimiento.
Elaboración: Propia del autor

De estos datos se tiene un promedio de resistividad de 1000.16 Ω -m por estructura en la 1015, presentándose en máximo valor de 3833.37 Ω -m y un valor mínimo de 16.96 Ω -m.

3.2.1. DESLIZAMIENTOS DE TERRENO EN LAS BASES DE LAS TORRES Y EXPOSICIÓN DE LAS PUESTAS A TIERRA.

En algunas torres se encontró las bases se encuentran en zonas de deslizamiento de tierra lo que ocasiona el deterioro de las puestas a tierra. Las puestas a tierra en estas zonas tienden a descubrirse y no cumplen su función.

Figura N° 3. 5 Deslizamientos de terreno de la base de la torre 34 de la línea 1015



Fuente: Propia del autor

Figura N° 3. 6 Exposición de las puestas a tierra en la torre 34 de la línea 1015



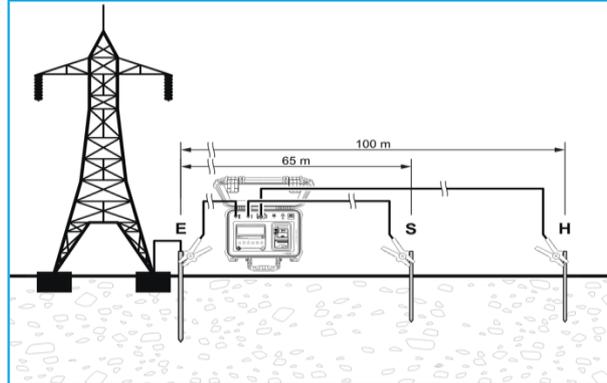
Fuente: Propia del autor

3.2.2. MEDICION DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (PAT) EN TORRES

Entre junio y julio del 2015 la contratista VCN de la división de mantenimiento de ELSE realizó la medición resistencia de puestas a tierra con el equipo Megabras TM-25m a un porcentaje de las estructuras en ambas líneas para verificar el estado actual.

El método de medición es el que se muestra en la siguiente figura:

Figura N° 3. 7 Método de diferencia de potencial



Fuente: Propia del autor

La distancia H, del punto de prueba al electrodo de corriente se mantuvo a 100 metros y la distancia ES del electrodo de potencial-puesta a tierra se varió a 40 m, a 50 m, a 60 m y a 70 m en todas las estructuras de donde se obtuvieron las mediciones de resistencia.

Figura N° 3. 8 Fotos representativas de la medición de resistencia en las torres.



Fuente: Propia del autor.

Para la línea 1014 se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla N° 3. 1 Mediciones de resistencia de puesta a tierra

Datos			Mediciones Resistencia (Ω) -2009	Mediciones Resistencia (Ω) -2015					Grafico
correlativo	línea	Torre	Resistencia (Ω)	(Ω) A 40 m	(Ω) A 50 m	(Ω) A 60 m	(Ω) A 70 m	Grafico	
1	1014	T-122	15.15	10.38	11.99	12.64	14.85		
2	1014	T-123	19	29.30	37.70	46.90	57.30		
3	1014	T-124	27.5	4.73	6.60	65.20	117.30		
4	1014	T-125	14.07	10.79	16.89	23.10	94.10		
5	1014	T-126	16.25	24.40	48.90	95.50	102.70		
6	1014	T-127	18.9	23.00	31.40	27.10	47.50		
7	1014	T-133	32.7	17.23	19.10	25.34	32.20		
8	1014	T-134	23.9	21.00	22.05	26.10	33.30		
9	1014	T-135	17.54	20.00	21.50	23.60	41.50		
10	1014	T-136	15.25	14.50	22.10	27.50	27.00		
11	1014	T-137	13.08	23.30	21.30	21.30	24.30		
12	1014	T-138	17.7	8.24	9.47	11.29	21.10		
13	1014	T-139	10.83	13.41	14.08	15.05	15.20		
14	1014	T-140	10.3	8.36	9.72	12.14	13.43		
15	1014	T-141	4.75	8.42	9.43	11.96	12.85		
16	1014	T-142	13.45	11.25	12.42	13.61	14.42		
17	1014	T-143	9.47	15.59	13.30	16.33	23.20		
18	1014	T-144	2.1	20.00	22.30	23.60	38.10		
19	1014	T-145	12.6	18.18	22.70	22.50	30.80		
20	1014	T-146	15	42.10	50.50	78.90	110.00		
21	1014	T-147	10.5	22.90	23.10	26.70	31.20		
22	1014	T-148	12.36	25.20	27.20	31.50	43.10		
23	1014	T-149	14.7	20.70	23.00	26.70	35.10		
24	1014	T-150	1.49	22.70	24.00	26.60	30.40		
25	1014	T-151	18.36	8.41	10.95	13.24	21.40		
26	1014	T-152	61.1	37.10	35.80	30.90	41.90		
27	1014	T-153	11.87	29.60	25.40	29.00	36.10		
28	1014	T-154	29.81	23.40	27.10	31.90	71.90		
29	1014	T-155	35.25	30.40	35.30	40.90	56.40		
30	1014	T-156	34.3	33.20	30.30	43.40	58.40		
31	1014	T-157	30.75	24.70	27.00	32.20	50.10		
32	1014	T-158	27.55	27.80	21.00	28.30	46.20		
33	1014	T-159	31	21.00	20.00	47.30	52.20		
34	1014	T-160	17.35	7.35	12.31	17.41	25.70		

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Mantenimiento.

Elaboración: Propia del autor

En los gráficos de la tabla anterior notar que:

- :La barra roja indica valor más alto de resistencia.
- :La barra negra es un valor que se encuentra entre el más alto y el más bajo.
- :La barra verde indica el valor más bajo de resistencia.

Entonces en la línea 1014, de los gráficos, los valores de resistencia se han elevado en el 91% de los casos y solo en el 9 % de los casos se ha disminuido.

Para la línea 1015 se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla N° 3. 2 Mediciones de resistencia de puesta a tierra

Datos			Mediciones Resistencia (Ω) -2009	Mediciones Resistencia (Ω) -2015				Grafico
correlativo	linea	Torre	Resistencia (Ω)	(Ω) A 40 m	(Ω) A 50 m	(Ω) A 60 m	(Ω) A 70 m	Grafico
1	1015	T-1	16.2	10.49	12.86	13.72	9.48	
2	1015	T-2	17.26	23.00	25.60	20.30	91.60	
3	1015	T-3	19.45	22.10	22.70	27.10	32.30	
4	1015	T-4	18.35	18.85	21.10	21.50	26.40	
5	1015	T-5	15.25	51.50	21.20	28.30	92.60	
6	1015	T-6	10.17	18.44	20.90	26.20	33.50	
7	1015	T-7	17.82	13.08	15.38	17.91	22.60	
8	1015	T-8	19.67	22.00	23.40	28.50	56.70	
9	1015	T-9	15.73	22.00	23.40	28.50	56.70	
10	1015	T-10	12.79	44.00	54.80	46.30	65.60	
11	1015	T-11	18.23	14.90	24.10	31.90	79.00	
12	1015	T-12	19.12	22.00	27.00	35.40	62.40	
13	1015	T-13	16.59	11.09	13.10	15.34	23.40	
14	1015	T-14	19.3	25.80	31.30	42.40	57.40	
15	1015	T-15	14.94	35.90	44.20	55.30	63.30	
16	1015	T-16	15.7	18.31	22.50	22.10	28.00	
17	1015	T-17	16.4	10.00	20.40	20.60	25.50	
18	1015	T-18	14.6	24.20	27.80	38.00	49.40	
19	1015	T-19	16.3	12.21	20.20	19.07	50.00	
20	1015	T-20	7.22	12.52	14.43	15.17	17.89	
21	1015	T-21	4.1	8.90	9.94	9.29	11.13	
22	1015	T-22	4.65	15.65	16.87	19.21	31.10	
23	1015	T-23	9.48	8.06	11.69	16.93	52.70	
24	1015	T-24	5.38	8.28	9.72	10.74	13.05	
25	1015	T-25	4.41	9.68	9.90	11.56	20.10	
26	1015	T-26	19.25	19.50	20.50	21.70	25.70	
27	1015	T-27	6.47	5.80	7.96	9.14	14.15	
28	1015	T-28	6.62	9.12	23.30	10.47	31.80	
29	1015	T-29	3.64	5.91	7.72	8.51	11.37	
30	1015	T-31	15.6	14.75	18.18	22.30	25.50	
31	1015	T-32	13.2	19.60	22.30	82.50	53.30	
32	1015	T-33	5.7	12.28	13.25	14.67	16.17	
33	1015	T-35	4.38	13.54	15.53	16.99	28.90	
34	1015	T-36	17.8	17.93	18.14	26.10	43.00	
35	1015	T-37	10.9	10.07	11.38	11.00	15.07	
36	1015	T-38	12.55	16.75	17.18	22.10	64.50	
37	1015	T-39	3.07	10.90	14.40	15.21	18.31	
38	1015	T-40	3.89	5.62	11.90	12.90	14.40	
39	1015	T-41	12.4	19.80	22.60	68.50	68.20	
40	1015	T-42	11.24	10.96	12.47	15.56	18.47	
41	1015	T-43	6.2	7.73	11.40	12.76	14.17	
42	1015	T-45	7.95	9.46	17.92	14.80	15.90	
43	1015	T-46	7.85	17.86	17.94	56.90	157.30	
44	1015	T-47	7.26	6.76	9.06	11.15	16.49	
45	1015	T-48	19.75	9.57	10.38	13.40	20.40	
46	1015	T-49	9.34	10.64	14.47	15.11	18.15	
47	1015	T-50	12.58	15.65	35.10	64.70	91.90	

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Mantenimiento.

Elaboración: Propia del autor

En los gráficos de la tabla anterior notar que:

- :La barra roja indica valor más alto de resistencia.
- :La barra negra es un valor que se encuentra entre el más alto y el más bajo.
- :La barra verde indica el valor más bajo de resistencia.

Entonces en la línea 1015, de los gráficos, los valores de resistencia se han elevado en el 99% de los casos y solo en el 1% de los casos se ha disminuido.

El diagnostico de las puestas a tierra se tiene dos puntos tanto para la línea 1014 y 1015:

Primero que los valores de resistencia de puesta a tierra son muy elevados en la línea 1014 como se muestra en el grafico los valores más altos de resistencia se presentan en las primeras 55 estructuras. Por esto se necesita realizar mantenimiento para reducir estos valores.

Segundo que la tendencia es a aumentar los valores de resistencia como muestran los resultados de medición.

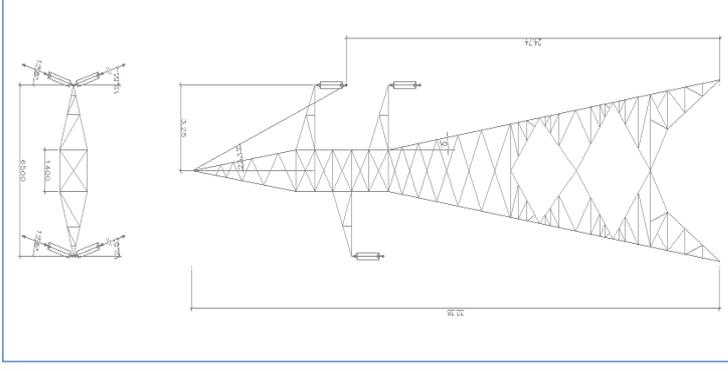
Por lo tanto para reducir la tasa de cebados inversos se requiere disminuir los valores de resistencia al mínimo y si fuera posible a menos de 10 ohmios como indica la norma IEC 62305-3 “Protección contra descargas atmosféricas”

3.3. EVALUACION DEL APANTALLAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA EN LOS TRES TIPOS DE TORRE.

Según lo expuesto en el marco teórico en el ítem 2.4.3 en el cual se expone el modelo electrogeométrico, se realizó las siguientes tablas de cálculos para los tres tipos de torres.

Tabla N° 3. 3 Calculo de intensidad maxima de fallo de apantallamiento, de las distancias de exposicion de los conductores de fase (Dc) y del cable de guarda (Dg)- Torre tipo Anclaje.

TIPO DE TORRE:		ANCLAJE		PROBABILIDAD DE QUE LA INTENSIDAD DE DESCARGA SEA MENOR QUE LA INTENSIDAD MAXIMA DE FALLO	
Altura Torre	h =	32.35	$\alpha = 23.12586$		
Altura Fase	y =	24.74	c = 8.27		$P(I < 15.25 \text{ kA}) = 1 - (1 / (1 + (Im/31)^2,6))$
Distancia Eje-Fase a	a =	3.25			$P(I < 17.44 \text{ kA}) = 13.65\%$
DISTANCIA CRITICA A TIERRA PARA LA INTENSIDAD MAXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO (Im)					
$rgm = ((h+y)/2) / (1 - ysen\alpha)$					
rgm =		47.01	m		
INTENSIDAD MAXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO					
$Im = (rmg/8)^{1/0,65}$					
Im =		15.25	kA		
Corriente Pico de Descarga I (kA)	Distancia Critica a Tierra (rg = rc) $rg = 8^{*} \sqrt{0,65}$	22.27	0.47	$\theta = asen((rg-y)/rc)$	$\beta = asen(c/(2^{*}rc))$
15.25	47.01	22.27	0.47	28.27	5.05
					$Dc = rc(\cos\theta - \cos(\alpha + \beta))$
					-0.04
					$Dg = rc^{*} \cos(\alpha - \beta)$
					44.69
					13.65%



Fuente: Propia del autor

Tabla N° 3. 4 Cálculo de intensidad máxima de fallo de apantallamiento, de las distancias de exposición de los conductores de fase (Dc) y del cable de guarda (Dg)-Torre tipo Terminal.

CÁLCULO DE INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO, DE LAS DISTANCIAS DE EXPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES DE FASE (Dc) Y DEL CABLE DE GUARDA (Dg)										
TIPO DE TORRE:		TERMINAL		PROBABILIDAD DE QUE LA INTENSIDAD DE DESCARGA SEA MENOR QUE LA INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO						
Altura Torre	h =	30.2	$\alpha =$	20.72						
Altura Fase	y =	21.74	c =	9.04	$P(1 < 11.98kA) = 1 - (1 / (1 + (1m/31)^{2.6}))$					
Distancia Eje-Fase a	=	3.2			$P(1 < 11.98 kA) = 7.79\%$					
DISTANCIA CRÍTICA A TIERRA PARA LA INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO (Im)										
$rgm = ((h+y)/2) / (1 - y \cdot \text{sen} \alpha)$										
rgm =		40.19	m							
INTENSIDAD MÁXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO										
$Im = (rmg/8)^{1/0.65}$										
Im =		11.98	kA							
Corriente Pico de Descarga I (kA)		11.98	Distancia Crítica a Tierra (rg = rc) rg = 8 * 0.65	rg - y	(rg - y) / rc	$\theta = \text{asen}((rg - y) / rc)$	$\beta = \text{asen}(c / (2 * rc))$	$Dc = rc * \cos(\theta - \cos(\alpha + \beta))$	$Dg = rc * \cos(\alpha - \beta)$	Probabilidad
		40.19	18.45	0.46	27.33	6.46	-0.05	38.95	7.79%	

Fuente: Propia del autor

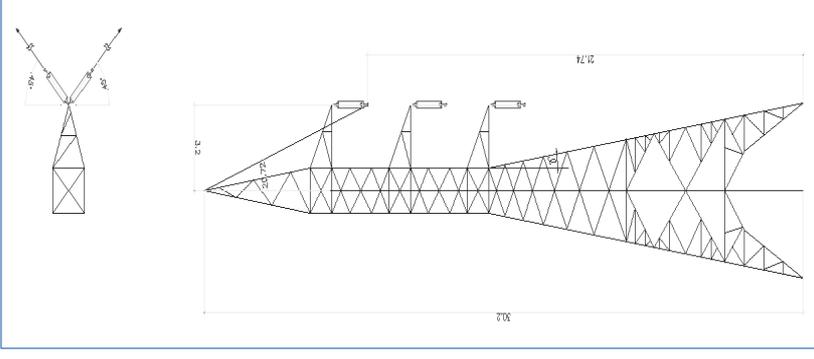


Tabla N° 3. 5 Cálculo de intensidad máxima de fallo de apantallamiento, de las distancias de exposición de los conductores de fase (Dc) y del cable de guarda (Dg)-Torre tipo Suspension.

CALCULO DE INTENSIDAD MAXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO, DE LAS DISTANCIAS DE EXPOSICION DE LOS CONDUCTORES DE FASE (Dc) Y DEL CABLE DE GUARDA (Dg)									
TIPO DE TORRE:	SUSPENSIÓN			PROBABILIDAD DE QUE LA INTENSIDAD DE DESCARGA SEA MENOR QUE LA INTENSIDAD MAXIMA DE FALLO			PROBABILIDAD DE QUE LA INTENSIDAD DE DESCARGA SEA MENOR QUE LA INTENSIDAD MAXIMA DE FALLO		
Altura Torre	h =	33.2	$\alpha =$	19.53					
Altura Fase	y =	24.74	c =	8.98					
Distancia Eje-Fase	a =	3							
DISTANCIA CRITICA A TIERRA PARA LA INTENSIDAD MAXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO (Im)									
$rgm = ((h+y)/2)/(1-y \cdot \text{sen} \alpha)$									
	rgm =	43.51	m						
INTENSIDAD MAXIMA DE FALLO DE APANTALLAMIENTO									
	Im =	$(rmg/8)^{(1/0.65)}$							
	Im =	13.54	kA						
Corriente Pico de Descarga I (kA)	Distancia Crítica a Tierra $(rg = rc) rg = \frac{rg \cdot y}{rc}$	18.77	0.43	$\theta = \text{asen}((rg \cdot y)/rc)$	25.56	5.92	-0.04	$Dg = rc \cdot \cos(\alpha - \beta)$	42.29
13.54									10.40%

Fuente: Propia del autor

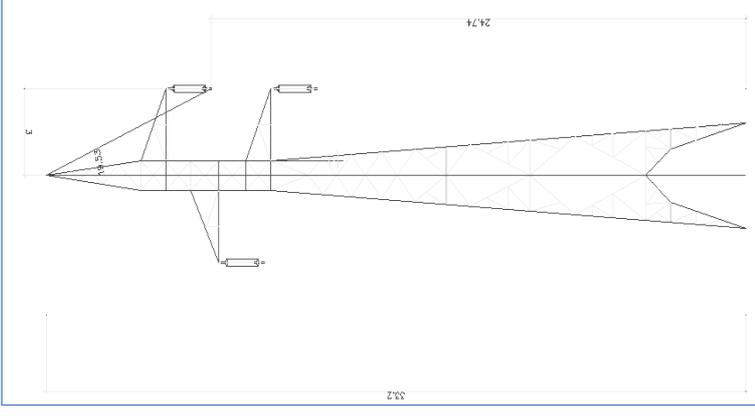


Tabla N° 3. 6 Resumen de cálculos.

Tipo de Torre	Intensidad Máxima de Fallo de Apantallamiento (kA)	Probabilidad De Que La Intensidad De Descarga Sea Menor Que La Intensidad Máxima De Fallo
ANCLAJE	15.25	13.65 %
TERMINAL	11.98	7.79%
SUSPENCIÓN	13.54	10.40%

Fuente: Propia del autor

En consecuencia el cable de guarda de las líneas de transmisión L-1014 y L-1015 es fiable porque en los tres tipos de torres la probabilidad de que se produzca un fallo de apantallamiento no pasa del 13.65%.

3.4. EVALUACION DE LOS PARARRAYOS

En las líneas de transmisión se tiene instalados pararrayos de línea, 25 juegos en la 1014 y 5 en la 1015, sus características son:

Tabla N° 3. 7 Características de los pararrayos actuales

Fabricante	Tyco Electronics
Tipo	Oxido metálico
Clase según IEC	2
Tensión nominal	144 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA
Corriente corto circuito	25 kA
Máxima tensión residual a descarga	384 kV (onda 8/20 μ s)
Protección al impulso por maniobras	380 kV
Sobretensión temporal (TOV)	170 kV (1 seg.)
Tensión de operación continua (COV)	115 kV
Línea de fuga del aislador	6000 mm
Capacidad de disipación de energía mín.	4.5 kJ/kV
Dimensiones	1581 x 182 mm
Peso unitario	18 kg.

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.-División de Mantenimiento.

Estos están netamente destinados a la protección contra descargas atmosféricas.

Estos pararrayos se encuentran instalados las torres que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 3. 8 Pararrayos instalados en la 1015.

Correlativo	Torre	Línea	Tipo Torre	R	S	T
1	T002	1015	S	PRYR11	PRYS11	PRYT11
2	T018	1015	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
3	T019	1015	S	PRYR11	PRYS11	PRYT11
4	T237	1015	S	PRYR11	PRYS11	PRYT11
5	T417	1015	T	PRYR11	PRYS11	PRYT11

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Mantenimiento.

Elaboración: Propia del autor

Tabla N° 3. 9 Pararrayos instalados en la 1014.

Correlativo	Torre	Línea	TipoTorre	R	S	T
1	T001	1014	T	PRYR11	PRYS11	PRYT11
2	T003	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
3	T004	1014	T	PRYR11	PRYS11	PRYT11
4	T017	1014	T	PRYR11	PRYS11	PRYT11
5	T026	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
6	T029	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
7	T033	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
8	T040	1014	S	PRYR11	PRYS11	PRYT11
9	T043	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
10	T045	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
11	T059	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
12	T066	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
13	T068	1014	S	PRYR11	PRYS11	PRYT11
14	T073	1014	S	PRYR11	PRYS11	PRYT11
15	T081	1014	T	PRYR11	PRYS11	PRYT11
16	T090	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
17	T093	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
18	T096	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
19	T098	1014	T	PRYR11	PRYS11	PRYT11
20	T105	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
21	T115	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
22	T120	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
23	T126	1014	A	PRYR11	PRYS11	PRYT11
24	T130	1014	S	PRYR11	PRYS11	PRYT11
25	T159	1014	S	PRYR11	PRYS11	PRYT11

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Mantenimiento.

Elaboración: Propia del autor

Por consiguiente de la evaluación de los pararrayos en las líneas de transmisión se tiene instalados 25 juegos en la 1014 y 5 en la 1015, de lo que se concluye que se encuentran instalados correctamente pero no están en la cantidad suficiente y no logran controlar las interrupciones debido a la falta de implementación en la gran mayoría de torres que se encuentran en las zonas más expuestas a caídas de descargas atmosféricas.

A continuación se presentan fotografías de los pararrayos realizadas en visita a campo.

Figura N° 3. 9 Pararrayos instalado en la Torre Nro. 115 de la línea 1014



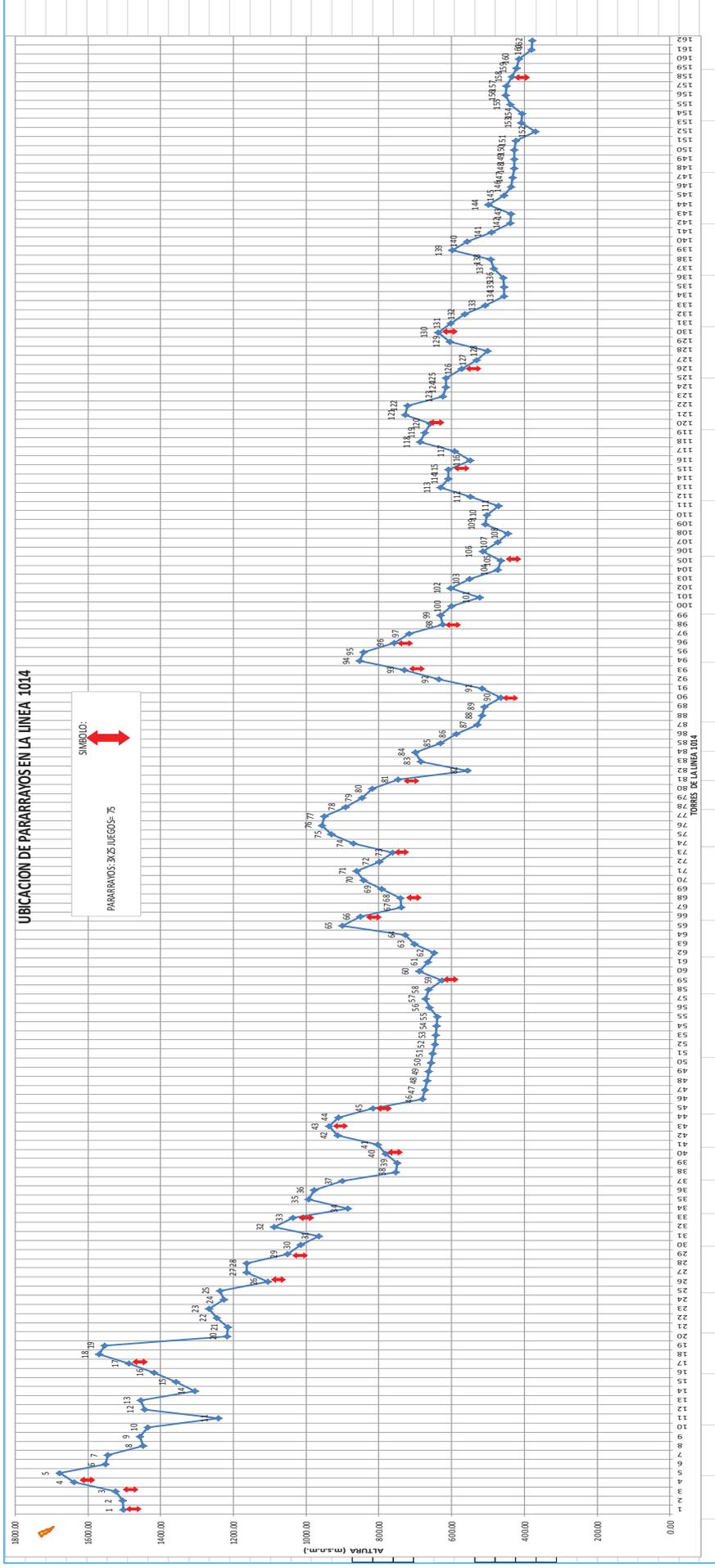
Fuente: Propia del autor.

Figura N° 3. 10 Pararrayos instalado en la Torre Nro. 19 de la línea 1015



Fuente: Propia del autor.

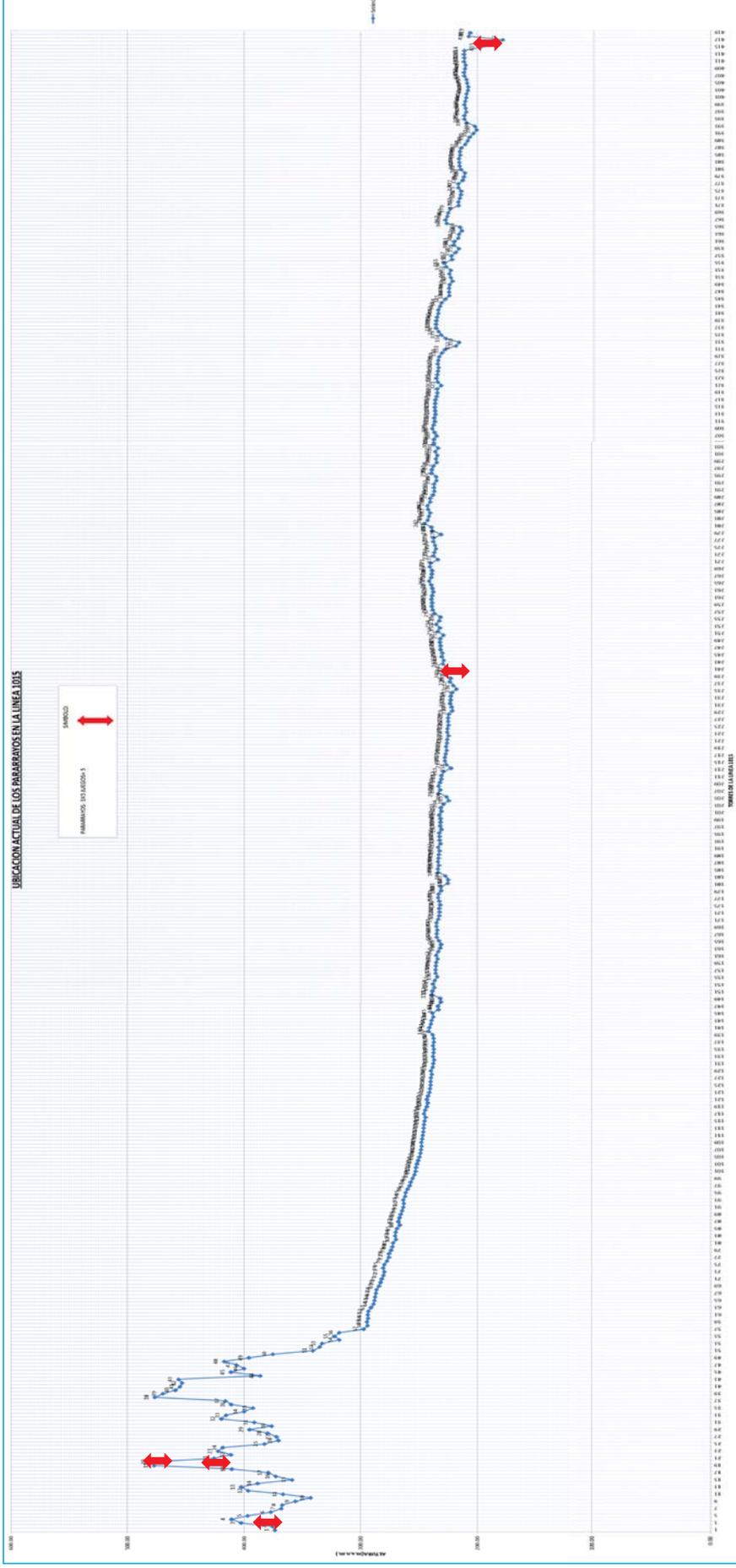
Figura N° 3. 11 Perfil longitudinal de la línea 1014 donde se muestra la ubicación de los pararrayos en la línea 1014.



Fuente: Electro Sur Este S.A.A. - División de Mantenimiento

Elaboración: Propia del autor.

Figura N° 3. 12 Perfil longitudinal de la línea 1015 donde se muestra la ubicación de los pararrayos en la línea 1015.



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Mantenimiento

Elaboración: Propia del autor.

3.5. EVALUACION DE LA CADENA DE AISLADORES.

Los aisladores son de porcelana, con las siguientes características:

Tabla N° 3. 10 Características de los aisladores.

Fabricante	Dalian Insulator
Material	Porcelana color marrón
Clase	ANSI 52-3
Voltaje de diseño	138 kV
Tipo de acoplamiento	Ball & Socket
Distancia de fuga	292 mm
Carga de rotura mecánica	80 kN
Dimensiones	254 x 146 mm
Peso unitario	5.8 kg
Tensión de flameo a baja frecuencia	
• En seco	80 kV
• Bajo lluvia	50 kV
Tensión de flameo al impulso	
• Positiva	125 kVp
• Negativa	130 kVp

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Mantenimiento

Elaboración: Propia del autor.

Figura N° 3. 13 Aisladores de la torre 120 de la línea 1014.



Fuente: Propia del autor

3.5.1. LIMPIEZA Y CAMBIO DE AISLADORES

La limpieza de aisladores se realiza una vez cada año, puntualmente en las torres donde se encuentre los aisladores más contaminados, de forma manual para evitar fallas por contaminación.

Figura N° 3. 14 Cadena de aisladores con contaminación (sarro, hongos) torre 136 línea 1014.



Fuente: Propia del autor

Se elimina manualmente con el trapo arpillero, de todo el polvo u otro contaminante de la superficie interna y externa de los aisladores, iniciando en la parte más alejada y concluyendo más cerca de la estructura.

Figura N° 3. 15 Antes y después de la limpieza de aisladores torre 9 línea 1015.



Fuente: Propia del autor

En estos trabajos se encontró aisladores flameados muy probablemente por la caída de descargas atmosféricas en la torre. Estos aisladores tienen que ser reemplazados. Como muestra se presenta a continuación fotografías del cambio de aisladores fogoneados en el año 2015 en L-1015 torre 29.

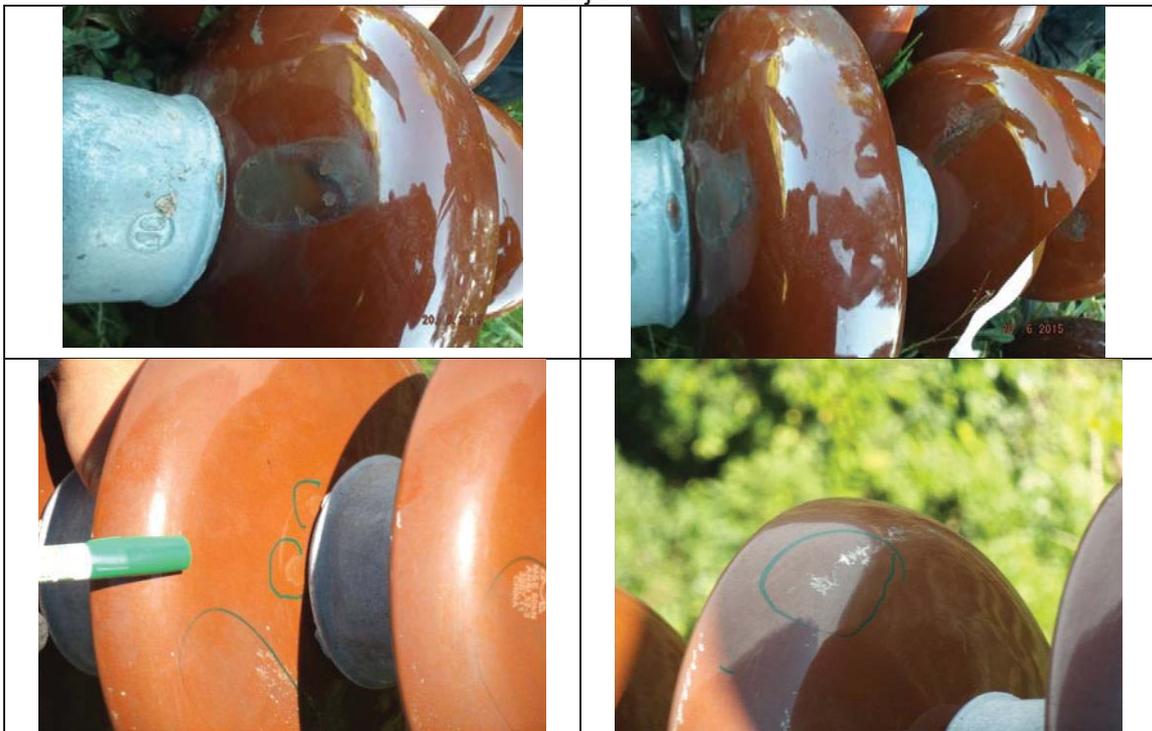
Figura N° 3. 16 Se muestra el proceso de Cambio de la cadena de aisladores en L-1015 torre 29



Fuente: Propia del autor

Figura N° 3. 17

Detalle de los aisladores donde se observa puntos de ionización de más de un aislador de color azulino/naranja sobre la cadena de aislador.



Fuente: Propia del autor

3.5.2. CALCULO DEL NÚMERO DE AISLADORES.

Según la norma IEC se tiene 4 tipos de aislamiento que corresponde a los siguientes valores.

Tabla N° 3. 11 Niveles de Aislamiento

Nivel de Contaminación	Distancia Nominal de Fuga (mm/kV)
Ligero	16
Medio	20
Pesado	25
Muy Pesado	31

Fuente: Norma IEC 815 tabla I y II.

La Línea de Transmisión 138 kV San Gabán – Mazuko – Puerto Maldonado, se ubica en el nivel de contaminación ligero (Nivel I) de la norma IEC-815, en donde recomiendan una distancia de fuga nominal mínima de 16 mm/kV.

Tensión de servicio = 145 kV

Distancia de Fuga = 16 mm / kV

Longitud de Fuga del aislador ANSI 52-3 = 292 mm

Con estos datos calculamos el número de aisladores.

$$N = 1,15 * \frac{D_{fmin}}{d_f}$$

Dónde:

N: Número de Unidades de Una Cadena

D_{fmin} : Distancia de Fuga Requerida Mínima, mm

d_f : Distancia de Fuga de una Unidad, mm

$$D_{fmin} = 16 * 145 = 2320 \text{ mm}$$

$$d_f = 292 \text{ mm (ANSI 52 - 3)}$$

Reemplazando tenemos:
$$N = 1,15 * \frac{2320}{292}$$

$$N = 9,14 \text{ Und. De Aisladores}$$

En las instalaciones encontramos 10 unidades de aisladores en cada fase en las torres tipo Suspensión y 11 aisladores en cada fase en las torres tipo Anclaje y Terminal, lo cual indica que los aisladores instalados en la línea están con el número correcto de aisladores.

Por consiguiente de la evaluación de la cadena de aisladores se concluye que en las instalaciones encontramos 10 unidades de aisladores en cada fase en las torres tipo Suspensión y 11 aisladores en cada fase en las torres tipo Anclaje y Terminal, lo cual indica que los aisladores instalados en la línea están con el número correcto de aisladores. Además que se realiza mantenimiento con limpieza de aisladores una vez cada año, puntualmente en las torres donde se encuentre los aisladores más contaminados, de forma manual para evitar fallas por contaminación.

3.6. ANÁLISIS DE LA ESTADÍSTICA DE LAS INTERRUPCIONES DEBIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

3.6.1. LOCALIZACION DE LAS INTERRUPCIONES

3.6.1.1. LOCALIZACION DE LAS INTERRUPCIONES EN LA LÍNEA 1014

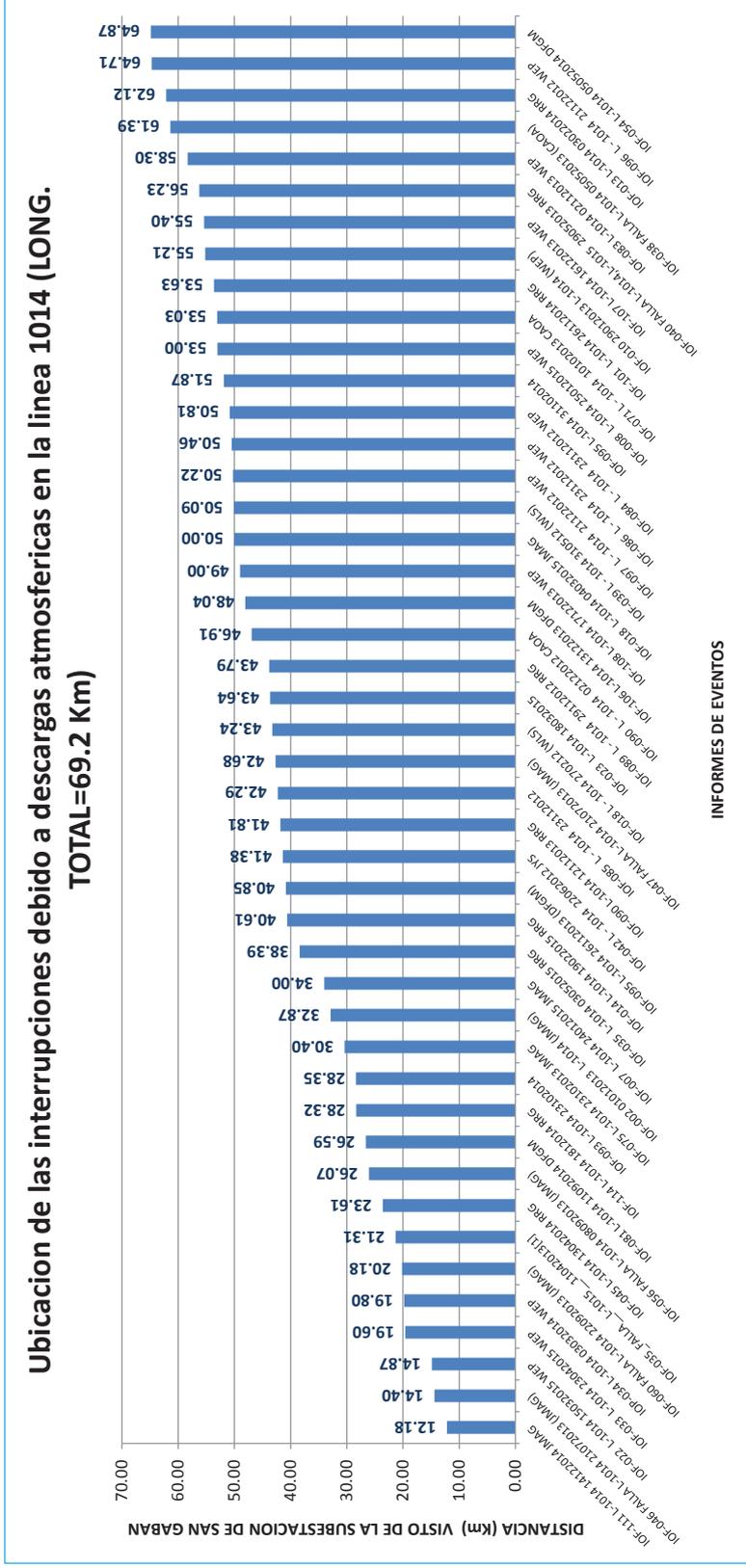
En la siguiente tabla vemos la ubicación de las interrupciones debido a descargas atmosféricas en la línea 1014. Estos datos fueron tomados por los relés de distancia ubicados en las subestaciones de San Gabán y Mazuko. Los informes corresponden a los años 2012, 2013, 2014 hasta junio del 2015. Esta tabla es una muestra del total de las interrupciones.

Tabla N° 3. 12 Localización de las interrupciones en la línea 1014

CORRELATIVO	INFORME	Ubicación en la 1014 Visto de San Gabán (LONG. TOTAL=69.2 Km)
1	IOF-111 L-1014 14122014 JMAG	12.18
2	IOF-046 FALLA L-1014 21072013 (JMAG)	14.40
3	IOF-022 L-1014 15032015 WEP	14.87
4	IOF-033 L-1014 23042015 WEP	19.60
5	IOP-034 L-1014 03032014 WEP	19.80
6	IOF-060 FALLA L-1014 22092013 (JMAG)	20.18
7	IOF-035_FALLA_L-1015_11042013[1]	21.31
8	IOF-045 L-1014 13042014 RRG	23.61
9	IOF-056 FALLA L-1014 08092013 (JMAG)	26.07
10	IOF-081 L-1014 11092014 DFGM	26.59
11	IOF-114 L-1014 1812014 RRG	28.32
12	IOF-093 L-1014 23102014	28.35
13	IOF-075 L-1014 23102013 JMAG	30.40
14	IOF-002 01012013 L-1014 (JMAG)	32.87
15	IOF-007 L-1014 24012015 JMAG	34.00
16	IOF-035 L-1014 03052015 RRG	38.39
17	IOF-014 L-1014 19022015 RRG	40.61
18	IOF-095 L-1014 26112013 (DFGM)	40.85
19	IOF-042 L - 1014 22062012 JYS	41.38
20	IOF-090 L-1014 12112013 RRG	41.81
21	IOF-085 L - 1014 23112012	42.29
22	IOF-047 FALLA L-1014 21072013 (JMAG)	42.68
23	IOF-018 L - 1014 270212 (WLS)	43.24
24	IOF-023 L-1014 18032015	43.64
25	IOF-089 L - 1014 29112012 RRG	43.79
26	IOF-090 L - 1014 02122012 CAO A	46.91
27	IOF-106 L-1014 13122013 DFGM	48.04
28	IOF-108 L-1014 17122013 WEP	49.00
29	IOF-018 L-1014 04032015 JMAG	50.00
30	IOF-039 L - 1014 310512 (WLS)	50.09
31	IOF-097 L - 1014 21122012 WEP	50.22
32	IOF-086 L - 1014 23112012 WEP	50.46
33	IOF-084 L - 1014 23112012 WEP	50.81
34	IOF-095 L-1014 31102014	51.87
35	IOF-008 L-1014 25012015 WEP	53.00
36	IOF-071 L - 1014 10102013 CAO A	53.03
37	IOF-101 L-1014 26112014 RRG	53.63
38	IOF-010 29012013 L-1014 (WEP)	55.21
39	IOF-107 L-1014 16122013 WEP	55.40
40	IOF-040 FALLA L-1014,L-1015 29052013 RRG	56.23
41	IOF-083 L-1014 02112013 WEP	58.30
42	IOF-038 FALLA L-1014 05052013 (CAOA)	61.39
43	IOF-013 L-1014 03022014 RRG	62.12
44	IOF-096 L - 1014 21122012 WEP	64.71
45	IOF-054 L-1014 05052014 DFGM	64.87

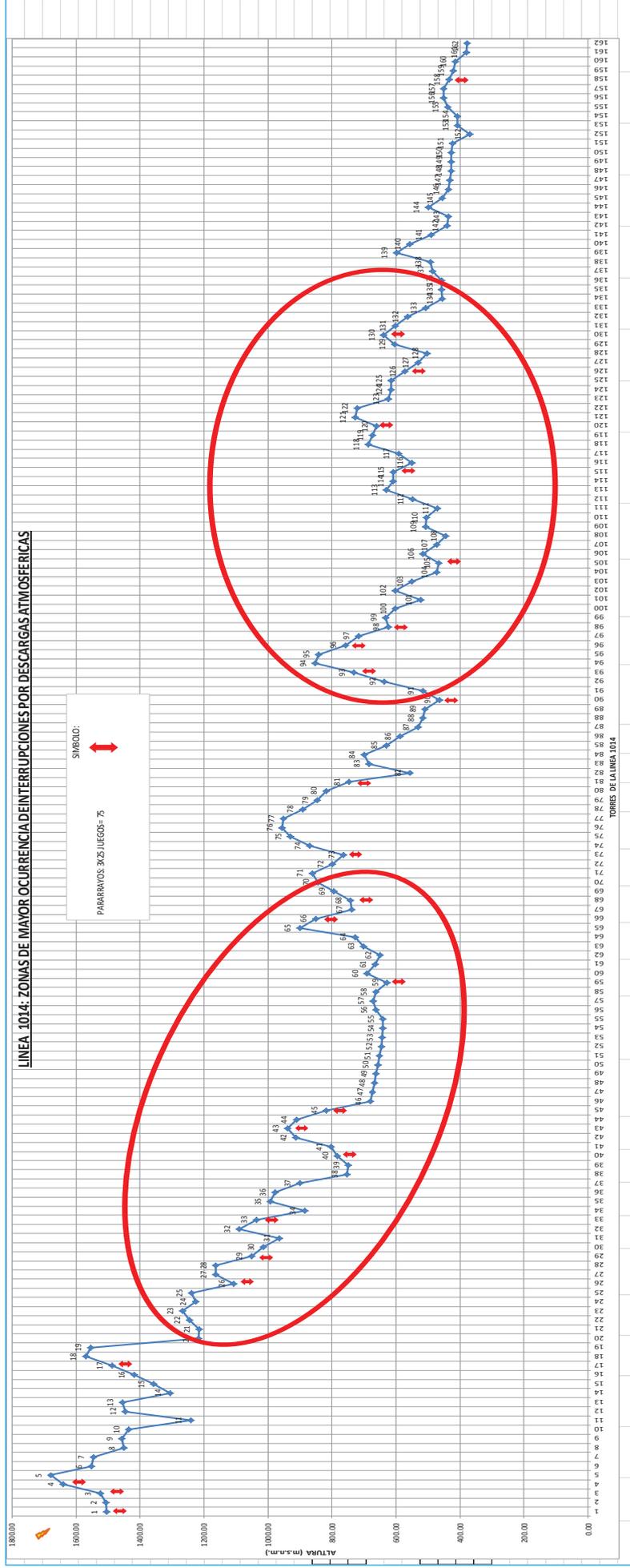
Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

Figura N° 3. 18 Localización de las interrupciones en la línea 1014.



De este gráfico muestra que gran parte de las interrupciones por descargas atmosféricas ocurre desde el kilómetro 10 hasta el kilómetro 30, es decir aproximadamente de la torre 22 a la torre 69, también desde el kilómetro 40 hasta el kilómetro 60, es decir aproximadamente de la torre 91 a la torre 135, por lo que es en estos tramos que se debe tomar mayor atención para prevenir las interrupciones por este motivo.

Figura N° 3. 19 Perfil longitudinal de la Línea 1014 donde se muestra las zonas de mayor ocurrencia de interrupciones por descargas atmosféricas.

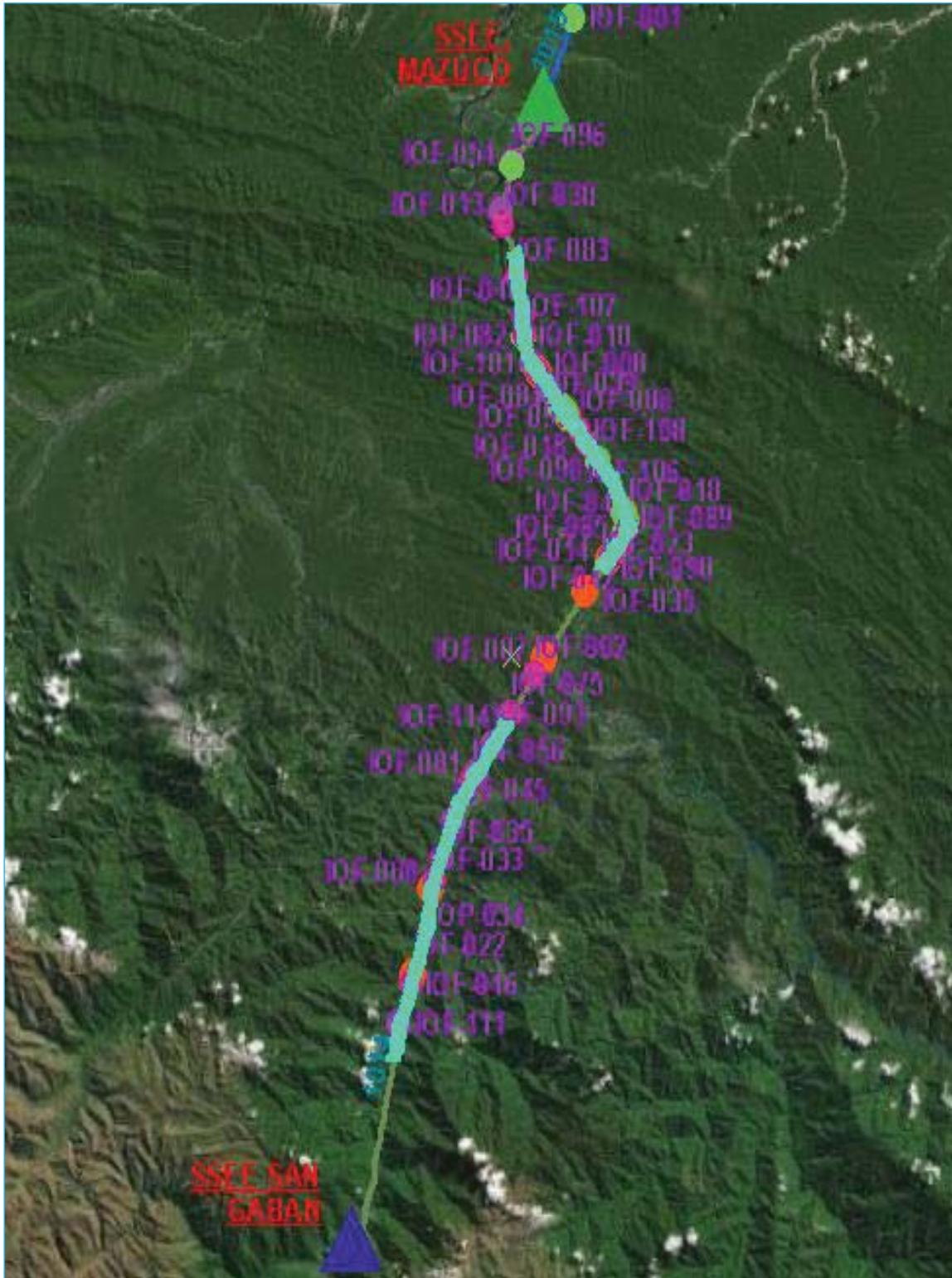


Fuente: Electro Sur Este S.A.A. - División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

Este gráfico muestra las zonas donde ocurren la gran parte de las interrupciones por descargas atmosféricas. Aproximadamente de la torre 22 a la torre 69 y también aproximadamente de la torre 91 a la torre 135, por lo que es en estos tramos que se debe tomar mayor atención para prevenir las interrupciones por este motivo.

En la siguiente figura se muestra la línea 1014 geo referenciada, resaltado los kilómetros 10 hasta el 30 (aproximadamente de la torre 22 a la torre 69) y también los kilómetros 40 hasta el 60 (aproximadamente de la torre 91 a la torre 135, donde se tiene mayor ocurrencia de interrupciones por descargas atmosféricas).

Figura N° 3. 20 Vista satelital de la línea 1014 geo referenciada en el programa ArcGIS donde se muestra las fallas por descargas atmosféricas.



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

3.6.1.2. LOCALIZACION DE LAS INTERRUPCIONES EN LA LÍNEA 1015

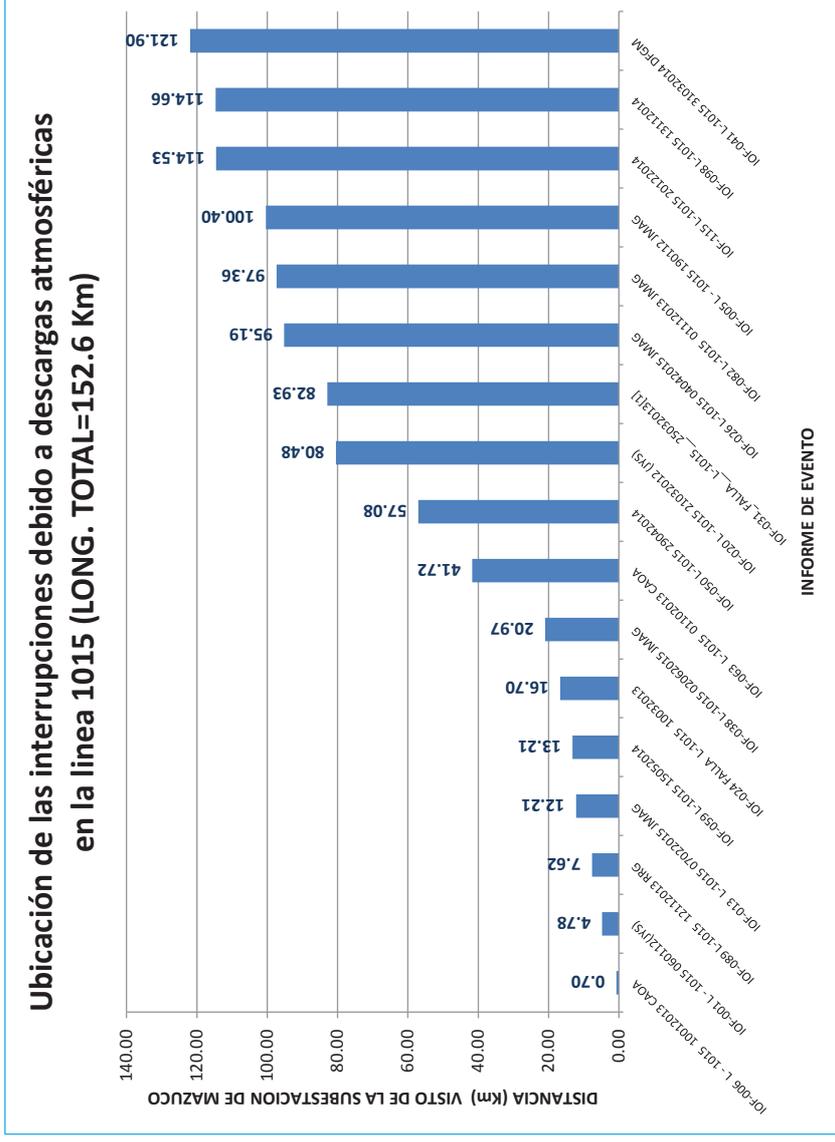
En la siguiente tabla vemos la ubicación de las interrupciones debido a descargas atmosféricas en la línea 1015. Estos datos fueron tomados por los relés de distancia ubicados en las subestaciones de Mazuko y Puerto Maldonado. Los informes corresponden a los años 2012, 2013, 2014 hasta junio del 2015. Esta tabla es una muestra del total de las interrupciones.

Tabla N° 3. 13 Localización de las interrupciones en la línea 1015

CORRELATIVO	INFORME	Ubicación en la 1015 visto de Mazuko (LONG. TOTAL=152.6 Km)
1	IOF-006 L - 1015 10012013 CAO A	0.70
2	IOF-001 L - 1015 060112(JYS)	4.78
3	IOF-089 L-1015 12112013 RRG	7.62
4	IOF-013 L-1015 07022015 JMAG	12.21
5	IOF-059 L-1015 15052014	13.21
6	IOF-024 FALLA L-1015 10032013	16.70
7	IOF-038 L-1015 02062015 JMAG	20.97
8	IOF-063 L-1015 01102013 CAO A	41.72
9	IOF-050 L-1015 29042014	57.08
10	IOF-020 L -1015 21032012 (JYS)	80.48
11	IOF-031_FALLA_L-1015__25032013[1]	82.93
12	IOF-026 L-1015 04042015 JMAG	95.19
13	IOF-082 L-1015 01112013 JMAG	97.36
14	IOF-005 L - 1015 190112 JMAG	100.40
15	IOF-115 L-1015 20122014	114.53
16	IOF-098 L-1015 13112014	114.66
17	IOF-041 L-1015 31032014 DFGM	121.90

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

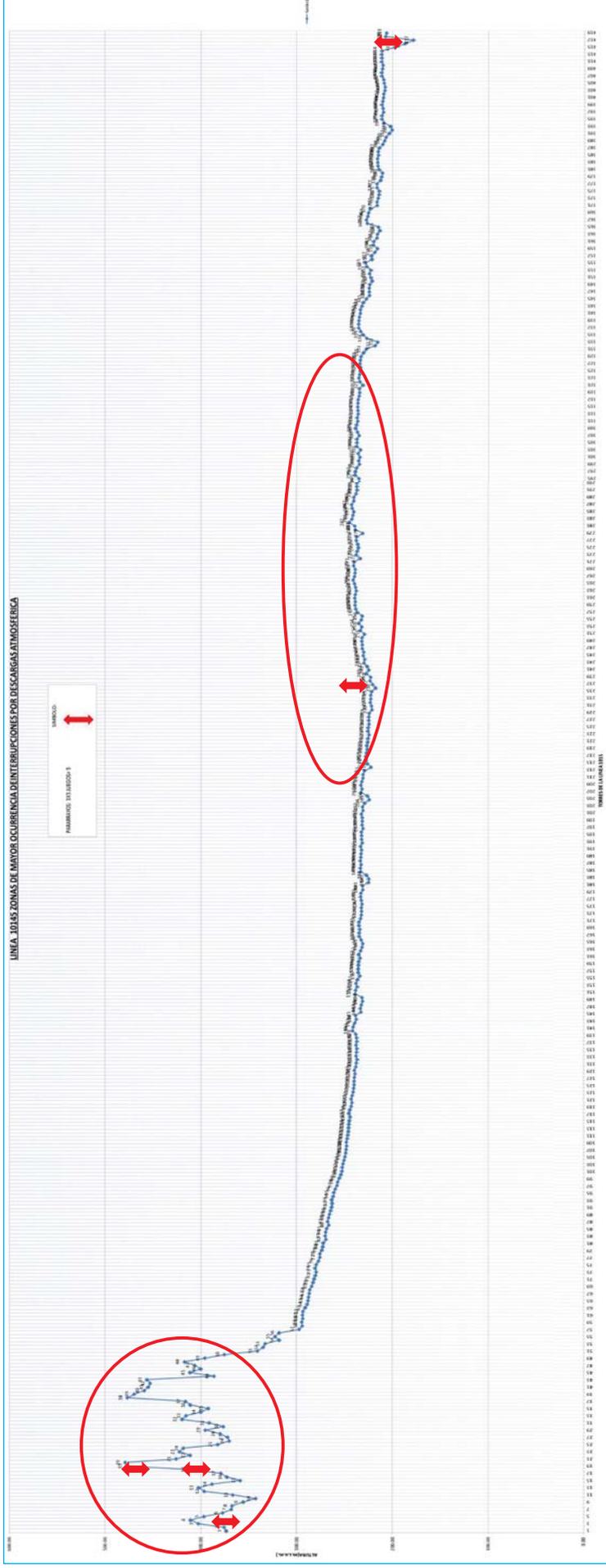
Figura N° 3. 21 Localización de las interrupciones en la línea 1015



Fuente: Electro Sur Este S.A.- División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

De este gráfico se sostiene que gran parte de las interrupciones por descargas atmosféricas ocurre desde el kilómetro 0 hasta el 20 (aproximadamente de la torre 1 a la torre 47) y también desde el kilómetro 80 hasta el 120 (aproximadamente de la torre 213 a la torre 322), por lo que es en estos tramos que se debe tomar mayor atención para prevenir las interrupciones por este motivo.

Figura N° 3. 22 Perfil longitudinal de la Línea 1015 donde se muestra las zonas de mayor ocurrencia de interrupciones por descargas atmosféricas

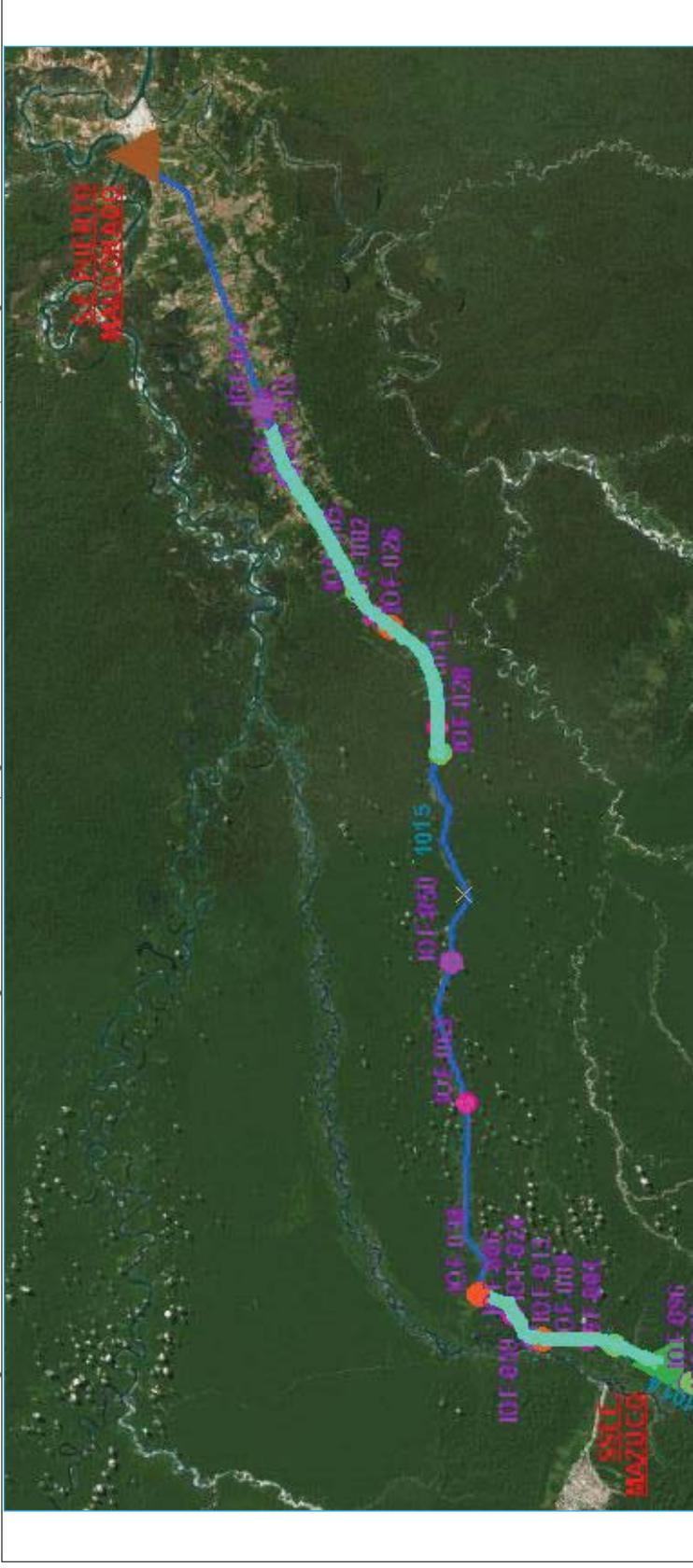


Fuente: Electro Sur Este S.A.A. - División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

Este gráfico muestra las zonas donde ocurren la gran parte de las interrupciones por descargas atmosféricas. Aproximadamente de la torre 1 a la torre 47 y también aproximadamente de la torre 213 a la torre 322, por lo que es en estos tramos que se debe tomar mayor atención para prevenir las interrupciones por este motivo.

En la siguiente figura se muestra la línea 1015 geo referenciada, resaltado los kilómetros 0 hasta el 20 (aproximadamente de la torre 1 a la torre 47) y también los kilómetros 80 hasta el 120 (aproximadamente de la torre 213 a la torre 322), donde se tiene mayor ocurrencia de interrupciones por descargas atmosféricas.

Figura N° 3. 23 Vista satelital de la línea 1015 geo referenciada en el programa ArcGIS donde se muestra las fallas por descargas atmosféricas.



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

3.6.2. DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES POR DESCARGAS ATMOSFERICAS.

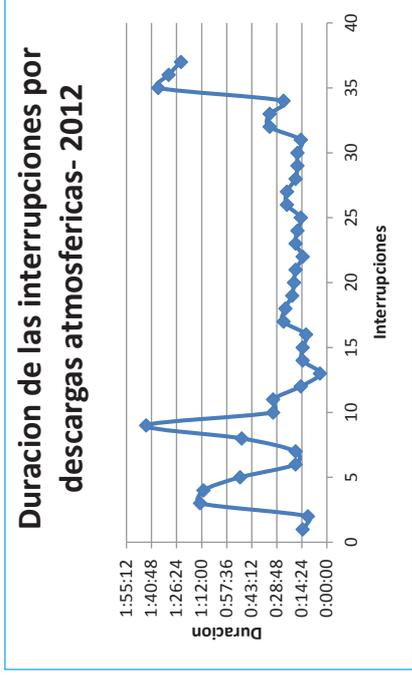
A continuación se toca el tema del tiempo de Indisponibilidad de las líneas de transmisión por interrupción (horas: minutos: segundos). Como ya se vio en el planteamiento del problema en el capítulo 1, Según el procedimiento para supervisión y fiscalización del performance los Sistemas de Transmisión, la indisponibilidad máxima de la línea 1014 es 6 horas y la indisponibilidad máxima de la línea 1015 es 8 horas.

Tabla N° 3. 14 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2012.

Causa	Origen	FInicio	FHFin	Duración No Programada
Descargas atmosféricas	01015	06/01/2012 23:50	07/01/2012 0:04	0:14:00
Descargas atmosféricas	01015	19/01/2012 4:42	19/01/2012 4:53	0:11:00
Descargas atmosféricas	01014	27/02/2012 16:29	27/02/2012 17:42	1:13:00
Descargas atmosféricas	01014	27/02/2012 16:29	27/02/2012 17:40	1:11:00
Descargas atmosféricas	01014	27/02/2012 22:42	27/02/2012 23:32	0:50:00
Descargas atmosféricas	01015	21/03/2012 8:40	21/03/2012 8:58	0:18:00
Descargas atmosféricas	01015	21/03/2012 8:40	21/03/2012 8:58	0:18:00
Descargas atmosféricas	01014	27/03/2012 22:32	27/03/2012 23:21	0:49:00
Descargas atmosféricas	01014	27/03/2012 22:56	28/03/2012 0:40	1:44:00
Descargas atmosféricas	01015	06/06/2012 5:42	06/06/2012 6:13	0:31:00
Descargas atmosféricas	01014	22/06/2012 2:35	22/06/2012 2:50	0:15:00
Descargas atmosféricas	01014	16/08/2012 3:20	16/08/2012 3:24	0:04:00
Descargas atmosféricas	01014	03/11/2012 17:05	03/11/2012 17:19	0:14:00
Descargas atmosféricas	01014	03/11/2012 17:05	03/11/2012 17:19	0:14:00
Descargas atmosféricas	01014	03/11/2012 17:05	03/11/2012 17:17	0:12:00
Descargas atmosféricas	01014	17/11/2012 12:10	17/11/2012 12:35	0:25:00
Descargas atmosféricas	01014	17/11/2012 12:10	17/11/2012 12:34	0:24:00
Descargas atmosféricas	01014	17/11/2012 12:10	17/11/2012 12:30	0:20:00
Descargas atmosféricas	01014	23/11/2012 2:08	23/11/2012 2:27	0:19:00
Descargas atmosféricas	01014	23/11/2012 2:08	23/11/2012 2:26	0:18:00
Descargas atmosféricas	01014	23/11/2012 2:08	23/11/2012 2:22	0:14:00
Descargas atmosféricas	01014	23/11/2012 22:18	23/11/2012 22:36	0:18:00
Descargas atmosféricas	01014	23/11/2012 22:18	23/11/2012 22:35	0:17:00
Descargas atmosféricas	01014	23/11/2012 22:18	23/11/2012 22:33	0:15:00
Descargas atmosféricas	01014	23/11/2012 23:26	23/11/2012 23:49	0:23:00
Descargas atmosféricas	01014	23/11/2012 23:26	23/11/2012 23:49	0:23:00
Descargas atmosféricas	01014	23/11/2012 23:26	23/11/2012 23:44	0:18:00
Descargas atmosféricas	01014	29/11/2012 0:50	29/11/2012 1:07	0:17:00
Descargas atmosféricas	01014	29/11/2012 0:50	29/11/2012 1:07	0:17:00
Descargas atmosféricas	01014	29/11/2012 0:50	29/11/2012 1:05	0:15:00
Descargas atmosféricas	01014	02/12/2012 15:02	02/12/2012 15:35	0:33:00
Descargas atmosféricas	01014	02/12/2012 15:02	02/12/2012 15:35	0:33:00
Descargas atmosféricas	01014	02/12/2012 15:02	02/12/2012 15:27	0:25:00
Descargas atmosféricas	01014	21/12/2012 7:58	21/12/2012 9:35	1:37:00
Descargas atmosféricas	01014	21/12/2012 7:58	21/12/2012 9:29	1:31:00
Descargas atmosféricas	01014	21/12/2012 7:58	21/12/2012 9:22	1:24:00
TOTAL				19:35:00

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

Figura N° 3. 24 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2012.



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

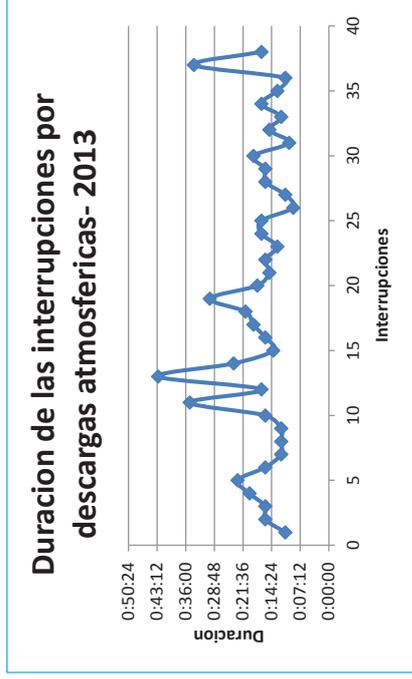
De la tabla y el grafico en el año 2012 se tiene que la mayor duración fue de 01:44:00, la menor duración fue de 00:04:00 y la duración en promedio 00:31:45 por interrupción.

Tabla N° 3. 15 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2013.

Causa	Origen	FInicio	FHFin	Duración No Programada
Descargas atmosféricas	01014	01/01/2013 21:57	01/01/2013 22:08	0:11:00
Descargas atmosféricas	01014	01/01/2013 21:57	01/01/2013 22:13	0:16:00
Descargas atmosféricas	01014	01/01/2013 21:57	01/01/2013 22:13	0:16:00
Descargas atmosféricas	01014	10/01/2013 13:36	10/01/2013 13:56	0:20:00
Descargas atmosféricas	01014	10/01/2013 13:36	10/01/2013 13:59	0:23:00
Descargas atmosféricas	01014	10/01/2013 13:36	10/01/2013 13:52	0:16:00
Descargas atmosféricas	01014	15/01/2013 2:18	15/01/2013 2:30	0:12:00
Descargas atmosféricas	01014	15/01/2013 2:18	15/01/2013 2:30	0:12:00
Descargas atmosféricas	01014	15/01/2013 2:18	15/01/2013 2:30	0:12:00
Descargas atmosféricas	01014	29/05/2013 20:59	29/05/2013 21:15	0:16:00
Descargas atmosféricas	01014	21/07/2013 19:10	21/07/2013 19:45	0:35:00
Descargas atmosféricas	01014	21/07/2013 21:56	21/07/2013 22:13	0:17:00
Descargas atmosféricas	01014	08/09/2013 10:38	08/09/2013 11:21	0:43:00
Descargas atmosféricas	01014	22/09/2013 17:56	22/09/2013 18:20	0:24:00
Descargas atmosféricas	01015	01/10/2013 6:50	01/10/2013 7:04	0:14:00
Descargas atmosféricas	01014	10/10/2013 22:08	10/10/2013 22:24	0:16:00
Descargas atmosféricas	01014	23/10/2013 0:27	23/10/2013 0:46	0:19:00
Descargas atmosféricas	01014	25/03/2013 5:11	25/03/2013 5:32	0:21:00
Descargas atmosféricas	01014	11/04/2013 0:57	11/04/2013 1:27	0:30:00
Descargas atmosféricas	01014	01/05/2013 17:51	01/05/2013 18:09	0:18:00
Descargas atmosféricas	01014	05/05/2013 9:23	05/05/2013 9:38	0:15:00
Descargas atmosféricas	01014	10/03/2013 20:30	10/03/2013 20:46	0:16:00
Descargas atmosféricas	01014	29/01/2013 13:03	29/01/2013 13:16	0:13:00
Descargas atmosféricas	01014	29/01/2013 13:03	29/01/2013 13:20	0:17:00
Descargas atmosféricas	01014	29/01/2013 13:03	29/01/2013 13:20	0:17:00
Descargas atmosféricas	01015	12/11/2013 0:47	12/11/2013 0:56	0:09:00
Descargas atmosféricas	01014	16/12/2013 23:09	16/12/2013 23:20	0:11:00
Descargas atmosféricas	01014	23/10/2013 0:27	23/10/2013 0:43	0:16:00
Descargas atmosféricas	01014	23/10/2013 0:27	23/10/2013 0:43	0:16:00
Descargas atmosféricas	01015	01/11/2013 6:15	01/11/2013 6:25	0:19:00
Descargas atmosféricas	01014	02/11/2013 13:12	02/11/2013 13:27	0:15:00
Descargas atmosféricas	01014	02/11/2013 13:12	02/11/2013 13:24	0:12:00
Descargas atmosféricas	01014	12/11/2013 1:59	12/11/2013 2:16	0:17:00
Descargas atmosféricas	01014	26/11/2013 1:07	26/11/2013 1:20	0:13:00
Descargas atmosféricas	01015	01/11/2013 6:15	01/11/2013 6:26	0:11:00
Descargas atmosféricas	01014	13/12/2013 1:36	13/12/2013 2:10	0:34:00
Descargas atmosféricas	01014	17/12/2013 1:09	17/12/2013 1:26	0:17:00
TOTAL				11:09:00

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

Figura N° 3. 25 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2013.



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

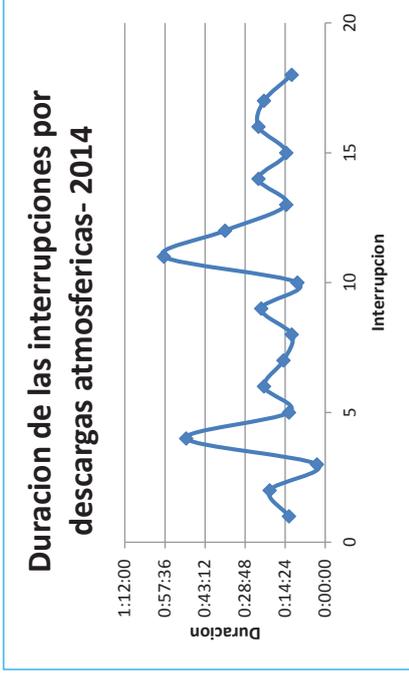
De la tabla y el gráfico en el año 2013 se tiene que la mayor duración fue de 00:43:00, la menor duración fue de 00:09:00 y la duración en promedio 00:17:36 por interrupción.

Tabla N° 3. 16 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2014.

Causa	Origen	FHInicio	FHFin	Duración No Programada2
Descargas atmosféricas	1014	01/01/2014 01:19	01/01/2014 01:32	00:13:00
Descargas atmosféricas	1014	26/01/2014 01:28	26/01/2014 01:48	00:20:00
Descargas atmosféricas	1015	26/01/2014 02:40	26/01/2014 02:43	00:03:00
Descargas atmosféricas	1014	03/02/2014 08:46	03/02/2014 09:36	00:50:00
Descargas atmosféricas	1014	03/03/2014 06:29	03/03/2014 06:42	00:13:00
Descargas atmosféricas	1015	31/03/2014 16:05	31/03/2014 16:27	00:22:00
Descargas atmosféricas	1014	13/04/2014 02:36	13/04/2014 02:51	00:15:00
Descargas atmosféricas	1015	29/04/2014 03:25	29/04/2014 03:37	00:12:00
Descargas atmosféricas	1014	05/05/2014 01:25	05/05/2014 01:48	00:23:00
Descargas atmosféricas	1015	15/05/2014 22:58	15/05/2014 23:08	00:10:00
Descargas atmosféricas	1014	11/09/2014 01:11	11/09/2014 02:10	00:58:01
Descargas atmosféricas	1014	23/10/2014 10:47	23/10/2014 11:23	00:36:00
Descargas atmosféricas	1015	24/10/2014 10:23	24/10/2014 10:37	00:14:00
Descargas atmosféricas	1014	31/10/2014 07:35	31/10/2014 07:59	00:24:00
Descargas atmosféricas	1015	13/11/2014 03:36	13/11/2014 03:50	00:14:00
Descargas atmosféricas	1014	14/12/2014 02:30	14/12/2014 02:54	00:24:00
Descargas atmosféricas	1014	18/12/2014 06:09	18/12/2014 06:31	00:22:00
Descargas atmosféricas	1015	20/12/2014 15:37	20/12/2014 15:49	00:12:00
			TOTAL	06:25:01

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

Figura N° 3. 26 Duración de las interrupciones por descargas atmosféricas en el año 2014.



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.- División de Operaciones
Elaboración: Propia del autor

De la tabla y el grafico en el año 2014 se tiene que la mayor duración fue de 00:58:01, la menor duración fue de 00:03:00 y la duración en promedio 00:21:23 por interrupción.

3.7. RESUMEN DEL CAPÍTULO

De la evaluación de las puestas a tierra:

- En la línea 1014, se tiene un promedio de resistencia de 28.50 Ω por estructura, presentándose en máximo valor de 189 Ω y un valor mínimo de 0.74 Ω . Los valores más altos de resistencia se presentan en las primeras 55 estructuras, considerando que según el código nacional de electricidad el valor máximo debería ser de 25 Ω y 10 ohmios como indica la norma IEC 62305-3 “Protección contra descargas atmosféricas”
- En la línea 1014, se tiene un promedio de resistividad de 1845 Ω -m por estructura en la 1014, presentándose en máximo valor de 9066.64 Ω -m y un valor mínimo de 182.63 Ω -m. Los valores más altos de resistividad en la 1014 se presentan en las primeras 70 estructuras.
- En la línea 1015, se tiene un promedio de resistencia de 12.59 Ω por estructura, presentándose en máximo valor de 19.95 Ω y un valor mínimo de 3.07 Ω . Los valores resistencia de puesta a tierra no son altos, todas están debajo del máximo que es 25 Ω , sin embargo altos para los 10 ohmios requeridos en la norma IEC 62305-3 “Protección contra descargas atmosféricas”.
- En la línea 1015, se tiene un promedio de resistividad de 1000.16 Ω -m por estructura en la 1015, presentándose en máximo valor de 3833.37 Ω -m y un valor mínimo de 16.96 Ω -m.
- Existen casos puntuales de torres donde se encontró que sus bases se encuentran en zonas de deslizamiento de tierra lo que ocasiona el deterioro de las puestas a tierra. Las puestas a tierra en estas zonas tienden a descubrirse y no cumplen su función.
- En la línea 1014, según las mediciones de resistencia de puesta a tierra, los valores se han elevado en el 91% de los casos y solo en el 9 % de los casos se ha disminuido.
- En la línea 1015, según las mediciones de resistencia de puesta a tierra, los valores se han elevado en el 99% de los casos y solo en el 1% de los casos se ha disminuido.

De la evaluación del apantallamiento:

- El cable de guarda de las líneas de transmisión L-1014 y L-1015 es fiable porque en los tres tipos de torres la probabilidad de que se produzca un fallo de apantallamiento no pasa del 13.65%.

De la evaluación de los pararrayos:

- En las líneas de transmisión se tiene instalados pararrayos de línea, 25 juegos en la 1014 y 5 en la 1015, los que están netamente destinados a la protección contra descargas atmosféricas.

De la evaluación de la cadena de aisladores:

- La limpieza de aisladores se realiza una vez cada año, puntualmente en las torres donde se encuentre los aisladores más contaminados, de forma manual para evitar fallas por contaminación.
En las instalaciones encontramos 10 unidades de aisladores en cada fase en las torres tipo Suspensión y 11 aisladores en cada fase en las torres tipo Anclaje y Terminal, lo cual indica que los aisladores instalados en la línea están con el número correcto de aisladores.

Del análisis de la estadística de fallas:

- Acerca de la localización de las interrupciones en la línea 1014, gran parte de las interrupciones por descargas atmosféricas ocurre desde el kilómetro 10 hasta el kilómetro 30, es decir aproximadamente de la torre 22 a la torre 69, también desde el kilómetro 40 hasta el kilómetro 60, es decir aproximadamente de la torre 91 a la torre 135, por lo que es en estos tramos que se debe tomar mayor atención para prevenir las interrupciones por este motivo.
- Acerca de la localización de las interrupciones en la línea 1015, gran parte de las interrupciones por descargas atmosféricas ocurre desde el kilómetro 0 hasta el 20 (aproximadamente de la torre 1 a la torre 47) y también desde el kilómetro 80 hasta el 120 (aproximadamente de la torre 213 a la torre 322), por lo que es en estos tramos que se debe tomar mayor atención para prevenir las interrupciones por este motivo.
- Acerca de la duración de las interrupciones.
En el año 2012 se tiene que la mayor duración fue de 01:44:00, la menor duración fue de 00:04:00 y la duración en promedio 00:31:45 por interrupción.
En el año 2013 se tiene que la mayor duración fue de 00:43:00, la menor duración fue de 00:09:00 y la duración en promedio 00:17:36 por interrupción.
En el año 2014 se tiene que la mayor duración fue de 00:58:01, la menor duración fue de 00:03:00 y la duración en promedio 00:21:23 por interrupción.

CAPITULO IV: MODELAMIENTO EN EL PROGRAMA ATPDRAW DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN ESTADO ACTUAL Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se realiza el modelamiento en el ATPDRAW de las líneas de transmisión en el estado actual en que se encuentran. Se realiza la implementación en el programa de simulación de las líneas, torres, puestas a tierra, cadena de aisladores, pararrayo y transposición. Luego se realiza la simulación de caída de descarga atmosférica en el cable de guarda y en los conductores en ATPDRAW. Se realiza el cálculo de tasa de salidas, Se realiza el análisis de resultados de simulación. Finalmente se ve las alternativas para mejorar la coordinación de aislamiento.

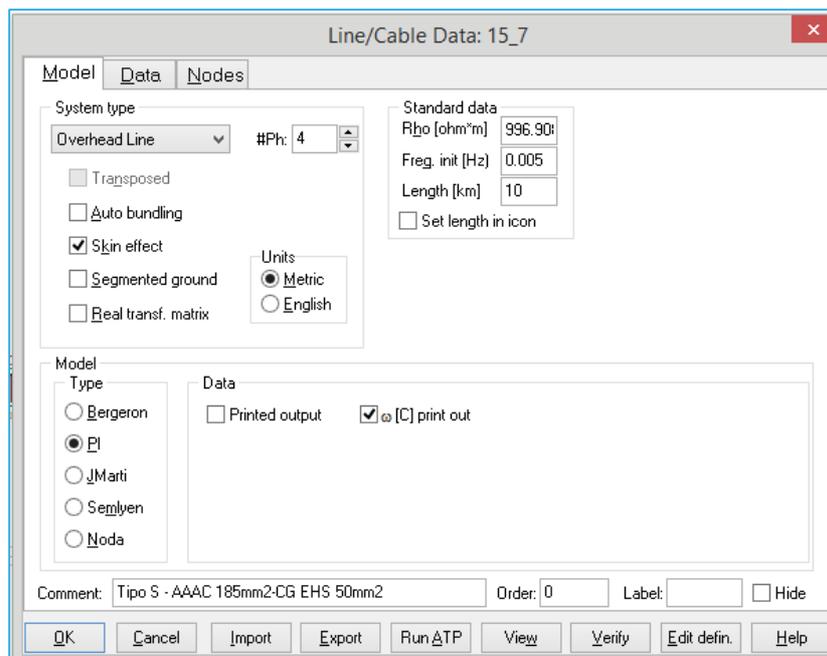
4.2. IMPLEMENTACION DE LINEAS.

Las líneas de transmisión tienen un comportamiento transitorio ante descargas atmosféricas y se modelan de forma detallada en el programa de simulación con el modelo LCC.

4.2.1. MODELO DE LINEA LCC.

El modelo LCC, muestra la ventana que se muestra para el de ingreso de datos:

Figura N° 4. 1 – Panel de ingreso de datos para el modelo LCC.



Fuente: ATPDRAW

Elaboración: Propia del autor

También, se muestra la pestaña donde se ingresa la geometría de la torre.

Figura N° 4. 2– Panel de ingreso de geometría de la estructura.

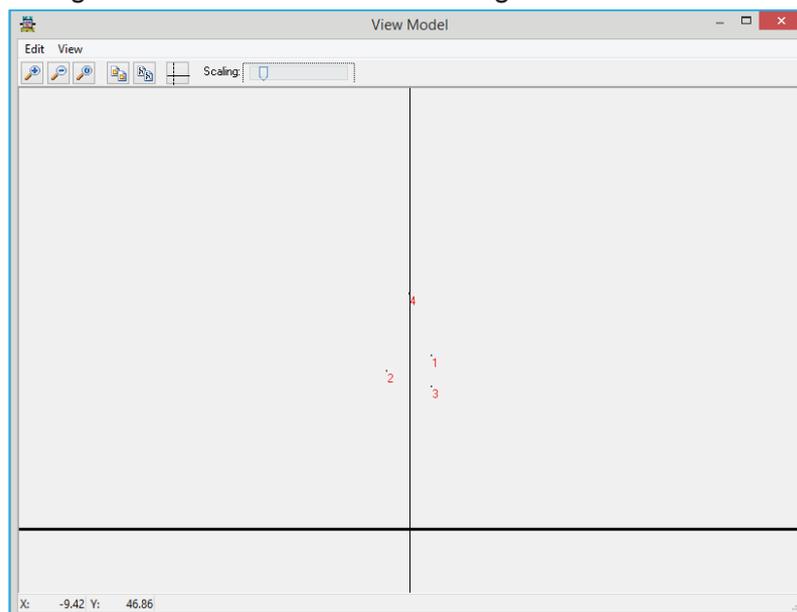
#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0	0.8625	0.1889	3	24.74	22.74
2	2	0	0.8625	0.1889	-3	22.64	20.64
3	3	0	0.8625	0.1889	3	20.54	18.54
4	4	0	0.4575	4.52	0	33.2	31.2

Fuente: ATPDRAW

Elaboración: Propia del autor

Allí tenemos la posibilidad para la verificación de la geometría de la torre.

Figura N° 4. 3 – Verificación de la geometría de la torre.



Fuente: ATPDRAW

Elaboración: Propia del autor

4.2.2. CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LAS LINEAS L-1014 Y L-1015, PARA LA IMPLEMENTACION EN EL ATPDRAW.

4.2.2.1. LÍNEA L-1014.

Se tienen las siguientes características de la línea L-1014, para su implementación.

- Longitud: 69.1632 km
- Conductor: AAAC 211 mm²
- Resistencia DC 20°C(AAAC 211mm²): 0.15664 Ω/km
- Conductor de guarda: EHS 50 mm²
- Resistencia DC(EHS 50mm²): 4.52 Ω/km

4.2.2.2. LÍNEA L-1015.

Se tienen las siguientes características de la línea L-1015, para su implementación.

- Longitud: 152.8492 km
- Conductor: AAAC 185 mm²
- Resistencia DC 20°C(AAAC 211mm²): 0.1889 Ω/km
- Conductor de guarda: EHS 50 mm²
- Resistencia DC(EHS 50mm²): 4.52 Ω/km

4.3. IMPLEMENTACION DE TORRES.

Para la implementación de torres, se considerado dos casos, como las que se muestra a continuación.

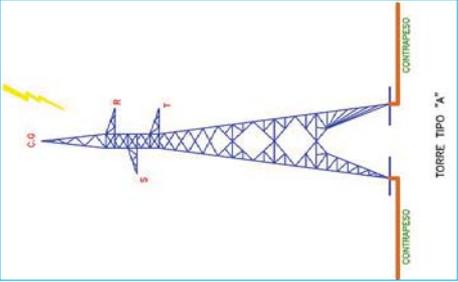
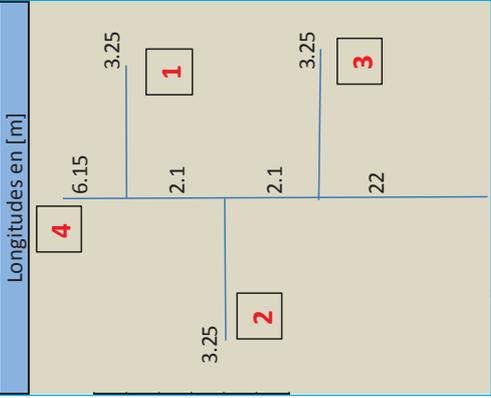
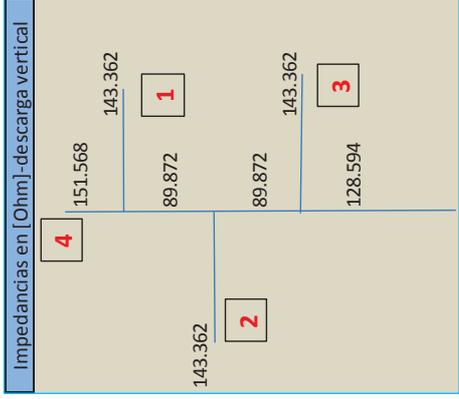
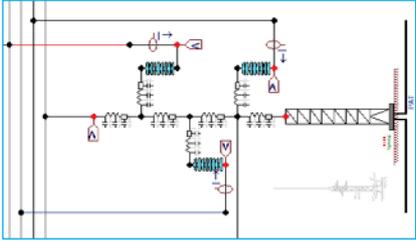
4.3.1. MODELAMIENTO DETALLADO.

Para este modelo, se implementa en forma detallada cada parte de la torre o estructura a modelar, teniendo el aspecto mostrado para realizar la implementación de la torre.

A continuación, se muestra los resultados de los cálculos de los parámetros relacionados a las diferentes tipos de estructuras existentes, tanto en la línea L-1014 y L-1015.

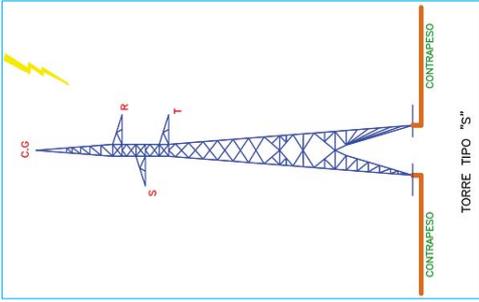
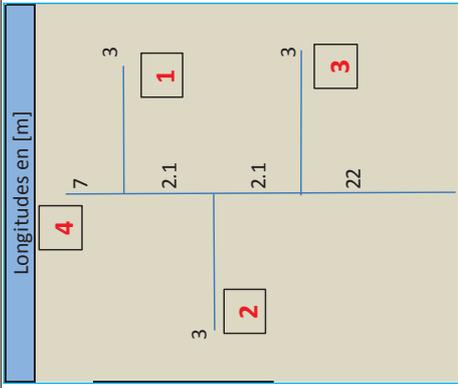
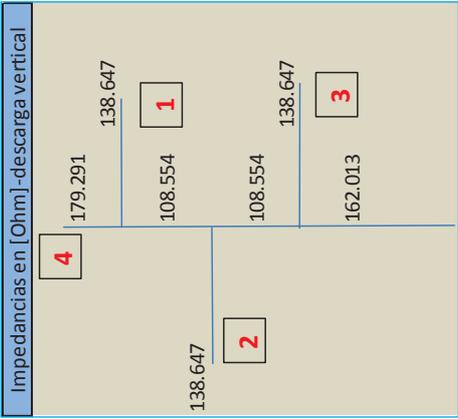
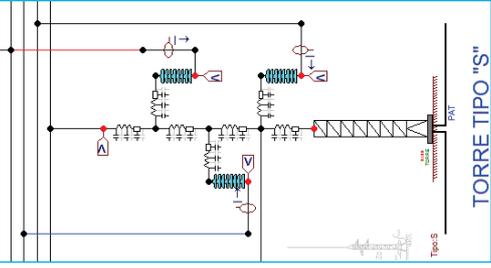
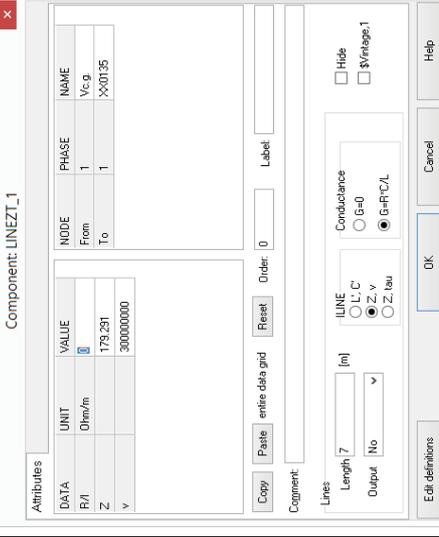
4.3.1.1. MODELAMIENTO DETALLADO DE LA TORRE TIPO "A" ANCLAJE.

Tabla N° 4. 1 Detalle de cálculos de la estructura tipo "A", longitudes, impedancias y geometría de la torre para el ATPDRAW

Estructura Tipo "A"	Longitudes	Impedancias	La torre tipo A en ATPDRAW																								
																											
	<p>Longitudes para ingreso en el ATPDRAW</p> <table border="1" data-bbox="922 1328 1102 1906"> <thead> <tr> <th colspan="4">TORRE TIPO:A</th> </tr> <tr> <th>FASE</th> <th>HOR(X)</th> <th>VTOWER(Y)</th> <th>Vmid</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>3.25</td> <td>24.74</td> <td>22.74</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>-3.25</td> <td>22.64</td> <td>20.64</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>3.25</td> <td>20.54</td> <td>18.54</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>0</td> <td>32.35</td> <td>30.35</td> </tr> </tbody> </table> <p>Se considero la longitud de los aisladores de 1.46m</p>	TORRE TIPO:A				FASE	HOR(X)	VTOWER(Y)	Vmid	1	3.25	24.74	22.74	2	-3.25	22.64	20.64	3	3.25	20.54	18.54	4	0	32.35	30.35	<p>GUIA PARA INGRESAR LOS DATOS</p> <p>Z: Impedancia de un segmento o cuerpo de la torre, en [Ohm]. h: Altura del segmento, en [m].</p>	<p>Ventana de ingreso de datos en ATPDRAW</p> 
TORRE TIPO:A																											
FASE	HOR(X)	VTOWER(Y)	Vmid																								
1	3.25	24.74	22.74																								
2	-3.25	22.64	20.64																								
3	3.25	20.54	18.54																								
4	0	32.35	30.35																								
Fuente: ATPDRAW																											

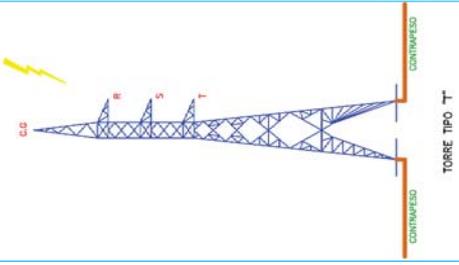
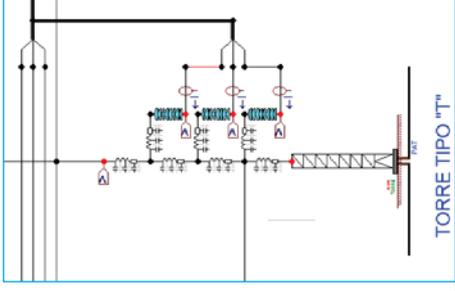
4.3.1.2. MODELAMIENTO DETALLADO DE LA TORRE TIPO "S" SUSPENSIÓN.

Tabla N° 4. 2 Detalle de los cálculos de la estructura tipo "S", longitudes, impedancias y geometría de la torre para el ATPDRAW

Detalle de estructura	Longitudes	Impedancias	La torre tipo S en ATPDRAW																																												
 <p>TORRE TIPO "S"</p>	 <p>Longitudes en [m]</p>	 <p>Impedancias en [Ohm]-descarga vertical</p>	 <p>TORRE TIPO "S"</p>																																												
<p>GUIA PARA INGRESAR LOS DATOS</p>																																															
<p>Ventana de ingreso de datos en ATPDRAW</p>																																															
 <p>Componente: LINEZ_1</p> <table border="1" data-bbox="863 170 932 394"> <thead> <tr> <th>DATA</th> <th>UNIT</th> <th>VALUE</th> <th>NODE</th> <th>PHASE</th> <th>NAME</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>R/I</td> <td>Ohm/m</td> <td>179.291</td> <td>From</td> <td>1</td> <td>Vc.g</td> </tr> <tr> <td>Z</td> <td></td> <td>179.291</td> <td>To</td> <td>1</td> <td>XX0135</td> </tr> <tr> <td>v</td> <td></td> <td>30000000</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Attributes</p> <p>Copy Paste entre data grid Order 0 Label</p> <p>Conductance <input type="radio"/> L: C' <input checked="" type="radio"/> Z: v <input type="radio"/> Z: Iau</p> <p>ILINE <input type="checkbox"/> Hide <input type="checkbox"/> \$Frags:1</p> <p>Lines Length: 7 [m] Output: No</p> <p>Edit definitions OK Cancel Help</p> <p>Z: Impedancia de un segmento o cuerpo de la torre, en [Ohm]. h: Altura del segmento, en [m].</p> <p>Longitudes para ingreso en el ATPDRAW</p> <table border="1" data-bbox="927 1339 1098 1917"> <thead> <tr> <th>FASE</th> <th>HOR(X)</th> <th>VTOWER(Y)</th> <th>Vmid</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>3</td> <td>24.74</td> <td>22.74</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>-3</td> <td>22.64</td> <td>20.64</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>3</td> <td>20.54</td> <td>18.54</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>0</td> <td>33.2</td> <td>31.2</td> </tr> </tbody> </table> <p>Se consideró la longitud de los aisladores de 1.46m</p> <p>Fuente: ATPDRAW</p>				DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME	R/I	Ohm/m	179.291	From	1	Vc.g	Z		179.291	To	1	XX0135	v		30000000				FASE	HOR(X)	VTOWER(Y)	Vmid	1	3	24.74	22.74	2	-3	22.64	20.64	3	3	20.54	18.54	4	0	33.2	31.2
DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME																																										
R/I	Ohm/m	179.291	From	1	Vc.g																																										
Z		179.291	To	1	XX0135																																										
v		30000000																																													
FASE	HOR(X)	VTOWER(Y)	Vmid																																												
1	3	24.74	22.74																																												
2	-3	22.64	20.64																																												
3	3	20.54	18.54																																												
4	0	33.2	31.2																																												

4.3.1.3. MODELAMIENTO DETALLADO DE LA TORRE TIPO "T" TERMINAL.

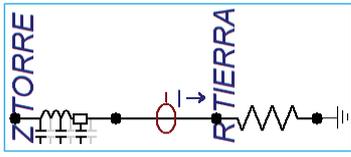
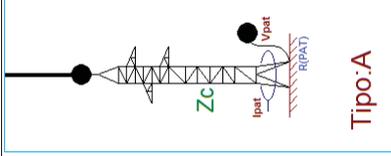
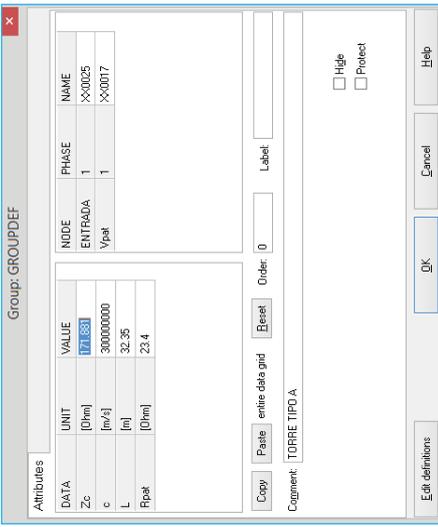
Tabla N° 4. 3 Detalle de los cálculos de la estructura tipo "T", longitudes, impedancias y geometría de la torre para el ATPDRAW

Detalle de la estructura	Longitudes	Impedancias	La torre tipo "T" en ATPDRAW																																																						
 <p>TORRE TIPO "T"</p>	<p>Longitudes en [m]</p> <table border="1"> <tr><td>4</td><td>7</td><td>3.2</td><td>132.896</td></tr> <tr><td>1</td><td>2.1</td><td>3.2</td><td>82.765</td></tr> <tr><td>2</td><td>2.1</td><td>3.2</td><td>132.896</td></tr> <tr><td>3</td><td>19</td><td>3.2</td><td>132.896</td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td>132.283</td></tr> </table>	4	7	3.2	132.896	1	2.1	3.2	82.765	2	2.1	3.2	132.896	3	19	3.2	132.896				132.283	<p>Impedancias en [Ohm]-descarga vertical</p> <table border="1"> <tr><td>4</td><td>151.327</td><td>132.896</td></tr> <tr><td>1</td><td>82.765</td><td>132.896</td></tr> <tr><td>2</td><td>82.765</td><td>132.896</td></tr> <tr><td>3</td><td>132.283</td><td>132.896</td></tr> </table>	4	151.327	132.896	1	82.765	132.896	2	82.765	132.896	3	132.283	132.896	 <p>TORRE TIPO "T"</p>																						
4	7	3.2	132.896																																																						
1	2.1	3.2	82.765																																																						
2	2.1	3.2	132.896																																																						
3	19	3.2	132.896																																																						
			132.283																																																						
4	151.327	132.896																																																							
1	82.765	132.896																																																							
2	82.765	132.896																																																							
3	132.283	132.896																																																							
<p>GUIA PARA INGRESAR LOS DATOS</p>																																																									
<p>Ventana de ingreso de datos en ATPDRAW</p> <p>Component: LINEZT_1</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>DATA</th> <th>UNIT</th> <th>VALUE</th> <th>NODE</th> <th>PHASE</th> <th>NAME</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>R/A</td> <td>Ohm/m</td> <td>0</td> <td>From</td> <td>1</td> <td>V.c.a</td> </tr> <tr> <td>Z</td> <td></td> <td>30000000</td> <td>To</td> <td>1</td> <td>X0T035</td> </tr> <tr> <td>v</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Atributos: Copy Paste entre datos grid Reset Order: 0 Label: OK Cancel Help</p> <p>Conductance: <input type="checkbox"/> Hide <input type="checkbox"/> \$Voltage: 1</p> <p>LINE: <input type="radio"/> L-C <input type="radio"/> G-d <input type="radio"/> Z-v <input checked="" type="radio"/> G-PC/L</p> <p>Length: 7 [m] Output: No</p> <p>Edici definiciones</p> <p>Longitudes para ingreso en ATPDRAW</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">TORRE TIPO:T</th> </tr> <tr> <th>FASE</th> <th>HOR(X)</th> <th>VTOWER(Y)</th> <th>Vmid</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>3.2</td><td>21.74</td><td>19.74</td><td></td></tr> <tr><td>2</td><td>3.2</td><td>19.64</td><td>17.64</td><td></td></tr> <tr><td>3</td><td>3.2</td><td>17.54</td><td>15.54</td><td></td></tr> <tr><td>4</td><td>0</td><td>30.2</td><td>28.2</td><td></td></tr> </tbody> </table> <p>Se consideró la longitud de los aisladores de 1.46m</p> <p>Z: Impedancia de un segmento o cuerpo de la torre, en [Ohm]. h: Altura del segmento, en [m].</p> <p>Fuente: ATPDRAW</p>				DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME	R/A	Ohm/m	0	From	1	V.c.a	Z		30000000	To	1	X0T035	v						TORRE TIPO:T					FASE	HOR(X)	VTOWER(Y)	Vmid		1	3.2	21.74	19.74		2	3.2	19.64	17.64		3	3.2	17.54	15.54		4	0	30.2	28.2	
DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME																																																				
R/A	Ohm/m	0	From	1	V.c.a																																																				
Z		30000000	To	1	X0T035																																																				
v																																																									
TORRE TIPO:T																																																									
FASE	HOR(X)	VTOWER(Y)	Vmid																																																						
1	3.2	21.74	19.74																																																						
2	3.2	19.64	17.64																																																						
3	3.2	17.54	15.54																																																						
4	0	30.2	28.2																																																						

4.3.2. MODELAMIENTO SIMPLIFICADO DE UNA TORRE.

Consiste en modelar la estructura, como un único elemento pasivo, en este caso una impedancia, como se muestra a continuación.

Tabla N° 4. 4 Modelamiento simplificado de una torre en el ATPDRAW y ventana de ingreso de datos en ATPDRAW

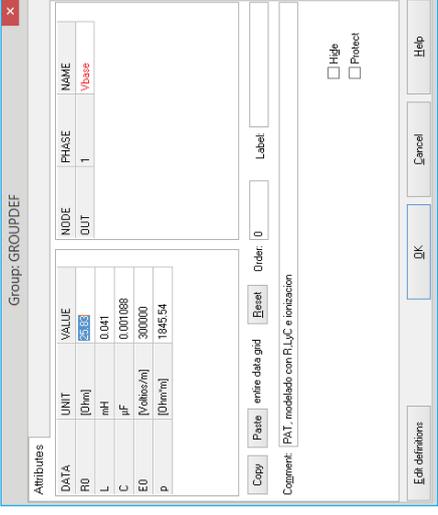
<p>Modelo Extraído de una torre</p> 	<p>Modelo Comprimido de una torre</p> 
<p>GUIA PARA INGRESAR LOS DATOS</p> <p>Z: Impedancia de un segmento o cuerpo de la torre, en [Ohm]. h: Altura del segmento, en [m].</p>	<p>Ventana para ingreso de datos en ATPDRAW</p> 

Fuente: ATPDRAW

4.4. IMPLEMENTACION DE PUESTAS A TIERRA.

Para la implementación de PAT, en el ATPDRAW se tiene desarrollado un modelo en para descargas atmosféricas el cual consta de parámetros R L C, según la teoría mostrado en el CAP II, se llegó a implementar tal como se muestra a continuación

Tabla N° 4. 5 Modelamiento de la puesta a tierra para descargas atmosféricas

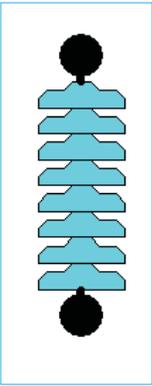
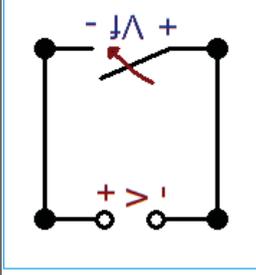
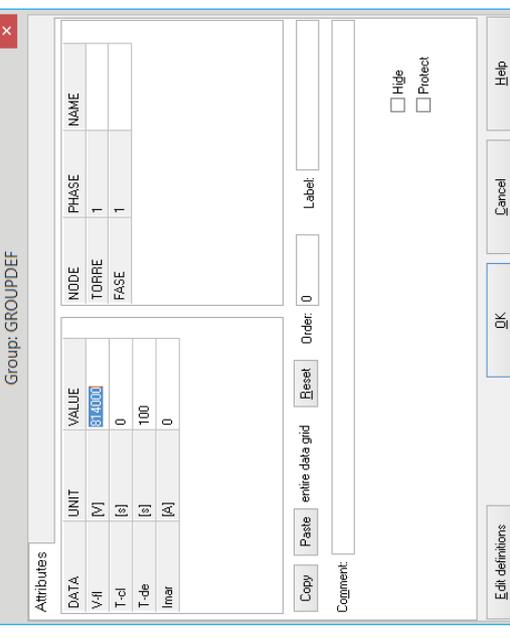
Modelo comprimido de la puesta a tierra	Modelo extraído de la puesta a tierra
<p>Calculos de capacitancia e inductancia.</p> <p>Para la implementación, se ha considerado, los siguientes parámetros:</p> <p>$\epsilon r = 8.8541878176 \times 10^{-12}$ Permittividad eléctrica del vacío [F/m]</p> <p>$\epsilon r = 10$ Permittividad relativa</p> <p>$l = 20$ Longitud del contrapeso [m]</p> <p>$a = 0.004895$ Radio del conductor del contrapeso [m]</p> <p>$d = 0.8$ Profundidad del contrapeso [m]</p> <p>$\mu 0 = 4\pi \times 10^{-7}$ Permeabilidad magnética del vacío [T^*m/A^2]</p> <p>$\mu r = 1$ Permeabilidad magnética del medio [T^*m/A^2]</p> <p>$\rho = 200$ Resistividad [$\Omega \cdot m$]</p> <p>Calculo de los parámetros de la Puesta a tierra.</p> $C = \frac{\pi \cdot \epsilon 0 \cdot \epsilon r \cdot l \cdot 1000000}{\ln\left(\frac{2 \cdot l}{\sqrt{2a \cdot d}}\right) - 1} = 1.088 \times 10^{-3} \quad [\mu F]$ $L = \frac{\mu 0 \cdot \mu r \cdot l \cdot 1000}{\pi} \left(\ln\left(\frac{2 \cdot l}{\sqrt{2a \cdot d}}\right) - 1 \right) = 0.041 \quad [mH]$	<p>Ventana de ingreso de datos</p> 

Fuente: ATPDRAW

4.5. IMPLEMENTACION DE AISLADORES.

Dentro del programa ATPDRAW el modelamiento de la cadena de aisladores se realiza de forma de un interruptor controlado por tensión. Para el modelamiento de aisladores, solo requiere de nivel de aislamiento a impulso tipo rayo del mismo, para el caso del estudio, tiene un valor de 814kV.

Tabla N° 4. 6 Modelamiento de la cadena de aisladores en ATPDRAW

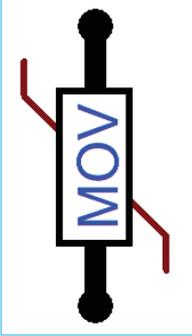
	<p>Modelo comprimido de la cadena de aisladores</p> 
<p>Modelo extraído de la cadena de aisladores</p>	
<p>GUÍA PARA INGRESAR DATOS:</p> <p>SWITCHVC – Interruptor controlado por voltaje..</p> <p>V-fl[V]:tension de flameo del aislador, corregido segun la altura sobre el nivel del mar(msnm) y temperatura</p> <p>T-cl[s]:Tiempo de cierre del interruptor controlado por tension (forzado)</p> <p>T-de[s]:Tiempo minimo en el que el interruptor deberia estar cerrado</p> <p>V-fl= Flashover voltage [V]. Switch closes for $t > T-cl$ if $U > V-fl$.</p>	<p>Ventana de ingreso de datos de la cadena de aisladores</p> 

Fuente: ATPDRAW

4.6. IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS.

Dentro de las rutinas del programa, existe un modelo pararrayo de Oxido Metálico, como se muestra a continuación. La curva de la resistencia no lineal del pararrayo, se obtiene a través de las pruebas hechas en laboratorio, para nuestro caso se recurre a los catálogos del fabricante.

Tabla N° 4. 7 Modelamiento del pararrayos en el ATPDRAW.

	<p>Modelo del pararrayos en ATPDRAW</p> <p>Ventana de ingreso de datos del pararrayo Component: MOV_3</p> <p>Attributes Characteristic</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>DATA</th> <th>UNIT</th> <th>VALUE</th> <th>NODE</th> <th>PHASE</th> <th>NAME</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Vref</td> <td>Volts</td> <td>144000</td> <td>From</td> <td>ABC</td> <td>X0154</td> </tr> <tr> <td>Vflash</td> <td><0. No gap</td> <td>-1</td> <td>To</td> <td>1</td> <td>XX0038</td> </tr> <tr> <td>Vzero</td> <td>Volts</td> <td>0</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>HCOL</td> <td></td> <td>1</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>HSER</td> <td></td> <td>1</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ErrLim</td> <td>pu</td> <td>0.05</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Copy Paste entre data grid Reset Order: 0 Label: <input type="text"/></p> <p>Component: Pararrayo de Linea_Tipo Electronic_Uj=144kV_COV=115kV_TDV=170kV_Clas 2</p> <p>Output: <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Hide</p> <p>Edit definitions OK Cancel Help</p>	DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME	Vref	Volts	144000	From	ABC	X0154	Vflash	<0. No gap	-1	To	1	XX0038	Vzero	Volts	0				HCOL		1				HSER		1				ErrLim	pu	0.05			
DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME																																						
Vref	Volts	144000	From	ABC	X0154																																						
Vflash	<0. No gap	-1	To	1	XX0038																																						
Vzero	Volts	0																																									
HCOL		1																																									
HSER		1																																									
ErrLim	pu	0.05																																									
<p>GUJA PARA INGRESAR DATOS:</p> <p>Data : Vref= Voltaje de referencia en [V]. Usar el valor de tension maxima</p> <p>Vflash= Flashover voltaje in pu. of Vref. Use a negative number for no gap.</p> <p>Vzero= Initial voltage in [V]. Optional.</p> <p>COL= Multiplicative factor for COEF. Number of arrester columns.</p> <p>Single branch of blocks : COL=0,1 or BLANK. Two branches in parallel: COL=2.</p> <p>SER= Number of blocks in series in each branch. Used to scale Vref.</p> <p>ErrLim= Fitting tolerance in pu.</p>	<p>Curva de la resistencia no lineal del pararrayo Component: MOV_3</p> <p>Attributes Characteristic</p> <p>Arrester Data</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>I [A]</th> <th>U [V]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5000</td> <td>352000</td> </tr> <tr> <td>10000</td> <td>373000</td> </tr> <tr> <td>20000</td> <td>418000</td> </tr> <tr> <td>40000</td> <td>478000</td> </tr> </tbody> </table> <p>External characteristic: <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Include characteristic</p> <p>Data source: <input type="text"/> Edit...</p> <p>Save... Copy Paste View</p> <p>Edit definitions OK Cancel Help</p>	I [A]	U [V]	5000	352000	10000	373000	20000	418000	40000	478000																																
I [A]	U [V]																																										
5000	352000																																										
10000	373000																																										
20000	418000																																										
40000	478000																																										

Fuente: ATPDRAW

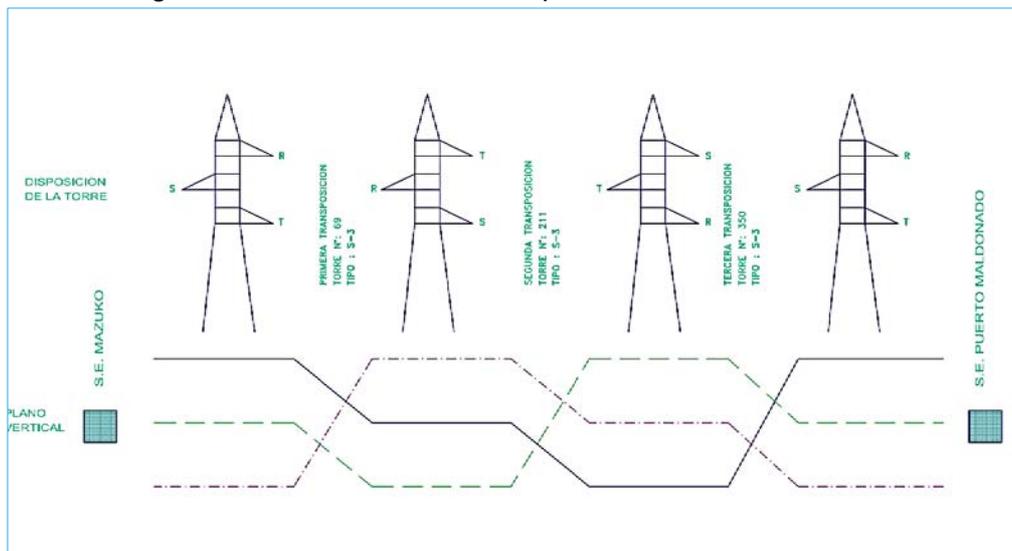
Elaboración: Propia del autor

4.7. TRANSPOSICION.

Las transposiciones que se practican en las líneas de transmisión tienen por objeto equilibrar las impedancias totales y disminuir las variaciones de tensión entre fases a lo largo de la línea. Se encuentra la presencia de tres juegos de transposiciones en el tramo Mazuko-Puerto Maldonado.

Para el trabajo, se han considerado las 3 transposiciones existentes en la línea L-1015.

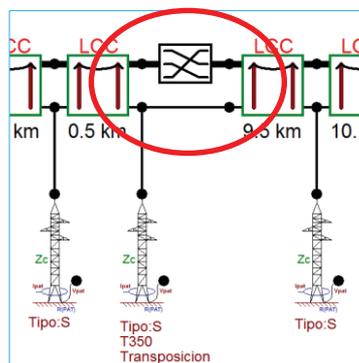
Figura N° 4. 4 – Detalle de Trasposición de la línea L-1015.



Fuente: Propia del autor

Para la implementación en el programa ATPDRAW, se ha considerado el modelo de la transposición que se muestra a continuación.

Figura N° 4. 5 – Implementación de la trasposición en la línea L-1015.



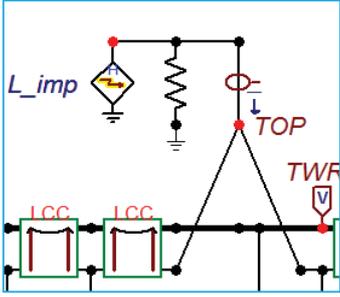
Fuente: ATPDRAW

Elaboración: Propia del autor

4.8. MODELAMIENTO DE LA DESCARGA ATMOSFERICA

La descarga atmosférica se modela en el ATPDRAW como un equivalente Northon, una fuente de corriente en paralelo con una resistencia como se muestra.

Tabla N° 4. 8 Modelamiento de la descarga atmosférica

Modelo de descarga atmosférica	Ventana de ingreso de datos																											
	<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px;"> <p style="text-align: center;">Component: HEIDLER</p> <p>Attributes</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>DATA</th> <th>UNIT</th> <th>VALUE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Amplitude</td> <td>Ampere</td> <td>81000</td> </tr> <tr> <td>T_f</td> <td>s</td> <td>1.2E-6</td> </tr> <tr> <td>tau</td> <td>s</td> <td>5E-5</td> </tr> <tr> <td>n</td> <td></td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Tstart</td> <td>s</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Tstop</td> <td>s</td> <td>100</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th>NODE</th> <th>PHASE</th> <th>NAME</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>HEI</td> <td>1</td> <td>××0134</td> </tr> </tbody> </table> <p>Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:</p> <p>Comment:</p> <p>Type of source <input checked="" type="radio"/> Current <input type="radio"/> Voltage <input type="checkbox"/> Hide</p> <p>Edit definitions OK Cancel Help</p> </div>	DATA	UNIT	VALUE	Amplitude	Ampere	81000	T _f	s	1.2E-6	tau	s	5E-5	n		2	Tstart	s	0	Tstop	s	100	NODE	PHASE	NAME	HEI	1	××0134
DATA	UNIT	VALUE																										
Amplitude	Ampere	81000																										
T _f	s	1.2E-6																										
tau	s	5E-5																										
n		2																										
Tstart	s	0																										
Tstop	s	100																										
NODE	PHASE	NAME																										
HEI	1	××0134																										

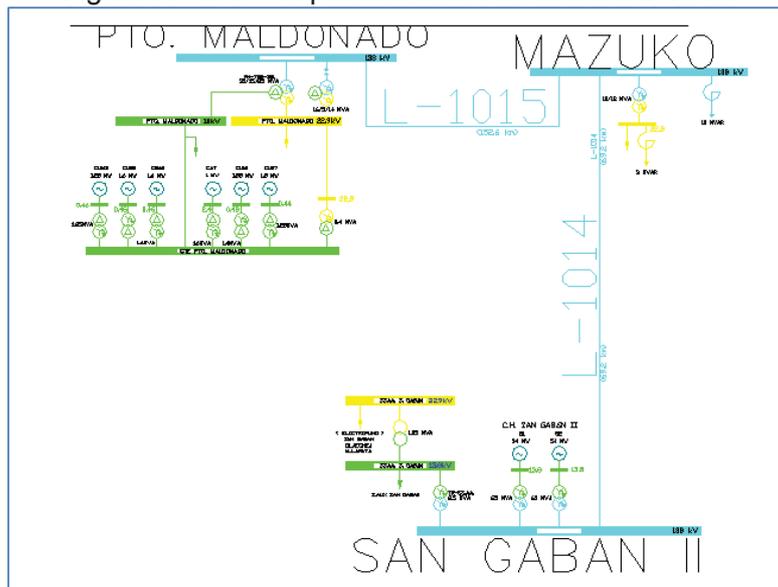
Fuente: ATPDRAW

Elaboración: Propia del autor

4.9. EL CIRCUITO EQUIVALENTE DEL SISTEMA ESTUDIADO.

Con las consideraciones realizadas anteriormente, se han implementado los sistemas de la línea L-1014 y L-1015, como lo mostrado a continuación.

Figura N° 4. 6 – Implementación de la línea L-1015.



Fuente: COES

Elaboración: Propia del autor

4.9.1. MODELAMIENTO DE LA LINEA L-1014 EN EL ATPDRAW.

El sistema, abarca desde la S.E. San Gabán 138kV, hacia la S.E. Mazuko 138kV, con un recorrido de 69.1632km, el cual se implementó en el programa ATPDRAW, tal como se muestra a continuación.

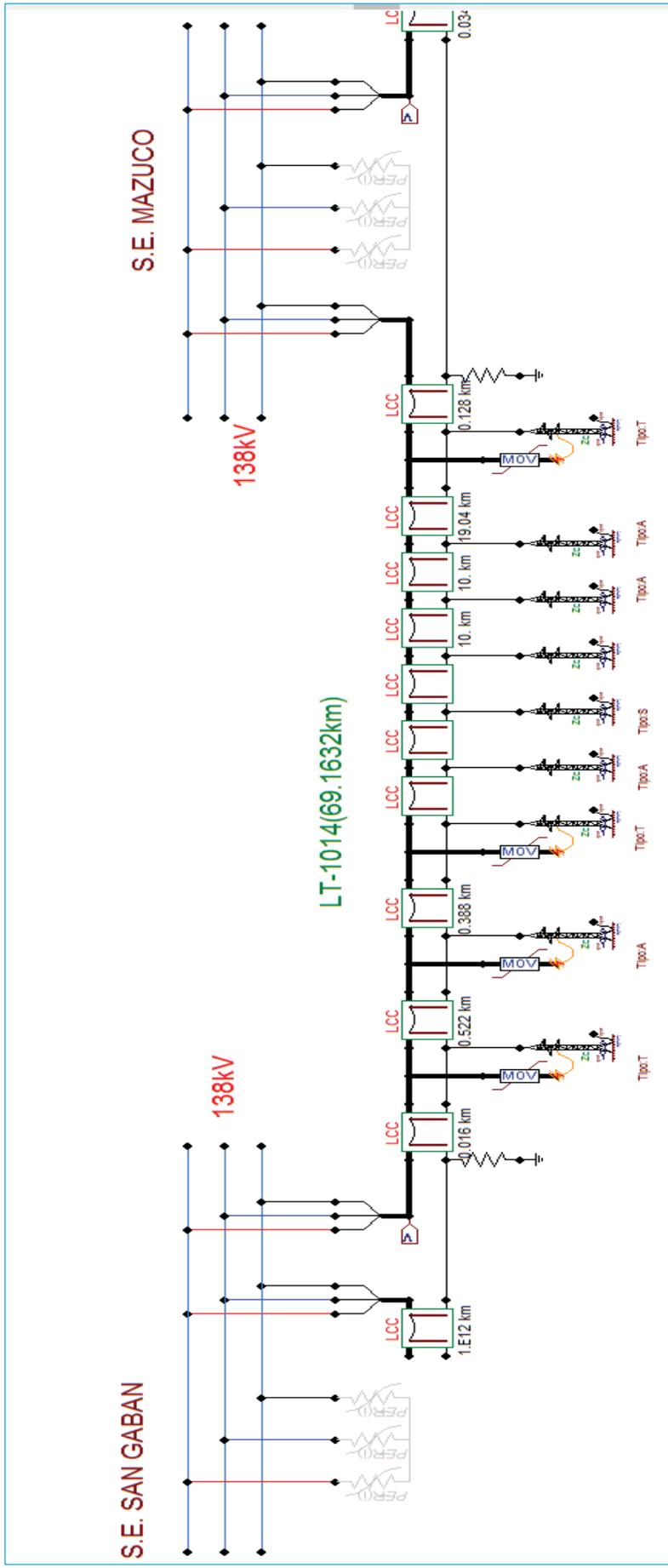


Figura N° 4. 7 – Implementación de la línea L-1014.

Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

4.10. SIMULACIÓN DE CAÍDA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS PARA DISTINTAS PARTES DE LA LINEA

Considerando los niveles de aislamiento para sobretensiones de impulso atmosférico de 814 kV_{cresta} o CFO se realizó la simulación de descargas atmosféricas, considerando dos casos, cuando hay contorno y cuando no hay. Cabe mencionar que se muestran los resultados de simulación, para los tipos de torres con más frecuencia en las líneas.

4.10.1. CAÍDA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN UN CONDUCTOR DE FASE.

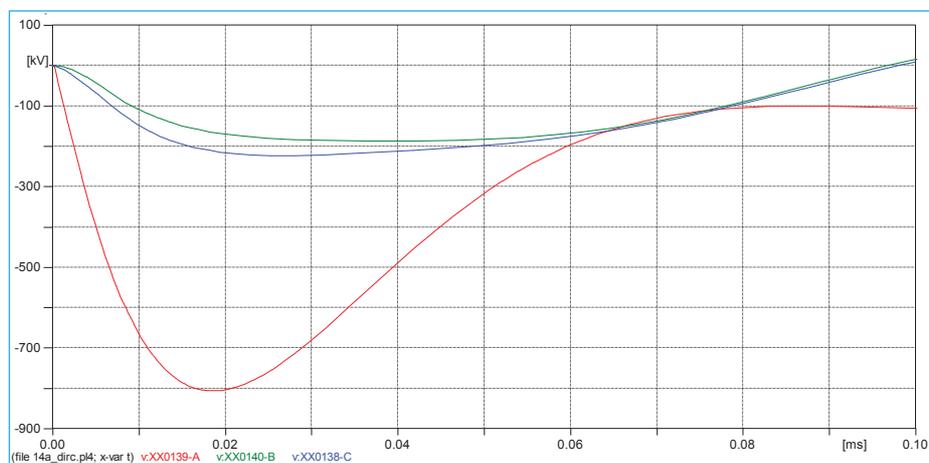
4.10.1.1. LÍNEA L-1014.

Las sobretensiones y sobrecorrientes en la cadena de aisladores y en la puesta a tierra se muestran en valores pico reales, para una estructura tipo A, dado que esta estructura se repite con más frecuencia (Torres tipo S: 56, Torres tipo A: 76, Torres tipo T: 28; total: 160)

4.10.1.1.1. DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 8kA EN LA FASE A (SIN CONTORNEO)

En la siguiente figura podemos apreciar que en los aisladores de la torres de alta tensión, las sobretensiones originadas por las descargas atmosféricas no flamean el aislador, debido a que el valor pico del rayo no sobrepasa la corriente crítica de cebado del aislador con cebado directo, que es de un valor de 9kA. También cabe mencionar, que el valor más alto de sobretensión en el aislador se da en la fase A, debido a que en la simulación, la descarga cayó en la fase A.

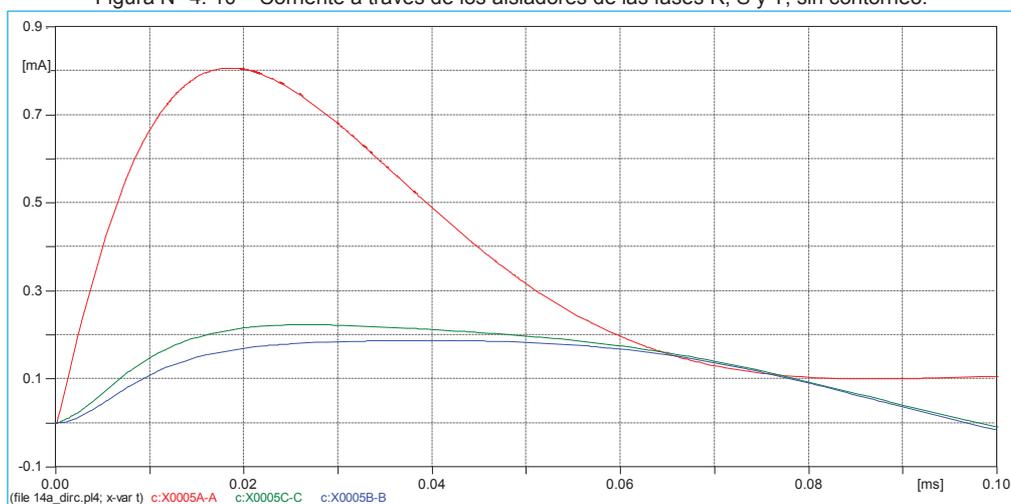
Figura N° 4. 9 – Diferencias de potencial en los aisladores para una corriente del rayo de 8kA, en kV.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura vemos la corriente a través de la cadena de aisladores de las fases R, S y T, sin contorno, debido a que el valor pico del rayo no sobrepasa la corriente crítica de cebado del aislador con cebado directo, que es de un valor de 9kA

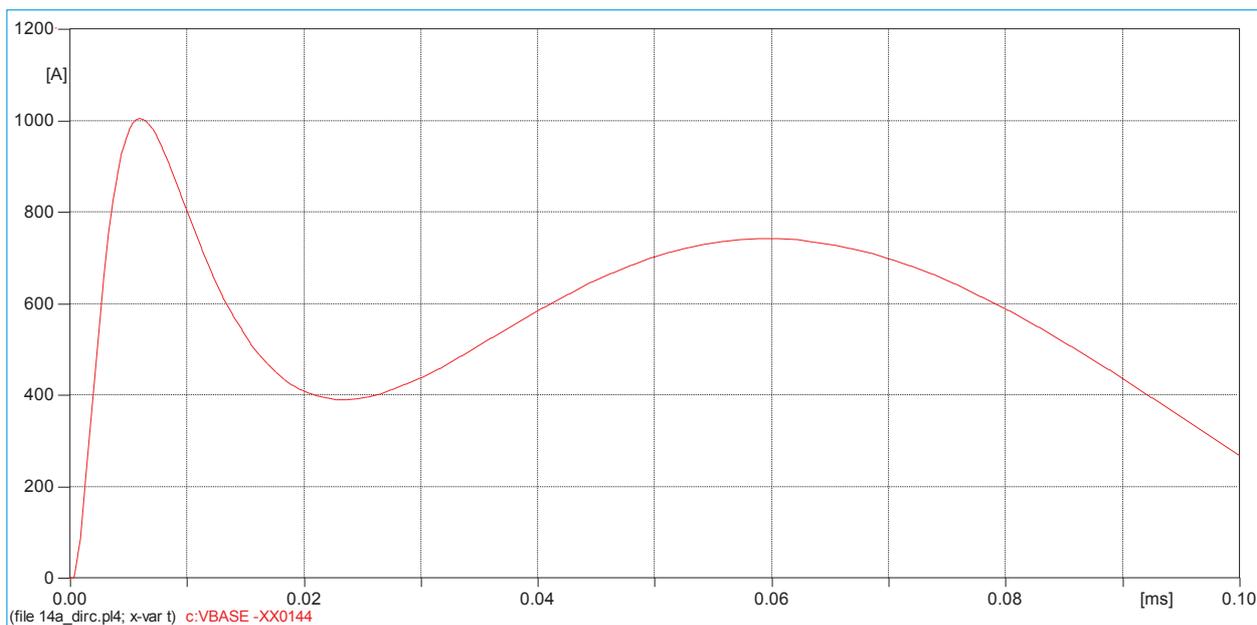
Figura N° 4. 10 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, sin contorno.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura se puede apreciar que al momento de la caída del rayo, pero sin contorno, existe una corriente ingresante hacia la puesta a tierra, que es debido a que el rayo ha inducido sobretensiones en el cable de guarda y la estructura, haciendo que exista una pequeña corriente a través de la estructura.

Figura N° 4. 11 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando no hay contorno.

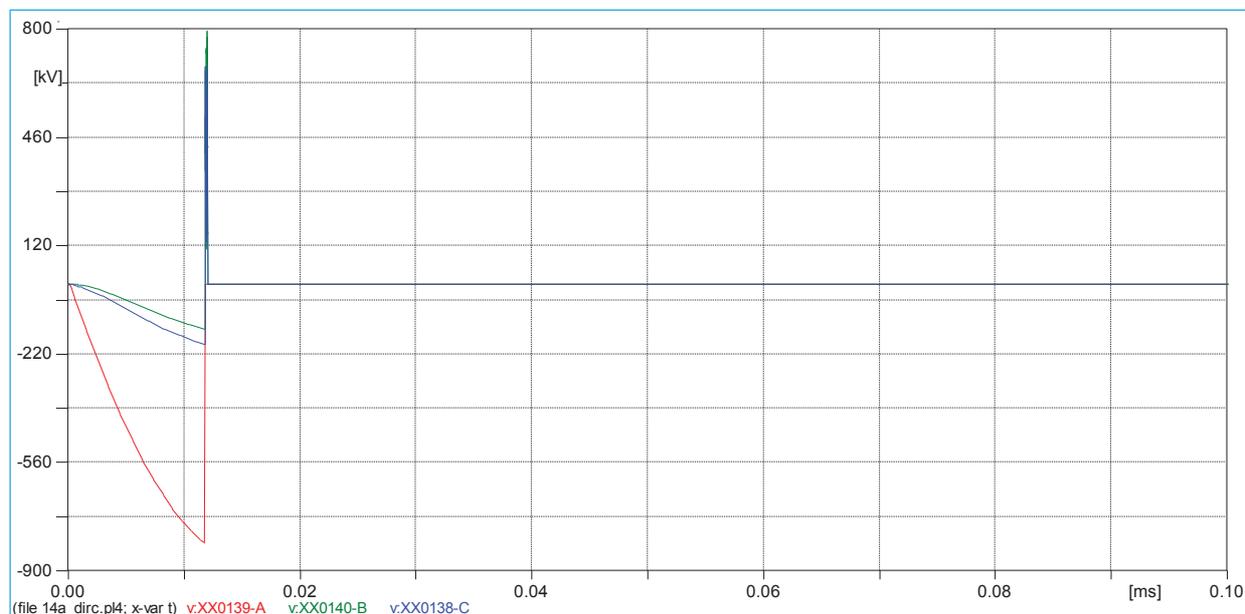


Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

4.10.1.1.2. DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 9KA EN LA FASE A (CONTORNEO)

En la siguiente figura podemos apreciar el flameo de los aisladores en las tres fases, esto debido a que la corriente del rayo incidente tiene la capacidad de contorno por cebado directo.

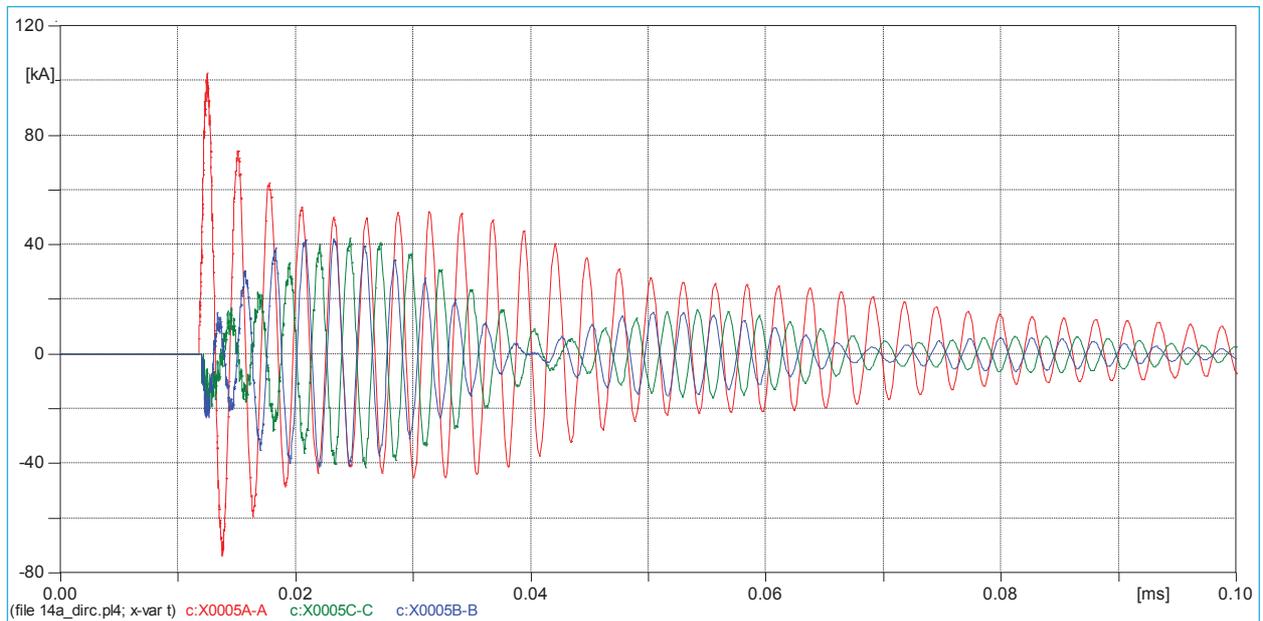
Figura N° 4. 12 – Contorneo del aislador, para una corriente del rayo de 9kA, en kV.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura vemos las corrientes a través de los aisladores de las fases R, S y T cuando hay contorneo. Cuando hay contorneo se puede apreciar un ligero retraso en el flameo del aislador, esto debido a que el contorneo ocurre en un punto crítico de la cresta de onda del rayo incidente. También, se puede apreciar en la oscilografía, unas ondulaciones a diferentes frecuencias, esto debido a que toda la torre es un circuito R, L y C, y estos reaccionan al momento del flameo del aislador.

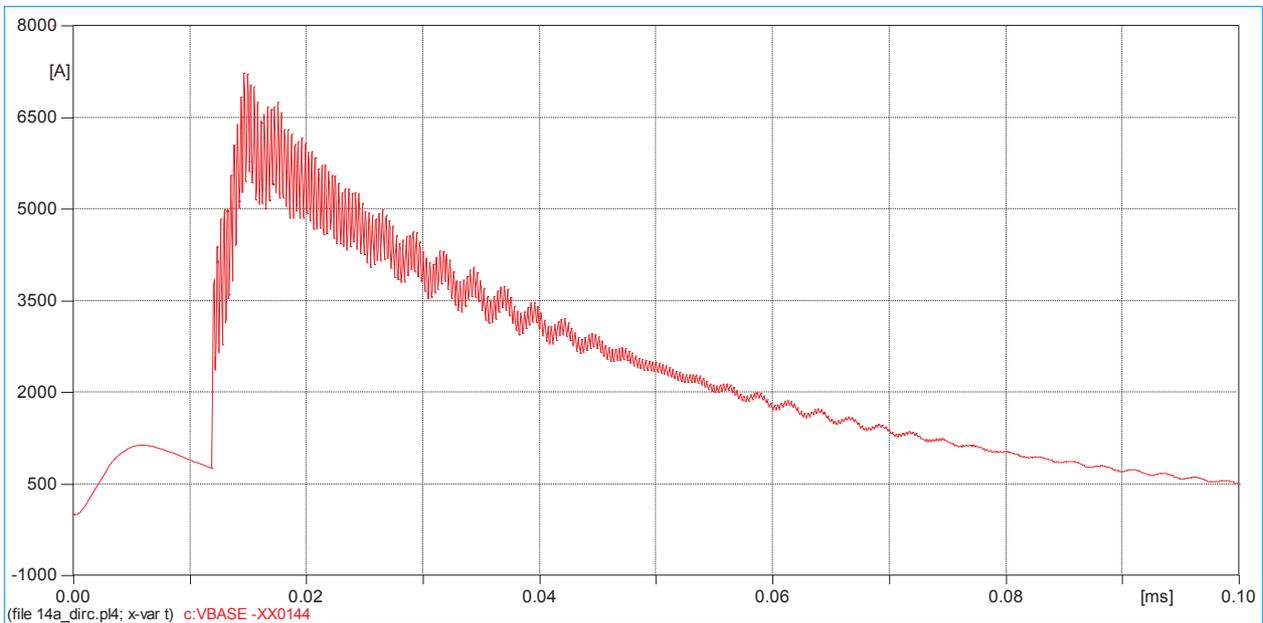
Figura N° 4. 13 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, cuando hay contorneo.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura se aprecia que la corriente de ingreso hacia la puesta a tierra, cuando hay contorneo del aislador, aumenta el valor pico de corriente.

Figura N° 4. 14 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando hay contorneo.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

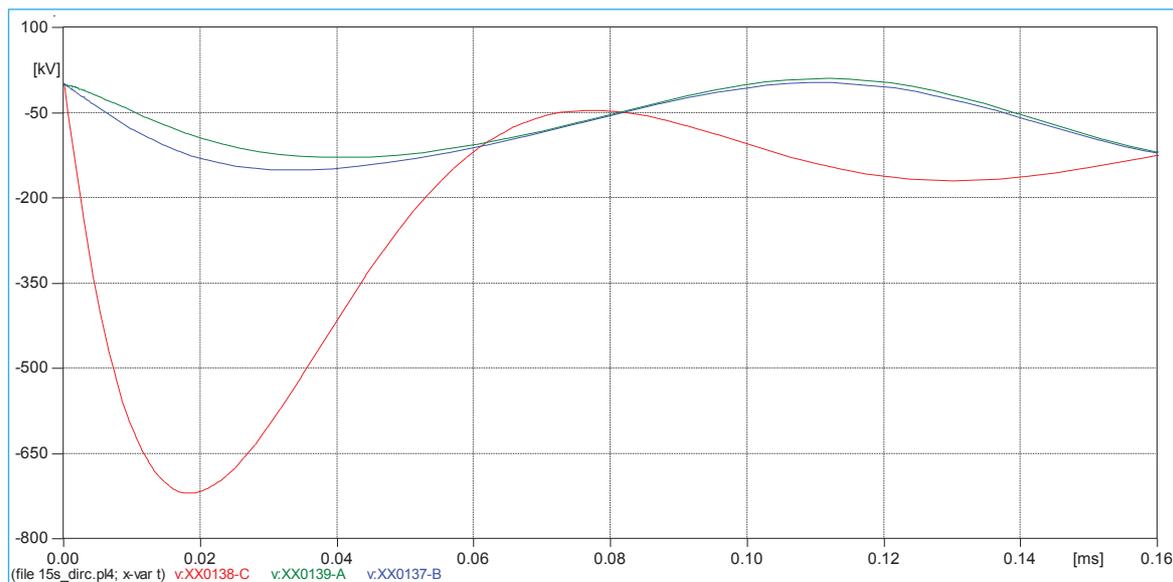
4.10.1.2. LÍNEA L-1015.

Las sobretensiones y sobrecorrientes en las en diferentes partes de la estructura y línea se muestran en valores pico reales, para una estructura tipo S, dado que esta estructura se repite con más frecuencia. (Torres tipo S: 359, Torres tipo A: 36, Torres tipo T: 23, Total: 418)

4.10.1.2.1. DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 8KA EN LA FASE A (SIN CONTORNEO)

En la siguiente figura podemos apreciar que en los aisladores de la torres de alta tensión, las sobretensiones originadas por las descargas atmosféricas no flamean el aislador, debido a que el valor pico del rayo no sobrepasa la corriente crítica de cebado del aislador con cebado directo, que es de un valor de 9kA. También cabe mencionar, que el valor más alto de sobretensión en el aislador se da en la fase A, debido a que en la simulación la descarga cayó en la fase A.

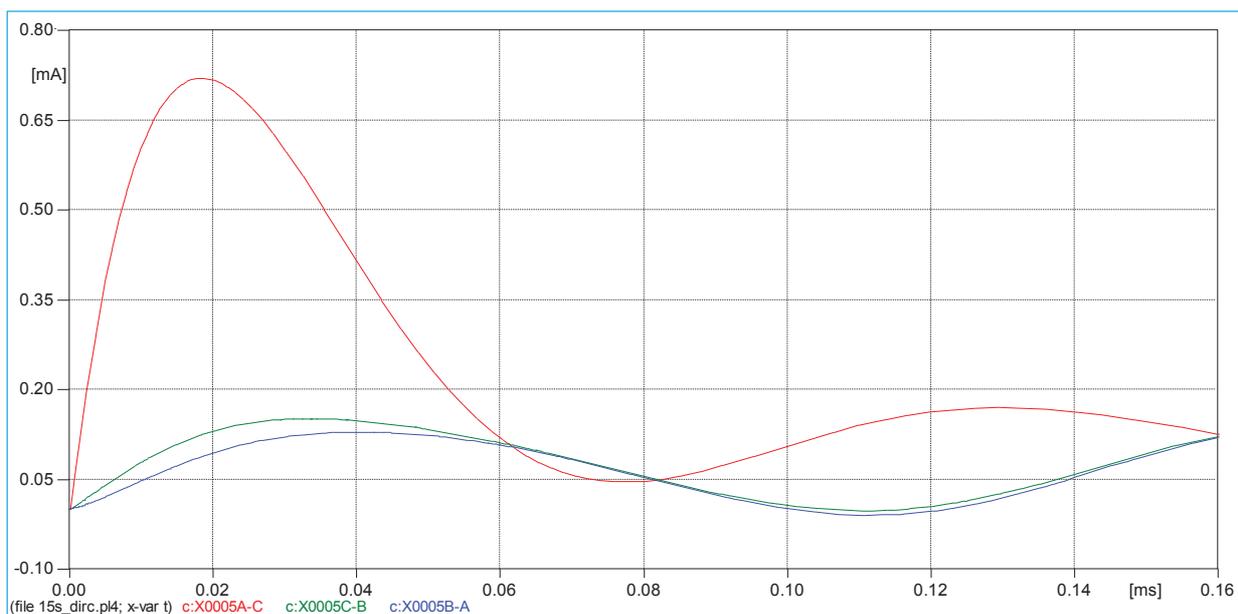
Figura N° 4. 15 – Diferencias de potencial en los aisladores para una corriente del rayo de 8kA, en kV.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura vemos la corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, sin contorno, debido a que el valor pico del rayo no sobrepasa la corriente crítica de cebado del aislador con cebado directo, que es de un valor de 9kA.

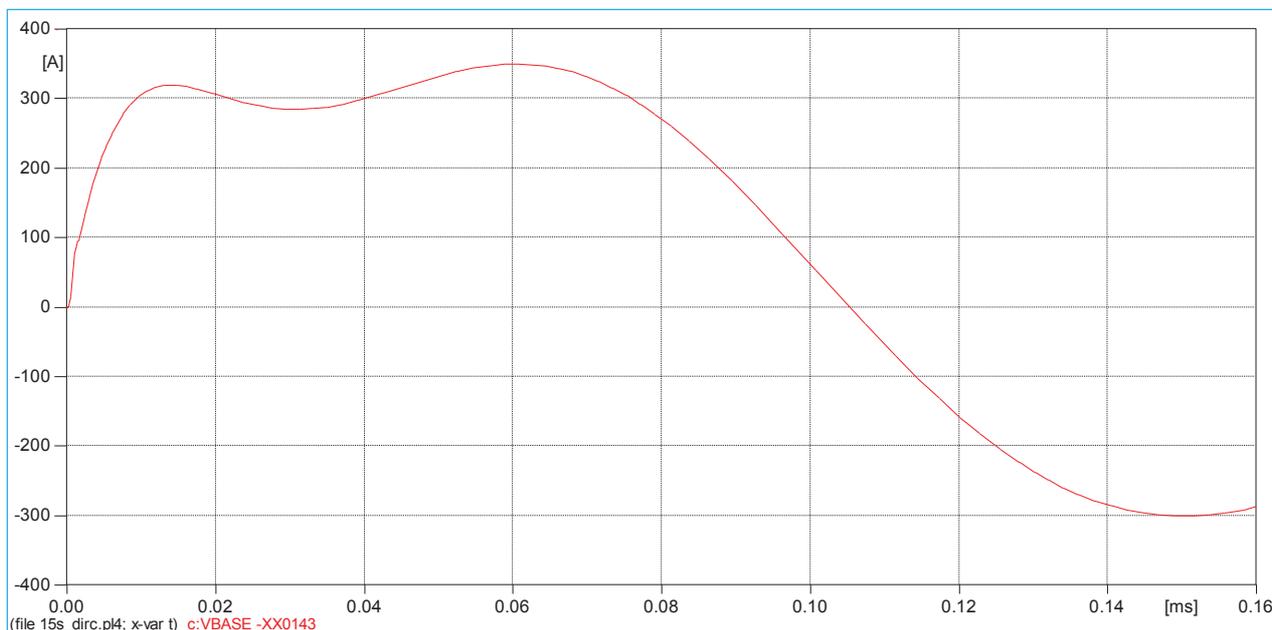
Figura N° 4. 16 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, sin contorno.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura se puede apreciar que al momento de la caída del rayo, pero sin contorneo, existe una corriente ingresante hacia la puesta a tierra, que es debido a que el rayo ha inducido sobretensiones en el cable de guarda y la estructura, haciendo que exista una corriente a través de la estructura.

Figura N° 4. 17 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando no hay contorneo.

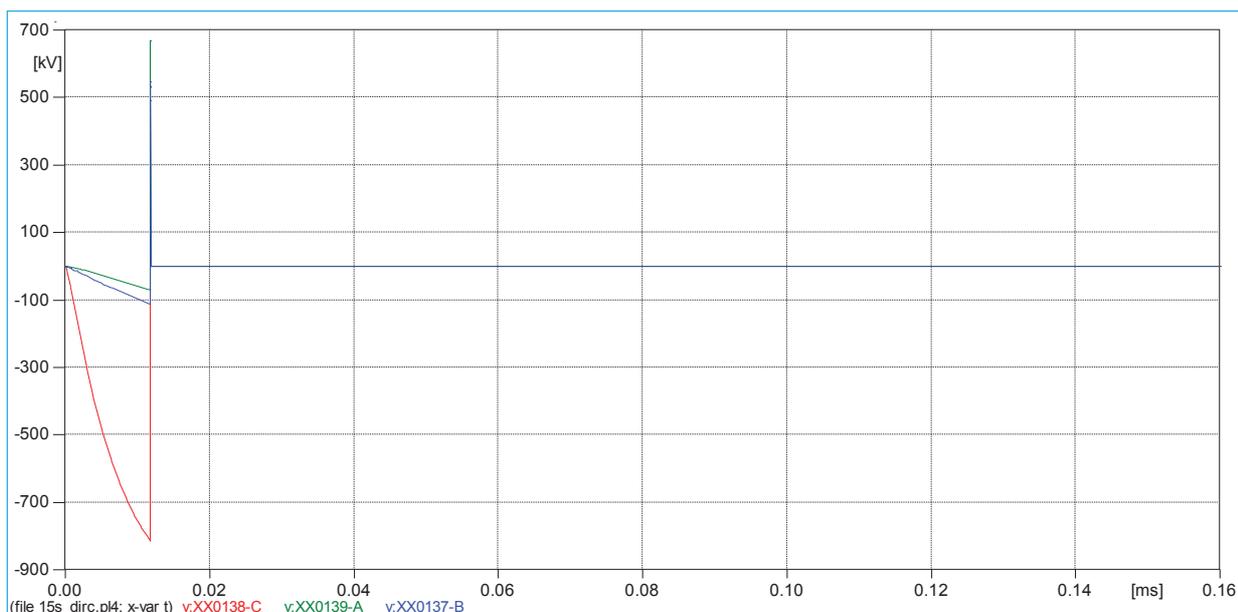


Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

4.10.1.2.2. DESCARGA DE UNA CORRIENTE DEL RAYO DE 10KA (CONTORNEO)

En la siguiente figura podemos apreciar el flameo de los aisladores en las tres fases, esto debido a que la corriente del rayo incidente tienen la capacidad de contorneo por cebado directo.

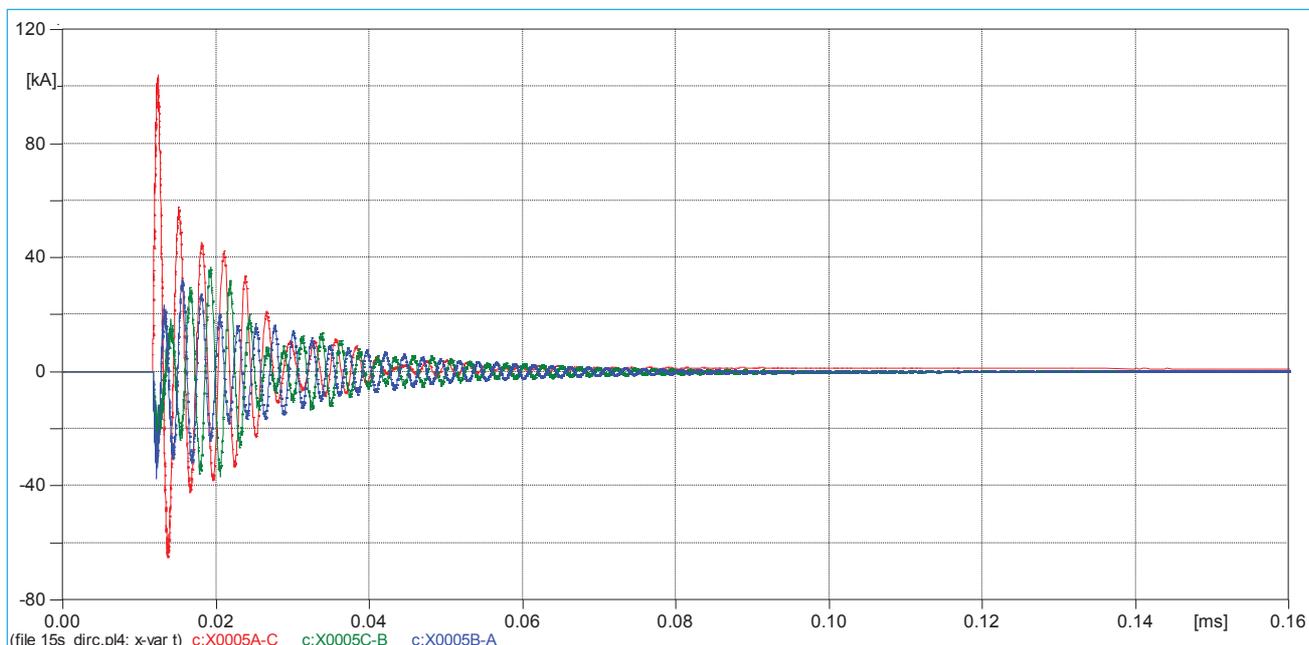
Figura N° 4. 18 – Contorneo del aislador, para una corriente del rayo de 10kA, en kV.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura vemos las corrientes a través de los aisladores de las fases R, S y T cuando hay contorneo. Cuando hay contorneo se puede apreciar un ligero retraso en el flameo del aislador, esto debido a que el contorneo ocurre en un punto crítico de la cresta de onda del rayo incidente. También, se puede apreciar en la oscilografía, unas ondulaciones a diferentes frecuencias, esto debido a que toda la torre es un circuito R, L y C, y estos reaccionan al momento del flameo del aislador.

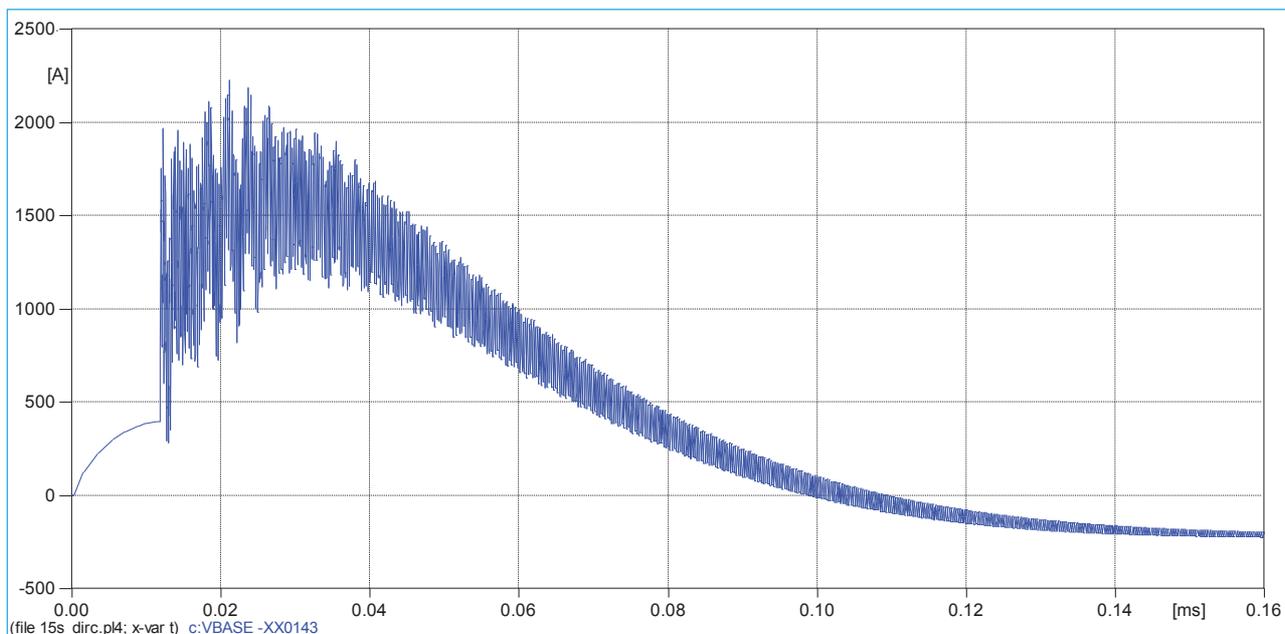
Figura N° 4. 19 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, cuando hay contorneo.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura se aprecia que la corriente de ingreso hacia la puesta a tierra, cuando hay contorneo del aislador, aumenta el valor pico de corriente.

Figura N° 4. 20 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando hay contorneo.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

4.10.2. CAÍDA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICA EN EL CABLE DE GUARDA O ESTRUCTURA.

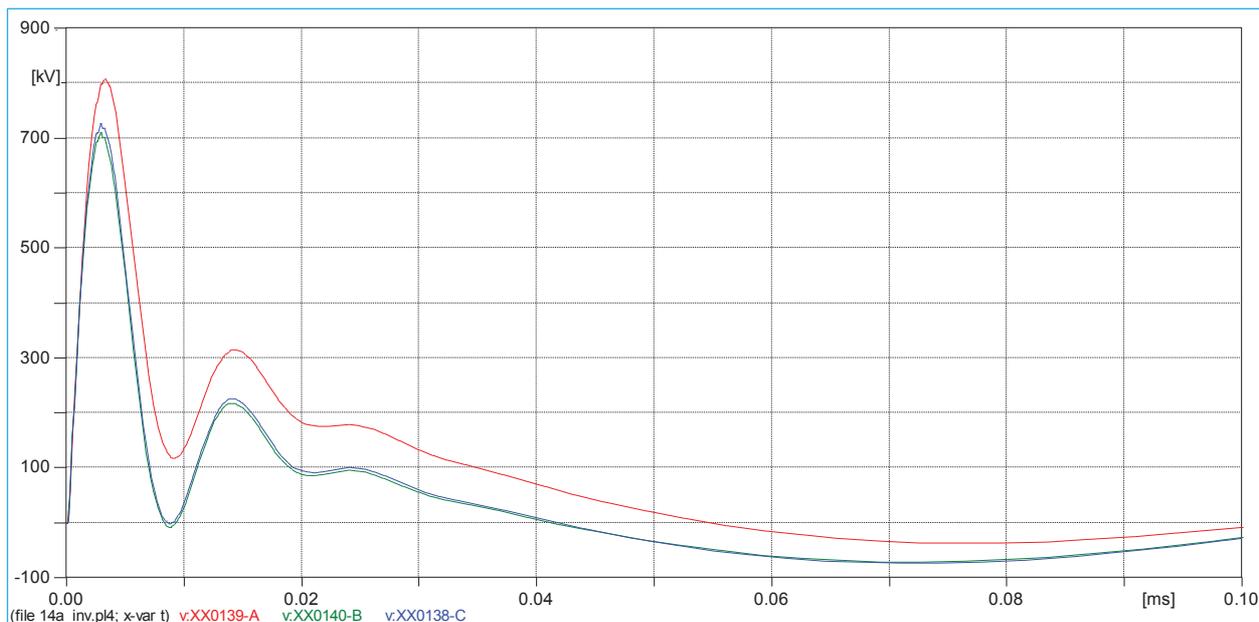
Las oscilografías, mostradas están simuladas para caídas de rayos en la estructura de la torres o cable de guarda cerca de la torre, tomándose las mismas consideraciones de lo descrito en el ítems anteriores.

4.10.2.1. LÍNEA L-1014.

4.10.2.1.1. DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 37KA EN CABLE DE GUARDA (SIN CONTORNEO)

En la siguiente figura se aprecia sobretensiones en los aisladores cuando hay caídas de rayos en la estructura o cable de guarda cerca de la estructura, donde se puede apreciar que las sobretensiones producidas, son para corrientes mayores al $I_{50}=31\text{kA}^1$, pero no producen contorneo por cebado inverso.

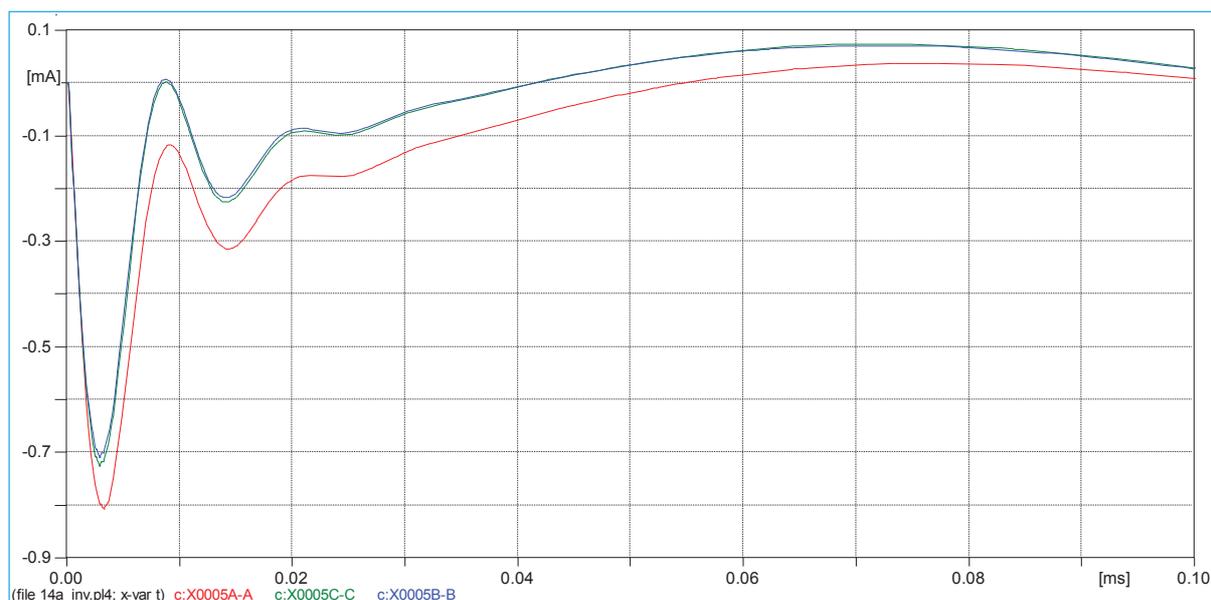
Figura N° 4. 21 – Diferencias de potencial en los aisladores, para una corriente del rayo de 37kA, en kV.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura podemos apreciar la corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, sin contorneo.

Figura N° 4. 22 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, sin contorneo.

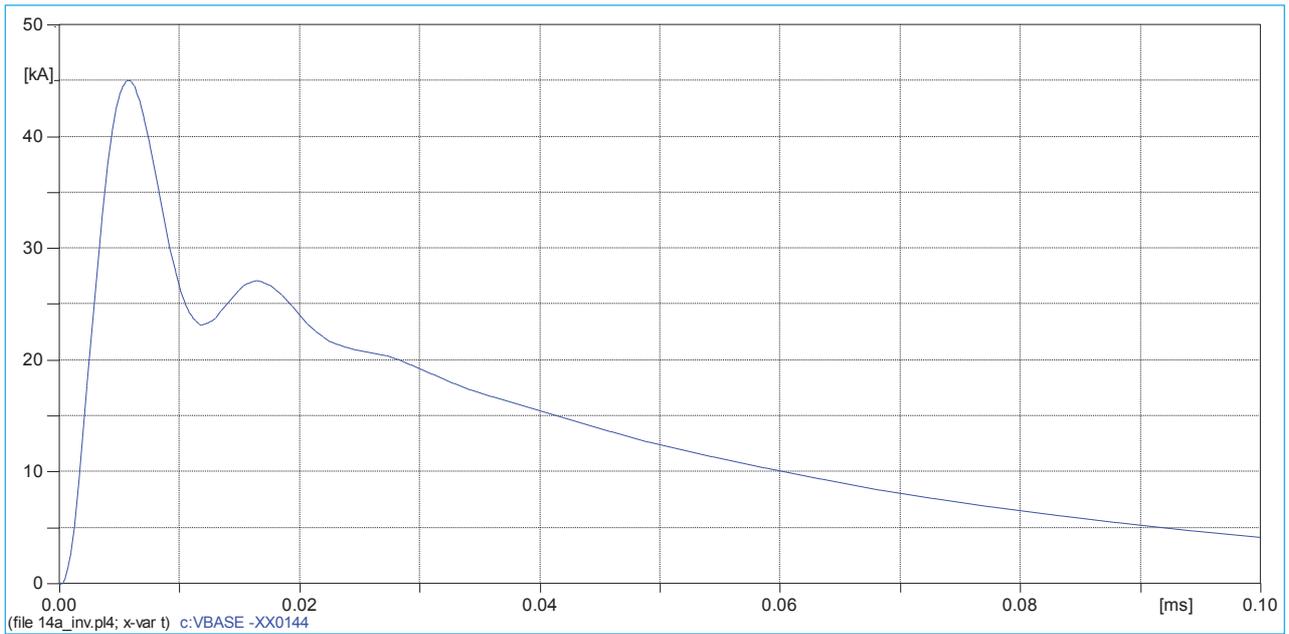


Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

¹ $I_{50}=31\text{kA}$, Según la norma IEEE Std 1410-1997

En la siguiente figura podemos apreciar la corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando no hay contorno.

Figura N° 4. 23 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando no hay contorno.

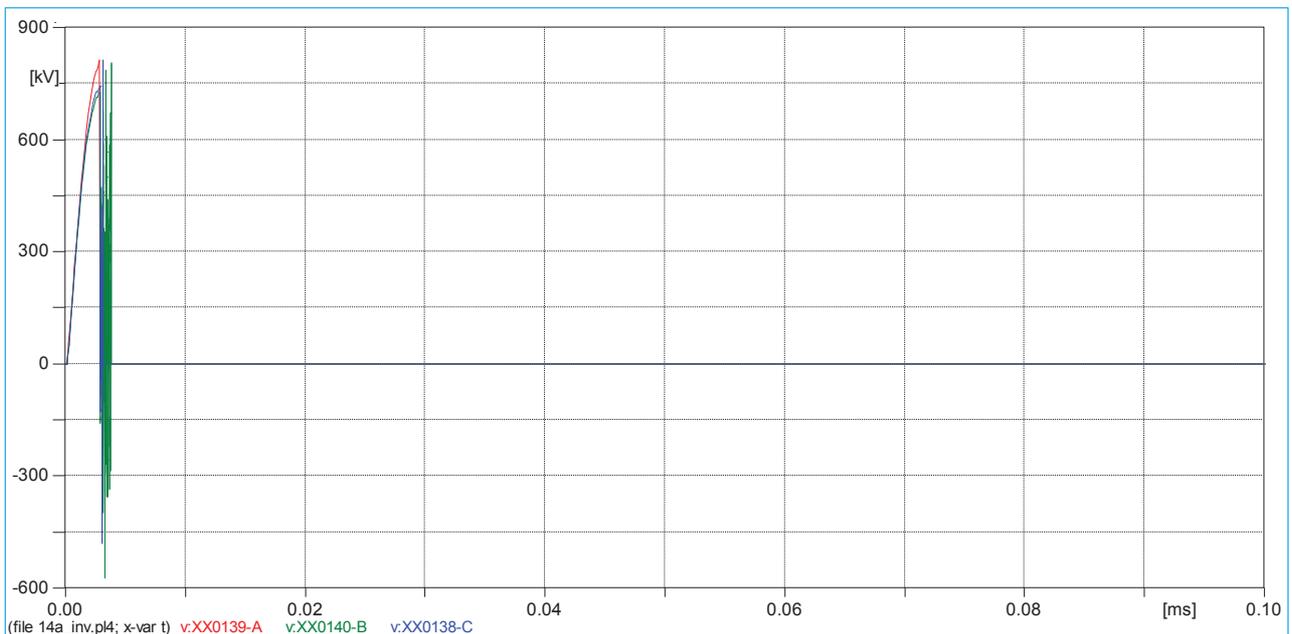


Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

4.10.2.1.2. DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 38KA EN CABLE DE GUARDA (CONTORNEO)

En la siguiente figura se puede apreciar el flameo de los aisladores para una corriente de rayo de 38kA.

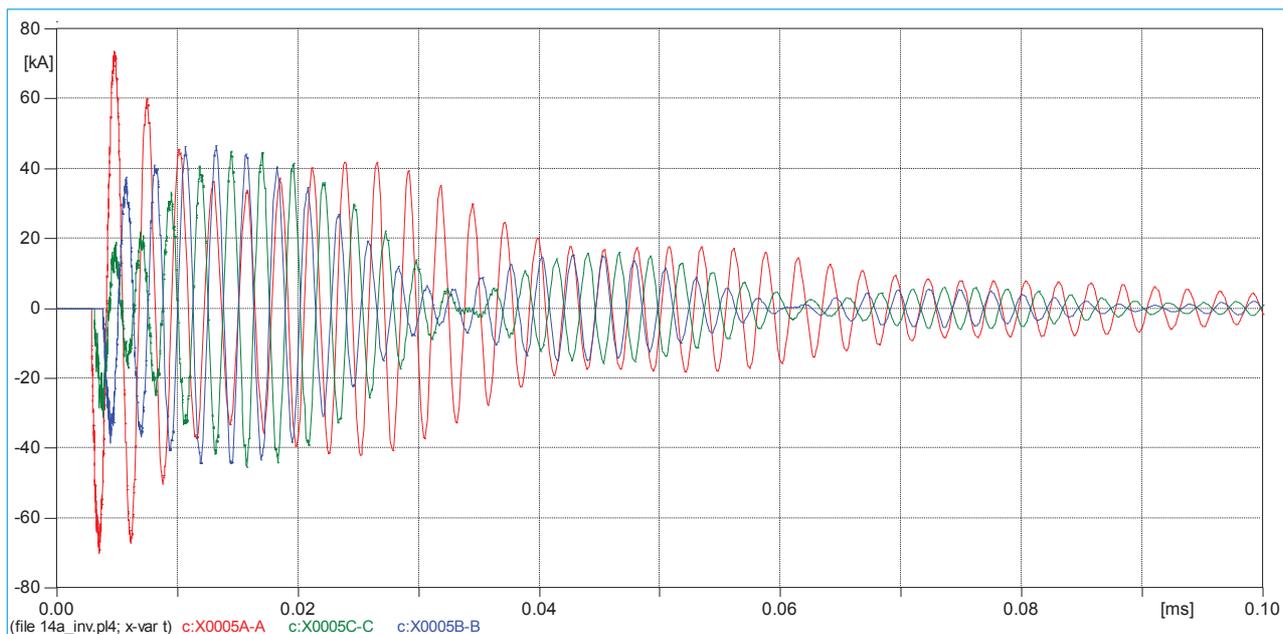
Figura N° 4. 24 – Contorneo del aislador, para una corriente del rayo de 38kA.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura podemos apreciar la corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, cuando hay contorno.

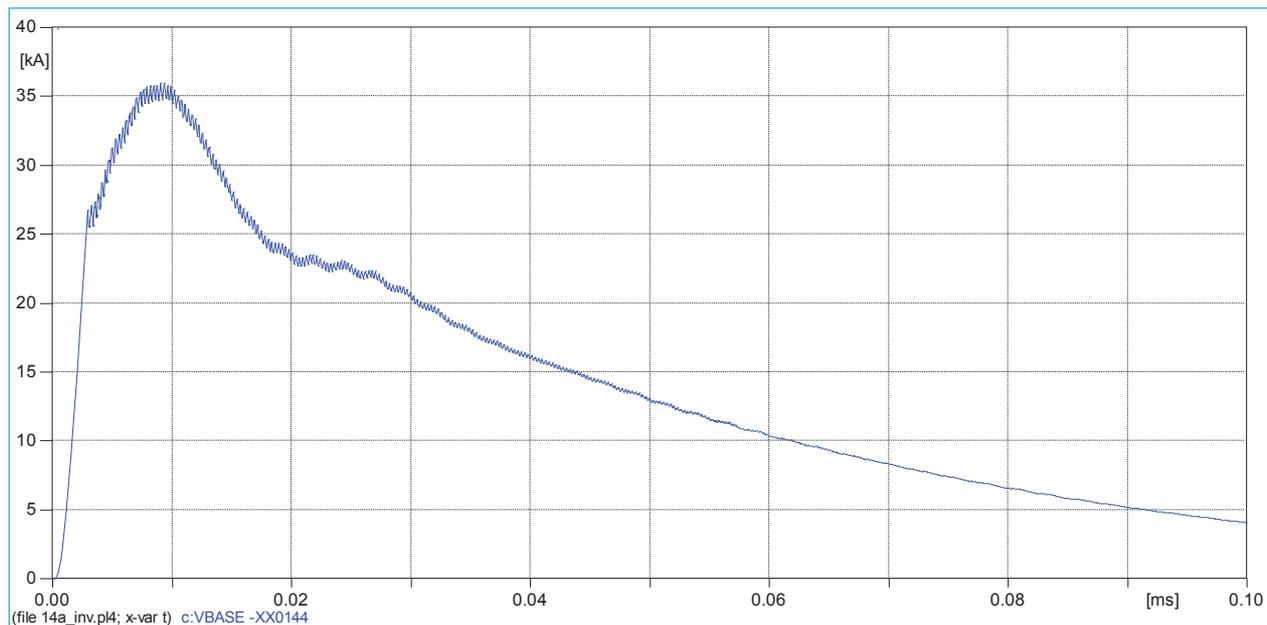
Figura N° 4. 25 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, cuando hay contorno.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura podemos apreciar la corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando hay contorno.

Figura N° 4. 26 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando hay contorno.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

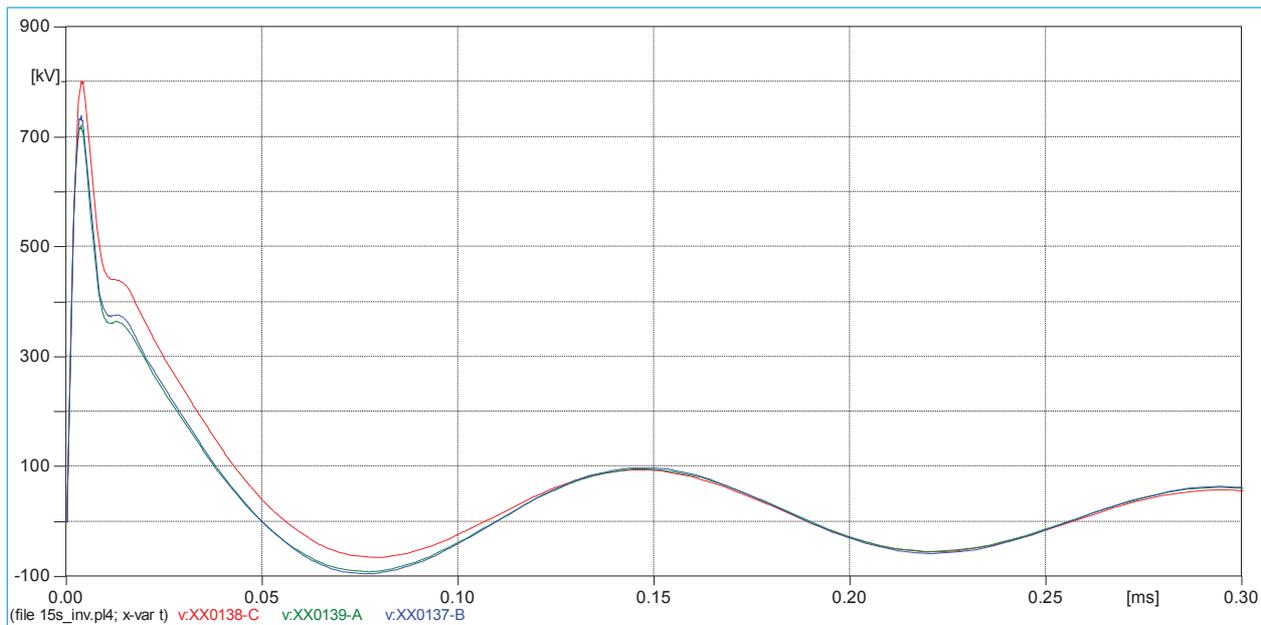
4.10.2.2. LÍNEA L-1015.

4.10.2.2.1. DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 32KA EN CABLE DE GUARDA (SIN CONTORNEO)

En la siguiente figura se aprecia sobretensiones en los aisladores cuando hay caídas de rayos en la estructura o cable da guarda cerca de la estructura, donde se puede apreciar que las sobretensiones producidas, son para corrientes mayores al $150=31\text{kA}$, pero no producen contorneo por cebado inverso.

En la siguiente figura podemos apreciar las diferencias de potencial en los aisladores, para una corriente del rayo de 32kA, cuando no existe flameo, en kV.

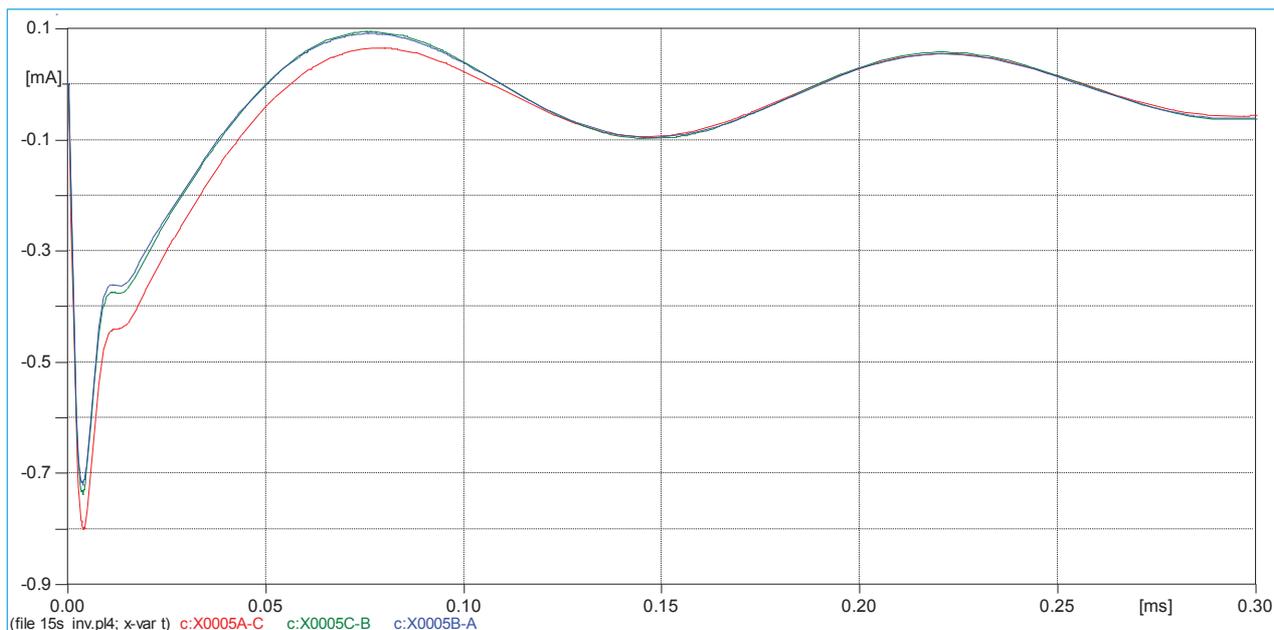
Figura N° 4. 27 – Diferencias de potencial en los aisladores, para una corriente del rayo de 32kA, cuando no existe flameo, en kV.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura podemos apreciar la corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, sin contorneo.

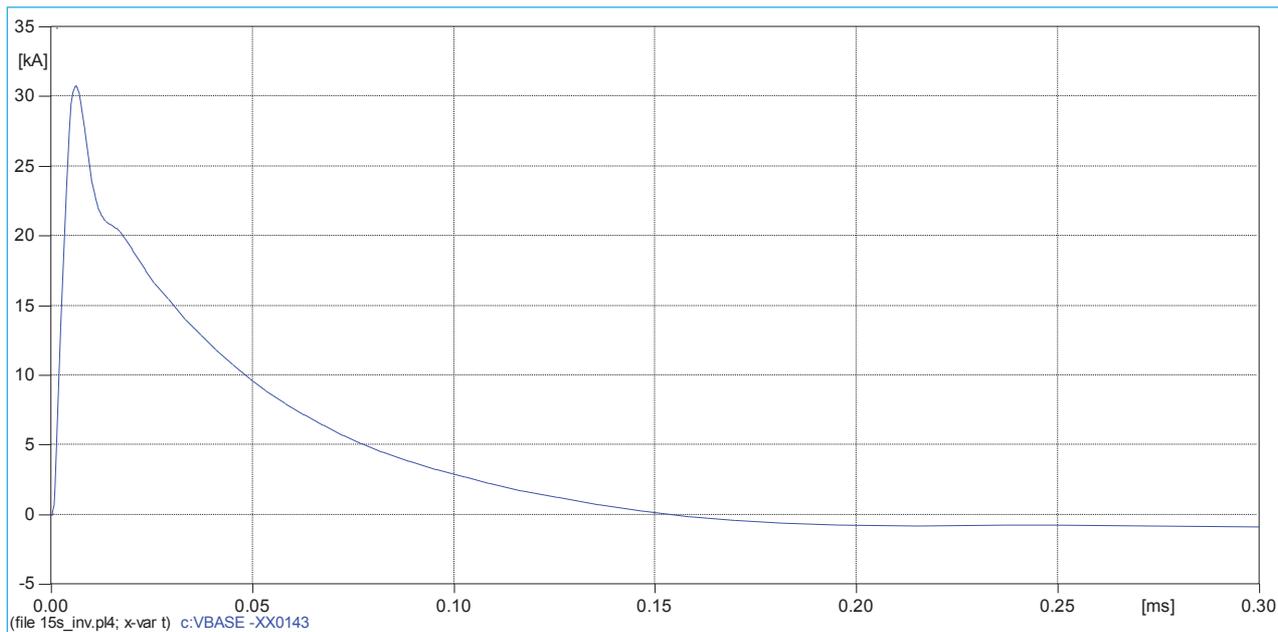
Figura N° 4. 28 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, sin contorneo.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura podemos apreciar la corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando no hay contorno.

Figura N° 4. 29 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando no hay contorno.

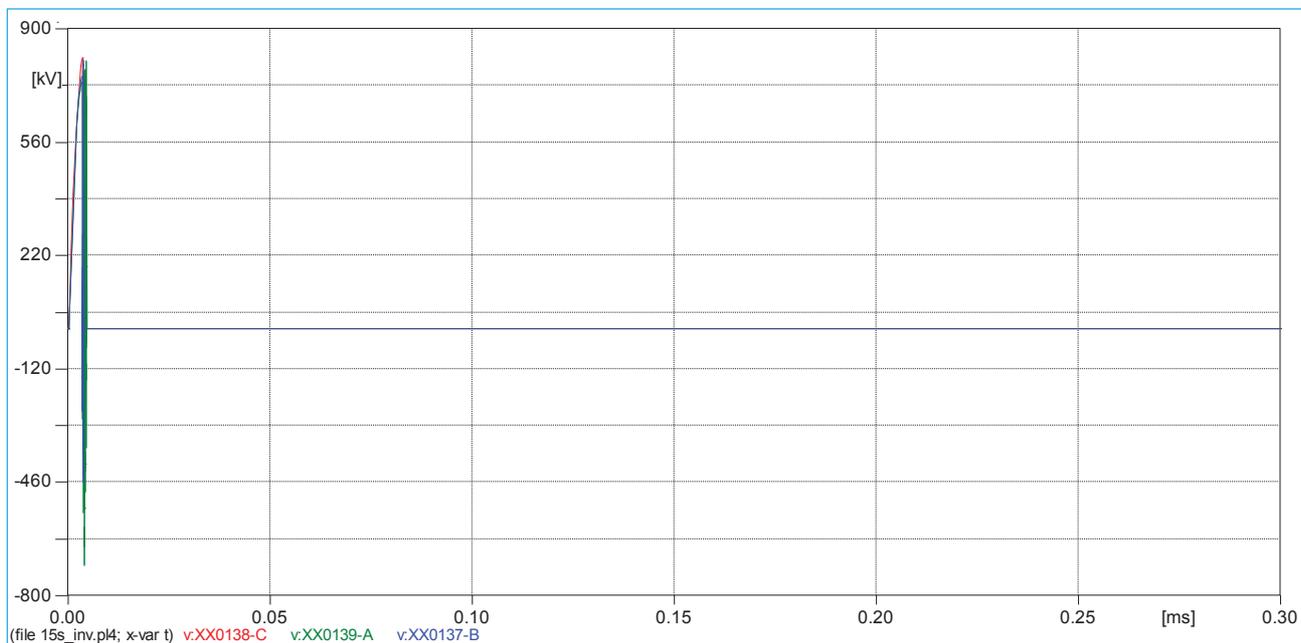


Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

4.10.2.2.2. DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 33KA EN CABLE DE GUARDA (CONTORNEO)

En la siguiente figura podemos apreciar el contorno del aislador, para una corriente del rayo de 33kA, en kV.

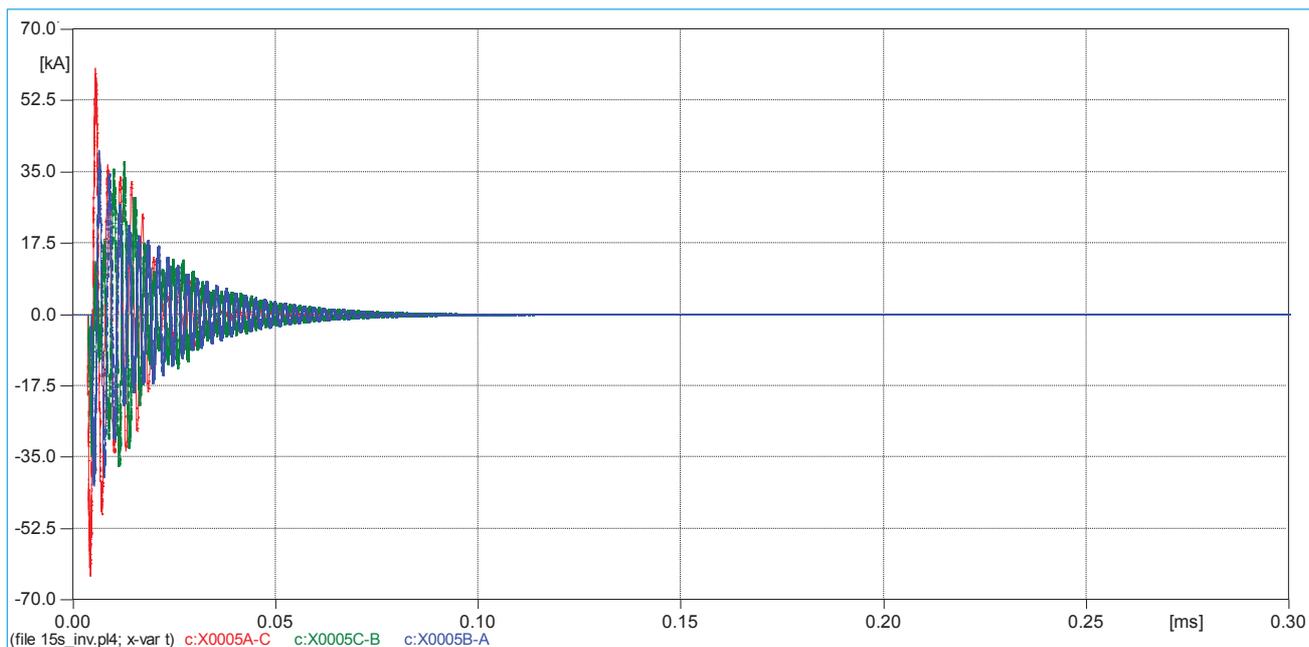
Figura N° 4. 30 – Contorneo del aislador, para una corriente del rayo de 33kA, en kV.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura podemos apreciar la corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, cuando hay contorneo.

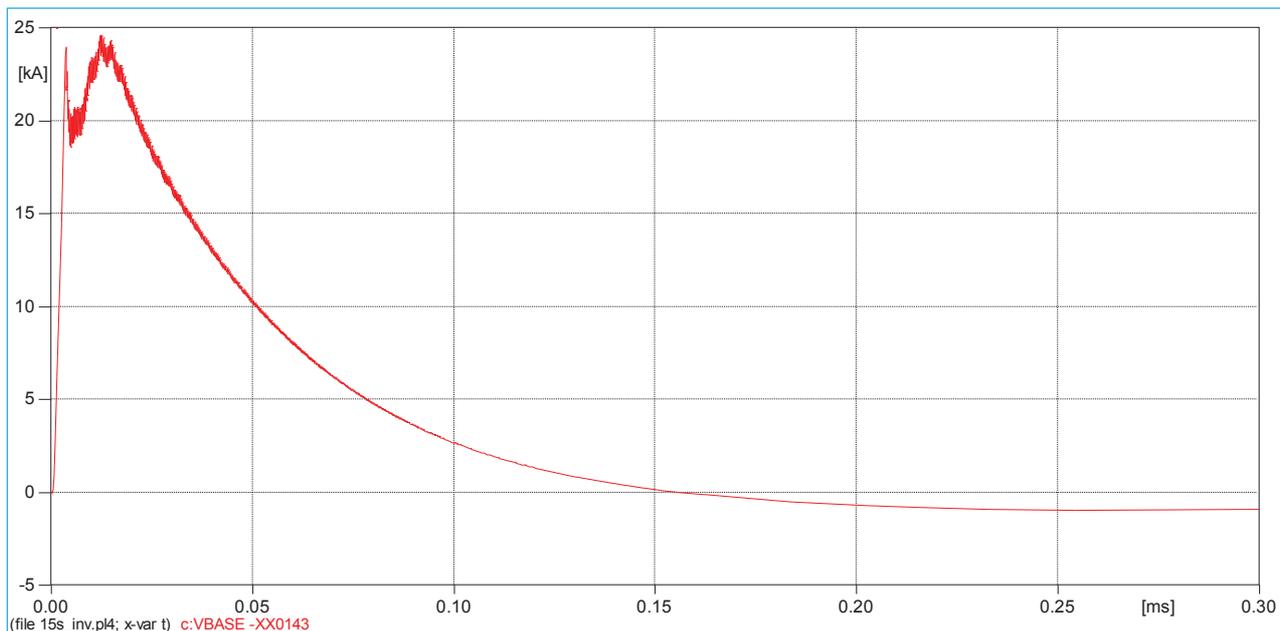
Figura N° 4. 31 – Corriente a través de los aisladores de las fases R, S y T, cuando hay contorneo.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la siguiente figura podemos apreciar la corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando hay contorneo.

Figura N° 4. 32 – Corriente ingresante a hacia la puesta a tierra, cuando hay contorneo.



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

4.11. CALCULO DE TASAS DE SALIDAS Y DISTANCIAS DE EXPOSICION.

Según las formulas desarrolladas en el CAP II Marco Teórico, se ha realizado los cálculos de tasas de salida para las dos líneas L-1014 y L-1015, con ayuda del software de simulación ATPDRAW y de los software de cálculo numérico Microsoft Excel y Mathcad 15.

4.11.1. CALCULO DE CORRIENTES CRITICAS

Para hallar las corrientes críticas de cebado del aislador, se ha considerado la implementación en el programa ATPDRAW de las líneas L-1014 y L-1015 para diferentes valores de puesta a tierra, ya que esta, nos brindará la confiabilidad requerida para el cálculo de las corrientes críticas de contorneo de los aisladores, con ello se llegó a determinar lo siguiente.

Tabla N° 4. 9 - Corrientes criticas de cebado del aislador de la línea L-1014, para los diferentes armados

ARMADO	Rpat	Resitividad	Ic	Ici
	[Ohm]	[Ohm-m]	[kA]	[kA]
A	5	314.16	8	38
	10	628.32	8	35
	25.83	1845.54	9	28
	50	3141.59	9	22
	100	6283.19	9	16
	200	12566.37	10	13
S	5	314.16	8	37
	10	628.32	8	35
	25.83	1845.54	9	28
	50	3141.59	9	21
	100	6283.19	9	16
	200	12566.37	10	13
T	5	314.16	8	38
	10	628.32	8	35
	25.83	1845.54	9	28
	50	3141.59	9	21
	100	6283.19	9	16
	200	12566.37	10	13

Fuente: Propia del autor

De la tabla anterior, se puede apreciar los resultados de las simulaciones en el programa ATPDRAW, y el cálculo de corriente críticas de cebado directo (Ic) y corrientes críticas por cebado inverso (Ici), para las torres tipo A, S y T, de la línea L-1014.

Tabla N° 4. 10 - Corrientes críticas de cebado del aislador de la línea L-1015, para los diferentes armados

ARMADO	Rpat	Resistividad	Ic	Ici
	[Ohm]	[Ohm-m]	[kA]	[kA]
A	5	314.16	8	37
	12.15	1845.54	8	34
	25	1570.80	9	28
	50	3141.59	9	21
	100	6283.19	9	16
	200	12566.37	10	13
S	5	314.16	8	37
	12.15	1845.54	8	33
	25	1570.80	9	27
	50	3141.59	9	21
	100	6283.19	9	16
	200	12566.37	10	13
T	5	314.16	8	37
	12.15	1845.54	8	33
	25	1570.80	9	27
	50	3141.59	9	21
	100	6283.19	9	16
	200	12566.37	10	13

Fuente: Propia del autor

De la tabla anterior, se puede apreciar los resultados de las simulaciones en el programa ATPDRAW, y el cálculo de corriente crítica de cebado directo (Ic) y corrientes críticas por cebado inverso (Ici), para las torres tipo A, S y T, de la línea L-1015.

4.11.2. CALCULO DE DISTANCIAS DE EXPOSICIÓN

Para el cálculo de distancias de exposición, se han utilizado el programa Autocad y Excel con las formulas del capítulo 2. Se han utilizado las corrientes críticas anteriormente calculadas.

Tabla N° 4. 11 - Distancias de exposición a las descargas atmosféricas, para los tipos de torres de la línea L-1014

ARMADO	Rpat	Resitividad	Ic	Ici	Rlc	Dc{Ic}
	[Ohm]	[Ohm-m]	[kA]	[kA]	[m]	[m]
A	5	314.16	8	38	30.910	3.740
	10	628.32	8	35	30.910	3.740
	25.83	1845.54	9	28	33.369	3.410
	50	3141.59	9	22	33.369	3.410
	100	6283.19	9	16	33.369	3.410
	200	12566.37	10	13	35.735	2.980
S	5	314.16	8	37	30.910	2.960
	10	628.32	8	35	30.910	2.960
	25.83	1845.54	9	28	33.369	2.570
	50	3141.59	9	21	33.369	2.570
	100	6283.19	9	16	33.369	2.570
	200	12566.37	10	13	35.735	2.090
T	5	314.16	8	38	30.910	2.520
	10	628.32	8	35	30.910	2.520
	25.83	1845.54	9	28	33.369	1.950
	50	3141.59	9	21	33.369	1.950
	100	6283.19	9	16	33.369	1.950
	200	12566.37	10	13	35.735	1.330

Fuente: Propia del autor

Según la tabla anterior, se aprecia que las distancias de exposición para cebado directo e inverso, calculadas con el método electrogeométrico varían según la puesta a tierra de la torre, por ende, hay diferentes corrientes críticas para cada una de la distancias de exposición.

Tabla N° 4. 12 - Distancias de exposición a las descargas atmosféricas, para los tipos de torres de la línea L-1015

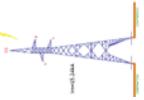
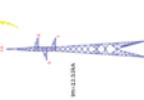
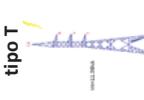
ARMADO	Rpat	Resitividad	Ic	Ici	Rlc	Dc{Ic}
	[Ohm]	[Ohm-m]	[kA]	[kA]	[m]	[m]
A	5	314.16	8	37	30.910	3.740
	12.15	1845.54	8	34	30.910	3.740
	25	1570.80	9	28	33.369	3.410
	50	3141.59	9	21	33.369	3.410
	100	6283.19	9	16	33.369	3.410
	200	12566.37	10	13	35.735	2.980
S	5	314.16	8	37	30.910	2.960
	12.15	1845.54	8	33	30.910	2.960
	25	1570.80	9	27	33.369	2.570
	50	3141.59	9	21	33.369	2.570
	100	6283.19	9	16	33.369	2.570
	200	12566.37	10	13	35.735	2.090
T	5	314.16	8	37	30.910	2.520
	12.15	1845.54	8	33	30.910	2.520
	25	1570.80	9	27	33.369	1.950
	50	3141.59	9	21	33.369	1.950
	100	6283.19	9	16	33.369	1.950
	200	12566.37	10	13	35.735	1.330

Fuente: Propia del autor

4.11.3. CALCULO DE TASAS DE SALIDA PARA LAS LINEAS

Las tasas de salida en las líneas de transmisión L-1014 y L-1015, están en función de los parámetros antes calculados y las formulas expuestas en el CAP II, cabe mencionar, que lo más importante, es el cálculo de tasas de salida con respecto a la línea que se quiera analizar, que está en [Salidas/Año-línea], que se resume en el siguiente cuadro.

Tabla N° 4. 13 - Cálculo de tasas de salida para la línea L-1014

Ubicación del análisis:		a 30km desde la S.E. San: Gabán													
Línea:		L-1014													
L[km]		69.1632													
ARMADO	Rpat	Resistividad	Ic	Ici	Dc{Ic}	R{Ic}	ND	NINV	Mini gráficos		TOTAL	TOTAL	TOTAL		
	[Ohm]	[Ohm-m]	[kA]	[kA]	[m]	[m]	[Salidas/km-año]	[Salidas/km-año]	[Salidas/km-año]	ND	NINV	[Salidas/km-año]	[Salidas/año] en 100km	[Salidas/año-L1014]	
Torre tipo A 	5	314.16	8	38	3.740	85.104	0.02597	0.16744				0.193	19.341	13.377	
	10	628.32	8	35	3.740	80.674	0.02597	0.20124				0.227	22.721	15.715	
	25.83	1845.54	9	28	3.410	69.782	0.02011	0.30696				0.327	32.707	22.621	
	50	3141.59	9	22	3.410	59.657	0.02597	0.4257				0.452	45.167	31.239	
	100	6283.19	9	16	3.410	48.503	0.02597	0.5452				0.571	57.117	39.504	
	200	12566.37	10	13	2.980	40.410	0.01452	0.58615				0.601	60.068	41.545	
Torre tipo S 	5	314.16	8	37	2.960	83.641	0.01616	0.17801				0.194	19.418	13.430	
	10	628.32	8	35	2.960	80.674	0.01616	0.20124				0.217	21.740	15.036	
	25.83	1845.54	9	28	2.570	69.782	0.01134	0.30696				0.318	31.831	22.015	
	50	3141.59	9	21	2.570	57.881	0.01134	0.44677				0.458	45.812	31.685	
	100	6283.19	9	16	2.570	48.503	0.01134	0.5452				0.557	55.655	38.493	
	200	12566.37	10	13	2.090	41.220	0.00709	0.55009				0.557	55.717	38.536	
Torre tipo T 	5	314.16	8	38	2.520	85.104	0.01012	0.16744				0.178	17.756	12.281	
	10	628.32	8	35	2.520	80.674	0.01012	0.20124				0.211	21.136	14.618	
	25.83	1845.54	9	28	1.950	69.782	0.00579	0.30696				0.313	31.275	21.631	
	50	3141.59	9	21	1.950	57.881	0.00579	0.44677				0.453	45.257	31.301	
	100	6283.19	9	16	1.950	48.503	0.00579	0.5452				0.551	55.099	38.109	
	200	12566.37	10	13	1.330	42.379	0.00259	0.58615				0.589	58.874	40.719	

Fuente: Propia del autor

- De los resultados de este cuadro, la tasa de salidas máxima es 41 [Salidas/año-L1014] y la mínima es 12 [Salidas/año-L1014].
- Como se ve en los gráficos la mayoría de interrupciones se debe al cebado inverso.
- La tasa de cebados inversos se incrementa con el incremento de los valores de resistencia en puesta a tierra en las torres.

Tabla N° 4. 14 - Cálculo de tasas de salida para la línea L-1015

a 50km desde la S.E. Mazuko												
L-1015												
152.8492												
Ubicación del análisis:	Rpat	Resistividad	Ic	Ici	Dc(ic)	Rci	ND	NINV	Minigráficos	TOTAL	TOTAL	TOTAL
L[km]	[Ohm]	[Ohm-m]	[kA]	[kA]	[m]	[m]	[Salidas/km-año]	[Salidas/km-año]	ND NINV	[Salidas/km-año]	[Salidas/año] en 100km	[Salidas/año-L1015]
ARMADO	5	314.159265	8	37	3.74	83.6413642	0.025969	0.167442		0.193411	19.3411	29.56271662
	12.15	1845.54	8	34	3.74	79.1682934	0.025969	0.213959		0.239928	23.9928	36.67280286
	25	1570.79633	9	28	3.41	69.7818867	0.020108	0.306963		0.327071	32.7071	49.99254069
	50	3141.59265	9	21	3.41	57.8805339	0.025969	0.425701		0.45167	45.167	69.03739816
	100	6283.18531	9	16	3.41	48.5029301	0.025969	0.545203		0.571172	57.1172	87.30318326
	200	12566.3706	10	13	2.98	40.41	0.014522	0.586154		0.600676	60.0676	91.81284606
Torre tipo S	5	314.159265	8	37	2.96	83.6413642	0.016164	0.178011		0.194175	19.4175	29.67949341
	12.15	1845.54	8	33	2.96	77.6468868	0.016164	0.227451		0.243615	24.3615	37.23635786
	25	1570.79633	9	27	2.57	68.1516592	0.011344	0.325241		0.336585	33.6585	51.44674798
	50	3141.59265	9	21	2.57	57.8805339	0.011344	0.446774		0.458118	45.8118	70.02296981
	100	6283.18531	9	16	2.57	48.5029301	0.011344	0.545203		0.556547	55.6547	85.06776371
	200	12566.3706	10	13	2.09	41.22	0.007086039	0.550086		0.557172039	55.7172039	85.16330042
Torre tipo T	5	314.159265	8	37	2.52	83.6413642	0.010122	0.167442		0.177564	17.7564	27.14051535
	12.15	1845.54	8	33	2.52	77.6468868	0.010122	0.227451		0.237573	23.7573	36.31284299
	25	1570.79633	9	27	1.95	68.1516592	0.005791363	0.325241		0.331032363	33.1032363	50.59803186
	50	3141.59265	9	21	1.95	57.8805339	0.005791363	0.446774		0.452565363	45.2565363	69.17425368
	100	6283.18531	9	16	1.95	48.5029301	0.005791363	0.545203		0.550994363	55.0994363	84.21904759
	200	12566.3706	10	13	1.33	42.3792402	0.002588675	0.586154		0.588742675	58.8742675	89.98884688

Fuente: Propia del autor

- De los resultados de este cuadro, la tasa de salidas máxima es 91 [Salidas/año-L1015] y la mínima es 27 [Salidas/año-L 1015]
- Como se ve en los gráficos la mayoría de interrupciones se debe al cebado inverso.
- La tasa de cebados inversos se incrementa con el incremento de los valores de resistencia en puesta a tierra en las torres.

4.12. ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

En este ítem se verá las alternativas aplicables a la línea de transmisión con el fin de reducir la tasa de fallas.

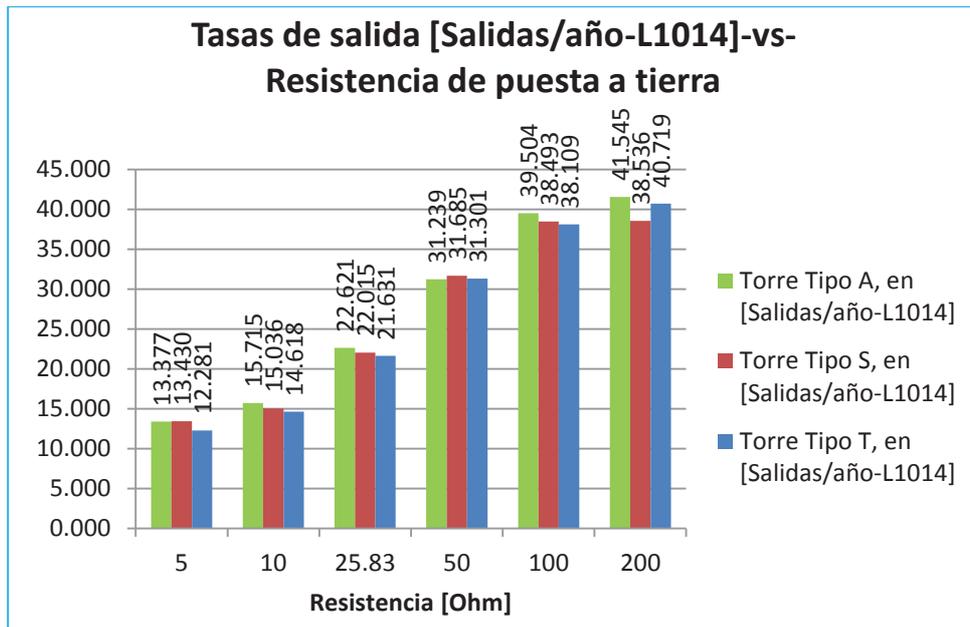
4.12.1. ALTERNATIVA 1: REDUCCION DE LOS VALORES PUESTAS A TIERRA EN LA LINEA 1014

Como primera medida propongo reducir los valores de puesta a tierra en la línea 1014. Como se explicó en el capítulo 2 los cebados inversos se producen por altos valores de resistencia de puesta a tierra.

4.12.1.1. ANALISIS DE LAS TASAS DE SALIDA CON SENSIBILIDAD DE LAS PUESTAS A TIERRA

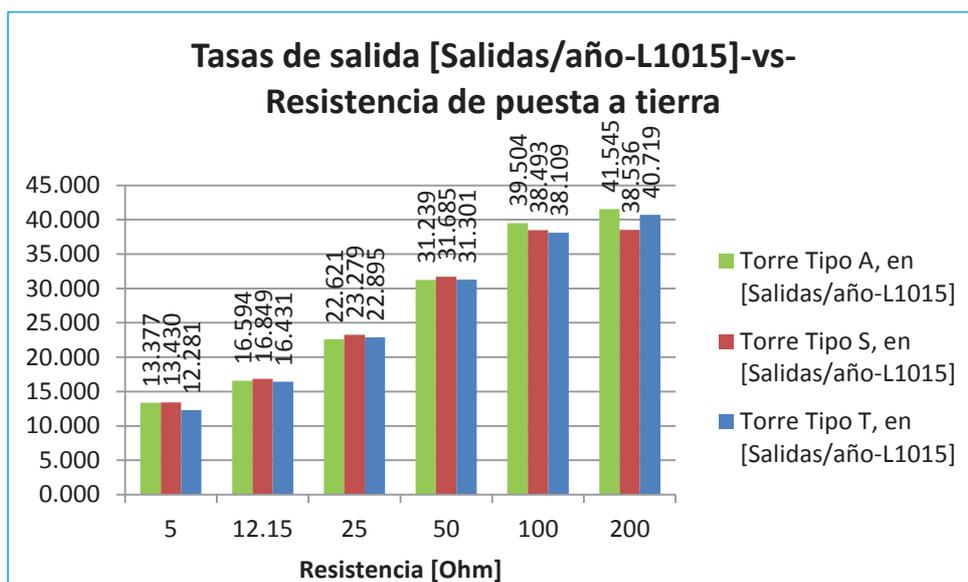
En este ítem se ve el análisis de las tasas de salida con sensibilidad de las puestas a tierra. Para el análisis de resultados, se ha considerado los datos de la Tabla N° 4.8 y Tabla N° 4.9, verificándose lo siguiente.

Figura N° 4. 33 - Sensibilidad de tasas de salida con respecto a las puestas a tierra, línea L-1014



Fuente: Propia del autor

Figura N° 4. 34 - Sensibilidad de tasas de salida con respecto a las puestas a tierra, línea L-1015



Fuente: Propia del autor

Las puestas a tierra, de las líneas de transmisión juegan un papel importante en las, salidas por descargas atmosféricas, como se puede apreciar, en las figuras anteriores.

Se puede apreciar que las tasas de salida, aumenta a medida que la puesta a tierra, también lo hace, por lo cual, la puesta a tierra es un medio para disminuir las tasas de salida.

Es por este motivo que a continuación presento los métodos que se podrían utilizar para reducir los valores de resistencia de puesta a tierra.

4.12.1.2. MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE PUESTA A TIERRA

De la evaluación de las puestas a tierra en el capítulo 3 se sabe que:

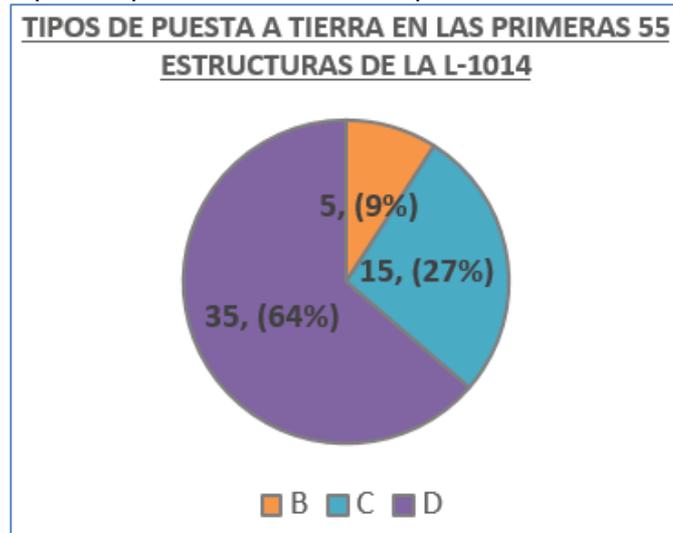
- a) En la línea 1014, se tiene un promedio de resistencia de 28.50 Ω por estructura, presentándose en máximo valor de 189 Ω y un valor mínimo de 0.74 Ω . Los valores más altos de resistencia se presentan en las primeras 55 estructuras, considerando que según el código nacional de electricidad el valor máximo debería ser de 25 Ω y 10 ohmios como indica la norma IEC 62305-3 "Protección contra descargas atmosféricas"
- b) En la línea 1014, se tiene un promedio de resistividad de 1845 Ω -m por estructura en la 1014, presentándose en máximo valor de 9066.64 Ω -m y un valor mínimo de 182.63 Ω -m. Los valores más altos de resistividad en la 1014 se presentan en las primeras 70 estructuras.

- c) En la línea 1014, según las mediciones de resistencia de puesta a tierra, los valores se han elevado en el 91% de los casos y solo en el 9 % de los casos se ha disminuido.

Es por estos motivos que se propone tomar acciones para reducir los valores de resistencia en las primeras 55 torres de la línea 1014.

En el siguiente gráfico vemos los tipos de puesta a tierra en las primeras 55 estructuras de la línea 1014 predomina el sistema D

Figura N° 4. 35 Tipos de puesta a tierra en las primeras 55 estructuras de la L-1014



Fuente: ELSE

Tal como se vio en el capítulo 3, los sistemas de puesta a tierra B, C y D definidos en la línea son de las siguientes características:

- Sistema B, este sistema de PAT está conformado por 4 contrapesos instalados en forma lineal separados una distancia horizontal de 10 m del eje de la línea.
- Sistema C, este sistema de PAT está conformado por 4 varillas copperweld y 4 contrapesos unidos a la varilla, instalados en forma lineal separados una distancia horizontal de 10 m del eje de la línea.
- Sistema D, este sistema de PAT está conformado por 8 contrapesos instalados en forma lineal separados una distancia horizontal de 10 m y 5 m del eje de la línea.

Existen métodos para reducir los valores de puesta a tierra, los cuales se debe aplicar en cada torre según sea el caso particular del terreno donde se encuentre. A continuación los posibles métodos a emplear:

METODO 1.- COMBINACIÓN DE CABLES Y VARILLAS DE CONTRAPESO

Como con el arreglo de cables de contrapeso llega a ser del sistema D no se ha logrado un valor de resistencia de puesta a tierra aceptable, se propone proceder a enterrar varillas de contrapeso en cada pata de la torre.

Enterrar varillas de contrapeso consiste en enterrar verticalmente varillas conductoras pegadas a las estructuras de las torres. Mientras más profundas queden las varillas, mejor será su comportamiento, pero más complicada y costosa su colocación.

METODO 2.- ADICIÓN DE BENTONITA

Básicamente el procedimiento de mejoramiento de puesta a tierra a base de bentonita, consiste en rellenar las grietas naturales, aberturas y huecos libres que existen en el terreno mediante una masa que envuelve las partículas de terreno y las une eléctricamente, formando una gran superficie buena conductora de electricidad.

Si el terreno no presenta grietas o huecos naturales, es necesario producirlos artificialmente en la proximidad de la puesta a tierra. Estas grietas pueden producirse mediante pequeñas explosiones que no afecten la resistencia mecánica del terreno. (La cantidad de explosivo dependerá de las propiedades de la roca).

La bentonita por ser una sustancia conductora de la electricidad, su utilización es muy apropiada como masa de relleno y unión, además protege a la puesta a tierra contra la corrosión.

METODO 3.- CEMENTO CONDUCTIVO

Utilizar un cemento conductivo de alta calidad incrementa el área de contacto de los electrodos en sistemas de Puesta a Tierra Vertical u Horizontal. Disminuye, así, significativamente la resistencia eléctrica de este proceso. La efectividad de la puesta a tierra con cemento conductivo ha sido demostrada a través de monitoreos constantes a largo plazo de las varillas instaladas. No requiere mantenimiento y protege al cobre de la corrosión

De los métodos propuestos se debe escoger el más adecuado para cada caso para reducir la resistencia de las torres, como se mencionó anteriormente.

4.12.2. ALTERNATIVA 2: IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS DE LINEA

Como segunda medida se propone la implementación de pararrayos de línea

Elección de Pararrayos de línea sin Explosores de ZnO

Paso 1.- Elegimos la corriente nominal (I_n) y de la clase de descarga de la línea

Corriente nominal del pararrayos I_n : 10 kA

Clase de Descarga de la línea: Clase 2

Paso 2.- Elección de la línea de fuga

Al igual que los aisladores están situados en una zona de ligera contaminación, por lo cual la línea de fuga específica mínima es de 16 mm/kV dado que la tensión máxima es de 145 kV el pararrayo deberá cumplir:

$$\text{Línea de fuga del pararrayos} \geq 2320 \text{ mm}$$

Paso 3.- Tensión continua de operación.

Para esto sabemos que el sistema es un neutro efectivamente puesto a tierra

$$U_c \geq \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad U_c \geq \frac{145 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 83,71 \text{ kV}$$

Paso 4.- Capacidad de soportar sobretensiones temporales.

Para sistemas con neutro rígido a tierra es habitual una duración máxima a tierra de 1 s. como el sistema es con neutro rígido a tierra ($k=1,4$), T_t es la duración de la sobretensión temporal representativa, m es el exponente que describe la caracteriza de la tensión a frecuencia industrial frente al tiempo del pararrayos, se deduce el valor de mínimo de $TOV_c(10 \text{ s.})$ del pararrayo deberá cumplir:

$$TOV_c(10 \text{ s}) = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}} * \left(\frac{T_t}{10}\right)^m \quad TOV_c(10 \text{ s}) = \frac{1,4 \cdot 145}{\sqrt{3}} * \left(\frac{1}{10}\right)^{0,02} \quad TOV_c \geq 111,92 \text{ kV}$$

Resumen de cálculos:

Corriente nominal I_n	10 kA
Línea de Fuga	2320 mm
Tensión Continua de operación	83,71 kV
Sobretensiones Temporales	111,92 kV

A partir de estos cálculos se procede a elegir entre las diferentes marcas y modelos comerciales.

4.12.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL PARARRAYO A IMPLEMENTARSE

Las características del pararrayos, que se implementó en el programa ATPDRAW, se han conseguido de los catálogos del fabricante, mostrándose lo siguiente. También mostrado en el Anexo N 3 - Catalogo de pararrayos TYCO.

- Marca y modelo: Tyco Electrónicos, pararrayo de línea.
- Material: Oxido Metálico
- Tensión Nominal (Ur): 144kV.
- Tensión a Operación Continua (COV): 115kV.
- Sobretensión Temporal (TOV): 170kV.
- Clase de descarga: CLASE 2.
- Curva de resistencia no lineal.

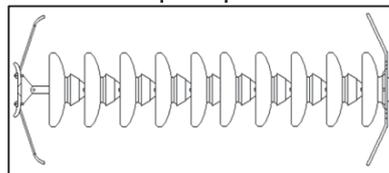
4.12.3. ALTERNATIVA 3: IMPLEMENTACION DE CUERNOS DE ARQUEO

Como tercera alternativa se propone la implementación de cuernos de arqueo. El daño recibido por los aisladores en caso de arco es un serio problema de mantenimiento. En caso de saltar el arco, hace que se mantenga apartado de la cadena de aisladores. Tal dispositivo reduce los daños en los aisladores y mejoran el comportamiento del conjunto de la línea.

El explosor sería el sistema de protección más sencillo y económico que existe, consiste en dos varillas (también conocidas como electrodos) de las cuales una se conecta a la catenaria o conductor a proteger de las sobretensiones y la otra varilla se conecta a tierra. Las dos varillas están dispuestas de tal forma que al aparecer el arco como consecuencia de la evacuación de una sobretensión alargan el arco consiguiendo que se reestablezcan rápidamente las condiciones de rigidez dieléctrica.

Aun siendo así de sencillo los explosores tienen una serie de inconvenientes, entre ellos que deja pasar ciertas sobretensiones. Otra limitación es la incapacidad de auto extinguir la corriente de 60 ciclos que sigue a la corriente transitoria, produciendo una falla a tierra que deba ser eliminada por la operación de interruptores con recierre, esto causa una indeseable interrupción momentánea.

Figura N° 4. 36 Cuernos de arqueo para una cadena de aisladores.



Fuente: elaboración propia

Para obtener resultados eficaces es necesario disponer de antenas bien abiertas, no solo en la grapa, sino también en la parte superior del aislador, bajo tensiones de choque o descargas atmosféricas, especialmente, el arco tiende a saltar en cascada en la cadena de aisladores.

4.13. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA

De lo propuesto, a continuación muestro un cuadro comparando las ventajas y desventajas para tomar la decisión.

Tabla N° 4. 15 Comparación de las Ventajas y Desventajas de las Alternativas

ALTERNATIVA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
IMPLEMENTACION DE PARARRAYO DE LINEA	<ul style="list-style-type: none"> • Técnicamente la protección es adecuada contra descargas atmosféricas. • La instalación es sencilla. • En el peso son livianos. • Se puede Instalar en los puntos más convenientes 	<ul style="list-style-type: none"> • Protección de la línea después de las sobretensiones.
REDUCCION DE LOS VALORES DE PUESTA A TIERRA	<ul style="list-style-type: none"> • Drena directamente las sobretensiones. • Existen diferentes métodos para aplicar la reducción. • Se tiene identificado las torres con valores altos • Técnicamente es adecuada contra descargas atmosféricas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es más complicada la modificación de la instalación.
IMPLEMENTACION DE LOS CUERNOS DE ARCO	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación sencilla • Reduce los daños en los aisladores 	<ul style="list-style-type: none"> • Incapacidad de auto extinguir la corriente de 60 ciclos que sigue a la corriente transitoria, produciendo una falla a tierra

Fuente: Elaboración propia

Del cuadro comparativo de las ventajas y desventajas de las alternativas selecciono la implementación de pararrayo de línea y la reducción de los valores de puesta a tierra. La implementación de los cuernos de arco tiene una gran desventaja que es la incapacidad de auto extinguir la corriente de 60 ciclos que sigue a la corriente transitoria, produciendo una falla a tierra, lo cual no es conveniente porque hace que se interrumpa la transmisión de energía.

4.14. RESUMEN DEL CAPÍTULO

- En el programa ATPDRAW se modela de forma simple y detallada los componentes de las líneas de transmisión en base a los cálculos de impedancias. El modelamiento se realiza para los tres tipos de torre existentes en ambas líneas (A, S, T) en base a sus longitudes, impedancias y geometría de la torre. Se realiza el modelamiento de la puesta a tierra, aisladores, pararrayos y transposición. También se presenta el modelamiento de la descarga atmosférica. Seguidamente se presenta el modelamiento de toda la línea en el ATPDRAW para luego simular casos.
- Se calcula la tasa de salidas para las líneas. De los resultados para la línea 1014, la tasa de salidas máxima es 41 [Salidas/año-L1014] y la mínima es 12 [Salidas/año-L1014]. De los resultados para la línea 1015, la tasa de salidas máxima es 91 [Salidas/año-L1015] y la mínima es 27 [Salidas/año-L1015]. En ambas líneas de transmisión la mayoría de interrupciones se debe al cebado inverso y la tasa de cebados inversos se incrementa con el incremento de los valores de resistencia de puesta a tierra en las torres.
- Se propone alternativas para mejorar la coordinación de aislamiento para reducir la tasa de Salidas/año-Línea. Las alternativas son la reducción de los valores puestas a tierra en la línea 1014, la implementación de pararrayos de línea y la implementación de cuernos de arqueo. Finalmente se realiza un cuadro comparativo de las ventajas y desventajas de las alternativas de lo que se seleccionó la implementación de pararrayo de línea y la reducción de los valores de puesta a tierra.

CAPITULO V: IMPLEMENTACIÓN DE ALTERNATIVAS SELECCIONADAS

5.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se implementa las alternativas de solución al modelamiento de las líneas de transmisión para reducir las interrupciones por descargas atmosféricas. Se aplica las alternativas para mejorar la coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión. Se realiza la simulación en ATPDRAW. Se muestra los nuevos resultados de los cálculos de tasa de salidas de las líneas con la implementación de pararrayos de línea y reducción de los valores de resistencia a puesta a tierra. Se desarrolla los nuevos tiempos de indisponibilidad en función a las nuevas tasas de fallas. Se muestra en análisis con los gráficos de las tasas de salidas. La ubicación de los pararrayos. Finalmente resumen del capítulo.

5.2. TASAS DE SALIDA MAXIMA PERMITIDAS.

Se tienen las tasas de salida máximas permitidas, por cada línea, según mostrado en el CAP I.

Tabla N° 5. 1 - Tasas de salida máxima por línea.

LINEA 138 kV	LONGITUD [km]	TOLERANCIAS DE SALIDA MAXIMA [Salidas/Año-Línea]
L-1014	69.1632	4
L-1015	152.8492	3

Fuente: Procedimiento 091 para supervisión y fiscalización del performance los Sistemas de Transmisión.

5.3. IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS DE LINEA

Para disminuir, de forma inmediata y de forma conveniente las tasas de salida de las líneas L-1014 y L-1015, se implementa pararrayos de línea al modelamiento de la torre, siendo este una solución inmediata para cumplir con las tolerancias de salida máxima.

Según las características de la zona, el pararrayo implementado será con las siguientes características.

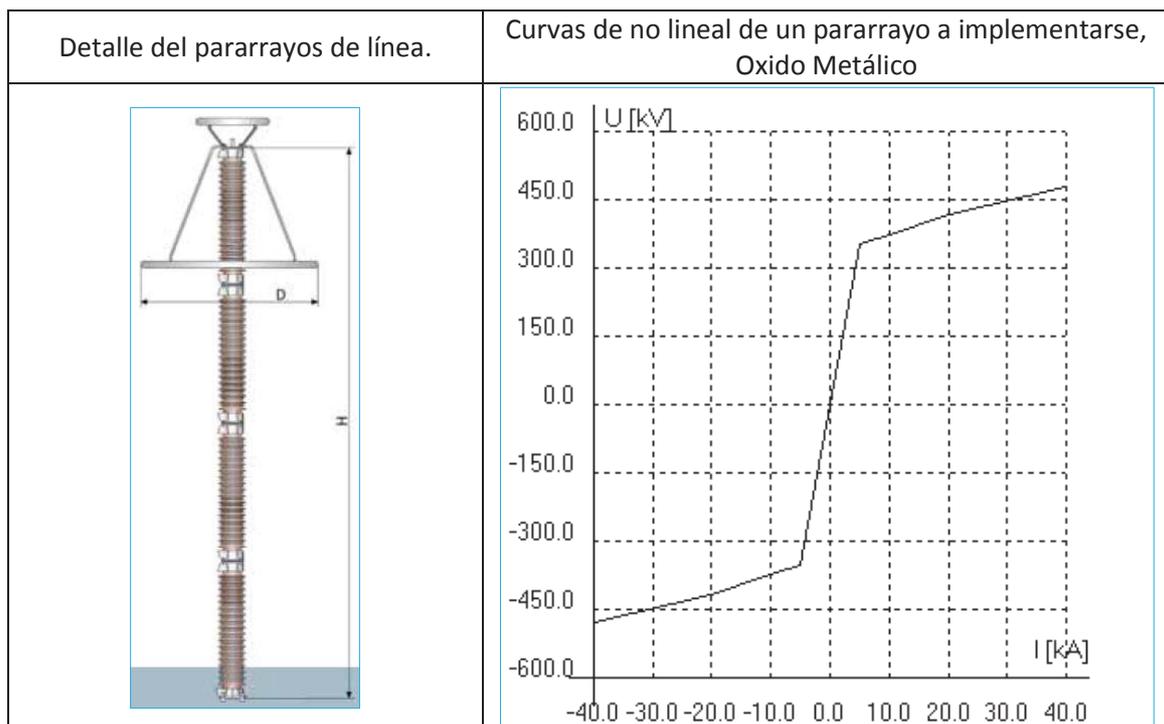
5.2.1 PARARRAYO A IMPLEMENTARSE

5.2.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL PARARRAYO A IMPLEMENTARSE

Las características del pararrayos, que se implementó en el programa ATPDRAW, se han conseguido de los catálogos del fabricante, mostrándose lo siguiente. También mostrado en el Anexo N 3 - Catalogo de pararrayos TYCO.

- Marca y modelo: Tyco Electrónicos, pararrayo de línea.
- Material: Oxido Metálico
- Tensión Nominal (U_r): 144kV.
- Tensión a Operación Continua (COV): 115kV.
- Sobretensión Temporal (TOV): 170kV.
- Clase de descarga: CLASE 2.
- Curva de resistencia no lineal.
- Capacidad de energía: 4.5 kJ/kV en U_r

Tabla N° 5. 2 Pararrayo a implementar

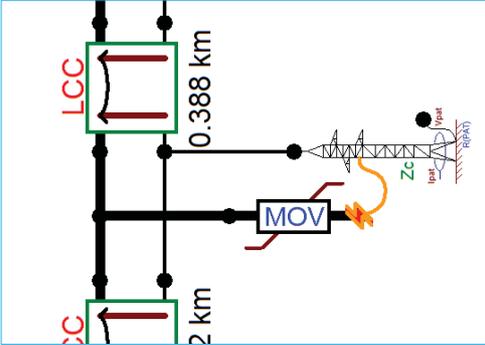


Fuente: Catálogo, TYCO ELECTRONICS

5.4. PARARRAYO DE LINEA EN EL PROGRAMA ATPDRAW.
 5.4.1. IMPLEMENTACION SIMPLE

La implementación simple en el programa ATPDRAW, se ha realizado según las rutinas existentes dentro del programa, como se muestra a continuación.

Tabla N° 5. 3 Implementación simple del pararrayos.

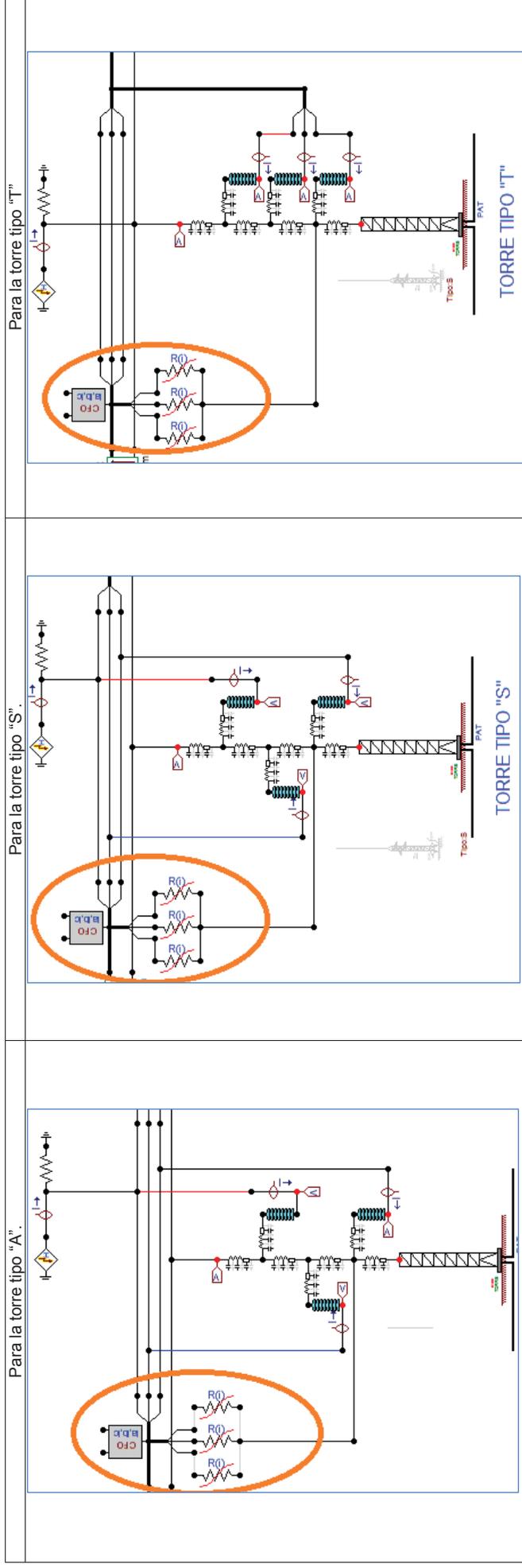
	<p>Pararrayos</p> <p>Ventana de ingreso de datos</p> <p>Component: MOV_3</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>DATA</th> <th>Characteristic</th> <th>UNIT</th> <th>VALUE</th> <th>NODE</th> <th>PHASE</th> <th>NAME</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Vref</td> <td>Volts</td> <td>144000</td> <td></td> <td>From</td> <td>ABC</td> <td>X0195</td> </tr> <tr> <td>Vflash</td> <td><0: No gap</td> <td>-1</td> <td></td> <td>To</td> <td>1</td> <td>X0021</td> </tr> <tr> <td>Vzero</td> <td>Volts</td> <td>0</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>#COL</td> <td></td> <td>1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>#SER</td> <td></td> <td>1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Erlim</td> <td>pu</td> <td>0.05</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Copy Paste entre data grid Reset Order: 0 Label: <input type="checkbox"/> Hide</p> <p>Comment: Pararrayo de Linea_Tipo Electronics_Ui=144kV_CDV=115kV_TDV=170kV_Clas 2</p> <p>Output: 0: No <input type="checkbox"/> Hide</p> <p>Edit definitions OK Cancel Help</p>	DATA	Characteristic	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME	Vref	Volts	144000		From	ABC	X0195	Vflash	<0: No gap	-1		To	1	X0021	Vzero	Volts	0					#COL		1					#SER		1					Erlim	pu	0.05					<p>Curva no lineal de pararrayos</p> <p>View Nonlinearity</p>  <p>Legend</p> <p>X-axis: min: -40 max: 40 <input type="checkbox"/> log scale</p> <p>Y-axis: min: -600 max: 600 <input type="checkbox"/> log scale</p> <p><input type="checkbox"/> Add (0.0) <input type="checkbox"/> 1st quad</p> <p>Copy wmf Done</p>
DATA	Characteristic	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME																																													
Vref	Volts	144000		From	ABC	X0195																																													
Vflash	<0: No gap	-1		To	1	X0021																																													
Vzero	Volts	0																																																	
#COL		1																																																	
#SER		1																																																	
Erlim	pu	0.05																																																	

Fuente: ATPDRAW
 Elaboración: Propia del autor

5.4.2. IMPLEMENTACION DETALLADA

La implementación detallada en el programa ATPDRAW, se ha realizado según las rutinas existentes dentro del programa, como se muestra a continuación.

Tabla N° 5. 4 Implementación detallada de los pararrayos



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

5.5. SIMULACION CON IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS

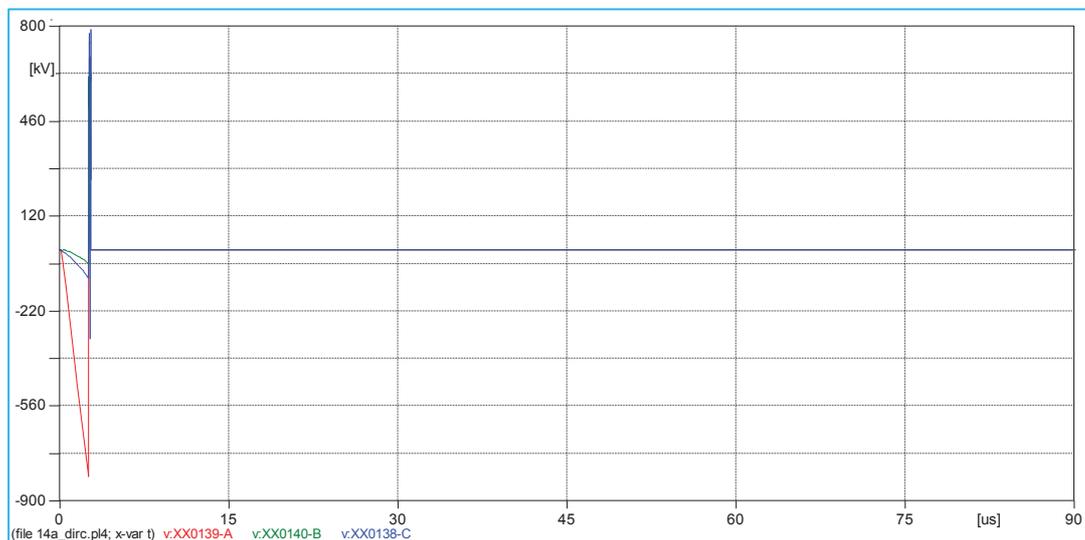
Para las simulaciones, se ha tomado parte de las simulaciones, la corriente de 31kA con una probabilidad del 50% de ocurrencia².

5.5.1. SIMULACION CON IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS, L-1014

Según las simulaciones realizadas en el programa ATPDRAW, sea han obtenido las siguientes oscilografías para cebado directo del aislador, dado que el aislador posee un efecto directo para caídas de rayo en los conductores de fase.

5.5.1.1. DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 31KA EN LA FASE A (CONTORNEO) SIN PARARRAYOS

Figura N° 5. 1 - Diferencia de potencial en el aislador, sin pararrayos, cebado directo

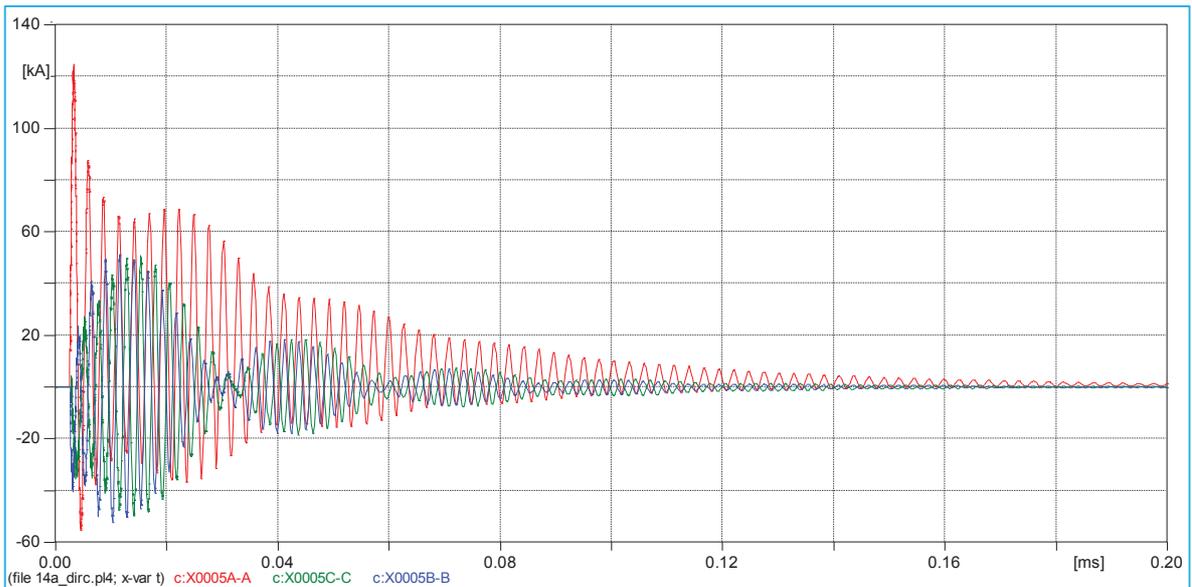


Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la figura anterior, se puede apreciar el contorneo del aislador, para una corriente determinada de 31kA, cuando el rayo cae directo en el conductor de fase A.

² Valores recomendados por la norma IEEE Std. 1410-1997.

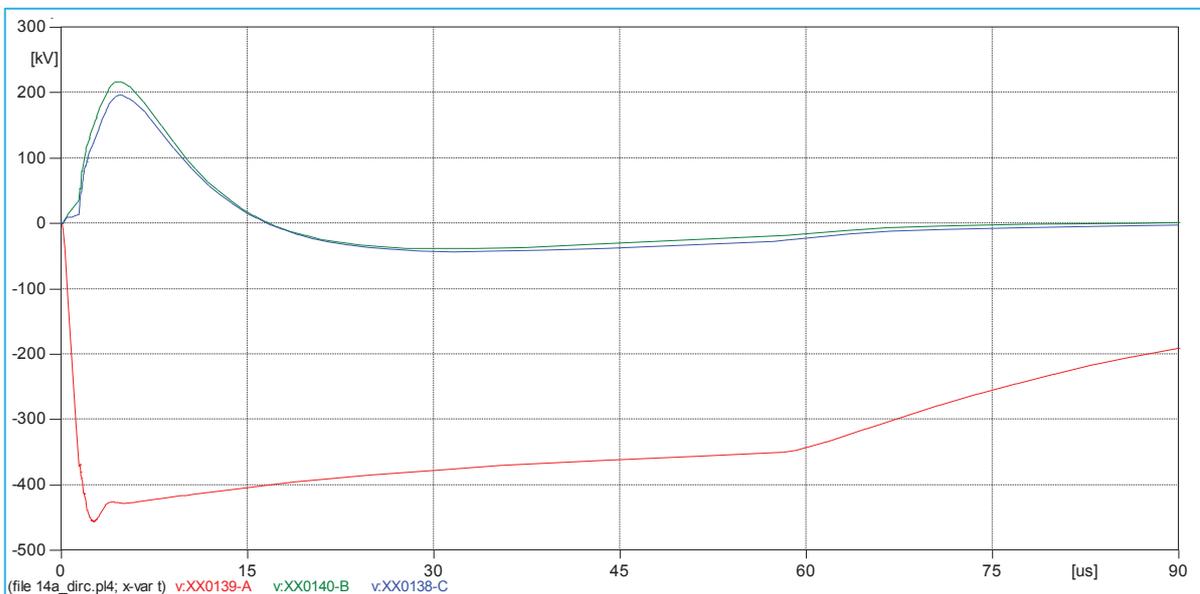
Figura N° 5. 2 - Corriente a través de los aisladores, sin pararrayos, cebado directo



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

5.5.1.2. DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 31KA EN LA FASE A (CONTORNEO) CON PARARRAYOS

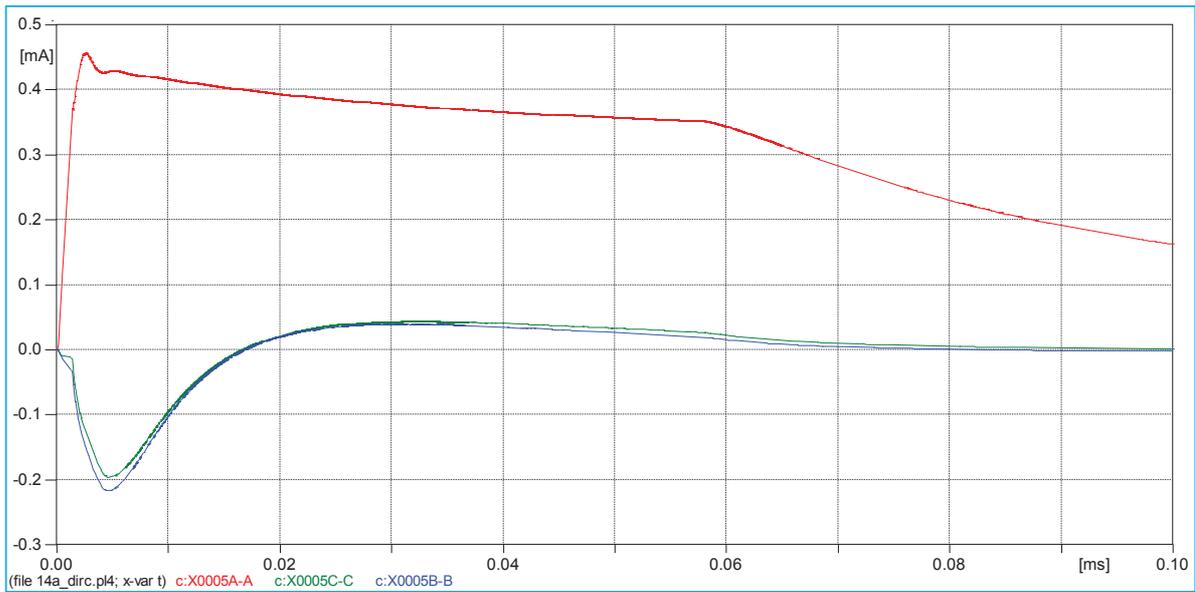
Figura N° 5. 3 - Diferencia de potencial en el aislador, con pararrayos, cebado directo



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

En la figura anterior, se puede apreciar el desempeño del pararrayo, dado que para la corriente de 31kA, no hay cebado directo del aislador.

Figura N° 5. 4 - Corriente a través de los aisladores, con pararrayos, cebado directo

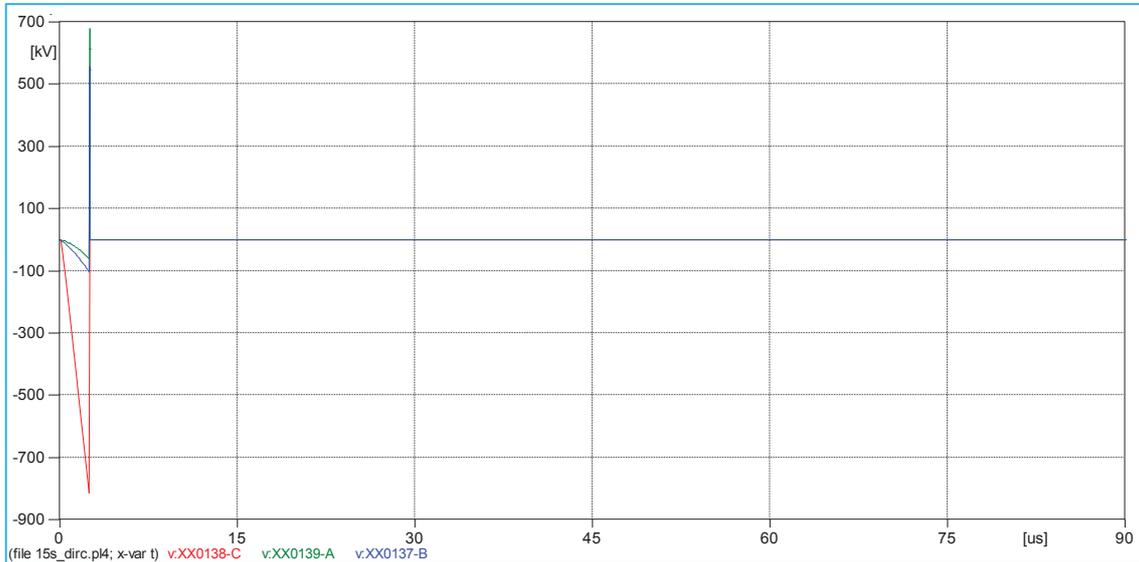


Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

5.5.2. SIMULACION CON IMPLEMENTACION DE PARARRAYOS, L-1015

5.5.2.1. DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 31KA EN LA FASE A (CONTORNEO) SIN PARARRAYOS

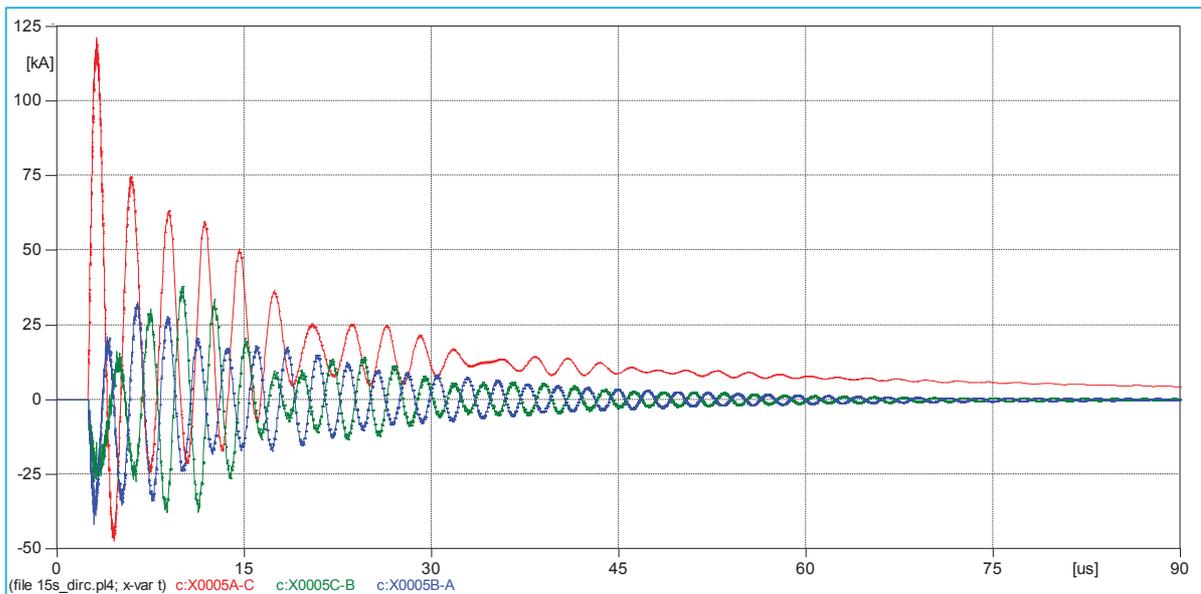
Figura N° 5. 5 - Diferencia de potencial en el aislador, sin pararrayos, cebado directo



Fuente: ATPDRAW

Elaboración: Propia del autor

Figura N° 5. 6 - Corriente a través de los aisladores, sin pararrayos, cebado directo

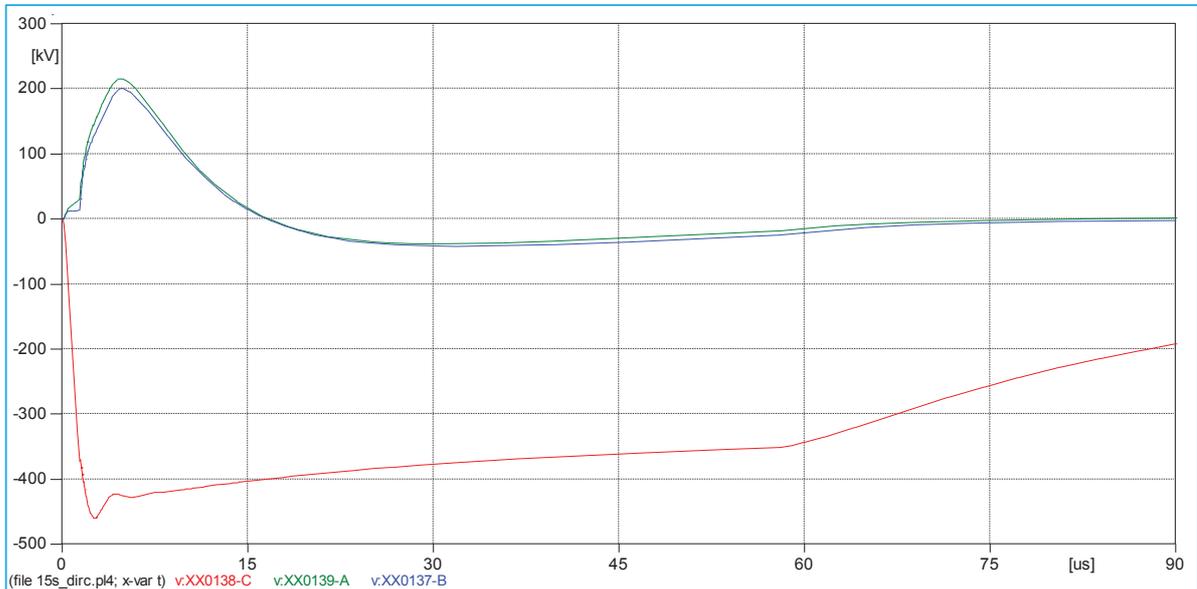


Fuente: ATPDRAW

Elaboración: Propia del autor

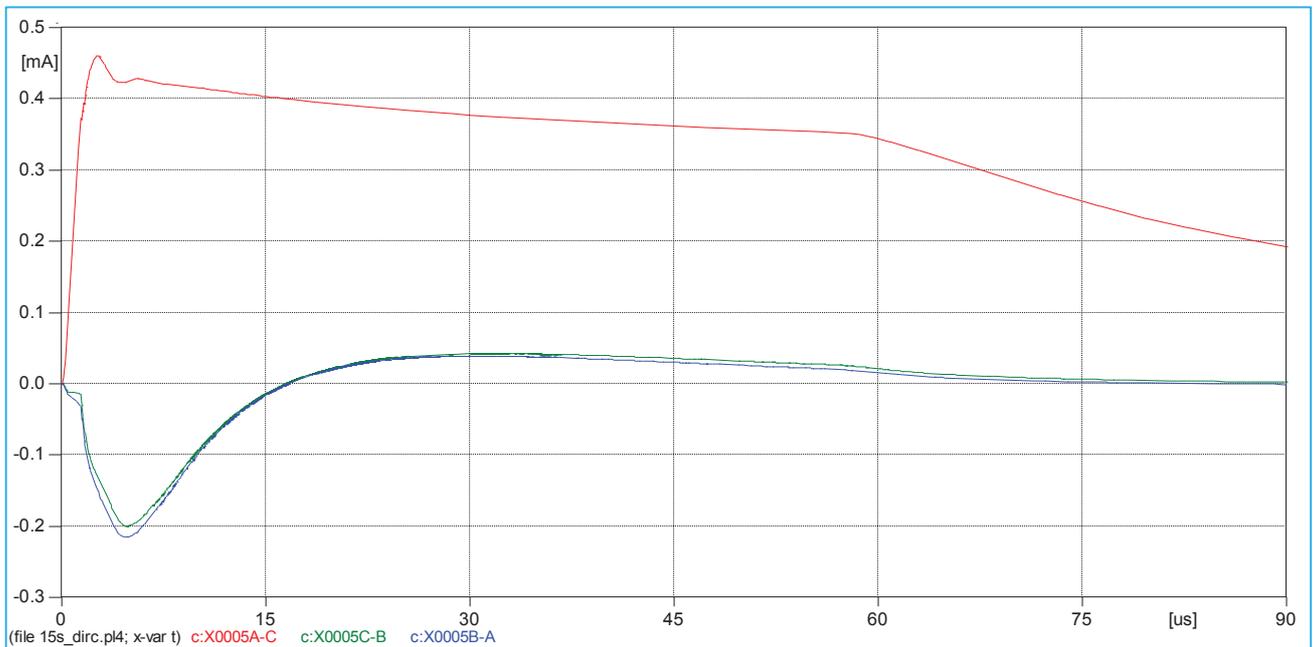
5.5.2.2. DESCARGA DE CORRIENTE DEL RAYO DE 31KA EN LA FASE A (CONTORNEO) CON PARARRAYOS

Figura N° 5. 7 - Diferencia de potencial en el aislador, con pararrayos, cebado directo



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

Figura N° 5. 8 - Corriente a través de los aisladores, con pararrayos, cebado directo



Fuente: ATPDRAW
Elaboración: Propia del autor

5.6. RESULTADOS DE SIMULACION Y CALCULO DE TASAS DE SALIDA CON IMPLEMENTACION DE PARARAYOS DE LINEA.

A continuación se muestran resultados, con la implementación de pararrayos de línea, llegando a determinar los siguientes resultados, para la línea L-1014 y L-1015.

Tabla N° 5. 5 Resultados con implementación de pararrayos L-1014.

Ubicación del análisis: a 30km desde la S.E. San: Gabán												
Línea: L-1014												
Longitud [km] 69.1632												
ARMADO	Rpat [Ohm]	Resistividad [Ohm-m]	Ic [kA]	Ici [kA]	Ric [m]	Rici [m]	ND [Salidas/km-año]	NINV [Salidas/km-año]	TOTAL [Salidas/año]	TOTAL [Salidas/año] en 100km	TOTAL [Salidas/año-L1014]	TOTAL
A	25.83	1845.54	>Im	96	-	155.441	0	0.01046	0.01046	1.046	0.723	0.723
S	25.83	1845.54	>Im	92	-	151.200	0	0.012078	0.012078	1.208	0.835	0.835
T	25.83	1845.54	>Im	93	-	152.266	0	0.011646	0.01165	1.165	0.805	0.805

Fuente: Propia del autor

Para la línea L-1014, se ha disminuido de un valor de mayor a 12 [Salidas/Año-L1014], a un valor de 0.732 [Salidas/Año-L1014].

Tabla N° 5. 6 Resultados con implementación de pararrayos L-1015.

Ubicación del análisis: a 50km desde la S.E. Mazuko												
Línea: L-1015												
Longitud [km] 152.8492												
ARMADO	Rpat [Ohm]	Resistividad [Ohm-m]	Ic [kA]	Ici [kA]	Ric [m]	Rici [m]	ND [Salidas/km-año]	NINV [Salidas/km-año]	TOTAL [Salidas/año]	TOTAL [Salidas/año] en 100km	TOTAL [Salidas/año-L1015]	TOTAL
A	12.15	1845.54	>Im	96	-	155.441253	0	0.01046	0.01046	1.046	1.598802632	1.598802632
S	12.15	1845.54	>Im	93	-	152.2663382	0	0.011646	0.011646	1.1646	1.780081783	1.780081783
T	12.15	1845.54	>Im	93	-	152.2663382	0	0.011646	0.011646	1.1646	1.780081783	1.780081783

Fuente: Propia del autor

Para la línea L-1015, se ha disminuido de un valor de mayor a 27 [Salidas/Año-L1015], disminuye a 1.780 Salidas/Año-L1015.

Según las tablas anteriores, se puede verificar que las tasas de salida, disminuyen considerablemente, para ambas líneas. Cabe mencionar, que las salidas por cebado directo, se reducen a un valor de 0 Salidas/Año-Línea, haciendo que los pararrayos de línea, sean una opción adecuada para la protección ante descargas atmosféricas.

5.7. ACERCA DEL TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se vio en el planteamiento del problema en el capítulo 1 que según el procedimiento 091 para supervisión y fiscalización del performance los Sistemas de Transmisión, la indisponibilidad máxima de la línea 1014 es 6 horas y la indisponibilidad máxima de la línea 1015 es 8 horas.

Se vio en el capítulo 3, acerca de la duración de las interrupciones por descargas atmosféricas:

- En el año 2012 se tiene que la mayor duración fue de 01:44:00, la menor duración fue de 00:04:00 y la duración en promedio 00:31:45 por interrupción.
- En el año 2013 se tiene que la mayor duración fue de 00:43:00, la menor duración fue de 00:09:00 y la duración en promedio 00:17:36 por interrupción.
- En el año 2014 se tiene que la mayor duración fue de 00:58:01, la menor duración fue de 00:03:00 y la duración en promedio 00:21:23 por interrupción.

En el presente capítulo vemos que para la línea L-1014, se ha disminuido a un valor de 0.732 Salidas/Año-L1014. Con lo cual estadísticamente se tendrá que esta interrupción hará indisponible a la línea un tiempo Máximo de 01:44:00, el cual está dentro de la tolerancia dispuesto en el procedimiento para supervisión y fiscalización del performance los Sistemas de Transmisión que es 6 horas, con lo cual se está resolviendo este problema.

En el presente capítulo vemos que para la línea L-1015, se ha disminuido a un valor de 1.780 Salidas/Año-L1015. Con lo cual estadísticamente se tendrá que esta interrupción hará indisponible a la línea un tiempo Máximo de $2 \times (01:44:00) = 03:28:00$, el cual está dentro de la tolerancia dispuesto en el procedimiento para supervisión y fiscalización del performance los Sistemas de Transmisión que es 8 horas, con lo cual se está resolviendo este problema.

5.8. UBICACIÓN DE LOS PARARRAYOS.

5.8.1. UBICACIÓN DE LOS PARARRAYOS EN LA LÍNEA 1014.

Como se vio en el ítem 3.6.1, localización de las interrupciones en la línea 1014, gran parte de las interrupciones por descargas atmosféricas ocurre desde el kilómetro 10 hasta el kilómetro 30 (aproximadamente de la torre 22 a la torre 69) y también desde el kilómetro 40 hasta el kilómetro 60 (aproximadamente de la torre 91 a la torre 135). Es por esto que los pararrayos se colocaran en las torres que se encuentran en estas zonas.

Tomando como criterio que se debe colocar los pararrayos en las torres más afectadas, se colocara en las siguientes estructuras:

Desde el kilómetro 10 hasta el 30 (de la torre 22 a la torre 69) se colocara en las torres T022, T023, T024, T025, T027, T028, T030, T031, T032, T034, T035, T036, T037, T038, T039, T041, T042, T044, T046, T047, T048, T049, T050, T051, T052, T053, T054, T055, T056, T057, T058, T060, T061, T062, T063, T064, T065, T067, T069. Es decir en 39 torres, 3 pararrayos para cada torre, lo que llega a ser 117 pararrayos.

Sin contar las torres que ya tienen pararrayos, es decir las torres T026, T029, T033, T040, T043, T045, T059, T066, T068.

Desde el kilómetro 40 hasta el 60 (de la torre 91 a la torre 135) se colocara en las torres T091, T092, T094, T095, T097, T099, T100, T101, T102, T103, T104, T106, T107, T108, T109, T110, T111, T112, T113, T114, T116, T117, T118, T119, T121, T122, T123, T124, T125, T127, T128, T129, T131, T132, T133, T134, T135. Es decir en 37 torres, 3 pararrayos para cada torre, lo que llega a ser 111 pararrayos.

Sin contar las torres que ya tienen pararrayos, es decir las torres T093, T096, T098, T105, T115, T120, T126, T130.

Entonces en la línea 1014 se colocara en 76 estructuras, 76 juegos de 3 pararrayos para cada torre, para ubicar 1 para cada fase, lo que totaliza 228 pararrayos.

5.8.2. UBICACIÓN DE LOS PARARRAYOS EN LA LÍNEA 1015.

Como se vio en el ítem 3.6.1, localización de las interrupciones en la línea 1015, gran parte de las interrupciones por descargas atmosféricas ocurre desde el kilómetro 0 hasta el 20 (aproximadamente de la torre 1 a la torre 47) y también desde el kilómetro 80 hasta el 120 (aproximadamente de la torre 213 a la torre 322). Es por esto que los pararrayos se colocaran en las torres que se encuentran en estas zonas.

Tomando como criterio que se debe colocar los pararrayos en las torres más afectadas, se colocara en las siguientes estructuras:

Desde el kilómetro 0 hasta el 20 (de la torre 1 a la torre 47), se colocara en las torres T001, T003, T004, T005, T006, T007, T008, T009, T010, T011, T012, T013, T014, T015, T016, T017, T020, T021, T022, T023, T024, T025, T026, T027, T028, T029, T030, T031, T032, T033, T034, T035, T036, T037, T038, T039, T040, T041, T042, T043, T044, T045, T046, T047. Es decir en 44 torres, 2 pararrayos para cada torre, lo que llega a ser 88 pararrayos.

Sin contar las torres que ya tienen pararrayos, es decir las torres T002, T018, T019.

Desde el kilómetro 80 hasta el 120 (de la torre 213 a la torre 322), se colocara en las torres T213, T214, T215, T216, T217, T218, T219, T220, T221, T222, T223, T224, T225, T226, T227, T228, T229, T230, T231, T232, T233, T234, T235, T236, T238, T239, T240, T241, T242, T243, T244, T245, T246, T247, T248, T249, T250, T251, T252, T253, T254, T255, T256, T257, T258, T259, T260, T261, T262, T263, T264, T265, T266, T267, T268, T269, T270, T271, T272, T273, T274, T275, T276, T277, T278, T279, T280, T281, T282, T283, T284, T285, T286, T287, T288, T289, T290, T291, T292, T293, T294, T295, T296, T297, T298, T299, T300, T301, T302, T303, T304, T305, T306, T307, T308, T309, T310, T311, T312, T313, T314, T315, T316, T317, T318, T319, T320, T321, T322. Es decir en 109 torres, 2 pararrayos para cada torre, lo que llega a ser 218 pararrayos.

Sin contar las torres que ya tienen pararrayos, es decir la torre T237.

Entonces en la línea 1015 se colocara en 153 estructuras, para 2 pararrayos para cada torre, para ubicar 1 para las fases más altas, lo que totaliza 306 pararrayos.

5.9. RESUMEN DEL CAPÍTULO

- Para disminuir de forma inmediata y de forma conveniente las tasas de salida de las líneas L-1014 y L-1015, se implementa pararrayos de línea al modelamiento de la torre, siendo este una solución inmediata para cumplir con las tolerancias de salida máxima.
- Respecto al tiempo de indisponibilidad de la línea 1014, con el valor de 0.732 Salidas/Año-L1014, se tiene que estadísticamente esta interrupción hará indisponible a la línea un tiempo máximo de 01 hora 44 minutos. Con lo cual se cumple con lo dispuesto en el procedimiento 091 del OSINERGMIN en el cual la tolerancia máxima es 6 horas de indisponibilidad de la línea en un año.
- Respecto al tiempo de indisponibilidad de la línea 1015, con el valor de 1.780 Salidas/Año-L1015, se tiene que estadísticamente esta interrupción hará indisponible a la línea un tiempo máximo de 03 horas con 28 minutos. Con lo cual se cumple con lo dispuesto en el procedimiento 091 del OSINERGMIN en el cual la tolerancia máxima es de 8 horas de indisponibilidad de la línea en un año.
- En la línea 1014 se colocara en 76 estructuras, 76 juegos de 3 pararrayos para cada torre, para ubicar 1 para cada fase, lo que totaliza 228 pararrayos. En la línea 1015 se colocara en 153 estructuras, para 2 pararrayos para cada torre, para ubicar 1 para las fases más altas, lo que totaliza 306 pararrayos.

CAPITULO VI: COMPARACION DE RESULTADOS

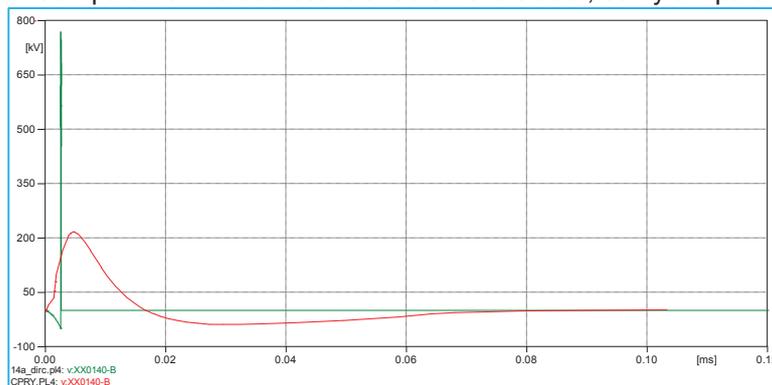
6.1. INTRODUCCION

En el presente capítulo se ve la comparación de sobretensiones en la cadena de aisladores con y sin pararrayo, y la comparación con la tasa de salida anual. Finalmente resumen del capítulo.

6.2. COMPARACION DE SOBRETENSIONES EN LA CADENA DE AISLADORES

6.2.1. COMPARACIÓN DE SOBRETENSIONES CON Y SIN PARARRAYO, FASE B EN LA LINEA 1014.

Figura N° 6. 1 Comparación de sobretensiones en el aislador, con y sin pararrayo, fase B.

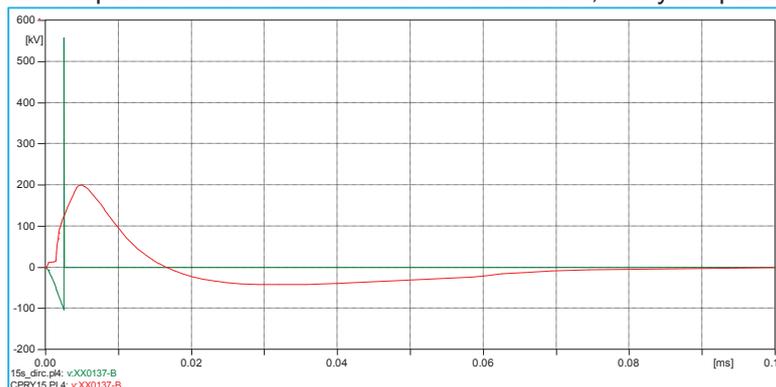


Fuente: ATPDRAW

Elaboración: Propia del autor

6.2.2. COMPARACIÓN DE SOBRETENSIONES CON Y SIN PARARRAYO, FASE B EN LA LÍNEA 1015.

Figura N° 6. 2 Comparación de sobretensiones en el aislador, con y sin pararrayo, fase B.



Fuente: ATPDRAW

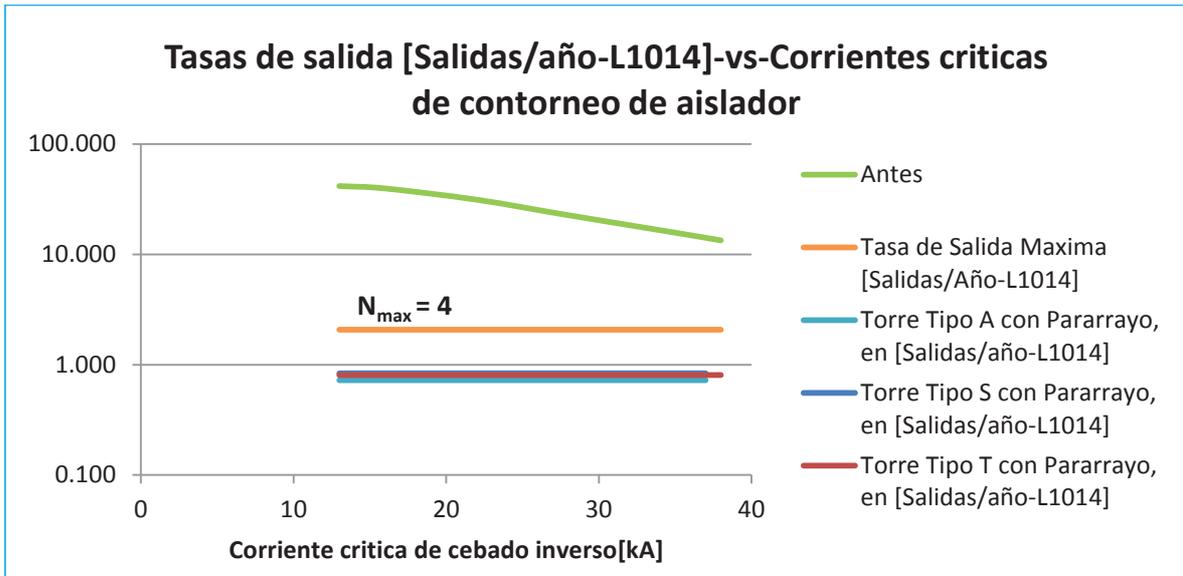
Elaboración: Propia del autor

De la Figura se puede apreciar el efecto de instalar el pararrayo, la tensión de la fase B (verde) cuando esta sin pararrayo, y la tensión cuando está instalada el pararrayo (rojo), ambas con gran diferencia a causa de la instalación del pararrayo.

6.3. COMPARACIÓN CON LA TASA DE SALIDA ANUAL.

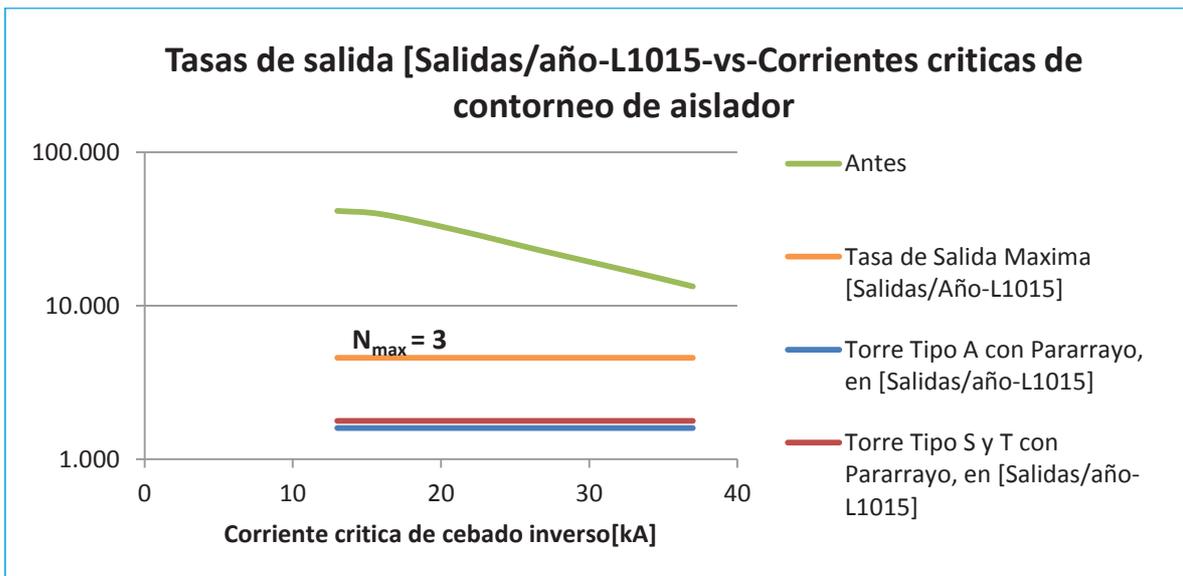
Para el análisis, se ha elaborado una gráfica de coordinación, donde se muestran valores de tasas de salida antiguas y con la implementación con pararrayos. Estos gráficos salen de los resultados de los capítulos 4 y 5.

Figura N° 6. 3 - Tasas de salida [Salidas/año-L1014]-vs-Corrientes críticas de contorneo de aislador



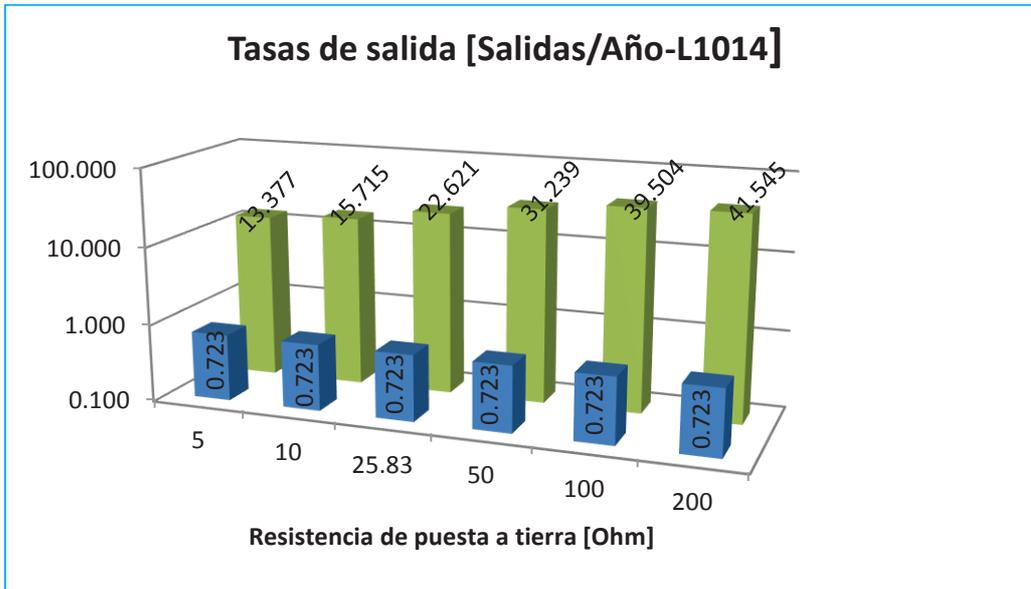
Fuente: Propia del autor.

Figura N° 6. 4 - Tasas de salida [Salidas/año-L1015]-vs-Corrientes críticas de contorneo de aislador



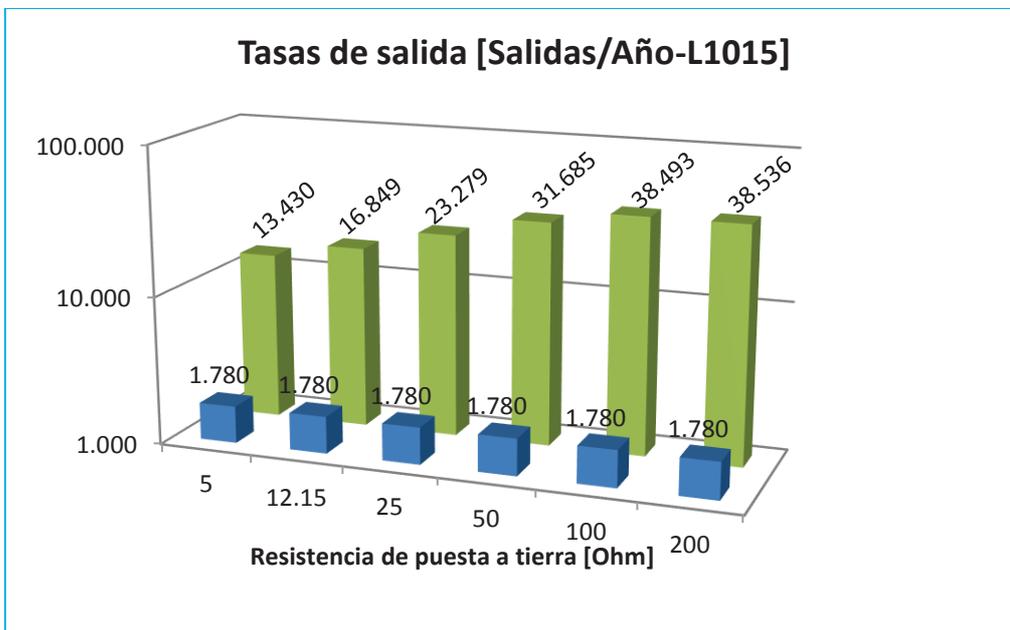
Fuente: Propia del autor.

Figura N° 6. 5 Disminución de las tasas de salida con respecto a los valores de puesta a tierra, línea L-1014.



Fuente: Propia del autor.

Figura N° 6. 6 - Disminución de las tasas de salida con respecto a los valores de puesta a tierra, línea L-1015.



Fuente: Propia del autor.

En las figuras anteriores se puede verificar, que efectivamente la implementación de pararrayos, ofrece una solución a la salida de las líneas de transmisión, de tal forma que las la tasas de salida resultante, estén por debajo de lo permitido, solucionándose, así, la problemática.

6.4. RESUMEN DEL CAPITULO

- Respecto a la tasa de fallas de la línea de transmisión L-1014, con la implementación de pararrayos de línea, se logra disminuir de un valor de 22 Salidas/Año-L1014 a un valor de 0.732 Salidas/Año-L1014. Con lo cual se cumple con lo dispuesto en el procedimiento 091 del OSINERGMIN en el cual la tolerancia máxima para la línea 1014 es 4 fallas en un año.

- Respecto a la tasa de fallas de la línea de transmisión L-1015, con la implementación de pararrayos de línea, se ha disminuido de un valor de 16 Salidas/Año-L1015 a un valor de 1.780 Salidas/Año-L1015. Con lo cual se cumple con lo dispuesto en el procedimiento 091 del OSINERGMIN en el cual la tolerancia máxima anual para la línea 1015 es 3 fallas en un año.

CONCLUSIONES

1.- Se concluye con la implementación de alternativas de solución propuestas que son la implementación de pararrayos de línea y la reducción de puestas a tierra se logra el mejoramiento de la coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión 1014 y 1015.

2.- Se concluye de la evaluación del equipamiento actual de las líneas de transmisión, se concluye que en las puestas a tierra de la línea 1014 (San Gabán - Mazuko), se tiene un promedio de resistencia de 28.50Ω por estructura, presentándose en máximo valor de 189Ω y un valor mínimo de 0.74Ω . Los valores más altos de resistencia se presentan en las primeras 55 estructuras, considerando que según el código nacional de electricidad el valor máximo debería ser de 25Ω y 10 ohmios como indica la norma IEC 62305-3 "Protección contra descargas atmosféricas". De las mediciones de puesta a tierra en las torres se concluye que en la línea 1014 los valores se han elevado en el 91% de los casos. En la línea 1015 los valores de resistencia de puesta a tierra máximo llega a 19.95Ω pero los valores se han elevado en el 99% de los casos según lo medido. Estos niveles de resistencia de puesta a tierra son causantes del incremento del número de interrupciones por descargas atmosféricas al ocasionar cebado inverso en las líneas 1014 y 1015.

Se concluye acerca del análisis de fallas que en la línea 1014, localización de las interrupciones, gran parte de las interrupciones por descargas atmosféricas ocurre desde el kilómetro 10 hasta el kilómetro 30 y desde el kilómetro 40 hasta el kilómetro 60 y en la línea 1015 desde el kilómetro 0 hasta el 20 y desde el kilómetro 80 hasta el 120, por lo que en estos tramos se debe tomar mayor atención para reducir las interrupciones por descargas atmosféricas. Acerca de la duración de las interrupciones de los registros se concluye que la mayor duración fue de 01 hora 44 minutos ocurrido en el año 2012 y la menor duración fue de 3 minutos de interrupción ocurrido en el año 2014.

3.- Se concluye del modelamiento en el programa ATPDRAW de las líneas de transmisión como se encuentra actualmente, se obtuvo la tasa de salidas para las líneas. De los resultados para la línea 1014, la tasa de salidas máxima es 41 [Salidas/año-L1014] y la mínima es 12 [Salidas/año-L1014]. Para la línea 1015, la tasa de salidas máxima es 91 [Salidas/año-L1015] y la mínima es 27 [Salidas/año-L1015]. La mayoría de interrupciones se debe al cebado inverso y la tasa de cebados inversos se incrementa con el incremento de los valores de resistencia de puesta a tierra en las torres. Las alternativas escogidas para reducir la tasa de Salidas/año-Línea son la reducción de los valores puestas a tierra y la implementación de pararrayos de línea.

4.- Se concluye que con la implementación de pararrayos en las torres en las zonas más afectadas de las líneas de transmisión acompañado con la reducción de valores de resistencias de puesta a tierra al modelamiento, se disminuye la tasa de salidas a un valor de 0.732 Salidas/Año-L1014 y a un valor de 1.780 Salidas/Año-L1015, haciendo indisponible a la línea L1014 un tiempo máximo de 01 hora 44 minutos y a la línea L1015 un tiempo máximo de 03 horas con 28 minutos, logrando de esta forma no sobrepasar las tolerancias establecidas por la normatividad. En la línea 1014 se propone colocar en 76 estructuras, 76 juegos de 3 pararrayos para cada torre, para ubicar 1 para cada fase, lo que totaliza 228 pararrayos. En la línea 1015 se propone colocar en 153 estructuras, para 2 pararrayos para cada torre, para ubicar 1 para las fases más altas, lo que totaliza 306 pararrayos.

5.- Se concluye de la comparación de resultados que:

Respecto a la tasa de fallas de la línea de transmisión L-1014, con la implementación de pararrayos de línea, se logra disminuir de un valor de 22 Salidas/Año-L1014 a un valor de 0.732 Salidas/Año-L1014. Con lo cual se cumple con lo dispuesto en el procedimiento 091 del OSINERGMIN en el cual la tolerancia máxima para la línea 1014 es 4 fallas en un año.

Respecto a la tasa de fallas de la línea de transmisión L-1015, con la implementación de pararrayos de línea, se ha disminuido de un valor de 16 Salidas/Año-L1015 a un valor de 1.780 Salidas/Año-L1015. Con lo cual se cumple con lo dispuesto en el procedimiento 091 del OSINERGMIN en el cual la tolerancia máxima anual para la línea 1015 es 3 fallas en un año.

SUGERENCIAS

- Se sugiere la implementación de un plan sistematizado para el mantenimiento de puesta a tierra, pararrayos y aisladores para evitar mayores interrupciones eléctricas.

- Se sugiere la utilización más frecuente del programa ATPDRAW en la carrera de ingeniería eléctrica, para simular y analizar el comportamiento de una línea frente a interrupciones por descargas atmosféricas y otros eventos.

- Se sugiere realizar los estudios y encontrar métodos eficaces para contrarrestar las interrupciones por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión, antes de la ejecución de los proyectos de este tipo preferentemente en la etapa de estudio y diseño

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Martínez Velasco, J. A. (2007). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. Madrid: McGraw Hill.
- [2] OSINERMIN, Procedimiento 091 para supervisión y fiscalización del performance los Sistemas de Transmisión, 2006.
- [3] COES SINAC Procedimiento 035, Ingreso, Modificación Y Retiro De Instalaciones En El SEIN Anexo 1.1.1.1 Criterios Y Propuestas Para La Coordinación De Los Aislamientos, 2013.
- [4] RUEL S.A. Notas Técnicas: Sistemas de Puesta a tierra, México.
- [5] Electrical Transmission and Distribution Reference Book of Westinghouse, Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, east Pittsburgh, Pennsylvania.
- [6] Mejía Villegas. (2003). Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión: Colombia, 2da edición. Pág. 120.
- [7] Gómez Expósito A (2002). Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica: España, McGraw-Hill. (Pág. 517)
- [8] Yanque J. (2004). Alta tensión y técnica de prueba de laboratorio. Perú -UNI: Notas del curso, Prof.Princ.AG-PG, FIEE-UNI.
- [9] Ruth de Fátima Rangel Contreras, cálculo de la evaluación de la tasa de salidas forzadas de una línea de transmisión, Universidad de los andes, Mérida Venezuela. (Pág. 28)
- [10] Análisis de sobretensiones transitorias en líneas de transmisión simulado con el programa ATP/EMTP, Tesis de Grado, Jesús B. Enciso Huarcaya, 2007.
- [11] Metodología para la optimización en la aplicación de apartarrayos de 400 kV, Tesis de grado, Oscar Jonathan Amaro Sánchez y Héctor Miguel Ortíz Rivera, 2011. (Pág. 73)
- [12] Modeling of lightning transient overvoltage by using different models of grounding system, B. Vahidi R. Shariati Nassab S. Ghahghahe Zadeh A. A. Khaniki, Department of Electrical Engineering, Amirkabir University of Technology Tehran – Iran.
- [13] Points to consider regarding the insulation coordination of gis substations with cable connections to overhead lines, M. M. Osborne, A. Xemard, L. Prikler, J. A. Martinez.
- [14] María Carolina Blanco, Carmen Luisa Vasquez; Efectos de las descargas atmosféricas, Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre, Venezuela 2005.
- [15] Aristides Vara Horna, Siete pasos para una tesis exitosa. Lima 2012.
- [16] Humberto Galoc Maslucán, Curso ATPDRAW en el análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia, VATIO SAC Y AUDIGENSAC. Lima 2016.
- [17] Paul Dummett, Energy English For the Gas and Electricity Industries. 2010.

ANEXOS

ANEXO 1:

RUTINA PARA EL CÁLCULO DE TASA DE SALIDAS

Anexo 1

Rutina para el cálculo de tasa de salidas utilizando Mathcad.

Corriente máxima de fallo de apantallamiento, de los cálculos en EXCEL en [kA] visto en el cap.

III:

$$I_m := 13.53$$

Longitud de la línea de transmisión, en [km]:

$$L := 69.1632$$

Parámetros para la distribución de la probabilidad, de que el pico del rayo exceda a un determinado valor "I", según norma IEEE Std 140-1997, para líneas de transmisión; para subestaciones: $n_c=2.2$ y $I_{50}=20\text{kA}$:

$$n_c := 2.6$$

$$I_{50} := 31$$

Probabilidad de que el pico exceda a un determinado valor "I", [adimensional]:

$$P(I) := \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}}$$

Densidad de Probabilidad de que el pico exceda a un determinado valor "I", en [1/kA]:

$$f(I) := \frac{n_c}{I_{50}^{n_c}} \cdot \frac{I_{50}^{n_c-1}}{\left[1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}\right]^2}$$

Nivel isocerámico de la zona estudiada, libro de JUSTO YANQUE, en [Descargas/km²-año]:

$$T_d := 60$$

Densidad de descargas, en [rayos/km²-año]:

$$N_g := 0.04 \cdot (T_d)^{1.25} = 6.679578$$

1. Tasa de salidas por cebado directo:

Corriente crítica de cebado directo del aislador, calculada en el programa ATPDRAW, en [kA]:

$$I_c := 15.24$$

Distancia horizontal de exposición, de conductor de fase con la corriente crítica, calculada en el programa AUTOCAD, en [m]:

$$D_c := 1.33$$

Tasa de salidas por cebado directo, en [cebados/año] en 100km de línea:

$$N_d := 0.2 \cdot N_g \cdot \int_{I_c}^{I_m} D_c \cdot f(I) \, dI = -0.1975$$

Tasa de salidas por cebado directo, en [Salidas/km-año]:

$$N_{DIR} := \frac{N_d}{100} = -1.974689 \times 10^{-3}$$

2. Tasa de salidas por cebado inverso:

Corriente crítica de cebado inverso del aislador, calculada en el programa ATPDRAW, en [kA]:

$$I_{ci} := 93$$

Distancia entre conductores de guarda, en [m]:

$$S_g := 0$$

$$S_g := 0$$

Distancia horizontal de exposición, de conductor de guarda, con la corriente crítica, calculada en el programa AUTOCAD, en [m]:

$$D_g := 8 \cdot I_{ci}^{0.65} = 152.266338$$

Si $I_{ci} < I_m$:

$$D_g' := 41.22$$

Distancia horizontal de exposición, de conductor de fase, con la corriente crítica, calculada en el programa AUTOCAD, en [m]:

$$D_{c1} := 0.32$$

Tasa de salidas por cebado inverso, en [Salidas/año] en 100km de línea:

$$N_{i1} := 0.2 \cdot N_g \cdot \left(\int_{I_{ci}}^{I_m} D_{c1} \cdot f(I) \, dI + \int_{I_m}^{\infty} D_g' \cdot f(I) \, dI + S_g \right) = 54.601$$

Tasa de cebados inversos, en [Salidas/km-año]:

$$N_{INV1} := \frac{N_{i1}}{100} = 0.546008$$

Si $I_{ci} > I_m$:

Tasa de salidas por cebado inverso, en [Salidas/año] en 100km de línea:

$$N_{i2} := 0.2 \cdot N_g \cdot \left(\int_{I_{ci}}^{\infty} D_g \cdot f(I) \, dI + S_g \right) = 1.165$$

Tasa de salidas por cebado inverso, en [Salidas/km-año]:

$$N_{INV2} := \frac{N_{i2}}{100} = 0.011646$$

3. Tasa de salidas por cebado inducido:

Corriente del rayo critica que produce cebado inducido, calculada en el programa ATPDRAW, en [kA]:

$$I_{cin} := 43$$

Distancia horizontal máxima, donde se produzca cebado inducido, calculada en el programa ATPDRAW, en [m]:

$$x_{max} := 93.61$$

Distancia horizontal de exposición, de conductor de guarda, con la corriente crítica de cebado, calculada en el programa AUTOCAD, en [m]:

$$Dg1 := 8 \cdot I_{cin}^{0.65} = 92.224112$$

Si $I_{cin} < I_m$

Distancia de exposición del conductor de fase, en [m]:

$$Dg1' := 0$$

$$Dc2 := 0$$

Tasa de salidas por cebado inducido, en [Salidas/km-año]:

$$N_{ind1} := 0.2 \cdot Ng \cdot \left[\int_{I_{cin}}^{I_m} (x_{max} - Dg1' - Dc2) \cdot f(I) \, dI + \int_{I_m}^{\infty} (x_{max} - Dg1') \cdot f(I) \, dI \right] = 12.559137$$

Tasa de salidas por cebado inducido, en [Salidas/km-año]:

$$NIND1 := \frac{N_{ind1}}{100} = 0.125591$$

Si $I_{cin} > I_m$

Tasa de salidas por cebado inducido, en [Salidas/año] en 100km de línea:

$$N_{ind2} := 0.2 \cdot Ng \cdot \left[\int_{I_{cin}}^{\infty} (x_{max} - Dg1) \cdot f(I) \, dI \right] = 0.185937$$

Tasa de salidas por cebado inducido, en [Salidas/km-año]:

$$NIND2 := \frac{N_{ind2}}{100} = 1.859369 \times 10^{-3}$$

ANEXO 2:

VALORES DE PUESTA A TIERRA DE LA LINEA 1014 Y DE LA LÍNEA 1015

ANEXO 2

VALORES DE PUESTA A TIERRA DE LA LINEA 1014

Torre	Resistividad	Resistencia	Línea	Tipo	NroCont_Und_	xPata_m_	xTorre_m_
T-1	4982.57	0.74	1014	D	8	38	304
T-2	2918.54	58.00	1014	D	8	20	160
T-3	9066.64	82.00	1014	D	8	60	480
T-4	4222.30	136.20	1014	D	8	32	256
T-5	4982.57	139.20	1014	D	8	38	304
T-6	5001.42	6.11	1014	D	8	38	304
T-7	4209.73	189.00	1014	D	8	32	256
T-8	4611.86	24.37	1014	D	8	34	272
T-9	1582.73	4.36	1014	C	4	22	88
T-10	3944.84	38.15	1014	D	8	54	432
T-11	8086.46	42.10	1014	D	8	60	480
T-12	4084.07	32.40	1014	D	8	32	256
T-13	2965.66	26.50	1014	D	8	39	312
T-14	7740.88	43.70	1014	D	8	60	480
T-15	3891.80	18.60	1014	D	8	52.5	420
T-16	2532.12	21.80	1014	D	8	33	264
T-17	2695.49	31.20	1014	D	8	34.5	276
T-18	4775.22	78.90	1014	D	8	35	280
T-19	5705.13	51.20	1014	D	8	43	344
T-20	8117.88	61.20	1014	D	8	60	480
T-21	3279.82	27.50	1014	D	8	43.5	348
T-22	3807.61	23.40	1014	D	8	27	216
T-23	4429.65	49.10	1014	D	8	33	264
T-24	3273.54	24.80	1014	D	8	23	184
T-25	8149.29	64.65	1014	D	8	60	480
T-26	674.81	55.50	1014	B	4	15.5	62
T-27	1653.73	92.00	1014	C	4	44	176
T-28	1970.41	37.50	1014	C	4	53	212
T-29	1815.21	84.20	1014	C	4	50	200
T-30	4347.96	84.15	1014	D	8	32	256
T-31	1462.73	65.45	1014	B	4	39	156
T-32	1721.59	61.00	1014	C	4	47	188
T-33	3204.42	155.80	1014	D	8	22	176
T-34	1846.63	30.45	1014	C	4	50	200
T-35	1716.57	52.90	1014	C	4	47	188
T-36	704.97	76.00	1014	B	4	18.5	74
T-37	2538.41	16.80	1014	D	8	33	264
T-38	4184.60	82.50	1014	D	8	57.5	460
T-39	1385.44	25.85	1014	B	4	36	144
T-40	2265.72	35.80	1014	C	4	62.5	250

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

T-41	1825.27	12.21	1014	C	4	50	200
T-42	1835.95	33.25	1014	C	4	50	200
T-43	2066.54	51.40	1014	C	4	56	224
T-44	1555.09	29.65	1014	C	4	41	164
T-45	1469.22	13.77	1014	B	4	39	156
T-46	2928.22	36.50	1014	D	8	39	312
T-47	2398.29	46.90	1014	D	8	30	240
T-48	2292.11	56.02	1014	C	4	62.5	250
T-49	1957.21	67.95	1014	C	4	53	212
T-50	2695.49	15.90	1014	D	8	34.5	276
T-51	3047.34	57.10	1014	D	8	40.5	324
T-52	3005.00	63.75	1014	D	8	40.5	324
T-53	3273.54	10.60	1014	D	8	43.5	348
T-54	3400.00	20.10	1014	D	8	45	360
T-55	1588.39	3.71	1014	C	4	41	164
T-56	754.61	37.20	1014	B	4	18.5	74
T-57	1519.90	2.11	1014	C	4	41	164
T-58	2808.58	19.70	1014	D	8	37.5	300
T-59	1339.99	18.40	1014	B	4	36	144
T-60	1066.26	17.95	1014	B	4	27	108
T-61	1607.87	18.23	1014	C	4	44	176
T-62	2626.37	26.45	1014	D	8	34.5	276
T-63	2545.32	19.80	1014	D	8	33	264
T-64	1575.19	7.50	1014	C	4	41	164
T-65	1268.58	18.20	1014	B	4	33	132
T-66	3914.42	19.00	1014	D	8	54	432
T-67	5843.36	20.01	1014	D	8	37.5	300
T-68	1151.08	20.40	1014	B	4	30	120
T-69	1211.40	19.80	1014	B	4	33	132
T-70	1433.19	19.50	1014	B	4	39	156
T-71	1328.89	20.43	1014	B	4	36	144
T-72	808.65	16.46	1014	B	4	21	84
T-73	787.28	10.34	1014	B	4	18.5	74
T-74	747.49	15.92	1014	B	4	18.5	74
T-75	1082.17	7.79	1014	B	4	27	108
T-76	1574.57	15.77	1014	C	4	41	164
T-77	409.04	18.77	1014	B	4	11	44
T-78	730.32	16.23	1014	B	4	18.5	74
T-79	693.66	10.78	1014	B	4	15.5	62
T-80	870.85	14.94	1014	B	4	21	84
T-81	579.31	16.16	1014	B	4	13	52
T-82	525.27	15.91	1014	B	4	13	52
T-83	458.88	16.25	1014	B	4	11	44
T-84	617.64	17.38	1014	B	4	15.5	62
T-85	898.08	9.00	1014	B	4	21	84

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

T-86	892.21	13.78	1014	B	4	21	84
T-87	946.00	9.00	1014	B	4	24	96
T-88	554.39	8.05	1014	B	4	13	52
T-89	638.12	11.85	1014	B	4	15.5	62
T-90	573.03	15.38	1014	B	4	13	52
T-91	753.35	31.50	1014	B	4	18.5	74
T-92	537.84	25.83	1014	B	4	13	52
T-93	1035.47	20.05	1014	B	4	27	108
T-94	1319.47	16.60	1014	B	4	36	144
T-95	651.57	15.80	1014	B	4	15.5	62
T-96	802.99	14.00	1014	B	4	21	84
T-97	1198.83	8.69	1014	B	4	30	120
T-98	757.75	31.20	1014	B	4	18.5	74
T-99	1178.73	37.89	1014	B	4	30	120
T-100	1012.22	13.88	1014	B	4	27	108
T-101	1634.88	18.53	1014	C	4	44	176
T-102	1658.13	17.94	1014	C	4	44	176
T-103	1409.11	8.66	1014	B	4	39	156
T-104	196.87	14.33	1014	B	4	3.5	14
T-105	349.35	5.45	1014	B	4	8	32
T-106	549.99	11.72	1014	B	4	13	52
T-107	182.63	9.22	1014	B	4	3.5	14
T-108	542.24	9.44	1014	B	4	13	52
T-109	660.99	11.76	1014	B	4	15.5	62
T-110	808.65	15.29	1014	B	4	21	84
T-111	305.36	13.37	1014	B	4	8	32
T-112	451.55	12.42	1014	B	4	11	44
T-113	625.60	10.10	1014	B	4	15.5	62
T-114	605.70	19.85	1014	B	4	15.5	62
T-115	1668.19	15.87	1014	C	4	44	176
T-116	1272.35	15.70	1014	B	4	33	132
T-117	793.57	18.75	1014	B	4	18.5	74
T-118	950.00	12.42	1014	B	4	24	96
T-119	975.00	17.65	1014	B	4	24	96
T-120	837.55	18.57	1014	B	4	21	84
T-121	984.58	24.08	1014	B	4	24	96
T-122	1463.98	15.15	1014	B	4	39	156
T-123	482.55	19.00	1014	B	4	11	44
T-124	4297.70	27.50	1014	D	8	59	472
T-125	340.76	14.07	1014	B	4	8	32
T-126	1285.54	16.25	1014	B	4	33	132
T-127	451.97	18.90	1014	B	4	11	44
T-128	584.55	25.77	1014	B	4	13	52
T-129	495.12	21.20	1014	B	4	11	44
T-130	627.69	16.20	1014	B	4	15.5	62

T-131	517.53	12.48	1014	B	4	13	52
T-132	433.33	7.88	1014	B	4	11	44
T-133	394.58	32.70	1014	B	4	8	32
T-134	589.99	23.90	1014	B	4	13	52
T-135	915.46	17.54	1014	B	4	24	96
T-136	519.83	15.25	1014	B	4	13	52
T-137	488.20	13.08	1014	B	4	11	44
T-138	456.79	17.70	1014	B	4	11	44
T-139	382.65	10.83	1014	B	4	8	32
T-140	429.77	10.30	1014	B	4	11	44
T-141	333.01	4.75	1014	B	4	8	32
T-142	483.30	13.45	1014	B	4	11	44
T-143	574.91	9.47	1014	B	4	13	52
T-144	1385.44	2.10	1014	B	4	36	144
T-145	1162.39	12.60	1014	B	4	30	120
T-146	431.03	15.00	1014	B	4	11	44
T-147	584.34	10.50	1014	B	4	13	52
T-148	731.99	12.36	1014	B	4	18.5	74
T-149	1072.54	14.70	1014	B	4	27	108
T-150	1063.11	1.49	1014	B	4	27	108
T-151	978.29	18.36	1014	B	4	24	96
T-152	953.16	61.10	1014	B	4	24	96
T-153	1381.04	11.87	1014	B	4	36	144
T-154	1575.19	29.81	1014	C	4	41	164
T-155	1332.66	35.25	1014	B	4	36	144
T-156	987.09	34.30	1014	B	4	24	96
T-157	1152.34	30.75	1014	B	4	30	120
T-158	1668.19	27.55	1014	C	4	44	176
T-159	1250.98	31.00	1014	B	4	33	132
T-160	2047.06	17.35	1014	C	4	56	224

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

VALORES DE PUESTA A TIERRA DE LA LINEA 1015

Torre	Resistividad	Resistencia	Línea	Tipo	NroCont_Und_	xPata_m_	xTorre_m_
T-1	2497.57	16.20	1015	D	8	31.5	252
T-2	845.72	17.26	1015	B	4	21	84
T-3	1059.35	19.45	1015	B	4	27	108
T-4	1239.04	18.35	1015	B	4	33	132
T-5	686.12	15.25	1015	B	4	15.5	62
T-6	1465.87	10.17	1015	B	4	39	156
T-7	1980.25	17.82	1015	C	4	53	212
T-8	1641.17	19.67	1015	C	4	44	176
T-9	1858.78	15.73	1015	C	4	50	200
T-10	520.25	12.79	1015	B	4	13	52

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

T-11	1540.01	18.23	1015	C	4	41	164
T-12	2238.07	19.12	1015	C	4	62.5	250
T-13	2240.27	16.59	1015	C	4	62.5	250
T-14	1937.73	19.30	1015	C	4	53	212
T-15	948.13	14.94	1015	B	4	24	96
T-16	1741.70	15.70	1015	C	4	47	188
T-17	1372.50	16.40	1015	B	4	36	144
T-18	845.51	14.60	1015	B	4	21	84
T-19	2235.35	16.30	1015	C	4	62.5	250
T-20	118.54	7.22	1015	B	4	3.5	14
T-21	611.35	4.10	1015	B	4	15.5	62
T-22	1251.19	4.65	1015	B	4	33	132
T-23	1335.30	9.48	1015	B	4	36	144
T-24	253.21	5.38	1015	B	4	5.5	22
T-25	242.85	4.41	1015	B	4	5.5	22
T-26	180.96	19.25	1015	B	4	3.5	14
T-27	1323.24	6.47	1015	B	4	36	144
T-28	1262.29	6.62	1015	B	4	33	132
T-29	61.16	3.64	1015	B	4	1.5	6
T-30	1250.35	6.38	1015	B	4	33	132
T-31	2131.26	15.60	1015	C	4	59.5	238
T-32	2356.19	13.20	1015	D	8	30	240
T-33	1780.65	5.70	1015	C	4	47	188
T-34	253.59	6.51	1015	B	4	5.5	22
T-35	1449.53	4.38	1015	B	4	39	156
T-36	1424.52	17.80	1015	B	4	39	156
T-37	405.27	10.90	1015	B	4	11	44
T-38	600.04	12.55	1015	B	4	15.5	62
T-39	2022.56	3.07	1015	C	4	56	224
T-40	1949.04	3.89	1015	C	4	53	212
T-41	725.08	12.40	1015	B	4	18.5	74
T-42	397.41	11.24	1015	B	4	8	32
T-43	203.58	6.20	1015	B	4	5.5	22
T-44	228.71	5.58	1015	B	4	5.5	22
T-45	486.32	7.95	1015	B	4	11	44
T-46	310.39	7.85	1015	B	4	8	32
T-47	148.91	7.26	1015	B	4	3.5	14
T-48	1059.35	19.75	1015	B	4	27	108
T-49	1915.95	9.34	1015	C	4	53	212
T-50	1228.36	12.58	1015	B	4	33	132
T-51	973.89	15.76	1015	B	4	24	96
T-52	1458.45	18.65	1015	B	4	39	156
T-53	1029.19	16.47	1015	B	4	27	108
T-54	1311.93	15.90	1015	B	4	36	144

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

T-55	2583.90	17.56	1015	D	8	33	264
T-56	539.31	17.13	1015	B	4	13	52
T-57	438.36	6.47	1015	B	4	11	44
T-58	357.30	7.93	1015	B	4	8	32
T-59	290.49	9.80	1015	B	4	5.5	22
T-60	610.73	7.30	1015	B	4	15.5	62
T-61	161.90	3.59	1015	B	4	3.5	14
T-62	123.36	8.65	1015	B	4	3.5	14
T-63	652.82	9.09	1015	B	4	15.5	62
T-64	960.07	16.45	1015	B	4	24	96
T-65	403.59	18.90	1015	B	4	11	44
T-66	586.85	15.72	1015	B	4	13	52
T-67	1406.18	14.30	1015	B	4	39	156
T-68	507.05	19.30	1015	B	4	13	52
T-69	366.10	17.95	1015	B	4	8	32
T-70	1725.99	19.67	1015	C	4	47	188
T-71	1500.00	16.43	1015	B	4	39	156
T-72	1500.00	13.88	1015	B	4	39	156
T-73	1500.00	18.44	1015	B	4	39	156
T-74	600.00	12.53	1015	B	4	13	52
T-75	500.00	15.30	1015	B	4	11	44
T-76	1200.00	12.30	1015	B	4	30	120
T-77	415.95	16.44	1015	B	4	11	44
T-78	1479.69	19.67	1015	B	4	39	156
T-79	781.63	16.89	1015	B	4	18.5	74
T-80	931.80	14.62	1015	B	4	24	96
T-81	456.79	10.13	1015	B	4	11	44
T-82	86.08	9.55	1015	B	4	1.5	6
T-83	262.01	17.00	1015	B	4	5.5	22
T-84	302.22	10.75	1015	B	4	8	32
T-85	471.24	12.40	1015	B	4	11	44
T-86	187.24	18.60	1015	B	4	3.5	14
T-87	449.25	12.30	1015	B	4	11	44
T-88	88.59	7.39	1015	B	4	1.5	6
T-89	380.76	11.40	1015	B	4	8	32
T-90	650.31	18.50	1015	B	4	15.5	62
T-91	117.37	9.70	1015	B	4	3.5	14
T-92	104.30	12.80	1015	B	4	3.5	14
T-93	77.28	8.90	1015	B	4	1.5	6
T-94	60.32	14.80	1015	B	4	1.5	6
T-95	71.63	7.20	1015	B	4	1.5	6
T-96	55.92	3.71	1015	B	4	1.5	6
T-97	70.37	5.32	1015	B	4	1.5	6
T-98	59.06	4.89	1015	B	4	1.5	6

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

T-99	71.63	6.01	1015	B	4	1.5	6
T-100	179.70	10.98	1015	B	4	3.5	14
T-101	70.37	7.30	1015	B	4	1.5	6
T-102	16.96	6.15	1015	B	4	1.5	6
T-103	32.67	4.94	1015	B	4	1.5	6
T-104	72.26	5.33	1015	B	4	1.5	6
T-105	36.95	4.05	1015	B	4	1.5	6
T-106	98.65	4.00	1015	B	4	1.5	6
T-107	285.26	8.68	1015	B	4	5.5	22
T-108	115.36	12.06	1015	B	4	3.5	14
T-109	472.50	6.84	1015	B	4	11	44
T-110	387.67	9.40	1015	B	4	8	32
T-111	197.50	14.85	1015	B	4	3.5	14
T-112	231.22	7.21	1015	B	4	5.5	22
T-113	765.92	6.83	1015	B	4	18.5	74
T-114	249.44	5.46	1015	B	4	5.5	22
T-115	269.55	11.25	1015	B	4	5.5	22
T-116	417.20	18.00	1015	B	4	11	44
T-117	231.22	12.03	1015	B	4	5.5	22
T-118	204.20	15.99	1015	B	4	5.5	22
T-119	359.40	5.37	1015	B	4	8	32
T-120	658.48	12.05	1015	B	4	15.5	62
T-121	917.97	16.70	1015	B	4	24	96
T-122	305.15	11.55	1015	B	4	8	32
T-123	390.81	14.58	1015	B	4	8	32
T-124	1148.57	16.91	1015	B	4	30	120
T-125	642.77	11.84	1015	B	4	15.5	62
T-126	848.23	13.20	1015	B	4	21	84
T-127	293.22	17.95	1015	B	4	5.5	22
T-128	556.69	12.40	1015	B	4	13	52
T-129	711.88	18.45	1015	B	4	18.5	74
T-130	404.64	12.15	1015	B	4	11	44
T-131	422.23	14.17	1015	B	4	11	44
T-132	650.31	16.34	1015	B	4	15.5	62
T-133	156.33	12.74	1015	B	4	3.5	14
T-134	324.63	15.59	1015	B	4	8	32
T-135	564.44	13.98	1015	B	4	13	52
T-136	600.00	10.81	1015	B	4	13	52
T-137	447.32	14.56	1015	B	4	11	44
T-138	442.92	19.75	1015	B	4	11	44
T-139	1361.57	18.69	1015	B	4	36	144
T-140	1103.96	13.41	1015	B	4	30	120
T-141	905.41	17.85	1015	B	4	24	96
T-142	1060.60	12.57	1015	B	4	27	108

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

T-143	610.35	15.96	1015	B	4	15.5	62
T-144	821.84	12.16	1015	B	4	21	84
T-145	885.93	16.28	1015	B	4	21	84
T-146	620.78	11.95	1015	B	4	15.5	62
T-147	1041.75	16.35	1015	B	4	27	108
T-148	193.82	7.54	1015	B	4	3.5	14
T-149	814.30	14.26	1015	B	4	21	84
T-150	861.42	17.45	1015	B	4	21	84
T-151	980.81	11.56	1015	B	4	24	96
T-152	646.54	6.75	1015	B	4	15.5	62
T-153	996.51	7.37	1015	B	4	24	96
T-154	877.13	7.35	1015	B	4	21	84
T-155	580.57	5.30	1015	B	4	13	52
T-156	1000.28	10.36	1015	B	4	27	108
T-157	660.99	7.59	1015	B	4	15.5	62
T-158	1078.19	7.00	1015	B	4	27	108
T-159	812.42	9.36	1015	B	4	21	84
T-160	1000.00	6.35	1015	B	4	24	96
T-161	1059.35	7.34	1015	B	4	27	108
T-162	1563.26	11.96	1015	C	4	41	164
T-163	1953.44	12.67	1015	C	4	53	212
T-164	770.07	10.03	1015	B	4	18.5	74
T-165	886.85	10.15	1015	B	4	21	84
T-166	913.58	5.99	1015	B	4	24	96
T-167	615.12	5.96	1015	B	4	15.5	62
T-168	816.19	5.23	1015	B	4	21	84
T-169	1056.20	4.36	1015	B	4	27	108
T-170	971.38	4.51	1015	B	4	24	96
T-171	467.68	6.48	1015	B	4	11	44
T-172	496.37	13.50	1015	B	4	11	44
T-173	977.04	15.80	1015	B	4	24	96
T-174	1602.84	17.54	1015	C	4	44	176
T-175	912.32	11.64	1015	B	4	24	96
T-176	742.46	8.17	1015	B	4	18.5	74
T-177	1418.11	16.87	1015	B	4	39	156
T-178	1834.06	17.68	1015	C	4	50	200
T-179	1256.01	14.87	1015	B	4	33	132
T-180	1458.33	16.50	1015	B	4	39	156
T-181	1043.01	9.15	1015	B	4	27	108
T-182	1408.69	7.34	1015	B	4	39	156
T-183	799.22	6.92	1015	B	4	18.5	74
T-184	1430.68	16.83	1015	B	4	39	156
T-185	421.81	6.58	1015	B	4	11	44
T-186	741.42	7.62	1015	B	4	18.5	74

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

T-187	1388.58	13.57	1015	B	4	36	144
T-188	1213.91	10.43	1015	B	4	33	132
T-189	1057.46	8.95	1015	B	4	27	108
T-190	1309.42	7.68	1015	B	4	36	144
T-191	1322.61	4.53	1015	B	4	36	144
T-192	1146.68	6.40	1015	B	4	30	120
T-193	1205.74	14.23	1015	B	4	33	132
T-194	1360.31	15.73	1015	B	4	36	144
T-195	1433.82	12.89	1015	B	4	39	156
T-196	1673.84	18.10	1015	C	4	44	176
T-197	1130.97	14.30	1015	B	4	30	120
T-198	1433.82	17.22	1015	B	4	39	156
T-199	1108.14	14.39	1015	B	4	30	120
T-200	1601.58	16.49	1015	C	4	44	176
T-201	814.09	12.76	1015	B	4	21	84
T-202	686.12	8.61	1015	B	4	15.5	62
T-203	856.40	10.40	1015	B	4	21	84
T-204	1274.86	8.27	1015	B	4	33	132
T-205	1218.94	15.83	1015	B	4	33	132
T-206	804.25	6.52	1015	B	4	21	84
T-207	800.00	13.26	1015	B	4	18.5	74
T-208	850.00	9.37	1015	B	4	21	84
T-209	839.43	16.54	1015	B	4	21	84
T-210	1641.17	12.47	1015	C	4	44	176
T-211	839.22	9.64	1015	B	4	21	84
T-212	1028.98	16.53	1015	B	4	27	108
T-213	1570.17	18.59	1015	C	4	41	164
T-214	666.02	9.46	1015	B	4	15.5	62
T-215	871.69	6.18	1015	B	4	21	84
T-216	951.27	7.46	1015	B	4	24	96
T-217	698.06	8.61	1015	B	4	15.5	62
T-218	769.06	14.59	1015	B	4	18.5	74
T-219	1115.64	13.30	1015	B	4	30	120
T-220	973.39	9.64	1015	B	4	24	96
T-221	879.44	17.68	1015	B	4	21	84
T-222	665.60	16.49	1015	B	4	15.5	62
T-223	646.16	9.47	1015	B	4	15.5	62
T-224	924.88	16.49	1015	B	4	24	96
T-225	1159.88	16.71	1015	B	4	30	120
T-226	649.26	8.27	1015	B	4	15.5	62
T-227	761.10	6.88	1015	B	4	18.5	74
T-228	547.68	8.50	1015	B	4	13	52
T-229	921.32	10.46	1015	B	4	24	96
T-230	1335.81	16.72	1015	B	4	36	144

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

T-231	963.42	14.47	1015	B	4	24	96
T-232	627.06	11.20	1015	B	4	15.5	62
T-233	561.30	8.94	1015	B	4	13	52
T-234	446.94	6.80	1015	B	4	11	44
T-235	486.32	13.40	1015	B	4	11	44
T-236	838.81	16.22	1015	B	4	21	84
T-237	723.19	7.55	1015	B	4	18.5	74
T-238	651.78	9.81	1015	B	4	15.5	62
T-239	929.91	17.40	1015	B	4	24	96
T-240	612.82	12.53	1015	B	4	15.5	62
T-241	454.06	6.79	1015	B	4	11	44
T-242	711.88	14.83	1015	B	4	18.5	74
T-243	681.52	10.66	1015	B	4	15.5	62
T-244	1000.00	5.97	1015	B	4	24	96
T-245	971.13	9.10	1015	B	4	24	96
T-246	699.95	11.20	1015	B	4	15.5	62
T-247	602.68	7.10	1015	B	4	15.5	62
T-248	1005.31	12.16	1015	B	4	27	108
T-249	527.79	7.90	1015	B	4	13	52
T-250	367.44	15.02	1015	B	4	8	32
T-251	1134.11	8.66	1015	B	4	30	120
T-252	197.29	12.42	1015	B	4	3.5	14
T-253	453.02	13.36	1015	B	4	11	44
T-254	650.31	17.36	1015	B	4	15.5	62
T-255	1590.90	12.96	1015	C	4	41	164
T-256	1412.46	16.68	1015	B	4	39	156
T-257	1171.19	15.32	1015	B	4	30	120
T-258	1048.54	16.79	1015	B	4	27	108
T-259	1267.95	11.47	1015	B	4	33	132
T-260	1284.91	10.37	1015	B	4	33	132
T-261	2285.19	8.13	1015	C	4	62.5	250
T-262	1500.00	6.41	1015	B	4	39	156
T-263	638.79	5.02	1015	B	4	15.5	62
T-264	894.73	8.23	1015	B	4	21	84
T-265	779.11	7.19	1015	B	4	18.5	74
T-266	439.82	6.33	1015	B	4	11	44
T-267	671.04	11.35	1015	B	4	15.5	62
T-268	596.90	17.39	1015	B	4	13	52
T-269	872.11	12.18	1015	B	4	21	84
T-270	647.17	13.49	1015	B	4	15.5	62
T-271	1815.84	17.81	1015	C	4	50	200
T-272	544.54	14.45	1015	B	4	13	52
T-273	1275.49	8.27	1015	B	4	33	132
T-274	395.84	12.89	1015	B	4	8	32

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

T-275	1639.91	8.92	1015	C	4	44	176
T-276	1746.73	18.31	1015	C	4	47	188
T-277	1545.66	16.40	1015	C	4	41	164
T-278	3286.11	11.73	1015	D	8	43.5	348
T-279	986.46	15.35	1015	B	4	24	96
T-280	1099.56	14.11	1015	B	4	27	108
T-281	1470.27	9.09	1015	B	4	39	156
T-282	772.83	19.61	1015	B	4	18.5	74
T-283	772.83	14.56	1015	B	4	18.5	74
T-284	816.81	18.67	1015	B	4	21	84
T-285	1137.26	15.83	1015	B	4	30	120
T-286	1426.28	10.92	1015	B	4	39	156
T-287	810.53	14.59	1015	B	4	21	84
T-288	440.24	16.13	1015	B	4	11	44
T-289	733.88	15.99	1015	B	4	18.5	74
T-290	841.95	16.89	1015	B	4	21	84
T-291	1374.76	18.40	1015	B	4	36	144
T-292	1461.89	13.42	1015	B	4	39	156
T-293	1319.47	10.23	1015	B	4	36	144
T-294	1158.62	13.67	1015	B	4	30	120
T-295	1653.73	14.17	1015	C	4	44	176
T-296	1159.82	17.53	1015	B	4	30	120
T-297	1149.82	15.47	1015	B	4	30	120
T-298	1249.82	14.24	1015	B	4	33	132
T-299	1231.50	16.10	1015	B	4	33	132
T-300	1223.96	18.24	1015	B	4	33	132
T-301	672.30	13.45	1015	B	4	15.5	62
T-302	1225.22	15.92	1015	B	4	33	132
T-303	1055.58	17.89	1015	B	4	27	108
T-304	1476.55	14.80	1015	B	4	39	156
T-305	1086.99	19.10	1015	B	4	27	108
T-306	2670.35	15.09	1015	D	8	34.5	276
T-307	1646.19	18.30	1015	C	4	44	176
T-308	1903.81	19.12	1015	C	4	53	212
T-309	3175.10	19.44	1015	D	8	42	336
T-310	1218.94	12.90	1015	B	4	33	132
T-311	958.81	17.64	1015	B	4	24	96
T-312	2109.06	18.30	1015	C	4	59.5	238
T-313	1365.96	17.04	1015	B	4	36	144
T-314	1710.91	11.51	1015	C	4	47	188
T-315	1256.01	19.19	1015	B	4	33	132
T-316	1723.48	16.59	1015	C	4	47	188
T-317	1104.33	16.23	1015	B	4	30	120
T-318	983.95	19.51	1015	B	4	24	96

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

T-319	1368.48	13.30	1015	B	4	36	144
T-320	1402.62	18.50	1015	B	4	39	156
T-321	762.02	10.44	1015	B	4	18.5	74
T-322	1063.74	12.16	1015	B	4	27	108
T-323	1022.27	12.73	1015	B	4	27	108
T-324	353.12	9.46	1015	B	4	8	32
T-325	1350.05	12.01	1015	B	4	36	144
T-326	826.24	19.95	1015	B	4	21	84
T-327	1486.60	9.36	1015	B	4	39	156
T-328	1125.32	12.25	1015	B	4	30	120
T-329	809.27	14.64	1015	B	4	21	84
T-330	1462.10	9.75	1015	B	4	39	156
T-331	1418.11	11.22	1015	B	4	39	156
T-332	118.54	8.95	1015	B	4	3.5	14
T-333	1885.37	11.31	1015	B	4	51	204
T-334	933.68	10.05	1015	B	4	24	96
T-335	1250.56	12.58	1015	B	4	33	132
T-336	1109.23	14.55	1015	B	4	30	120
T-337	1184.38	17.22	1015	B	4	30	120
T-338	1227.32	14.72	1015	B	4	33	132
T-339	1473.03	13.86	1015	B	4	39	156
T-340	573.03	11.30	1015	B	4	13	52
T-341	1394.24	13.02	1015	B	4	36	144
T-342	1488.49	14.39	1015	B	4	39	156
T-343	1158.83	19.04	1015	B	4	30	120
T-344	1734.16	16.84	1015	C	4	47	188
T-345	1380.83	17.45	1015	B	4	36	144
T-346	1235.69	19.20	1015	B	4	33	132
T-347	2055.23	17.47	1015	B	4	59	236
T-348	1330.15	15.50	1015	B	4	36	144
T-349	1681.38	14.80	1015	C	4	44	176
T-350	1541.89	17.54	1015	C	4	41	164
T-351	2084.76	9.54	1015	B	4	59	236
T-352	1487.23	16.23	1015	B	4	39	156
T-353	1736.04	8.24	1015	B	4	48	192
T-354	2279.54	15.47	1015	C	4	62.5	250
T-355	696.93	7.70	1015	B	4	15.5	62
T-356	716.03	11.70	1015	B	4	18.5	74
T-357	1976.69	11.63	1015	C	4	53	212
T-358	1918.26	6.70	1015	C	4	53	212
T-359	1778.14	10.70	1015	B	4	48	192
T-360	1439.48	16.89	1015	B	4	39	156
T-361	3562.57	18.31	1015	D	8	48	384
T-362	1650.59	18.61	1015	C	4	44	176

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

T-363	2400.18	16.43	1015	D	8	31.5	252
T-364	3033.52	12.51	1015	D	8	40.5	324
T-365	490.09	4.72	1015	B	4	11	44
T-366	699.70	12.20	1015	B	4	15.5	62
T-367	1411.62	9.44	1015	B	4	39	156
T-368	1656.25	12.50	1015	B	4	45	180
T-369	3036.66	12.02	1015	D	8	40.5	324
T-370	296.78	11.38	1015	B	4	5.5	22
T-371	692.41	12.83	1015	B	4	15.5	62
T-372	1570.80	9.02	1015	B	4	47	188
T-373	1371.83	10.88	1015	B	4	36	144
T-374	339.71	8.15	1015	B	4	8	32
T-375	1284.53	13.47	1015	B	4	33	132
T-376	3833.37	10.40	1015	D	8	52.5	420
T-377	424.74	7.28	1015	B	4	11	44
T-378	955.67	7.40	1015	B	4	24	96
T-379	235.62	8.96	1015	B	4	5.5	22
T-380	1291.19	17.23	1015	B	4	33	132
T-381	2026.33	14.68	1015	C	4	56	224
T-382	1010.96	11.56	1015	B	4	27	108
T-383	992.32	17.20	1015	B	4	24	96
T-384	971.38	13.48	1015	B	4	24	96
T-385	1172.65	16.34	1015	B	4	30	120
T-386	1127.83	12.30	1015	B	4	30	120
T-387	1208.88	18.64	1015	B	4	33	132
T-388	2248.96	13.22	1015	C	4	62.5	250
T-389	1438.64	15.31	1015	B	4	39	156
T-390	1324.91	13.59	1015	B	4	36	144
T-391	2777.17	10.51	1015	D	8	36	288
T-392	2024.44	16.73	1015	C	4	56	224
T-393	1719.71	14.57	1015	C	4	47	188
T-394	1462.31	16.36	1015	B	4	39	156
T-395	1390.68	9.48	1015	B	4	36	144
T-396	1497.70	14.62	1015	B	4	39	156
T-397	1599.70	18.93	1015	C	4	41	164
T-398	1612.27	17.54	1015	C	4	44	176
T-399	546.64	13.95	1015	B	4	13	52
T-400	755.66	16.58	1015	B	4	18.5	74
T-401	936.19	11.39	1015	B	4	24	96
T-402	932.22	16.71	1015	B	4	24	96
T-403	406.52	13.68	1015	B	4	11	44
T-404	500.00	7.60	1015	B	4	11	44
T-405	600.00	16.39	1015	B	4	13	52
T-406	650.00	13.88	1015	B	4	15.5	62

T-407	600.00	17.25	1015	B	4	13	52
T-408	406.52	8.93	1015	B	4	11	44
T-409	838.18	12.59	1015	B	4	21	84
T-410	633.35	14.97	1015	B	4	15.5	62
T-411	631.33	13.48	1015	B	4	15.5	62
T-412	669.16	18.52	1015	B	4	18.5	74
T-413	794.82	15.79	1015	B	4	18.5	74
T-414	552.71	17.46	1015	B	4	13	52
T-415	258.24	16.82	1015	B	4	5.5	22
T-416	39.14	9.46	1015	B	4	1.5	6
T-417	105.01	14.10	1015	B	4	3.5	14
T-418	125.37	12.70	1015	B	4	12.25	49

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

ANEXO 3:

CATÁLOGO DE PARARRAYO TYCO

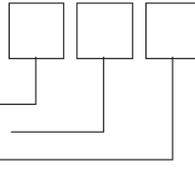
Bowthorpe EMP Transmission Surge Arrester

TLA Range

Metal oxide arrester (ZnO)
 Polymeric Housing
 IEC 60099-4
 Nominal discharge current: 10 kA
 Line discharge class 2
 High current impulse 4/10 μ s: 100 kA
 Energy Capability:
 4.5 kJ/kV at Ur according to
 IEC 60099-4
 (Clause 8.4.2 table 5 & 8.5.5)

TLA4C-144

Line Terminal
 Ground Terminal
 Mounting



Drawing: BOW-19-008



Surge Arrester Characteristics

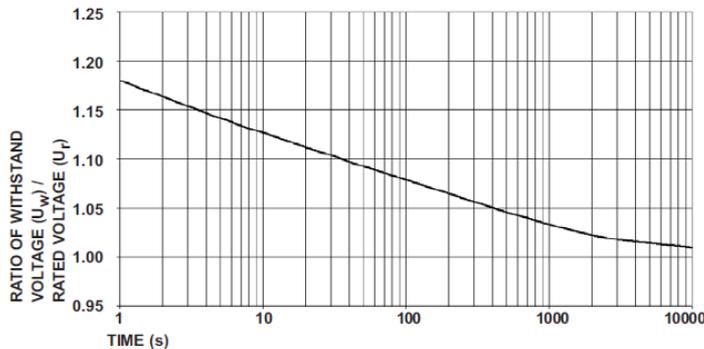
Rated voltage:	U_r : 144 kV
Continuous operating voltage:	U_c : 115 kV
TOV Capability:	T_c : 170 kV for 1s
Outdoor application	
Rated short circuit current:	25 kA
Pull Strength:	10 kN
Impulse voltage -1,2/50 μ s:	910 kV
Power frequency voltage- wet:	470 kV
Flashover Distance:	1928 mm
Creepage Length:	5300 mm
Approx. Weight:	23.0 kg

Maximum Residual Voltages

Lightning current impulse 8/20 μ s				Steep lightning current impulse 1/20 μ s *		Switching current impulse 30/60 μ s				
5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	10 kA	20 kA	125 A	250 A	500 A	1000 A	2000 A
357 kV	384 kV	423 kV	482 kV	412 kV	456 kV	283 kV	291 kV	301 kV	313 kV	328 kV

* Residual voltage correction factor as per IEC recommendation 10kV/10kA/m

Power frequency voltage versus time with prior energy



Marking

ZnO - Surge - Arrester
 I_{SC} 25 kA
 I_N 10 kA, class 2
 TLA4C-144
 IEC 60099-4
 Manufacturing Year
 U_r : 144 kV
 U_c : 115 kV

All of the above information, including drawings, illustrations and graphic designs, reflects our present understanding and is to the best of our knowledge and belief correct and reliable. Users, however, should independently evaluate the suitability of each product for the desired application. Under no circumstances does this constitute an assurance of any particular quality or performance. Such an assurance is only provided in the context of our product specifications or explicit contractual arrangements. Our liability for these products is set forth in our standard terms and conditions of sale. Bowthorpe EMP, TE Logo and Tyco Electronics are trademarks.

Technical Information: - Contact Product Management Brighton UK (+44 (0)1273 692591)

Tyco Electronics UK Ltd., Stevenson Road, Brighton, East Sussex. BN2 0DF England
 Phone: +44-(0)1273-692591, Fax: +44-(0)1273-601741
<http://energy.tycoelectronics.com>



Our commitment. Your advantage.

Energy Division