

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,

INFORMÁTICA Y MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**“ANÁLISIS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES POR LA OPERACIÓN DE
LOS PARARRAYOS ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL SISTEMA
ELÉCTRICO PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN 22,9KV”**

Presentado por:

Br. Alan Hagler Huanca Ramos.

Br. Edwin Eduardo Navia Baca.

Para optar al título profesional de Ingeniero

Electricista.

Asesor: Dr. Ing. Donato Mamani Pari

Cusco – Perú

2022

Presentación

Señor:

Decano de la Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica.

Señores: Dictaminantes y Replicantes.

En concordancia y cumplimiento del reglamento de grados y títulos vigente y con el objeto de optar al título profesional de Ingeniero Electricista, se pone a su consideración la presente tesis intitulada:

**ANÁLISIS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES POR LA OPERACIÓN DE
LOS PARARRAYOS ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL SISTEMA
ELÉCTRICO PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN 22,9KV.**

Br. Alan Hagler Huanca Ramos

Br. Edwin Eduardo Navia Baca

Dedicatoria

A mi padre, “mi héroe”, que siempre me enseñó el amor y respeto por lograr la reivindicación de los derechos de las clases sociales.

A mi madre, “la luz de mis ojos”, quien en medio de la confusión y desasosiego estuvo siempre dándome el impulso para seguir adelante.

A mis hermanas, “mi fortaleza”, por el cariño y apoyo incondicional.

A mi hermano, “pequeño rebelde sabiduría que me inspira”, quien me enseña día a día, que la vida es una constante lucha en busca de la felicidad.

Alan Hagler Huanca Ramos

A Dios, por permitirme cumplir mis metas y objetivos.

A mis padres “Alfredo Audberto Navia Carazas” e “Inquisidora Baca Covarrubias”, por el apoyo incondicional durante el transcurso de mis estudios.

A mi esposa “Victoria Loayza Vitorino”, por la paciencia con la que me acompañó durante el desarrollo del presente trabajo.

A mis hijos, “Eduardo Guillermo” y “Pía Alondra”, porque son mi fortaleza, motor y motivo de superación que me impulsan a seguir escalando logros en adelante.

Edwin Eduardo Navia Baca

Agradecimientos

Agradecer a Dios, por permitirnos gozar de todas nuestras facultades y capacidades. Agradecemos el apoyo incondicional de nuestras familias que con sus limitaciones trataron de hacer todo lo posible, para poder cumplir con el objetivo de formar hombres de bien para la sociedad.

Agradecer también el derecho y responsabilidad de nuestro país al darnos la oportunidad de haber sido educados en una universidad pública, permitiéndonos formarnos como profesionales, para que en el desarrollo de nuestra labor profesional podamos plasmar nuestros conocimientos adquiridos con ética, honestidad y profesionalismo.

Debemos agradecer también a nuestro asesor, Dr. Ing. Donato Mamani Pari, por el apoyo y orientación en el desarrollo del presente trabajo.

A los docentes, amigos y profesionales que, mediante consultas, consejos, motivación y recomendaciones, nos guiaron para la conclusión del presente trabajo.

Los tesistas.

Resumen Ejecutivo

La presente tesis se centra en mejorar la confiabilidad del sistema de distribución primaria Tintaya 01 (SDP TI-01); reduciendo el efecto de las descargas atmosféricas en transformadores por la acción de los pararrayos; realizando el diagnóstico de la situación actual de los transformadores de distribución y haciendo un estudio de la operación del sistema de protección, para plantear una alternativa de solución técnica aceptable

El sistema eléctrico de distribución primaria Tintaya 01 (SDP TI-01), está ubicado en la provincia de Espinar, con un nivel Ceraúnico de la zona (17- 32 rayos por Km²), que significa el principal problema que afronta la concesionaria del servicio de energía eléctrica en sus redes de distribución

El presente trabajo está estructurado en 05 capítulos, los cuales muestran la concepción del estudio de investigación:

CAPITULO I. Se describe el ámbito geográfico, planteamiento del problema, objetivos, justificación del estudio, alcances y limitaciones, hipótesis, variables metodología de investigación, población y muestra y por último la matriz de consistencia.

CAPITULO II. En este capítulo se desarrollan los antecedentes, las bases teóricas, el marco conceptual y el marco normativo, todo referente a los temas abarcados en la tesis.

CAPITULO III. Comprende el estudio del diagnóstico del sistema eléctrico de distribución Tintaya 01(SD TI-01), la descripción, evaluación estadística de las fallas en transformadores de distribución, los cálculos de la resistencia de los bobinados del transformador.

CAPITULO IV. Comprende la evaluación del sistema de protección ante sobretensiones transitorias en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).

CAPITULO V. Comprende el modelamiento y simulación de las subestaciones de distribución y la propuesta de solución utilizando el software ATPDraw (Alternative Transients Program). Se realiza la implementación de la alternativa de solución mediante modelamiento de la línea en ATPDraw, se muestra los resultados de la simulación con sistemas de pararrayos instalados un vano antes de las subestaciones para mitigar el efecto de las descargas atmosféricas.

CAPITULO IV. Comprende la comprobación de la hipótesis formulada, detallando las comprobaciones de la hipótesis general y las hipótesis específicas.

Índice de figuras

Figura 1 Ubicación Geográfica del Sistema Eléctrico de Distribución Tintaya 01 (SD TI-01).....	23
Figura 2 <i>Ubicación geográfica del Sistema Eléctrico de Distribución Tintaya 01 (SD TI-01)</i>	23
Figura 3 Diagrama Unifilar de la Subestación de Tintaya.....	24
Figura 4 Supervisión de Electricidad – Mapa Ceraúnico del Perú (Número total de Rayos por km ² /año	25
Figura 5 Clases y Formas de Onda de Tensión y de Sobretensión.....	42
Figura 6 Curvas de Operación	43
Figura 7 El rayo es una poderosa descarga natural de electricidad estática.	48
Figura 8 Rayos Nube-Tierra son los que se producen desde una nube hacia el suelo....	49
Figura 9 Rayo Perla. (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012).....	50
Figura 10 Rayo Staccato (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012)...	51
Figura 11 Rayo Bifurcado (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012).52	
Figura 12 Rayo Tierra a Nube, (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012).....	53
Figura 13 Rayo Nube a Nube, (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012).....	54
Figura 14 Rayo Globular, (Academic, s.f.) (Meshcheryakov, 2007) (EE Times, 2007)	56
Figura 15 Descripción de la Descarga	57
Figura 16 Cargas a Tierra	58
Figura 17 Impacto de Cargas Eléctricas	59
Figura 18 Tipos de rayo entre nube y tierra.....	60
Figura 19 Mapa de Niveles Isoceraunicos	62
Figura 20 Curvas de la Densidad de Rayos y Nivel Isoceraunico.....	63
Figura 21 Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo	64
Figura 22 Onda de Sobretensión Normalizada	65
Figura 23 Principio de funcionamiento de un transformador monofásico	67
Figura 24 Composición de un Pararrayos de ZnO.....	74
Figura 25 Composición de un Pararrayos de ZnO.....	75

Figura 26 Seccionador Tipo Cut-Out.....	78
Figura 27 Partes constructivas de un fusible	80
Figura 28 Poste soporte vertical.....	92
Figura 29 Esquema de Capacitancia de un Cilindro.....	93
Figura 30 Ley de Biot Savart.....	95
Figura 31 Regla de la Mano derecha	96
Figura 32 Descargadores de Sobretensiones ABB	104
Figura 33 Placas de Características de Transformadores de 1kVA.....	117
Figura 34 Placas de Características de Transformadores de 5kVA.....	118
Figura 35 Placas de Características de Transformadores de 10kVA.....	119
Figura 36 Placas de Características de Transformadores de 15kVA.....	120
Figura 37 Placa de Características de Transformadores de 25kVA	121
Figura 38 Placas de Características de Transformadores de 37.5 kVA.....	122
Figura 39 Flameo en Buje de Transformador de Distribución.....	124
Figura 40 Flameo en Bobinados Primaria de Transformador de Distribución.....	125
Figura 41 Factores de Falla a Tierra	131
Figura 42 Nivel de protección para descarga atmosférica NPR	134
Figura 43 Nivel de protección para impulso de maniobra NPM	135
Figura 44 Curvas de Operación	144
Figura 45 Incidencia directa de un rayo sobre la torre	145
Figura 46 Incidencia de un rayo a mitad del vano.....	145
Figura 47 Instalación de pararrayos de línea un vano antes de cada subestación	146
Figura 48 Núcleo De Un Transformador Tipo Acorazado	151
Figura 49 Medición de la Resistencia en el Bobinado Primaria del Transformador	154
Figura 50 Representación gráfica de una descarga atmosférica	158
Figura 51 Representación de la estructura del Poste	159
Figura 52 Representación Gráfica De Una Resistencia.....	160
Figura 53 Modelamiento de los Aisladores	160
Figura 54 Modelamiento del Pararrayos.....	161
Figura 55 Modelamiento del Transformador.....	162
Figura 56 Seccionador Cut_Out	162

Figura 57 Modelo de Subestación Aérea Monoposte Bifilar	163
Figura 58 Modelo de Subestación Aérea Monoposte Unifilar (MRT).....	164
Figura 59 Sobretensión en la Subestación	166
Figura 60 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (20 Ω) del Pararrayo.....	167
Figura 61 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (50 Ω) del Pararrayo.....	167
Figura 62 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (100 Ω) del Pararrayo.....	168
Figura 63 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (500 Ω) del Pararrayo.....	168
Figura 64 Sobretensión en la Subestación en bornes del Transformador.....	170
Figura 65 Sobretensión en la Subestación en bornes del Transformador.....	170
Figura 66 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (20 Ω) del Pararrayo.....	171
Figura 67 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (50 Ω) del Pararrayo.....	172
Figura 68 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (100 Ω) del Pararrayo.....	172
Figura 69 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (500 Ω) del Pararrayo.....	173
Figura 70 Modelamiento de alternativa de solución para subestaciones monofásicas bifilares	175
Figura 71 Simulación de sobretensión en bornes del Transformador con la alternativa de solución.....	176
Figura 72 Simulación de sobretensión en bornes del Transformador con la alternativa de solución, con resistencia de PAT mayores a 20 Ω	177
Figura 73 Simulación de sobretensión en bornes del Transformador con la alternativa de solución, con resistencia de PAT mayores a 50 Ω	177
Figura 74 Simulación de sobretensión en bornes del Transformador con la alternativa de solución, con resistencia de PAT mayores a 100 Ω	178

Figura 75 Simulación de sobretensión en bornes del Transformador con la alternativa de solución, con resistencia de PAT mayores a 500Ω	178
Figura 76 Modelamiento de alternativa de solución para subestaciones monofásicas unifilares	180
Figura 77 Simulación de una Subestación Monofásica Unifilar 13.2kV, Instalado Pararrayos de Línea un Vano Antes.....	181
Figura 78 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra del Pararrayo	182
Figura 79 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra del Pararrayo	183
Figura 80 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra del Pararrayo	183
Figura 81 Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra del Pararrayo	184

Índice de tablas

Tabla 1 Resumen de Transformadores Dañados por Descargas Atmosféricas en la Temporada de Lluvias 2017 2018.....	26
Tabla 2 Listado de Transformadores Dañados por Descargas Atmosféricas.	27
Tabla 3 Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1\text{ kV} < U_m < 245\text{ kV}$).....	45
Tabla 4 Características Eléctricas	79
Tabla 5 Aisladores de porcelana y vidrio normalizados	84
Tabla 6 Aisladores Poliméricos Normalizados	85
Tabla 7 Niveles de Aislamiento	86
Tabla 8 Valores de Resistividad del terreno.	90
Tabla 9 Transformadores Dañados Periodos 2018 - 2019.....	100
Tabla 10 Resumen Técnico del sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01)	101
Tabla 11 Subestaciones de Distribución en el Sistema Primario Tintaya 01 (SD TI - 01)	102
Tabla 12 Nivel de Tensión de los transformadores en el sistema primario Tintaya 01SD TI-01	103
Tabla 13 Detalle de Pararrayos de Línea	105
Tabla 14 Detalle de los Pararrayos de las Subestaciones.....	106
Tabla 15 Datos técnicos de los Aisladores.....	107
Tabla 16 Valores Referenciales de los Sistemas de Puesta a Tierra.	108
Tabla 17 Mediciones de Resistencia Eléctrica en Puesta a Tierra	109
Tabla 18 Transformadores deteriorados en el Sistema de Distribución Primario Tintaya 01(SD TI-01).....	111
Tabla 19 Resumen de Transformadores Dañados en el Sistema Tintaya 01(SD TI-01).	112
Tabla 20 Índice de Costos Para la Reposición de Transformadores Deteriorados	113
Tabla 21 Resumen del Nivel Básico de Aislamiento (BIL) de los Transformadores SD TI-01.	123
Tabla 22 Resumen de las Corrientes de Diseño de Transformadores.....	123

Tabla 23 Valor de Línea de Fuga y Aislamiento Necesario Ante una Descarga Atmosférica..... 141

Tabla 24 Capacitancias Para Transformadores de Distribución 148

Tabla 25 Inductancia de Transformadores de Distribución Característicos 153

Tabla 26 Medición de Resistencia Interna del Bobinado Primario de Transformadores 155

Índice de abreviaturas

- (ELSE)
Electro Sur Este S.A.A., 34
- (f.e.m.)**
Fuerza Electromotriz, 68
- (MRT)
Sistema Monofásico reotorno por tierra, 29
- (ZnO)**
Oxido de Zinc, 73
22,9kv
- Sistema de tensión en Espinar, 29
- A**
Area de seccion, 96
- ANSI**
American National Standards Institute, 84
- ArcGis**
Conjunto de productos de software en el campo de los Sistemas de Información Geográfica o SIG., 35
- ATP Draw**
(Alternative Transients Program) es el procesador grafico basado en plataforma Windows del programa EMTP, 31
- BIL**
Nivel Básico de Aislamiento, 45
BSL, **45, 131, 132**
- C**
Capacitancia, 93
- CUT – OUT**
Cortacircuitos de expulsión, 67
- DGE**
Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de subestaciones para Electrificación Rural, 40
- EMTP**
Programa de transitorios electromagnéticos, 151
- ESD**
Descarga repentina de electricidad estática a tierra., 41
- Fc**
Factor de corrección por altura, 123
- H, 164**
- HEILDLER**
Modelo de rayo Heidler, 153
- IEC**
Comisión Electrotécnica Internacional, 40
- K**
Constante que depende del medio ambiente, **45**
- Ke**
Factor de Seguridad según el nivel de tensión, 45
- kHz**
Kilo Hertz, 43
Ley N° 25844
Ley de Conseciones Eléctricas, 40
- MOV**
Semiconductor, 156
- MS-Windows**
Sistema operativo insignia de Microsoft, 151
- MT**
Media tensión, 115
- Ng**
Densidad de descargas de rayo a tierra, 64
- NPR**
Nivel de protección para impulso atmosférico, **45**
- PIR**

- Probabilidad de la corriente pico de una
descarga atmosférica, 65
- R.D.
- Resolución Directorial, 40
- SPAT
- Sistema de puesta a tierra, 88
- TOV**
- Sobretensiones temporales a frecuencias
industriales, 125
- Sobretensiones temporales a la frecuencia
industrial, 77
- U.S.A
- Estados Unidos de America, 62
- Z**
- Impedancia, 154
- μs
- Micro segundos, 42
- Ω**
- Ohms, 169

Índice General

Presentación.....	I
Dedicatoria	II
Agradecimientos.....	III
Resumen Ejecutivo.....	IV
Índice de figuras	VI
Índice de tablas.....	X
Índice de abreviaturas.....	XII
Índice General	XIV
Capítulo I	22
Aspectos Generales.....	22
1.1. Introducción	22
1.2. Ámbito Geográfico.....	22
1.2.1. Diagrama Unifilar de las Líneas de Estudio.....	24
1.3. Problema de Investigación	25
1.3.1. Descripción del Problema.....	25
1.3.2. Formulación del Problema.....	29
1.4. Objetivos de la Investigación	30
1.4.1. Objetivo General.....	30
1.4.2. Objetivos Específicos	30

1.5.	Justificación del Estudio.....	30
1.6.	Alcances y Limitaciones de la Investigación	31
1.6.1.	Alcances.....	31
1.6.2.	Limitaciones	31
1.7.	Hipótesis.....	32
1.7.1.	Hipótesis General	32
1.7.2.	Hipótesis Específicas.....	32
1.8.	Variables e Indicadores	33
1.8.1.	Variables Independientes.....	33
1.8.2.	Variables Dependientes	33
1.8.3.	Indicadores.....	33
1.9.	Método de la Investigación	33
1.9.1.	Población y Muestra	34
1.9.2.	Técnicas de Recolección	34
1.9.3.	Técnicas de Análisis de Datos.....	35
1.10.	Matriz de Consistencia	36
1.11.	Matriz de Operacionalización de Variables	37
	Capítulo II.....	38
	Marco Teórico y Conceptual.....	38
2.1.	Introducción	38
2.2.	Antecedentes Bibliográficos	38
2.3.	Origen de las Sobretensiones Transitorias	40

2.3.1.	Clasificación de Sobretensiones	41
2.4.	Coordinación de Aislamiento.....	43
2.5.	Nivel Básico de Aislamiento (BIL).....	44
2.6.	Descargas Atmosféricas	46
2.6.1.	Clasificación de los Tipos de Rayos.....	47
2.6.2.	Descripción del Fenómeno Rayo (Teoría de Schonland).....	56
2.6.3.	Proceso de Descarga de una Nube.....	59
2.6.4.	Parámetros del Rayo	60
2.7.	Elementos de una Subestación Eléctrica de Distribución Aérea.....	66
2.7.1.	Transformador	66
2.7.2.	Pararrayos	67
2.7.3.	Seccionador de Porcelana Tipo Expulsión (Cut-Out)	78
2.7.4.	Aislador de Media Tensión.....	80
2.7.5.	Sistema de Puesta a Tierra (SPAT)	89
2.8.	Teoría de Campo Electromagnéticos	92
2.8.1.	Campos Eléctricos	92
2.8.2.	Campos Magnéticos	94
2.9.	Marco Conceptual	97
2.10.	Marco Normativo	98
2.10.1.	Normativa Nacional.....	98
2.10.2.	Normativa Internacional	99
	Capítulo III	100

Diagnóstico de las Subestaciones del Sistema Eléctrico de Distribución Tintaya 01(SD TI-01).....	100
3.1. Introducción	100
3.2. Sistema de Distribución Primaria Tintaya 01(SD TI-01).....	100
3.3. Subestaciones de Distribución	101
3.3.1. Transformador	103
3.3.2. Pararrayos	104
3.3.3. Aisladores	107
3.3.4. Sistemas de Puesta a Tierra (SPAT).....	107
3.4. Evaluación Estadística de las Fallas en Transformadores de Distribución	110
3.4.1. Fallas más Comunes en Transformadores ante Descargas Atmosféricas.....	114
3.4.2. Transformadores con mayor porcentaje de falla en el sistema de distribución TI-01	116
3.4.3. Nivel Básico de Aislamiento de los Transformadores (BIL)	122
3.5. Manifestación del Deterioro en los Transformadores.....	124
3.5.1. Flameo en los Bujes del Transformador.....	124
3.5.2. Flameo en Bobina Primaria del Transformador	125
3.6. Conclusión al Diagnostico	126
Capítulo IV	127
Evaluación del sistema de protección ante sobretensiones transitorias en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).....	127
4.1. Introducción	127
4.2. Selección del Nivel de Aislamiento Adecuado	127

4.2.1.	Factor de Corrección por Altura (Fc)	128
4.2.2.	Cálculo de Pararrayos para el Sistema Eléctrico de Distribución Tintaya 01(SD TI-01)	128
4.2.3.	Cálculo de Nivel de Aislamiento del Sistema de Distribución Primario Tintaya 01(SD TI-01).....	136
4.2.4.	Cálculo de los Aisladores	139
4.2.5.	Sistema de Puesta a Tierra (SPAT)	143
4.3.	Sistema de Apantallamiento con Pararrayos (Alternativa de Solución)	143
4.3.1.	Protección Contra Sobretensiones en Subestaciones de Distribución.....	143
4.3.2.	Alternativa de Solución en las Fallas en Transformadores de Distribución..	144
4.4.	Cálculo de los Elementos de una subestación para el Modelamiento en el ATP Draw	147
4.4.1.	Cálculo de la Capacitancia del Transformador.....	147
4.4.2.	Cálculo de la Inductancia del Transformador en el Lado Primario.....	149
4.4.3.	Cálculo de la Inductancia del Transformador.....	149
4.4.4.	Medición de la Resistencia de los Bobinados del Transformador.....	154
	Capítulo V	156
	Modelamiento y Simulación de las Subestaciones de Distribución y la Propuesta de Solución Utilizando el Software ATPDraw (Alternative Transients Program)	156
5.1.	Introducción	156
5.2.	Software de Simulación ATPDraw	156
5.2.1.	Aplicaciones del ATPDraw	156
5.2.2.	Modelamiento de una Subestación de Distribución en ATPDraw	157
5.3.	Modelo de Descarga Atmosférica (Rayo).....	158

5.3.1.	Estructura de Soporte (Poste de Concreto).....	159
5.3.2.	Resistencia del Sistema de Puesta a Tierra.....	160
5.3.3.	Aisladores	160
5.3.4.	Pararrayos	161
5.3.5.	Transformador	161
5.3.6.	Seccionador Cut – Out.....	162
5.4.	Modelo Equivalente de la Subestación Aérea Monoposte.....	163
5.4.1.	Subestación Aérea Monofásico Bifilar 22.9 kV	163
5.4.2.	Subestación Aérea Monofásico Unifilar 13.2 kV (MRT)	164
5.5.	Simulación y Resultados	164
5.5.1.	Simulación de Subestación de Distribución Aérea Monofásico Bifilar 22.9 kV 165	
5.5.2.	Simulación de Subestación Monofásica Bifilar Aérea Monoposte, Puesta a Tierra Mayor a 10Ω	167
5.5.3.	Simulación de Subestación de Distribución Aérea Monofásico Unifilar 13.2 kV 169	
5.5.4.	Simulación de Subestación Monofásica Unifilar Aérea con Puesta a Tierra mayor de 10Ω	171
5.6.	Modelamiento y Simulación de la Alternativa de Solución ante Descargas Atmosféricas	173
5.6.1.	Modelamiento de la Alternativa de Solución para Subestación de Distribución Aérea Monofásico Bifilar 22.9 kV	174
5.6.2.	Modelamiento de la Alternativa de Solución para Subestación de Distribución Aérea Monofásico Unifilar 13.2 kV.....	179
	Capítulo VI	185
	Comprobación de la Hipótesis Formulada	185

6.1.	Comprobación de la Hipótesis General.....	185
6.2.	Comprobación de las Hipótesis Específicas.....	186
6.2.1.	Hipótesis Especifica 1	186
6.2.2.	Hipótesis Especifica 2	187
6.2.3.	Hipótesis Especifica 3	191
	CONCLUSIONES.....	194
	RECOMENDACIONES	197
	BIBLIOGRAFÍA.....	198
	ANEXOS.....	203

Capítulo I

Aspectos Generales

1.1. Introducción

El capítulo comprende el ámbito de estudio, descripción del problema, objetivos de investigación, justificación del estudio, alcances y limitaciones, hipótesis, variables e indicadores y la metodología de la investigación.

1.2. Ámbito Geográfico

El ámbito de estudio involucra al sistema de distribución primaria de Tintaya en 22,9kV del alimentador en media tensión de TI-01, ubicada geográficamente en los distritos de Yauri, Coporaque, Pichigua, Alto Pichigua, Suyckutambo, Occoruro, Condoroma, Pallpata, de la provincia de Espinar región de Cusco y del distrito de Tisco, de la provincia de Caylloma región Arequipa.

El alimentador de Tintaya, TI-01 está conectado al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), en la subestación de transmisión de Tintaya.

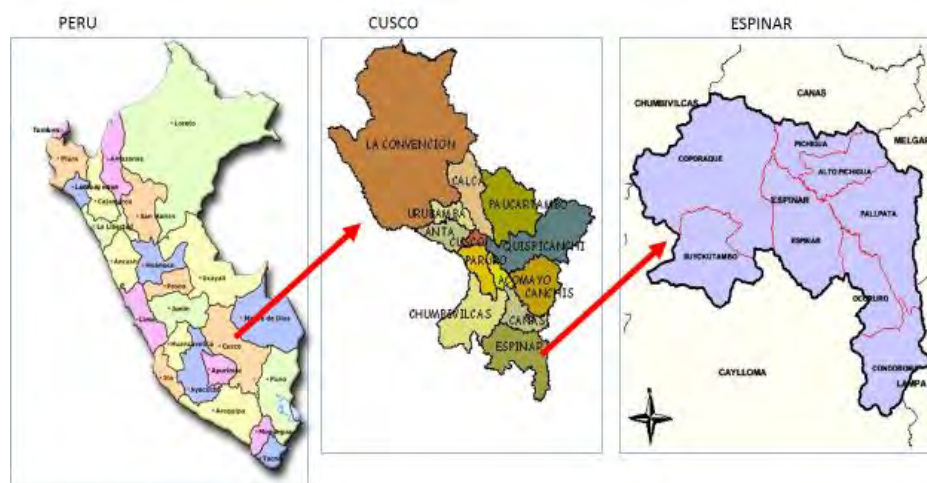
Altitud :3928 m.s.n.m.

Latitud Sur :14° 51' 51.8" S (-14.86439256000)

Longitud Oeste :71° 20' 5.8" W (-71.33493451000)

Figura 1

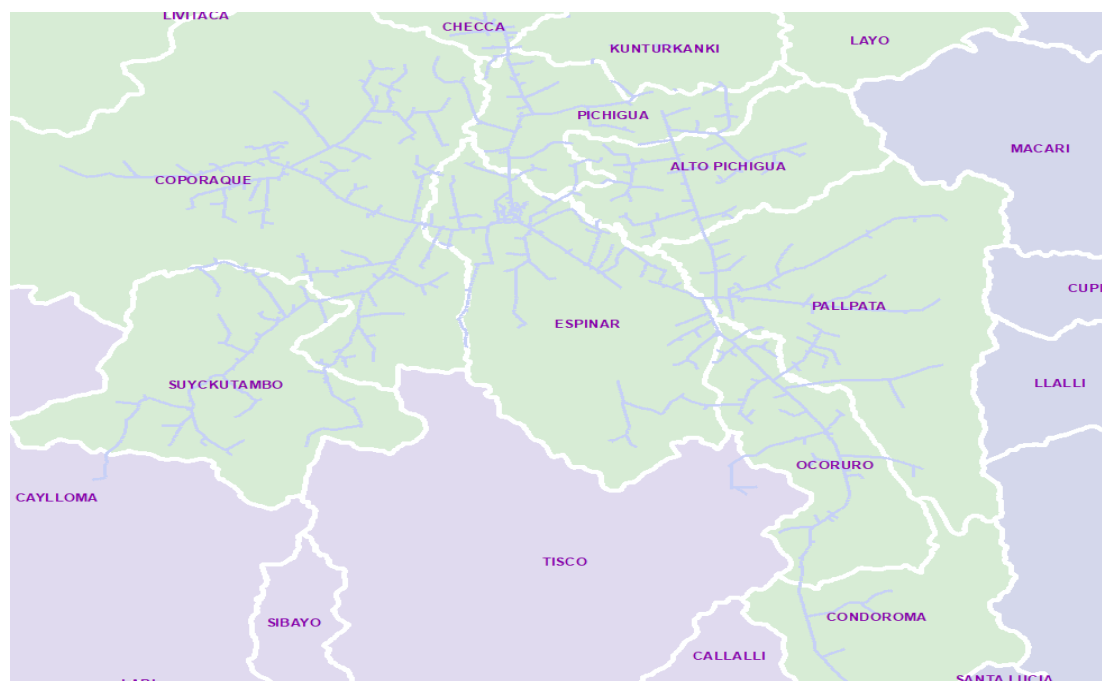
Ubicación Geográfica del Sistema Eléctrico de Distribución Tintaya 01 (SD TI-01)



Nota. Adaptado de, *Google maps*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 2

Ubicación geográfica del Sistema Eléctrico de Distribución Tintaya 01 (SD TI-01)

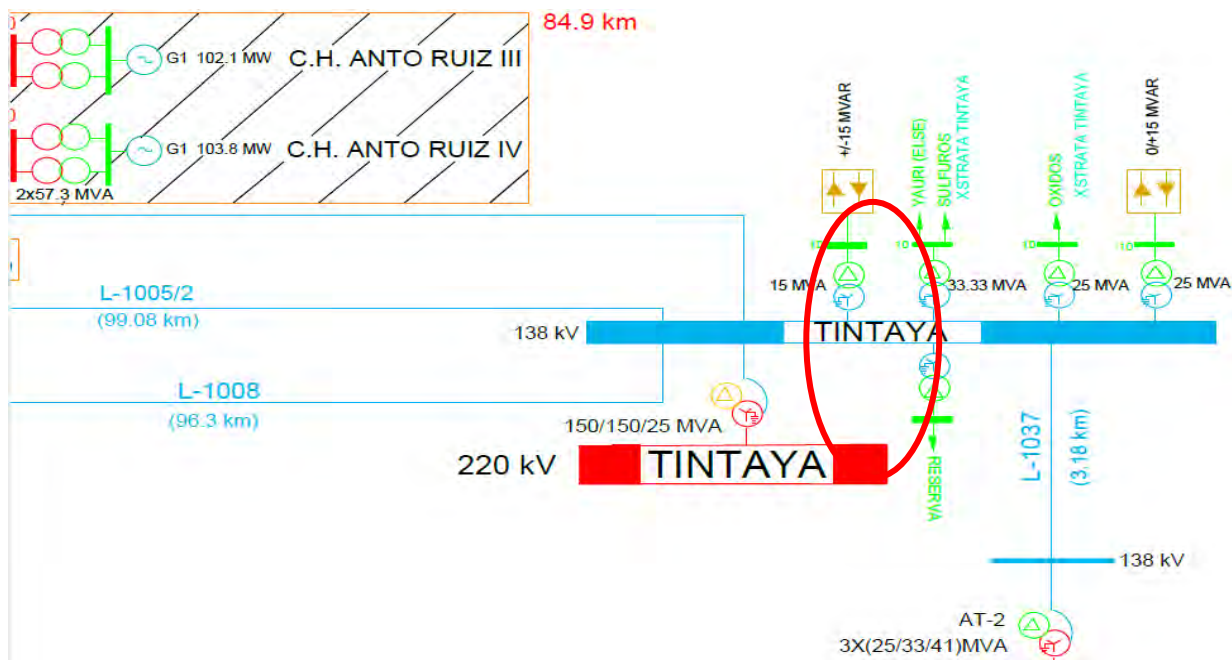


Nota. Adaptado de, *Sistema Integrado de Distribución (SID)*, Electro Sur Este S.A.A. Fuente: Elaboración propia.

1.2.1. Diagrama Unifilar de las Líneas de Estudio

Figura 3

Diagrama Unifilar de la Subestación de Tintaya.



Nota. Adaptado de, *Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)*, Fuente: Elaboración propia.

Las Figuras 1, 2 y 3 muestran la ubicación geográfica del Sistema Eléctrico de Distribución Tintaya 01 (SD TI-01), donde se analizarán las fallas en los transformadores de distribución, ocasionados, principalmente, por las descargas atmosféricas y los niveles Ceraúnicos de la zona para nuestro estudio.

1.3. Problema de Investigación

1.3.1. Descripción del Problema

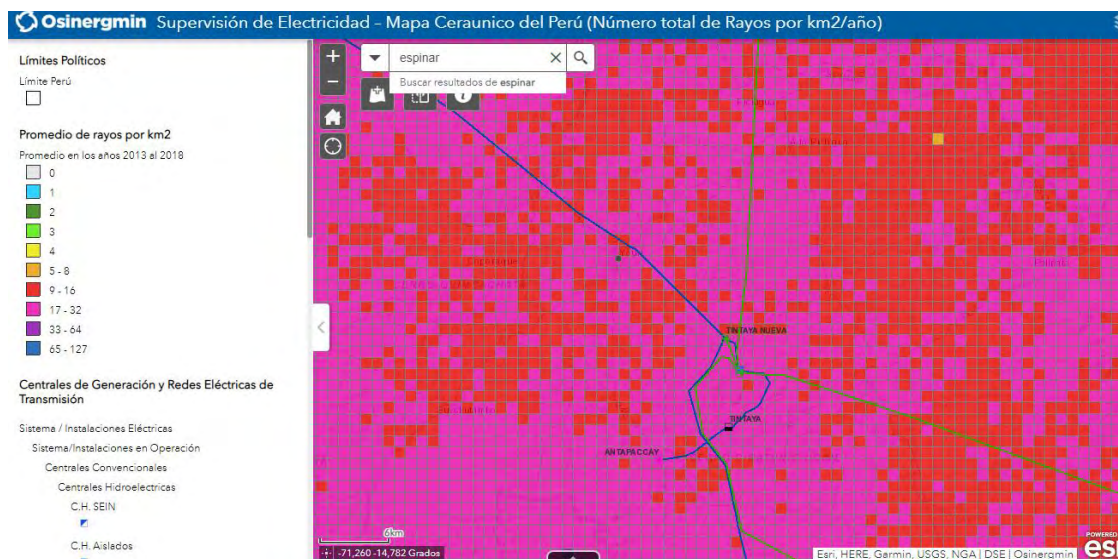
Las sobretensiones transitorias ocasionadas por las descargas atmosféricas, son la principal causa de deterioros de transformadores en el sistema de distribución primaria del alimentador Tintaya 01 (SD TI-01).

Para saber la magnitud en el deterioro de los transformadores, se evalúan los transformadores dañados además de los sistemas de protección existentes, en las subestaciones de distribución y cómo actúan frente a las descargas atmosféricas.

El nivel Ceraúnico de la zona de Espinar (17- 32 rayos por Km²), que significa el principal problema que afronta la concesionaria del servicio de energía eléctrica en sus redes de distribución (Figura 4).

Figura 4

Supervisión de Electricidad – Mapa Ceraúnico del Perú (Número total de Rayos por km²/año



Nota. Adaptado de, *Osinergmin*, Fuente: Elaboración propia.

En consecuencia, se presenta un alto número de transformadores de distribución dañados, salida del sistema y deterioro en los sistemas de protección.

Los costos de mantenimiento correctivo se incrementan debido a las fallas constantes del sistema por las descargas atmosféricas de la zona.

El sistema no es confiable, afectando a los usuarios y muchas veces produciendo daños en equipos domésticos.

Todo esto se traduce en pérdidas económicas (tiempos de mantenimiento, operación, etc.)

El informe de los transformadores deteriorados de la empresa concesionaria en el sistema de distribución primaria Tintaya 01(SD TI-01), muestra que existe un mayor porcentaje de transformadores deteriorados por efecto de descargas atmosféricas. (Tablas 1 y 2).

Tabla 1

Resumen de Transformadores Dañados por Descargas Atmosféricas en la Temporada de Lluvias 2017 2018

Transformador	Transformadores Dañados		
	Potencia (Kva)	Sistema	Cantidad
Monofásico	5	MRT	5
Monofásico	5	BIFILAR	23
Monofásico	10	MRT	2
Monofásico	10	BIFILAR	25
Trifásico	10	TRIFASICO	1
Monofásico	15	MRT	2
Monofásico	15	BIFILAR	2
Monofásico	25	BIFILAR	5
Trifásico	50	TRIFASICO	1

Nota. Adaptado de, *Registro de Fallas de Transformadores*, Electro Sur Este SAA., Fuente:

Elaboración propia.

Tabla 2*Listado de Transformadores Dañados por Descargas Atmosféricas.*

Ítem	Lugar	Distrito	Nivel de Tensión	Sistema	Transformador Deteriorado			
					kVA	Nº Serie	Marca	Fecha de deterioro
1	QUESLOPUKARA	OCCORURO	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	19185	FASETRON	21/09/2017
2	CHIQUIÑA	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	31089	TRAFOPAR	3/11/2017
3	TORCA II	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	19186	FASETRON	27/11/2017
4	TORCA I	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	502693-02	I&T ELECTRIC SAC	5/12/2017
5	PATILLANI	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	19549	FASETRON	7/12/2017
6	TINTAÑA	COPORAQUE	13.2/0.46-0.23	MRT	5	31156	TRAFOPAR	28/12/2017
7	CRUZPAMPA II	PALLPATA	13.2/0.46-0.23	MRT	5	TR-1315-08	EPLI	2/01/2018
8	QUINSAMOCCO	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	S1-113680	PROMELSA	9/01/2018
9	LLEQUEPAMPA	ESPINAR	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	19186	FASETRON	10/01/2018
10	CCAHUAYA VI	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	50269307	IlyT ELECTRIC	11/01/2018
11	CHAPI CHAPI II	SUYKUTAMBO	13.2/0.46-0.23	MRT	5	S1-113274	PROMELSA	15/01/2018
12	HUANGARUMA	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	113100003	PROMELSA	17/01/2018
13	VILLA MOLLEKI	ESPINAR	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	4871-03	MENAUTT	18/01/2018
14	CRUZPATA	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	S1-113920	PROMELSA	18/01/2018
15	PACCO PATA 2	PALLPATA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	86111	TESLA	19/01/2018
16	MANQUERE	COPORAQUE	13.2/0.46-0.23	MRT	5	31089	TRAFOPAR	19/01/2018
17	HUANGARUMA	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	19548	FASETRON	23/01/2018
18	AUCCARANA 4	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	16481	FASETRON	28/01/2018
19	IRAPAÑA	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	86111	TESLA	28/01/2018
20	CHULLURUTA	ESPINAR	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	1721-06	RESELEC	6/02/2018
21	LAUCA II	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	503627-25	I&T ELECTRIC SAC	12/02/2018
22	COTAHUASI							
22	MANQUERE	COPORAQUE	13.2/0.46-0.23	MRT	5	654683	ITB	12/02/2018
23	MUNAYPATA I	OCCORURO	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	19183	FASETRON	15/02/2018
24	MOLLOCCA HUA V	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	502693-15	I&T ELECTRIC SAC	18/02/2018
25	CCALLOCCA HUA II	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	502693-06	IPT ELECTRIC S.A.	23/02/2018
26	CCURO I	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	712039	ITB	23/02/2018
27	CONDORSAYANA	PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	113936111	PROMELSA	14/03/2018
28	CCAMAQUEÑA MANTURCA	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	5	504491-26	I&T ELECTRIC SAC	20/03/2018
29	CCAHUAYA - PULPERA	PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	504488-37	I&T ELECTRIC SAC	3/11/2017
30	AUCCARANA II	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	504488-37	I&T ELECTRIC SAC	21/11/2017
31	SORANE	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	S1-113406	PROMELSA	4/12/2017
32	AYRA MIRAFLORES	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	504491-24	I&T ELECTRIC SAC	4/12/2017
33	TINGO PALLCA	CONDOROMA	13.2/0.46-0.23	MRT	10	S1-113214	PROMELSA	6/12/2017

34	PARACCAYA 2	ESPINAR	22.9/0.40-0.23	TRIFASICO	10	1597-12	MENAUTT	7/12/2017
35	HUACLLUYO	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	1630-12	MENAUTT	7/12/2017
36	APACHILLANCA	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	XA-1028A008-A	TRAFO	18/12/2017
37	SANTA SOFIA I	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	147541-T54	DELCROSA	10/01/2018
38	PACCOPATA II	PALLPATA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	TR-2315-28	EPLI	16/01/2018
39	ANTUYO PHINAYA	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	502145-05	I&T ELECTRIC SAC	16/01/2018
40	ANTUYO MANTURCA	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	1945	I&T ELECTRIC SAC	18/01/2018
41	BARRANCO	PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	601503	ITB	22/01/2018
42	SORANE	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	147541-T54	DELCROSA	23/01/2018
43	HACHACCOLLO	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	XA-1028-A-057-A	TRAFO	31/01/2018
44	HUANCASAYA	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	1010872	ITB	12/02/2018
45	CHUÑUNIYOC	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	99608	ITAIPU	15/02/2018
46	YAULLIPATA	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	504488-27	I&T ELECTRIC SAC	17/02/2018
47	JAPUMAYO II	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	TR-2006-1316-04	EPLI	23/02/2018
48	IRAPAÑA	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	689307	ITB	2/03/2018
49	CHAQUIPATA	PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	56960-01	TESLA PERU	13/03/2018
50	KANACUCHO	OCCORURO	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	S1-1131116	PROMELSA	15/03/2018
51	PARARANI		22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	113093508	PROMELSA	19/03/2018
52	CHALLHUANI	OCCORURO	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	19200	FASETRON	22/03/2018
53	HUANCCAMAYO IV	COPORAQUE	13.2/0.46-0.23	MRT	10	504487-16	I&T ELECTRIC SAC	2/04/2018
54	SANTA SOFIA	ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	504488-35	I&T ELECTRIC SAC	4/04/2018
55	SAPANCCOLLANA	PALLPATA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	S1-113405	PROMELSA	16/04/2018
56	SALON COMUNAL ANTA CCOLLANA LLACHUNI	ESPINAR	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	10	3569-03	MENAUTT	20/04/2018
57		ALTO PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	15	TR-2010-06067-01	EPLI	4/11/2017
58	SAYHUA	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	15	1630-72	MENAUTT	2/01/2018
59	TACRARA	COPORAQUE	13.2/0.46-0.23	MRT	15	113114403	PROMELSA	15/01/2018
60	PUCARA I	COPORAQUE	13.2/0.46-0.23	MRT	15	16481	FASETRON	17/01/2018
61	LLUTUYO	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	25	19549	FASETRON	7/12/2017
62	PINAYA	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	25	1130	HyP INDUSTRIAL	10/01/2018
63	CHECANE PUCARA II	COPORAQUE	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	25	630342	PROMELSA	10/02/2018
64	HUAYLLATERA	ESPINAR	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	25	S1-1131740	TESLA	21/02/2018
65	CHILQUE	PICHIGUA	22.9/0.46-0.23	BIFILAR	25	16586	FASETRON	21/02/2018
66	MARISCAL I	YAURI	22.9/0.40-0.23	TRIFASICO	50	502145-05	I&T ELECTRIC SAC	23/01/2018

Nota. Esta tabla muestra los transformadores dañados por descargas atmosféricas en la

temporada de Lluvias, 21 de Setiembre del 2017 a 20 de abril del 2018, Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 2, se muestran los transformadores dañados en el sistema eléctrico de Espinar; los sistemas monofásicos bifilares presentan un mayor daño, seguidos de los sistemas monofásico retorno por tierra (MRT) y por último los sistemas trifásicos.

En conclusión, se dará una solución técnica y económicamente favorable para la concesionaria y la población.

1.3.2. Formulación del Problema

1.3.2.1. Problema General

¿Es posible analizar, modelar y plantear una solución para las fallas en los transformadores de distribución, por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas (descargas atmosféricas) en el sistema eléctrico 22,9kV - Espinar?

1.3.2.2. Problemas Específicos

- a. ¿Cuál es la situación actual de las subestaciones de distribución, donde existe mayor porcentaje de transformadores dañados por las descargas atmosféricas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar?
- b. ¿Es posible hacer un diagnóstico de la operación de los equipos de protección de las subestaciones eléctricas ante descargas atmosféricas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar?
- c. ¿Qué resultados se obtendrán, al analizar y modelar las fallas en los transformadores de distribución, por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas (descargas atmosféricas) en el sistema eléctrico 22,9kV Espinar, simulando la incorporación de la propuesta técnica y económicamente aceptable?

1.4. Objetivos de la Investigación

1.4.1. Objetivo General

Analizar y modelar las fallas en transformadores de distribución por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar, y plantear una solución.

1.4.2. Objetivos Específicos

- a. Realizar el diagnóstico de la situación actual de los transformadores de distribución, dañados por las descargas atmosféricas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar.
- b. Desarrollar una evaluación de la operación de los equipos de protección de las subestaciones eléctricas ante descargas atmosféricas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar.
- c. Analizar y modelar las fallas en los transformadores de distribución, por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas (descargas atmosféricas) en el sistema eléctrico 22,9kV Espinar, incorporando la propuesta técnica de solución.

1.5. Justificación del Estudio

Las numerosas fallas ocurridas en el sistema eléctrico de distribución 22,9kV Espinar, ocasionan interrupciones indeseadas del servicio eléctrico en la zona de estudio, generando malestar en la población, daños en los equipos, lo cual se traduce en pérdidas económicas, además generando multas por incumplimiento a las regulaciones establecidas.

El nivel Ceraúnico de la zona de Espinar (17- 32 rayos por Km²), significa el principal problema que afronta la empresa concesionaria del servicio de energía eléctrica; produciendo sobretensiones transitorias en la línea, ocasionando daños en los sistemas de protección,

deterioro de transformadores de distribución y dejando sin servicio a gran parte de la población por periodos de tiempo prolongado

A nivel técnico, el presente trabajo de investigación tiene mucha relevancia, debido a que no existen antecedentes de solución frente a las fallas en los transformadores de distribución, por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas (descargas atmosféricas) en el sistema eléctrico 22,9kV Espinar y una propuesta técnica de solución siendo relevante, para los técnicos operadores, supervisores y demás involucrados en la operación y mantenimiento de sistemas de distribución con zonas de niveles Ceraúnicos muy altos.

1.6. Alcances y Limitaciones de la Investigación

1.6.1. Alcances

El estudio de investigación, se enmarca fundamentalmente en minimizar las fallas de los transformadores por la operación de los pararrayos, causados por las descargas atmosféricas del Sistema de Distribución Primaria Tintaya 1 – Espinar

El análisis se enfoca en los transformadores de distribución aérea instalados en postes, más no los transformadores instalados en caseta o similares.

El análisis se enfocará en transformadores monofásicos, unifilar y bifilar en nivel de tensión de 13.2kV (Fase) y 22.9kV (Línea) respectivamente, que son los que más se deterioran.

Para modelar y analizar los transitorios en el sistema eléctrico de distribución - Espinar, se utiliza el programa ATP Draw(Alternative Transients Program).

1.6.2. Limitaciones

La investigación no incluye el estudio de la estimación de la tasa de salida por sobretensiones.

No se realizará el estudio de parámetros de incidencia del rayo.

El estudio no comprenderá un análisis de las descargas atmosféricas.

Para la determinación de la viabilidad de la propuesta de solución se tomarán las consideraciones técnicas y económicas.

Por la característica de la zona, algunos aspectos como los niveles Ceraúnicos, humedad, características intrínsecas del rayo etc. requieren de instrumentos de medición específicos, por lo cual se tomarán datos referenciales a la zona, para cumplir con las normativas establecidas.

1.7. Hipótesis

1.7.1. Hipótesis General

El análisis y modelamiento expresado en un software interactivo, permite plantear una solución para mitigar las fallas, en transformadores de distribución por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar, para la mejora de la confiabilidad del sistema.

1.7.2. Hipótesis Específicas

- a. El diagnóstico de las subestaciones de distribución con salidas frecuentes en la zona de estudio, arrojará un alto porcentaje de transformadores dañados por descargas atmosféricas (daño del aislamiento, impacto directo de rayos etc.)
- b. La evaluación de la operatividad del sistema de protección en los transformadores de distribución frente a descargas atmosféricas, determinará el sobredimensionamiento y deterioro de los sistemas de protección (fusibles, pararrayos, aislamiento, puesta a tierra, instalación etc.)
- c. El análisis y modelamiento de las fallas en los transformadores de distribución, por la operación de los pararrayos ante descargas atmosféricas en el sistema eléctrico 22,9kV

Espinar, simulando la incorporación de la propuesta técnica de solución, nos permitirá conocer la mejora en la confiabilidad de la red de estudio.

1.8. Variables e Indicadores

1.8.1. Variables Independientes

- Descargas Atmosféricas

1.8.2. Variables Dependientes

- Fallas en los transformadores en el sistema eléctrico primario de distribución

22,9kV – Espinar.

1.8.3. Indicadores

- Tensión máxima del rayo (kV).
- Fallas en transformadores
- Tipos de fallas.

1.9. Método de la Investigación

La investigación es de enfoque **Cuantitativo**, es secuencial y probatorio, para lo cual recolectamos datos (numéricos), para probar nuestras hipótesis y comprender la problemática del sistema de distribución Tintaya 01, a causa de las descargas atmosféricas.

El diseño para el presente estudio es Descriptiva, Propositiva y Aplicada.

Descriptiva. - Ya que describe el proceso de análisis de fallas en los transformadores haciendo uso del ATP Draw para el modelamiento de las descargas transitorias y el método de solución.

Propositiva. - Propone una metodología para minimizar las fallas en los transformadores ante descargas atmosféricas en las líneas de distribución de estudio.

Aplicada. - Ya que se aplicará la metodología para minimizar las fallas en los transformadores ante descargas atmosféricas en las líneas de distribución de estudio, mediante un software interactivo.

No lineal. - Entre estos dos tipos de comportamiento, regulares y predecibles e irregulares e impredecibles, se sitúa el ahora conocido como comportamiento caótico, no lineal y complejo, asociado al determinismo, pero que no da lugar a evoluciones estables y predecibles como supuso la ciencia clásica,

1.9.1. Población y Muestra

Población. - La población para este estudio de investigación, comprende todas las líneas de distribución de 22.9kV pertenecientes a Electro Sur Este S.A.A.

Muestra. - El registro de interrupciones del año 2018 y 2019 del Sistema eléctrico de distribución primaria Tintaya 01 (SD TI-01) en 22.9 kV – Espinar.

1.9.2. Técnicas de Recolección

Mediciones. - De parámetros eléctricos antes, durante y después de la ocurrencia de las descargas atmosféricas.

Recopilación documental. - Se realiza una recolección de la información, del informe proporcionado de las empresas contratistas a cargo de reportar estas anomalías en su sistema eléctrico de la empresa concesionaria (Electro Sur Este SAA.), también realizaremos mediciones en campo, recolección de información bibliográfico y experiencias de los técnico electricistas de la zona de estudio.

1.9.3. Técnicas de Análisis de Datos

Análisis de regresión. - Para investigar la relación entre diferentes variables, se utiliza cuando se sospecha que una de las variables (variable independiente) puede estar afectando al comportamiento de otra (variable dependiente) u otros.

Un modelo de regresión no lineal , porque describe una ecuación la relación no lineal entre las variables dependientes y las variables independientes, es decir, los datos no se ajustan a una recta sino a una relación: logarítmica, exponencial, potencial, polinomial, entre muchas más.

Visualización de datos. - Técnica más demandada y apreciada por lo fácil que resulta a través de un gráfico o imagen, detectar patrones en los datos. Especialmente útil cuando buscamos entender grandes volúmenes de datos de forma rápida y simplificada.

1.10. Matriz de Consistencia

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	METODOLOGÍA
<p>Problema General</p> <p>¿Es posible analizar, modelar y plantear una solución para las fallas en los transformadores de distribución por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas (descargas atmosféricas) en el sistema eléctrico 22,9kV - Espinar?</p>	<p>Objetivo General</p> <p>Analizar y modelar las fallas en transformadores de distribución por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar, y plantear una solución.</p>	<p>Hipótesis General</p> <p>El análisis y modelamiento expresado en un software interactivo, permite plantear una solución para mitigar las fallas, en transformadores de distribución por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar, para la mejora de la confiabilidad del sistema.</p>	<p>Variables Independientes</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descargas Atmosféricas 	<p>La investigación es de enfoque Cuantitativo, es secuencial y probatorio, para lo cual recolectamos datos (numéricos), para probar nuestras hipótesis y comprender la problemática del sistema de distribución Tintaya 01, a causa de las descargas atmosféricas.</p> <p>El diseño para el presente estudio es:</p> <p>Descriptiva. - Ya que describe el proceso de análisis de fallas en los transformadores haciendo uso del ATP Draw para el modelamiento de las descargas transitorias y el método de solución.</p> <p>Propositiva. - Propone una metodología para minimizar las fallas en los transformadores ante descargas atmosféricas en las líneas de distribución de estudio.</p> <p>Aplicada. - Ya que se aplicará la metodología para minimizar las fallas en los transformadores ante descargas atmosféricas en las líneas de distribución de estudio, mediante un software interactivo.</p> <p>No lineal. - Entre estos dos tipos de comportamiento, regulares y predecibles e irregulares e impredecibles, se sitúa el ahora conocido como comportamiento caótico, no lineal y complejo, asociado al determinismo, pero que no da lugar a evoluciones estables y predecibles como supuso la ciencia clásica,</p>
<p>Problemas Específicos</p> <p>a) ¿Cuál es la situación actual de las subestaciones de distribución, donde existe mayor porcentaje de transformadores dañados por las descargas atmosféricas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar?</p> <p>b) ¿Es posible hacer un diagnóstico de la operación de los equipos de protección de las subestaciones eléctricas ante descargas atmosféricas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar?</p> <p>c) ¿Qué resultados se obtendrán, al analizar y modelar las fallas en los transformadores de distribución, por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas (descargas atmosféricas) en el sistema eléctrico 22,9kV Espinar, simulando la incorporación de la propuesta técnica y económicamente aceptable?</p>	<p>Objetivos Específicos</p> <p>a) Realizar el diagnóstico de la situación actual de los transformadores de distribución, dañados por las descargas atmosféricas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar.</p> <p>b) Desarrollar una evaluación de la operación de los equipos de protección de las subestaciones eléctricas ante descargas atmosféricas en el sistema eléctrico primaria 22,9kV – Espinar.</p> <p>c) Analizar y modelar las fallas en los transformadores de distribución, por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas (descargas atmosféricas) en el sistema eléctrico 22,9kV Espinar, incorporando la propuesta técnica de solución.</p>	<p>Hipótesis Específicas</p> <p>a) El diagnóstico de las subestaciones de distribución con salidas frecuentes en la zona de estudio, arrojará un alto porcentaje de transformadores dañados por descargas atmosféricas (daño del aislamiento, impacto directo de rayos etc.)</p> <p>b) La evaluación de la operatividad del sistema de protección en los transformadores de distribución frente a descargas atmosféricas, determinará el sobredimensionamiento y deterioro de los sistemas de protección (fusibles, pararrayos, aislamiento, puesta a tierra, instalación etc.)</p> <p>c) El análisis y modelamiento de las fallas en los transformadores de distribución, por la operación de los pararrayos ante descargas atmosféricas en el sistema eléctrico 22,9kV Espinar, simulando la incorporación de la propuesta técnica de solución, nos permitirá conocer la mejora en la confiabilidad de la red de estudio.</p>	<p>Variables Dependientes</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fallas en los transformadores en el sistema eléctrico primario de distribución 22,9kV – Espinar. <p>Indicadores</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tensión máxima del rayo (kV). • Fallas en transformadores • Tipos de fallas. 	

1.11. Matriz de Operacionalización de Variables

VARIABLES	TIPO DE VARIABLE	DEFINICION CONCEPTUAL	DEFINICION OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES
Descargas Atmosféricas	Independiente	Es una consecuencia de la acumulación de cargas eléctricas opuestas entre las nubes, el suelo o el aire.	Procedimiento que pueden causar grandes diferencias de potencial en sistemas eléctricos distribuidos, es la descarga natural de electricidad estática acompañada por la emisión de luz (relámpago) transitoria de elevada intensidad.	Características de las descargas atmosféricas (Rayo) Efecto de las descargas atmosféricas en la red	Tensión máxima del rayo (kV).
Fallas en los transformadores en el sistema eléctrico primario de distribución 22,9kV – Espinar.	Dependiente	Se refiere a determinar las fallas que ocurren en el sistema eléctrico de distribución primario 22.9kV Espinar, por la operación de pararrayos ante descargas atmosféricas.	Ante una falla en los transformadores por la operación de pararrayos ante descargas atmosféricas, modelar y determinar la solución técnica adecuada.	Tipos de fallas, diagnóstico de los transformadores.	Fallas en transformadores por la operación de pararrayos ante descargas atmosféricas.

Capítulo II

Marco Teórico y Conceptual

2.1. Introducción

Un sistema eléctrico de distribución es un conjunto de elementos con el objetivo de transmitir y distribuir energía eléctrica al consumidor final, cumpliendo con las normativas de calidad actuales, con un costo menor y garantizando la confiabilidad del sistema.

Las descargas atmosféricas en la zona de Espinar, son frecuentes con un rango de 17 a 32 rayos por Km², lo cual lo ubica con un nivel Ceraúnico muy alto, esto es consecuencia de que ocurran descargas atmosféricas que impactan directamente en el funcionamiento de la red eléctrica, ocasionando salidas del sistema, fallas en la red, daños a los sistemas de protección de las subestaciones, deterioro de los transformadores y muchas veces daños en artefactos de los usuarios que conllevan a sanciones por parte de Osinergmin.

La mayoría de los transformadores dañados en la zona de estudio, presentan deterioros considerables por efecto de las descargas atmosféricas, a partir de esa estadística se realiza el análisis y modelamiento para buscar la solución técnica y económicamente más aceptable para este problema.

2.2. Antecedentes Bibliográficos

A. Ochoa F. Ruth Gladis, Negrón V. María, 2007, "Evaluación y análisis de la coordinación de aislamiento del sistema eléctrico Chumbivilcas" (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, que presentan como conclusiones más importantes las siguientes: En las estadísticas se observa que el Sistema presenta el 65% de interrupciones de servicio debido a descargas atmosféricas. Se ha verificado la elevada cantidad de interrupciones provocadas por descargas atmosféricas; estas alcanzan a 58 descargas por año.

La Empresa, encargada de suministro de energía por causa de las inevitables interrupciones se ve en la obligación de desembolsar S/. 60,652.00 Nuevos Soles por año, por penalizaciones por la deficiente calidad de suministro.

B. Quejia CH., Marco, Tinco C., Buenaventura, 2014, “Estudio de coordinación de aislamiento del subsistema de distribución primaria de huaru en 22,9kV, (SSDP HU-04)”, (tesis de pregrado), Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, (de la página 42 a la 46).

C. Baca C. Cecilia, Loyaga V. Roy, 2016, “Estudio de mejoramiento de la confiabilidad del alimentador en media tensión Tintaya 01 en la provincia de Espinar” (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco (De la página 4 a la 150).

D. Ccallo C C., Jimenes E. Mario A. ,2008, "Evaluación y propuesta de mejoramiento de la coordinación de aislamiento en el alimentador Combapata, Yanaoca y Acomayo (C0-03)", (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, 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 (C0-03) con pararrayos en las tres fases de la línea; esto requiere la instalación de pararrayos de 24kV, Bil 170kV; 56-4 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.

E. Covarrubias d. Eduardo,2013, “Diagnóstico de fallas de transformadores de distribución”, (monografía) Universidad Veracruzana Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, (De la página 16 a la 36).

F. Rangel Contreras, Ruth de Fátima,2003, “Cálculo de la evaluación de la tasa de salidas forzadas de una línea área de transmisión”, Universidad de los andes facultad de Ingeniería eléctrica Mérida Venezuela, trabajo presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista, pág. 28.

2.3. Origen de las Sobretensiones Transitorias

Las sobretensiones transitorias tienen cuatro orígenes principales:

- El rayo
- Las sobretensiones industriales o de conmutaciones
- Las sobretensiones electrostáticas (ESD)
- Los impulsos electromagnéticos nucleares (IEMN)

En función de estos orígenes, las sobretensiones se diferencian en cuanto a sus amplitudes, sus energías, sus formas o sus tasas de recurrencia. Mientras los fenómenos de rayo y de sobretensiones industriales son conocidos desde hace muchos años, las perturbaciones «ESD» e «IEMN» son mucho más específicas y dependen de mutaciones tecnológicas recientes. (Uso masivo de semiconductores en el primer caso y armamento termonuclear en el segundo) (CITEL, s.f.).

2.3.1. Clasificación de Sobretensiones

Según la norma: IEC 60071-1, las sobretensiones según la forma de la onda y el tiempo de duración, se clasifican de acuerdo a como se observa en la Figura 5 (NORMA INTERNACIONAL IEC60071-1, 1996) .

- a. **Tensión permanente** (a frecuencia industrial): Tensión a la frecuencia de la red, considerada como que tiene un valor eficaz constante, aplicada permanentemente a cualquier par de bornes de una configuración de aislamiento.
- b. **Sobretensión temporal**: Sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga.

Nota. La sobretensión puede ser no amortiguada o amortiguada débilmente. En algunos casos, su frecuencia puede ser algunas veces inferior o superior a la frecuencia industrial.

- c. **Sobretensión transitoria**: Sobretensión de corta duración, que no sobrepasa de unos milisegundos, oscilatoria o no, generalmente fuertemente amortiguada.

Nota. Las sobretensiones transitorias pueden ser inmediatamente seguidas por sobretensiones temporales. Si es así, los dos tipos de sobretensiones se consideran como acontecimientos separados (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).

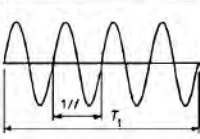
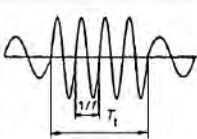
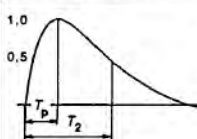
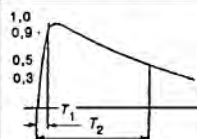

Las sobretensiones transitorias se dividen en:

- a. **Sobretensión de frente lento**: Sobretensión transitoria, generalmente unidireccional, de duración T_p hasta el valor de cresta tal que $20 \mu s < T_p \leq 5\ 000 \mu s$ y de duración de cola $T_2 \leq 20 \text{ ms}$;

- b. **Sobretensión de frente rápido:** Sobretensión transitoria, generalmente unidireccional, de duración T_1 hasta el valor de cresta tal que $0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ y de duración de cola $T_2 < 300 \mu\text{s}$;
- c. **Sobretensión de frente muy rápido:** Sobretensión transitoria, generalmente unidireccional, de duración hasta el valor de cresta $T_f \leq 0,1 \mu\text{s}$, de duración total $< 3 \text{ ms}$ y con oscilaciones superpuestas de frecuencia $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$;
- d. **Sobretensión combinada (temporal, de frente lento, de frente rápido, de frente muy rápido):** Que consiste en dos componentes de tensión aplicadas simultáneamente entre cada uno de los dos bornes de fase de un aislamiento entre fases (o longitudinal) y la tierra. Dicha sobretensión se clasifica como su componente de valor de cresta más elevado (NORMA INTERNACIONAL IEC60071-1, 1996).

Figura 5

Clases y Formas de Onda de Tensión y de Sobretensión.

Clase	Baja frecuencia		Transitoria		
	Permanente	Temporal	De frente lento	De frente rápido	De frente muy rápido
Forma de tensión					
Rango de formas de tensión	$f = 50 \text{ Hz} \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3 \text{ 600 s} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5 \text{ 000 } \mu\text{s} \geq T_p > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_f > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_1 \leq 3 \text{ ms}$
Forma normalizada de tensión	$f = 50 \text{ Hz} \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ T_1^*	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*
Ensayo de tensión soportada normalizada	*	Ensayo de corta duración a frecuencia industrial	Ensayo de impulsos tipo maniobra	Ensayo de impulsos tipo rayo	*

* A especificar por el comité de producto concerniente.

Nota. Adaptado de, *Coordinación de Aislamiento 1996*, Fuente: Norma IEC 60071-1.

2.4. Coordinación de Aislamiento

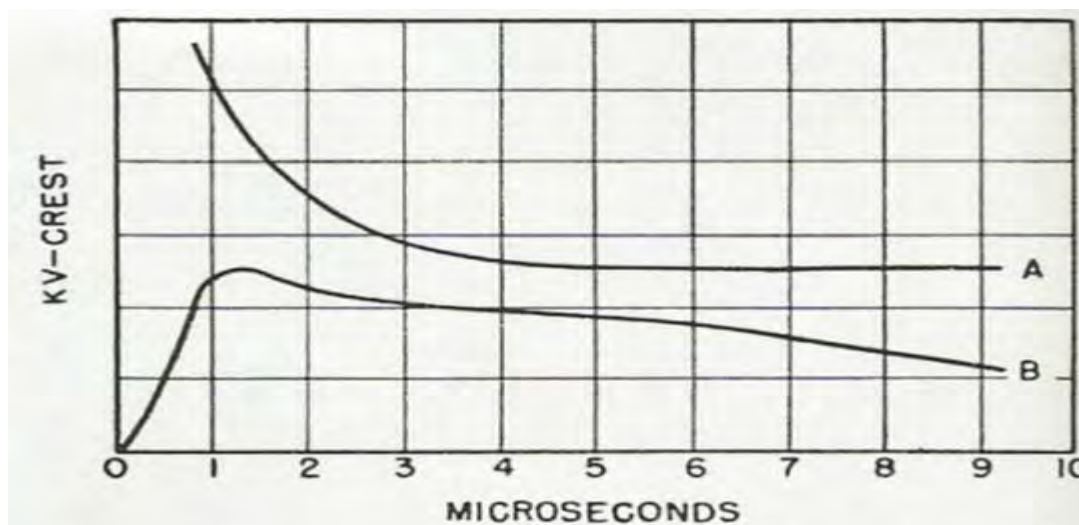
De acuerdo con lo establecido en las normas IEC 60071-1, IEC 60071-2 e IEC 60071-3 podemos definir los términos más utilizados en la coordinación de aislamiento.

Comprende la selección de la soportabilidad o resistencia eléctrica de un equipo y la aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el que el equipo será utilizado, tomando en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables y la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes en el equipo causen daño al aislamiento o afecten la continuidad del servicio (NORMA INTERNACIONAL IEC60071-1, 1996).

La coordinación de aislamiento consiste en combinar las características de operación de los descargadores con las curvas voltaje – tiempo de los aislamientos de los equipos, de manera que se tenga una protección efectiva y económica contra los sobre voltajes transitorios (Coordinación de Aislamiento [Informe ,Universidad de la Salle Bogotá], 2007).

Figura 6

Curvas de Operación



Nota. Esta figura muestra la coordinación entre la característica de operación de un descargador y la curva voltaje – tiempo del aislamiento. Fuente: "Coordinación de aislamiento centrales y subestaciones" Universidad la Salle – Colombia.

De la Figura 6, la curva B representa las características de operación de un descargador, mientras que la curva A es la de voltaje – tiempo de aislamiento. De acuerdo con la definición anterior se tendrá una protección efectiva siempre que la curva A este por encima de la curva B manteniendo un margen de seguridad adecuado.

2.5. Nivel Básico de Aislamiento (BIL)

Conocido como **BIL**, es el valor de cresta de la onda de sobretensión que como máximo puede soportar un aislante sin que se produzca una descarga disruptiva a través de un aislante (Ramírez, 2003).

- Nivel básico de aislamiento para impulso de rayo (BIL).
- Nivel básico de aislamiento para impulso por maniobra (BSL).

$$BIL = K_e * NPR \quad 2.1$$

$$BSL = K * BIL_{normalizado} \quad 2.2$$

Donde:

BIL : Tensión soportada al impulso tipo atmosférico.

BIL_{normalizado}: Tensión soportada al impulso tipo atmosférico normalizado por norma IEC.

K_e : Factor de seguridad según el nivel de tensión.

K : Constante que depende del medio ambiente.

NPR : Nivel de protección para impulso atmosférico.

Tabla 3

Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1\text{ kV} < U_m < 245\text{ kV}$)

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor Eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3.6	10	20
		40
7.2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17.5	38	75
		95
		95
24	50	95
		125
36	70	145
		170
52	95	250
		325
72.5	140	450
		550
123	185	450
		550
		650
145	230	550
		650
		750
170	275	550
		650
		750
		650
245	325	650
		750
		850
		950
	360	1050
		460

Nota. En la Tabla 3 se muestran los niveles de aislamiento nominales y su respectiva tensión normalizada de acuerdo la norma IEC – 60071-1 (NORMA INTERNACIONAL IEC60071-1, 1996). Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas

especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases (NORMA INTERNACIONAL IEC60071-1, 1996).

Las sobretensiones de maniobra para equipos cuyo nivel de aislamiento es menor a 300kV, no plantean problemas importantes, salvo casos de reencebamiento de interruptores y resonancia entre redes de A.T y B.T durante la energización (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).

El nivel de aislamiento se elige en base a:

- Dispositivos de protección contra sobretensiones.
- Sistemas de puesta a tierra de la red.
- Grado de exposición a sobretensiones de maniobra y de rayo.

2.6. Descargas Atmosféricas

Un rayo, es la descarga natural de electricidad estática que se produce durante una tormenta eléctrica, esta a su vez genera un pulso electromagnético.

La descarga eléctrica es acompañada por la emisión de luz (relámpago), a causa de la ionización del aire por el paso de la corriente eléctrica elevada.

La electricidad que pasa por la atmosfera, a su vez, calienta y expande rápidamente el aire, produciéndose el trueno *Figura 7* (Universidad de La Sabana).

El rayo es una descarga transitoria de elevada intensidad; la mitad de estos rayos ocurren en el interior de la nube, y la otra mitad entre nube y tierra. En el estudio y cálculo de sobretensiones un rayo puede ser visto como una fuente de corriente que puede tener polaridad positiva, negativa o ambas en una misma descarga, lo que se conoce como onda bipolar. En general, se han identificado cuatro tipos de rayo entre nube y tierra. Las descargas negativas forman el 90 % de las descargas que caen a tierra a lo largo de todo el planeta (categoría 1);

menos del 10 % de las descargas son positivas (categoría 3). También existen descargas iniciadas desde tierra hasta la nube (categorías 2 y 4), sin embargo, estas descargas son relativamente raras y ocurren normalmente en zonas de gran altitud, desde los picos de las montañas o desde altas estructuras construidas por el hombre (Descripción física de los parametros del rayo).

En las regiones de clima templado como el Perú, entre el 80% y 90% de las descargas por rayo, son de polaridad negativa.

El 90% de los Rayos que caen a Tierra son electronegativos, lo que supone que el rayo proviene de la parte inferior de la nube. Cuando la tormenta se encuentra en un estado más avanzado, se registran rayos con descarga positiva, lo que hace suponer que provienen de la parte superior de la nube (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).

El 50% de las descargas atmosféricas acusan una intensidad de corriente inferior a los 20 kA (Descripción física de los parametros del rayo).

Sin embargo, el 5% de los rayos que caen en la tierra acusa intensidades de corriente de 160 kA, habiéndose registrado descargas de hasta 400 kA (Descripción física de los parametros del rayo).

La energía de un rayo es de aproximadamente 10^{10} kW/H. La longitud que puede alcanzar una chispa eléctrica con dicha energía llega a los 20 km, siendo más frecuentes las de 10 y 12 km (Descripción física de los parametros del rayo).

2.6.1. Clasificación de los Tipos de Rayos

Algunos rayos presentan características particulares; los científicos y el público en general han dado nombres a estos diferentes tipos de rayos. El rayo que se observa más comúnmente es el rayo streak. Esto no es más que el trazo de retorno, la parte visible del trazo del rayo. La mayoría de los trazos se producen dentro de una nube, por lo que no vemos la

mayoría de los trazos individuales de retorno durante una tormenta (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012) (J. B rooking R owe, 1905).

Figura 7

El rayo es una poderosa descarga natural de electricidad estática.



Nota. Adaptado de, *wikipedia, s.f.*, Fuente: Elaboración propia.

a. Rayo Nube a Tierra

Es el más conocido y el segundo tipo más común. De todos los tipos de rayos, este representa la mayor amenaza para la vida y la propiedad, puesto que impacta contra la tierra. El rayo nube a tierra es una descarga entre una nube cumulonimbos y la tierra. Comienza con un trazo inicial que se mueve desde la nube hacia abajo (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012).

Figura 8

Rayos Nube-Tierra son los que se producen desde una nube hacia el suelo.



Nota. Adaptado de, *Eléctrica, s.f.*, Fuente: Elaboración propia.

b. Rayo Perla

El Rayo perla es un tipo de rayo de nube a tierra que parece romper en una cadena de secciones cortas, brillantes, que duran más que una descarga habitual. Es relativamente raro. Se han propuesto varias teorías para explicarlo; una es que el observador ve porciones del final de canal de relámpago, y que estas partes parecen especialmente brillantes. Otra es que, en el rayo cordón, el ancho del canal varía; como el canal de relámpago se enfría y se desvanece, las secciones

más amplias se enfrían más lentamente y permanecen aún visibles, pareciendo una cadena de perlas y raramente se elevan en el cielo esparciendo una luz a lo largo del rayo (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012).

Figura 9

Rayo Perla. (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012)



Nota. Adaptado de, (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012), Fuente:

Elaboración propia.

c. Rayo Staccato

Rayo Staccato es un rayo de nube a tierra, con un trazo de corta duración que aparece como un único flash muy brillante y a menudo tiene ramificaciones considerables (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012).

Figura 10

Rayo Staccato (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012)



Nota. Adaptado de, (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012), Fuente:

Elaboración propia.

d. Rayo Bifurcado

Rayo bifurcado es un nombre, no uso formal, para rayos de nube a tierra que exhiben la ramificación de su ruta (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012).

Figura 11

Rayo Bifurcado (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012).



*Nota. Adaptado de, (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012), Fuente:
Elaboración propia.*

e. Rayo de Tierra a Nube

El rayo tierra a nube es una descarga entre la tierra y una nube cumulonimbos, que es iniciado por un trazo inicial ascendente; es mucho más raro que el rayo nube a tierra. Este tipo de rayo se forma cuando iones cargados negativamente, se elevan desde el suelo y se encuentran con iones cargados positivamente en una nube cumulonimbos. Entonces el rayo vuelve a tierra como trazo (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012)

Figura 12

Rayo Tierra a Nube, (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012)



Nota. Adaptado de, (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012), Fuente:

Elaboración propia.

f. Rayo Nube a Nube

Este tipo de rayos pueden producirse entre las zonas de nube que no estén en contacto con el suelo. Cuando ocurre entre dos nubes separadas; es llamado rayo inter-nube y cuando se produce entre zonas de diferente potencial eléctrico, dentro de una sola nube, se denomina rayo intra-nube. El rayo Intra-nube es el tipo que ocurre con más frecuencia. Existe un fenómeno en la naturaleza muy poco conocido, al cual se le ha dado el nombre de centella, bolas de luz o bolas de fuego. Éstas son esferas luminosas tan brillantes como las lámparas fluorescentes.

El tamaño de las esferas varía de algunos centímetros a varios metros de diámetro. Pueden tomar cualquier coloración, aunque el violeta y el verde son muy raros. El fenómeno toma cuerpo en condiciones especiales y su materialización es instantánea. Algunas veces parece que el destello es continuo y, otras, intermitente. Las centellas pueden viajar paralelamente a lo largo de un conductor, cerca de una sustancia aislante, o en el seno mismo del aire. El fenómeno puede durar de unos cuantos segundos a varios minutos. Algunas centellas se desvanecen poco a poco y otras desaparecen abruptamente y en ocasiones, explotan (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012)

Figura 13

Rayo Nube a Nube, (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012)



Nota. Adaptado de, (J. B rooking R owe, 1905) (wikipedia, s.f.) (Uman, 2012), Fuente:

Elaboración propia.

g. Rayo Globular

El rayo globular, también conocido como centella, rayo en bola o esfera luminosa, es un fenómeno natural relacionado con las tormentas eléctricas. Toma la forma de un brillante objeto flotante que, a diferencia de la breve descarga del rayo común, es persistente. Puede moverse lenta o rápidamente, o permanecer casi estacionario. Puede hacer sonidos sibilantes, crepitantes o no hacer ruido en absoluto. Uno de los primeros intentos de explicar el rayo globular fue registrado por Nicola Tesla en 1904 (Academic, s.f.) (Meshcheryakov, 2007) (EE Times, 2007).

Las descargas de relámpagos bola son extremadamente raras y los detalles de los testigos pueden variar ampliamente. Muchas de las propiedades observadas en los informes de rayos globulares son incompatibles entre sí, y es muy posible que varios fenómenos diferentes se estén agrupando incorrectamente bajo un mismo nombre (Academic, s.f.) (Meshcheryakov, 2007) (EE Times, 2007).

Las descargas tienden a flotar o deslizarse en el aire y adoptan una apariencia esferoidal. La forma puede ser esférica ovoidal, con forma de lágrima o de bastón, sin ninguna dimensión mucho mayor que las otras. La dimensión mayor suele estar entre 10 y 40 cm. Muchos presentan un color entre rojo y amarillo. En algunas ocasiones la descarga parece ser atraída por un objeto, mientras que en otras se mueve en forma aleatoria. Después de varios segundos la descarga se va, se dispersa, es absorbida por algo, o en contadas ocasiones, se desvanece con una explosión (Academic, s.f.) (Meshcheryakov, 2007) (EE Times, 2007).

Los rayos globulares normalmente aparecen durante tormentas eléctricas, y han sido observados en lugares diversos (Academic, s.f.) (Meshcheryakov, 2007) (EE Times, 2007).

Figura 14

Rayo Globular, (Academic, s.f.) (Meshcheryakov, 2007) (EE Times, 2007)



Nota. Adaptado de, (Academic, s.f.) (Meshcheryakov, 2007) (EE Times, 2007), Fuente:
Elaboración propia.

2.6.2. Descripción del Fenómeno Rayo (Teoría de Schonland)

El ciclo de la nube de tormenta y la consecuente descarga, denominada rayo, se resume de la manera (Alta tensión y sistemas de transmisión, 1998):

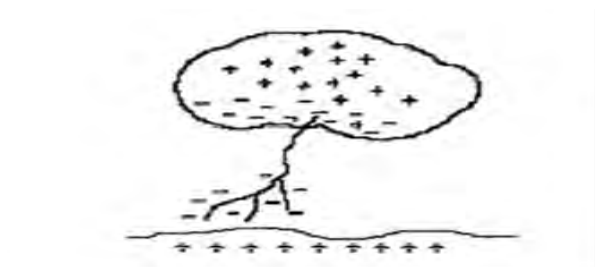
- a. Las cargas eléctricas en las nubes están distribuidas en forma no homogénea, existiendo, por consiguiente, concentraciones desiguales de carga en el seno de esta. Mientras el gradiente eléctrico en la tierra permanece casi invariable (100 V/cm), el gradiente de la nube se aproxima a un valor crítico (5 kV/cm), es por eso

que por lo general la descarga siempre proviene de la nube y no de la tierra (Alta tensión y sistemas de transmisión, 1998).

- b. Al sobrepasar el valor crítico el gradiente eléctrico, comienzan a ocurrir pequeñas descargas en el seno de la nube; debido a la ionización por choque, las cuales van degenerando en una especie de avalancha, la cual avanza a una velocidad promedio de 150 km/s (1/20 de la velocidad de la luz). La parte superior de la nube se encuentra a una temperatura de -30°C , y la parte inferior está a una temperatura aproximada de 0°C , acusando la presión, Figura 15 (Alta tensión y sistemas de transmisión, 1998) (Turco Aliaga).

Figura 15

Descripción de la Descarga



Nota. Adaptado de, (Alta tensión y sistemas de transmisión, 1998) (Turco Aliaga).

- 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 descargas escalonadas (stepped leader), cuya duración es corta. Tienen su origen aparente en los vientos llegando raras veces a la tierra debido a la intermitencia de la descarga piloto (30 a 90 microsegundos). El incremento del gradiente eléctrico, favorece a la formación de un canal de recepción, cuando la

descarga se aproxima a tierra. Figura 16 (Alta tensión y sistemas de transmisión, 1998) (Turco Aliaga).

Figura 16

Cargas a Tierra



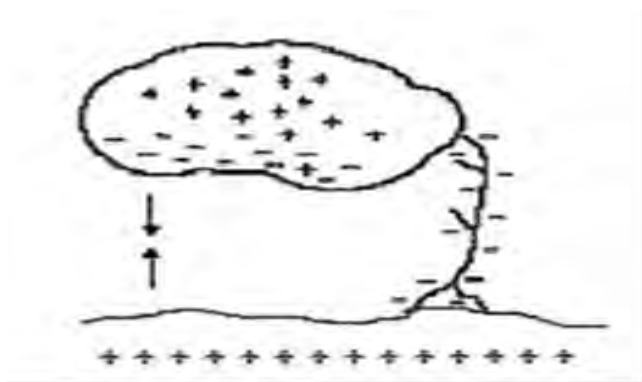
Nota. Adaptado de, (Alta tensión y sistemas de transmisión, 1998) (Turco Aliaga).

- d. El canal de recepción sale al encuentro de la descarga piloto, que a su vez trae consigo gran cantidad de descargas negativas formándose un canal plasmático. 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 (C., 1998) (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).
- e. El impacto que se provoca por las cargas eléctricas, que se produce en el seno de

la nube 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 (3,000 km/s). La configuración de “descarga de retorno y descarga secundaria”, puede repetirse un número apreciable de veces, hasta 7 combinaciones sucesivas. Figura 17 impacto de las cargas eléctricas (C., 1998) (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).

Figura 17

Impacto de Cargas Eléctricas



Nota. Adaptado de (C., 1998) (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).

2.6.3. Proceso de Descarga de una Nube

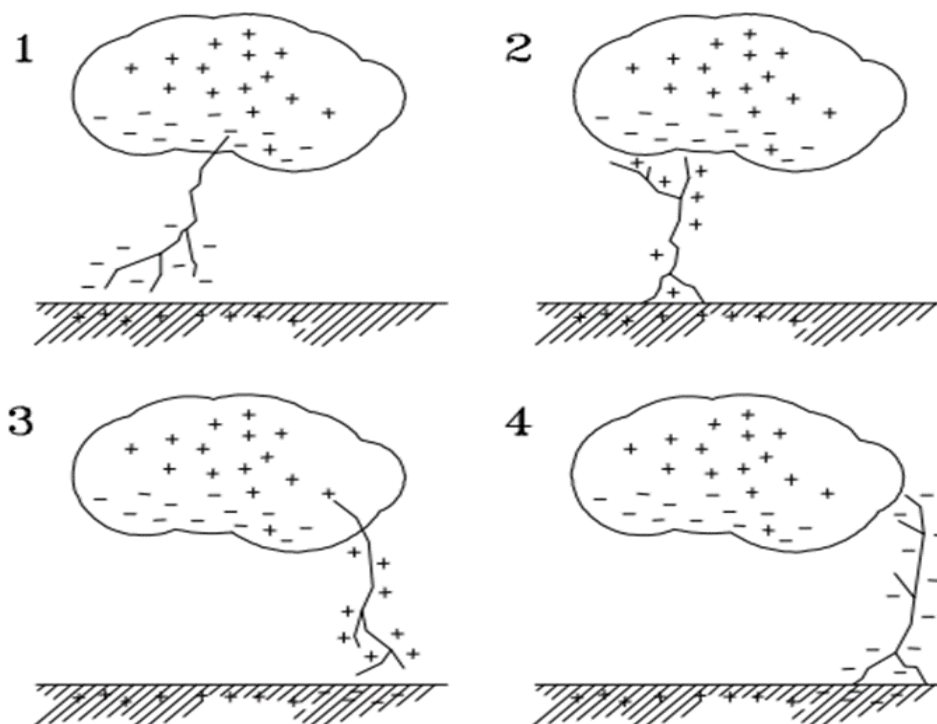
En general, se han identificado cuatro tipos de rayo entre nube y tierra. Las descargas negativas forman el 90 % de las descargas que caen a tierra a lo largo de todo el planeta (categoría 1); menos del 10 % de las descargas son positivas (categoría 3) (Descripción física de los parametros del rayo) (C., 1998).

También existen descargas iniciadas desde tierra hasta la nube (categorías 2 y 4), sin embargo, estas descargas son relativamente raras y ocurren normalmente en zonas de gran altitud, desde los picos de las montañas o desde altas estructuras construidas por el hombre (Descripción física de los parametros del rayo) (C., 1998).

Un aspecto adicional que se debe de tener en cuenta es la distorsión que la presencia de objetos altos puede provocar en los parámetros de un rayo respecto al que se originaría en terreno plano. En la Figura 18, se pueden ver las diferencias entre las cuatro categorías comentadas (Descripción física de los parámetros del rayo) (C., 1998).

Figura 18

Tipos de rayo entre nube y tierra



Nota. Adaptado de, (Descripción física de los parámetros del rayo) (C., 1998).

2.6.4. Parámetros del Rayo

Los indicadores que derivan del impacto de un rayo al suelo, se determinan, de acuerdo a los datos de un ciclo estacional completo.

Los sistemas de registro de descargas atmosféricas, captan y procesan, en tiempo real, los parámetros de los rayos Nube – Suelo, resumiendo dicha información en tablas, histogramas, mapas que forman una base de datos.

El sistema DF que capta las descargas del rayo, preferido en U.S.A, se instalan por lo menos 2 unidades separadas con una central de enlace y procesamiento, cubre un radio efectivo de 50 Km y se compone de: (Yanque M., 2004)

- Buscadores diferenciales magnéticos de banda ancha, que miden y registran los Campos Eléctricos y Magnéticos, en rangos de (1KHz a 1MHz).
- Dos antenas de lazo magnético ortogonal, que triangulan la posición de los 90m más bajos del canal de rayo (80% a 90% de los rayos).
- Una antena plana circular, que elimina la ambigüedad de la dirección del rayo en 180° y capta la polaridad de la carga.
- Un registrador de coordenadas del impacto, la fecha, hora, pico de la primera descarga y secundarias (hasta 14), polaridad, intensidad y ángulo.

Parámetros del rayo requeridos para aplicaciones en ingeniería:

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.

2.6.4.1. Parámetros de Incidencia del Rayo

a. Nivel Cerámico

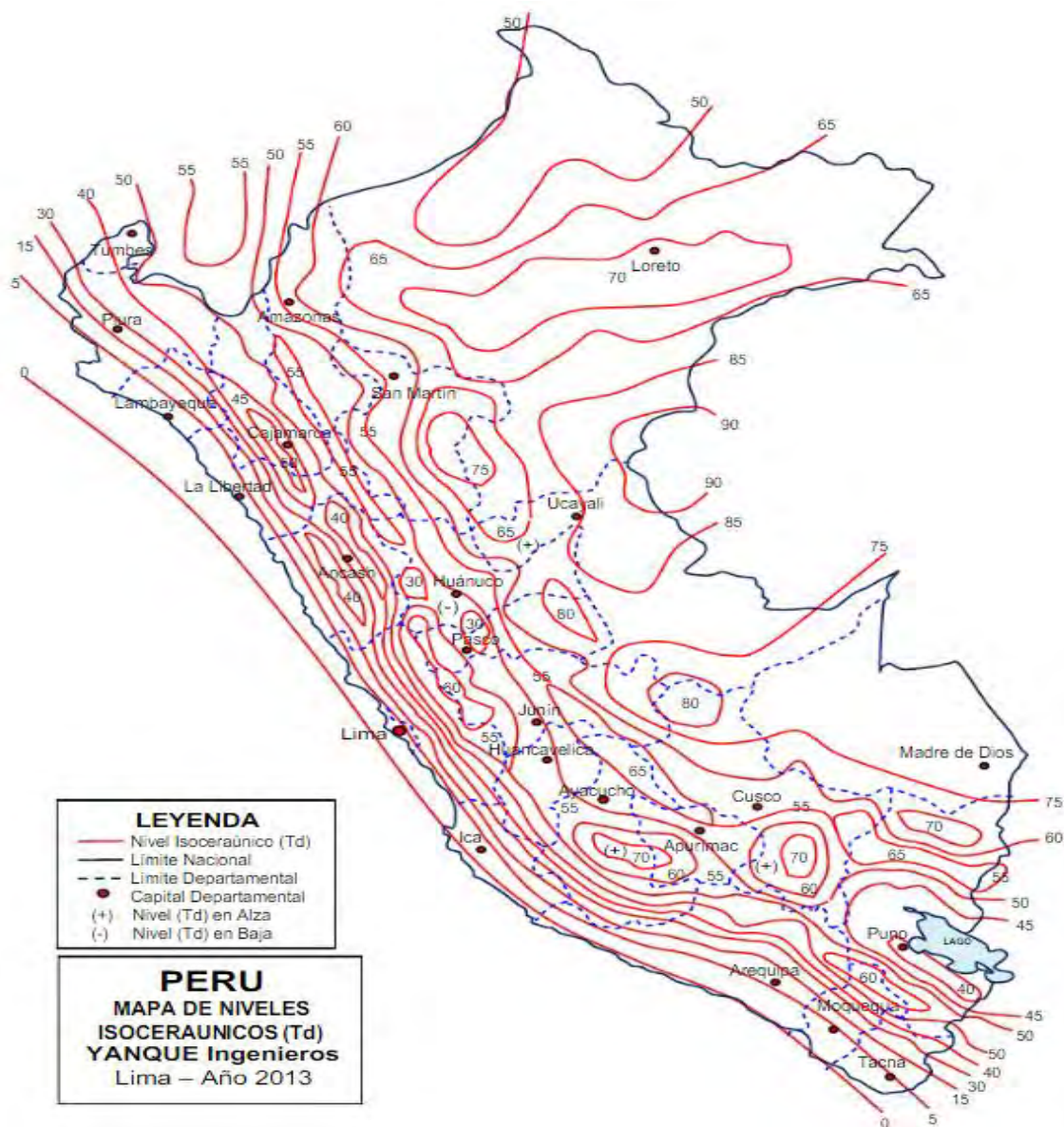
El nivel Cerámico es el número de días promedio por año, que al menos, se oye un trueno o que exista actividad de tormentas eléctricas en una región determinada. Nombre utilizado por los meteorólogos, para referirse a la actividad eléctrica en la atmósfera (rayos y truenos). Las tormentas eléctricas pueden ser definida como un conjunto de fenómenos electromagnéticos, que dan lugar a la propagación de sonidos y efectos luminosos que ocurren en el momento de una descarga electro atmosférica. Las regiones próximas al Ecuador, presentan un

nivel Ceráunico muy alto. Sin embargo, en los continentes y océanos la presencia de la misma es baja, debido a los vientos del norte que tienden a mover las nubes hacia el océano Pacífico.

(Tomas Laroj , 2004).

Figura 19

Mapa de Niveles Isoceraunicos



Nota. Adaptado de, *Notas del curso-versión 2004*, Fuente: Ing. Justo Yanque M.UNI.

b. Densidad de Descargas de Rayo a Tierra (Ng)

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

$$N_g = a * T_d^{\frac{b * \text{descargas} * \text{año}}{KM^2}} \quad 2.3$$

Donde:

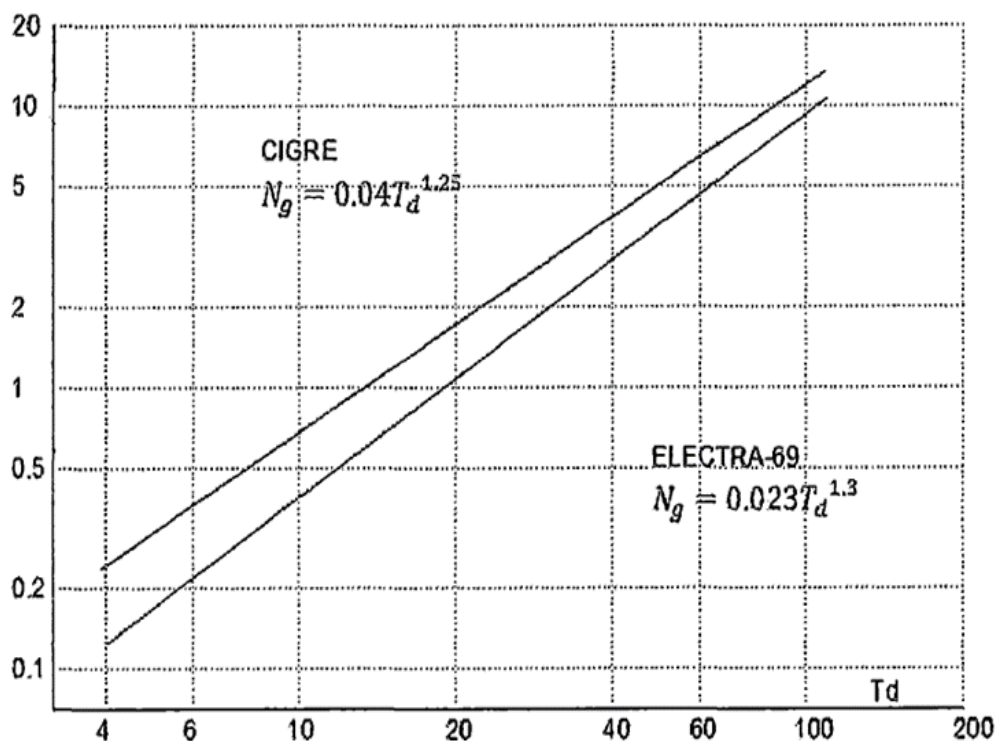
a, b : Parámetros determinados en forma estadística haciendo uso de contadores de registro, para el estudio según CIGRE ($a = 0.04, b = 1.25$)

N_g : Densidad de descarga

T_d : Nivel Isoceraunico

Figura 20

Curvas de la Densidad de Rayos y Nivel Isoceraunico.



Nota. Adaptado de, *Notas del curso-versión 2004*, Fuente: Ing. Justo Yanque M.UNI.

2.6.4.2. Parámetro de Amplitud de la Corriente del Rayo

Uno de los parámetros más representativos del rayo, es la magnitud de corriente pico de la descarga atmosférica.

Anderson (1987) 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 (C., 1998) (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014):

$$P_{IR} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_R}{31}\right)^{2.6}} \quad 2.4$$

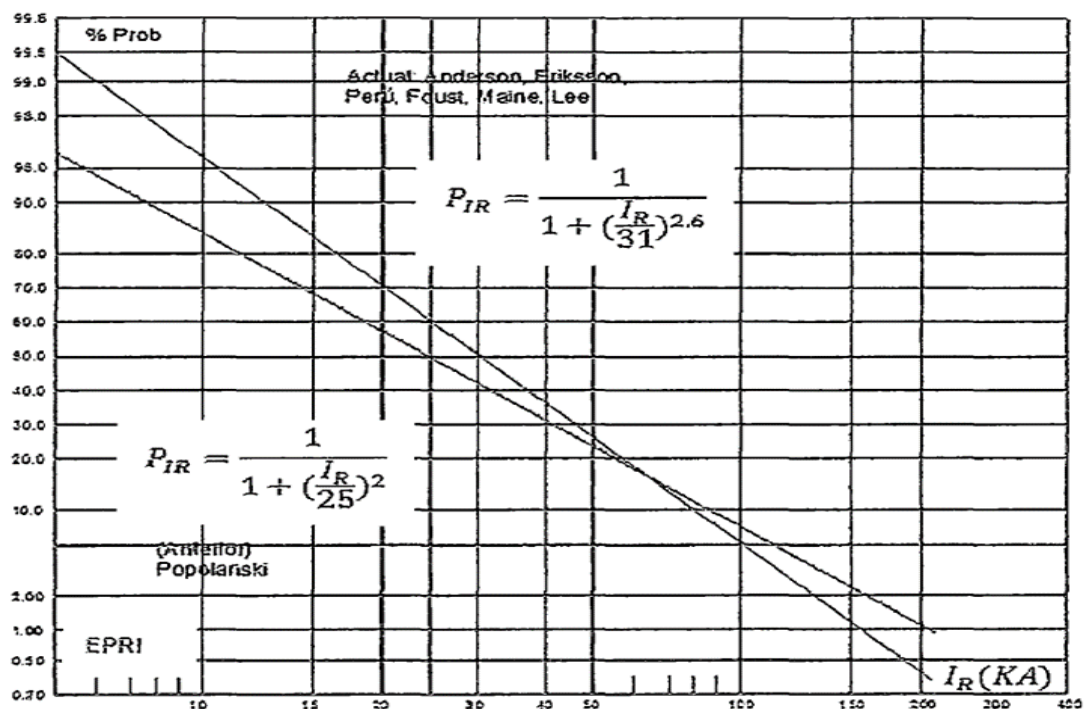
Donde:

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

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

Figura 21

Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo



Nota. Adaptado de, *Notas del curso-versión 2004*, Fuente: Ing. Justo Yanque M.UNI.

2.6.4.3. Parámetro de la Forma del Impulso de la Corriente del Rayo

La descarga produce fenómenos de inducción de campo electrostático y electromagnético (Sobretensión pulsional) STI de alta frecuencia, que pueden ocasionar la disrupción de los aislamientos (C., 1998).

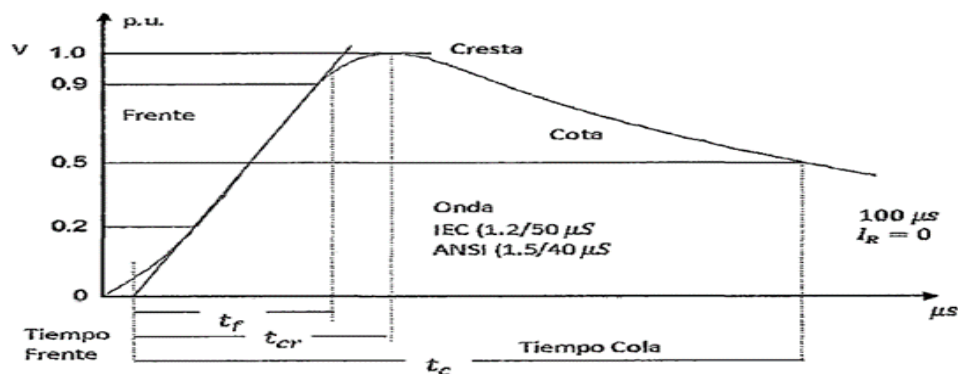
- El impacto directo del rayo en las partes energizadas (activas) o desenergizadas (pasivas) de una instalación eléctrica, crea STI propias unipolares, mientras el impacto lateral (por fuera) crea STI inducidas bipolares.
- Las ondas STI cumplen con las leyes de propagación, su velocidad en los conductores 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 (C., 1998) (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).

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 (kVc) y una cola ($t_c = 50\mu$ s) de suave descenso; con tolerancias de 20%, 3% y 30%.

Figura 22

Onda de Sobretensión Normalizada



Nota. Adaptado de, *Notas del curso-versión 2004*, Fuente: Ing. Justo Yanque M.UNI.

2.7. Elementos de una Subestación Eléctrica de Distribución Aérea

Descripción de los componentes de una subestación eléctrica de distribución aérea (biposte y monoposte)

Subestación eléctrica de distribución aérea:

- Transformador
- Pararrayos
- Seccionador tipo CUT – OUT
- Aisladores
- Puestas a tierra
- Poste

2.7.1. Transformador

En una subestación eléctrica de distribución, el componente principal es el transformador, por lo que se hace indispensable la protección y mantenimiento adecuado dentro de la red eléctrica de distribución.

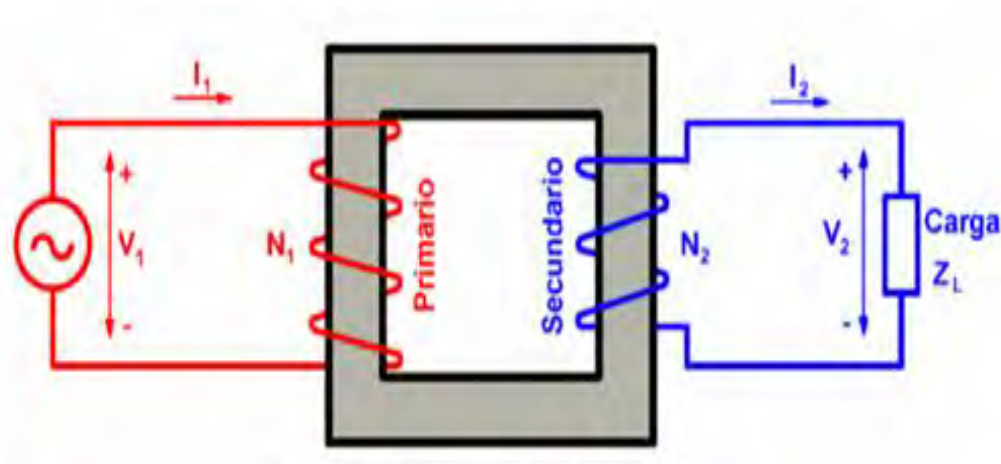
Los transformadores de distribución son los encargados regular el nivel de tensión para la entrega confiable de energía a los usuarios; son máquinas estáticas con dos devanados de corriente alterna arrollados sobre un núcleo magnético. El devanado por donde entra energía al transformador se denomina primario y el devanado por donde sale energía hacia las cargas que son alimentadas por el transformador se denomina secundario (Rodríguez Pozueta, TRANSFORMADORES, 2012).

El devanado primario tiene N_1 espiras y el secundario tiene N_2 espiras. El circuito magnético de esta máquina lo constituye un núcleo magnético sin entrehierros, el cual no está realizado con hierro macizo sino con chapas de acero al silicio apiladas y aisladas entre sí. De

esta manera se reducen las pérdidas magnéticas del transformador (Rodríguez Pozueta, TRANSFORMADORES, 2012) Figura 23.

Figura 23

Principio de funcionamiento de un transformador monofásico



Nota. Adaptado de, *Maquinas Eléctricas II*, 2018, Fuente: Rodríguez Pozueta.

Al conectar una tensión alterna V_1 al primario, circula una corriente por él que genera un flujo alterno en el núcleo magnético. Este flujo magnético, en virtud de la **Ley de Faraday**, induce en el secundario una fuerza electromotriz (**f.e.m.**) que da lugar a una tensión V_2 en bornes de este devanado. De esta manera se consigue transformar una tensión alterna de valor eficaz V_1 en otra de valor eficaz V_2 y de la misma frecuencia. Nótese que esta máquina sólo vale para transformar tensiones alternas, pero no sirve para tensiones continuas (Rodríguez Pozueta, *Maquinas Electricas II*, 2018).

2.7.2. Pararrayos

El pararrayo es un dispositivo que se encuentra conectado permanentemente al sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra. Su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos

explosores cuya operación está determinada de antemano de acuerdo a la tensión a la que va a operar.

Su principal elemento activo son los varistores de óxido metálico cuya característica principal es su no linealidad. Cuando está trabajando a voltaje nominal, la corriente que fluye a través de este es de aproximadamente 1 mA. A medida que el voltaje aumenta, su resistencia disminuye drásticamente, permitiendo que fluya más corriente y que la energía del sobrevoltaje se drene a tierra. Dicho dispositivo nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de tipo atmosférico.

Se fabrican diferentes tipos de pararrayos basados en el principio general de operación; por ejemplo: los más empleados son los conocidos como “pararrayo tipo auto valvular” y “pararrayo de resistencia variable”. El pararrayo tipo auto valvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variable cuya función es dar una operación más sensible y precisa. se emplea en los sistemas que operan a grandes tensiones ya que representa una gran seguridad de operación. El pararrayo de resistencia variable funda su principio de operación en el principio general, es decir, con dos explosores que se conectan en serie a una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene mucha aceptación en los sistemas de distribución (Lazo Cárdenas & Vélez Tenemaza, 2016).

La función del pararrayo no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para los componentes del sistema. Las ondas que normalmente se presentan son de 1.5 a 1 microsegundos (tiempo de frente de onda).

La función del pararrayos es cortar su valor máximo de onda (aplanar la onda). Las sobretensiones originadas por descargas indirectas se deben a que se almacenan sobre las líneas

cargas electrostáticas que al ocurrir la descarga se parten en dos y viajan en ambos sentidos de la línea a la velocidad de la luz (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014) (Lazo Cárdenas & Vélez Tenemaza, 2016).

2.7.2.1. Características de los Pararrayos

- **Tensión asignada de un pararrayos (U_r):** Valor eficaz máximo de la tensión a frecuencia industrial admisible entre sus bornes para la cual está previsto un funcionamiento correcto en condiciones de sobretensiones temporales establecidas en los ensayos de funcionamiento (ENERSIS ENDESA, 2011).
- **Tensión de funcionamiento continuo de un pararrayos (U_c):** Es el valor especificado admisible de la tensión eficaz a frecuencia industrial, que puede aplicarse de forma continua entre los bornes de un pararrayos.
- **Corriente de referencia de un pararrayos:** Es el valor de cresta de la componente resistiva de la corriente a frecuencia industrial, utilizada para determinar la tensión de referencia de un pararrayos.
- **Tensión de referencia de un pararrayos (U_{ref}):** Es el máximo valor de cresta dividido por 2, de la tensión a frecuencia industrial que debe aplicarse a los bornes del pararrayos para que, por el mismo circule la corriente de referencia.
- **Tensión residual (U_{res}):** Es el valor de cresta de la tensión que aparece entre los bornes de un pararrayos durante el paso de la corriente de descarga.
- **Corriente nominal de descarga de un pararrayos (I_n):** Es el valor de cresta de una onda de corriente de descarga de valor $8/20\mu s$ que se utiliza para definirlo.
- **Nivel de protección del pararrayos:** Es la combinación de las características siguientes:

Tensión residual máxima con onda de corriente de frente escarpado 1/5 us, 10 kA.

Tensión residual máxima con onda de corriente tipo rayo 8/20 us, 10 kA

Tensión residual máxima con onda de corriente tipo maniobra 30/60 us, 1000 A

- **Dispositivo limitador de presión.** Dispositivo para limitar la presión interna de un pararrayos, evitando que reviente la envolvente por el paso prolongado de corriente o de un contorneamiento interior del pararrayos (ENERSIS ENDESA, 2011).

2.7.2.2. Clases de Pararrayos

Según la norma IEC 60099-4, son de tipo Distribución, Intermedia y Estación; cada uno tiene rangos de voltaje, características de protección durabilidad y alivio de presión, los cuales los diferencia entre sí (UNE-EN 60071-2 NORMA IEC ANEXO 07, 1999).

a) Pararrayos Tipo Distribución

Se emplean como protección de los transformadores, equipos e instalaciones eléctricas contra sobretensiones atmosféricas y de maniobra (ENERSIS ENDESA, 2011) (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014) (Lazo Cárdenas & Vélez Tenemaza, 2016).

- Los rangos de voltaje estándar para estos pararrayos oscilan entre 1 y 30kV.

- Las características de protección contra rayos están en el orden de 2.5 a 3.25 veces el valor del voltaje nominal.

- No incluye dispositivos de alivio de presión.

b) Pararrayos Tipo Intermedio

Poseen características de protección y unas condiciones de funcionamiento que están definidas por las normas a un nivel sustancialmente inferior al tipo de estación.

Además de que manejan mayores capacidades de corriente de descarga (ENERSIS ENDESA, 2011) (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014) (Lazo Cárdenas & Vélez Tenemaza, 2016).-Rangos de 3 a 120kV.

- Las características de protección contra rayos están en el orden de 2 a 2.5 veces el valor del voltaje nominal.

- Si incluye dispositivos de alivio de presión.

c) Pararrayos Tipo Estación

Son las más avanzadas con las mejores características de protección y con la máxima capacidad para soportar un servicio severo (ENERSIS ENDESA, 2011) (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014) (Lazo Cárdenas & Vélez Tenemaza, 2016).

- Están especificados en los rangos de 3 a 684kV.

- Las características de protección contra rayos están en el orden de 2.5 veces el valor del voltaje nominal.

- Incluyen también dispositivos de alivio de presión.

2.7.2.3. Pararrayos Utilizados en Sistema de Distribución

En los sistemas de distribución son empleados dos tipos de pararrayos:

a) Pararrayos Carburo de Silicio (Convencionales)

Los pararrayos autovalvulares de carburo de silicio, denominados tipo resistor no lineal, constan de uno o varios descargadores conectados en serie con uno más resistores no lineales (Villegas, 2003).

Después del paso de la onda de corriente de descarga, el pararrayo queda solo sometido a la tensión de la red. Esta mantiene un arco en el explosor, pero la corriente correspondiente, llamada "corriente de fuga" pasa por las resistencias cuyo valor ahora es elevado. Esto hace que

la corriente de fuga sea lo bastante reducida para no dañar a los explosores y pueda ser cortada al primer paso por cero de la corriente (extinción natural del arco) (ENERSIS ENDESA, 2011) (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014) (Lazo Cárdenas & Vélez Tenemaza, 2016)

La no linealidad de las resistencias permite mantener una tensión residual, que se tiene en bornes del conjunto, próxima al nivel de cebado, pues tanto más aumenta la corriente, tanto más se reduce la resistencia (Fulchiron, 1994).

Este tipo de pararrayos se caracteriza por (Fulchiron, 1994):

- Su tensión de extinción, o tensión asignada, que es la tensión a frecuencia industrial, más elevada bajo la cual el pararrayos puede descebarse espontáneamente. Esta tensión debe ser superior a la más elevada sobretensión temporal a frecuencia industrial susceptible de aparecer en la red.
- Sus tensiones de cebado según la forma de las ondas (frecuencia industrial, choque de maniobra, choque de rayo).
- Su poder de descarga de la corriente de choque, es decir, su capacidad de disipación de energía. Se traduce, generalmente, la capacidad de absorción por la posibilidad de soportar ondas rectangulares de corriente.

b) Pararrayos Tipo Metálico u Óxido De Zinc (ZnO)

Constituidos únicamente por varistancias que reemplazan, con mayor frecuencia, a los pararrayos, resistencias variables y explosores. La ausencia del explosor hace que el pararrayos a ZnO sea continuamente conductor, pero bajo la tensión nominal de la red protegida, esta corriente de fuga a tierra es muy débil (inferior a 10 mA) (Fulchiron, 1994).

El principio de funcionamiento es muy simple, se apoya en la característica fuertemente no lineal de las varistancias de ZnO.

La linealidad es tal que la resistencia pasa de $1,5 \text{ M}\Omega$ a 15Ω , entre la tensión de servicio y la tensión con la corriente nominal de descarga.

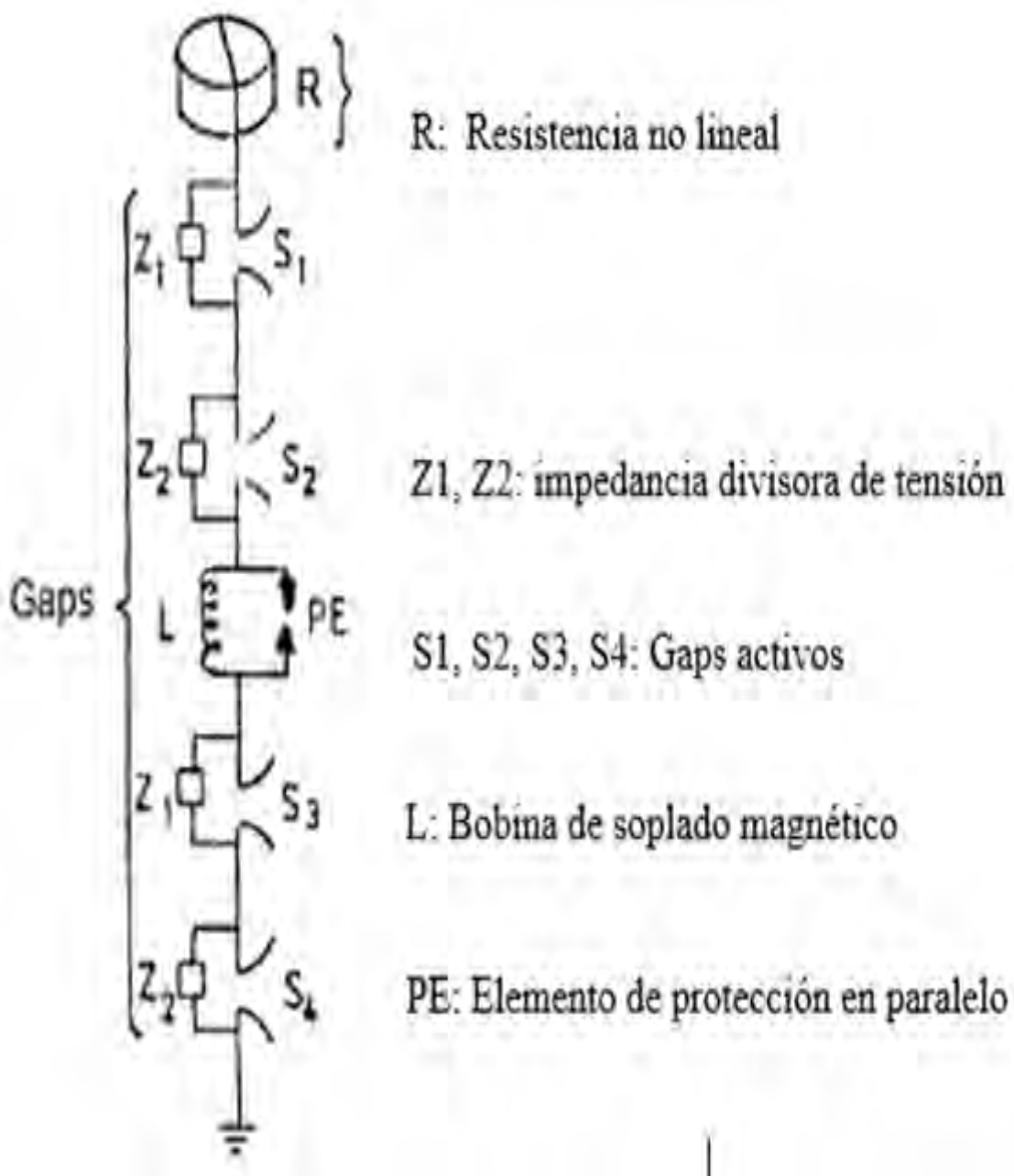
Estos pararrayos tienen como ventajas mayores su capacidad de limitación y de fiabilidad con relación los pararrayos de carburo de silicio.

Un pararrayos de ZnO se caracteriza por:

- La tensión máxima de servicio permanente.
 - El nivel de protección, definido arbitrariamente como la tensión residual de pararrayos sujeto a un choque de corriente dado (5, 10 o 20kA, según la clase), onda 8/20 μ s.
 - La corriente nominal de descarga.
 - Su poder de soportar una corriente de choque (este traduce la necesidad de soportar ondas largas que implican una disipación de energía importante y no la necesidad de evacuar estas corrientes en la explotación) (Fulchiron, 1994).
- Los pararrayos de óxido de zinc están disponibles (Fulchiron, 1994) (LINARES ESCOBAR, 2009):
- Con envolventes de porcelana para casi todas las tensiones de servicio.
 - Con envolventes sintéticas (fibra de vidrio y resina) para las redes de distribución.

Figura 24

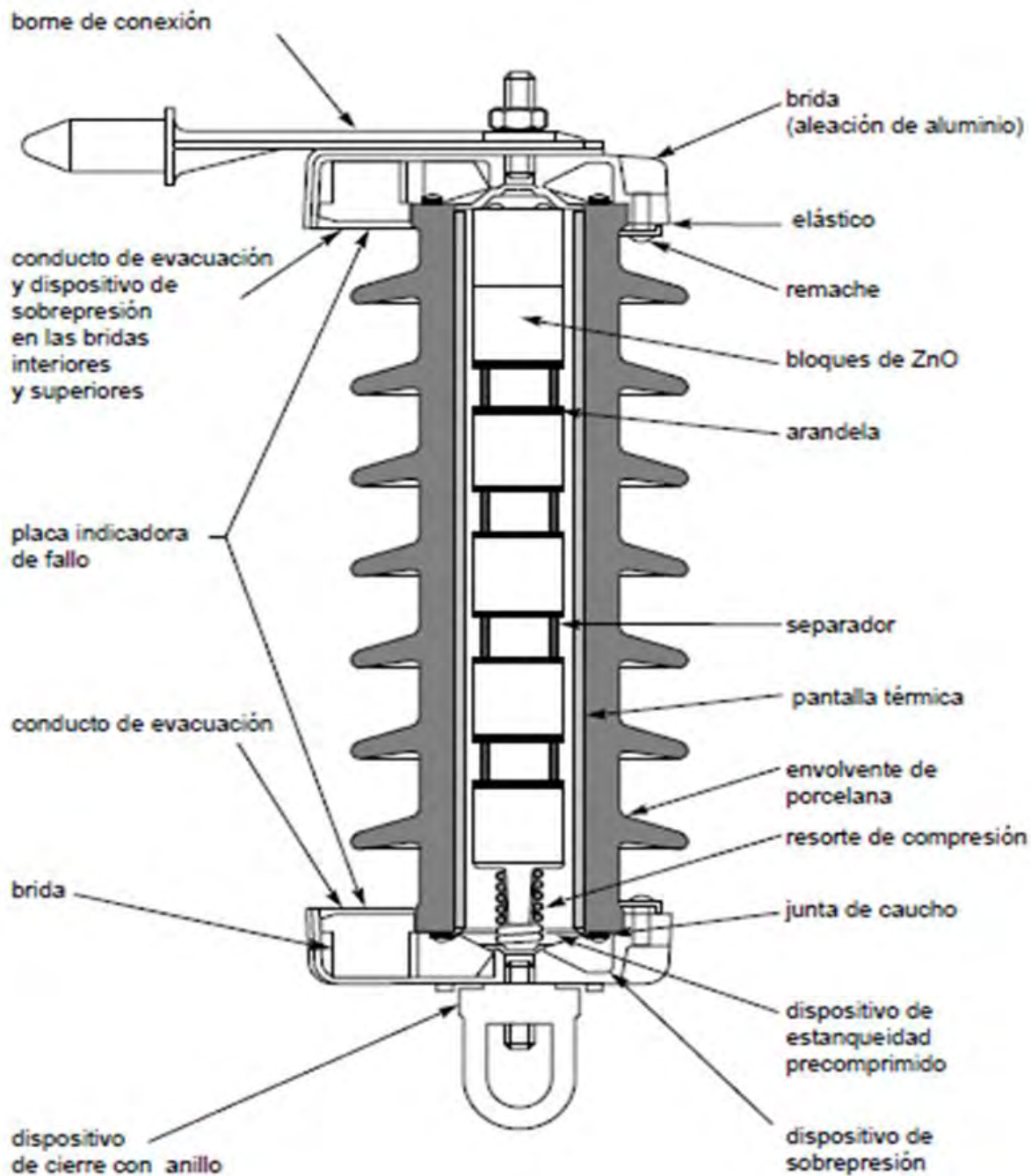
Composición de un Pararrayos de ZnO



Nota. Adaptado de, *Coordinación de Aislamiento II*, 2018, Pararrayos con Equipos de Protección: Fuente: Leonardo Carmona.

Figura 25

Composición de un Pararrayos de ZnO



Nota. Adaptado de, *Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento*, - Cuaderno Técnico N°151,

Fuente: D. Fulchiron.

2.7.2.4. *Cálculo de Pararrayos Criterios de Selección*

Los pararrayos deben seleccionarse tomando en cuenta los siguientes criterios (LINARES ESCOBAR, 2009).

- Máxima tensión de operación continua MCOV o U_c.
- Sobretensiones temporales a la frecuencia industrial (TOV).
- Tensión nominal del pararrayos (U_r).
- Nivel de protección para impulso tipo atmosférico (NPR).
- Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM).

a. Máxima Tensión de Operación Continua (MCOV o U_c)

La máxima tensión de operación continua del pararrayo debe ser igual o mayor que la tensión fase tierra, continuamente aplicada del sistema, en estado estable.

$$\text{MCOV} \geq K_m \left(\frac{U_m}{\sqrt{3}} \right) \quad 2.5$$

Donde:

K_m : 1.05 (Factor de seguridad)

U_m : Tensión máxima de servicio

b. Sobretensiones Temporales a la Frecuencia Industrial (TOV)

Las sobretensiones temporales, a diferencia de las sobretensiones Instantáneas, son sobretensiones de frecuencia industrial oscilantes de duración relativamente larga (entre algunos ciclos y varias horas). La forma más habitual de sobretensión temporal se produce en las fases sanas de una red, durante una pérdida a tierra en una o varias fases. Otras fuentes de sobretensión temporal son el rechazo de carga, a energización de líneas descargadas, etc (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).

$$TOV \geq K_e \left(\frac{Um}{\sqrt{3}} \right) \quad 2.6$$

Dónde:

$K_e = 1.73$ Para sistemas con neutro aislado.

$K_e = 1.4$ Para sistemas con neutro aterrado.

c. Tensión Nominal del Pararrayos (U_r).

Un pararrayos para cumplir con la norma IEC debe resistir su tensión nominal (U_r) durante 10 segundos después de ser precalentado a 60 °C y sometido a una inyección de energía según se define en la norma. Así U_r debe ser como mínimo igual a la capacidad de sobretensión temporal de 10 segundos de un descargador. La tensión nominal se utiliza como parámetro de referencia (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014)

La tensión nominal del pararrayo es U_c se elige seleccionando el mayor valor entre U_o y U_e .

$$U_o = \frac{MCOV}{K_o} \quad 2.7$$

$$U_e = \frac{TOV}{K_t} \quad 2.8$$

Donde:

K_o : Es el factor de diseño según el fabricante el cual debe ser especificado por este.

K_t : Es la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales el cual depende del tiempo de duración de la sobretensión.

El mayor entre U_o y U_e , es U_c por lo consiguiente la tensión nominal del pararrayo U_r es igual a:

$$U_r = U_e \times 1.05 \quad 2.9$$

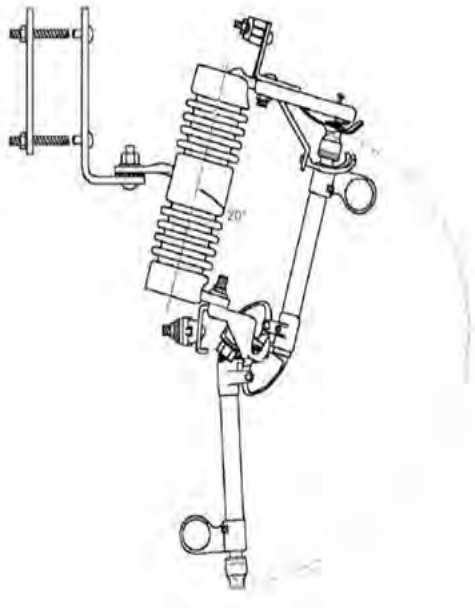
2.7.3. Seccionador de Porcelana Tipo Expulsión (Cut-Out)

Los seccionadores tipo Cut - Out, son elementos de protección y de maniobras en un sistema de distribución (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).

Se emplea en las líneas de distribución de energía para protección de transformadores, bancos de condensadores, subestaciones de maniobra, derivaciones y otras aplicaciones industriales de 15kV, 28kV y 36kV.

Figura 26

Seccionador Tipo Cut-Out



Fuente: Elaboración propia.

2.7.3.1. Material de Fabricación

1. Aislador de porcelana con esmalte de alta rigidez dieléctrica.
2. Aislador de caucho de silicona con núcleo de fiberglass Round Rod.
3. Tubo porta fusible de fibra de vidrio.
4. Contactos, Resortes y ganchos

2.7.3.2. Características Eléctricas

Tabla 4

Características Eléctricas

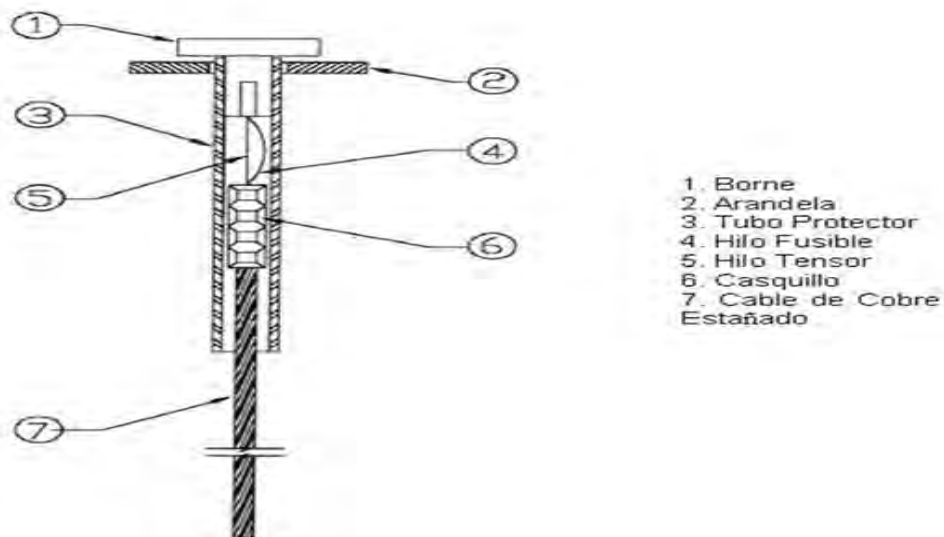
Tensión Asignada	Nivel de Aislamiento Onda de Choque (kV Cresta)		Nivel de Aislamiento Frecuencia Industrial (kV eficaces)	
	A Masa	A Distancia de Seccionamiento	A Masa	A Distancia de Seccionamiento
24 kV	125	145	50	60
36 kV	170	195	70	80
Intensidad Asignada	BASE 200 A**	Tubo Portafusibles 100 A**	Cuchilla Seccionadora 200 A**	
Poder de Corte Asignado	8kV			
Eslabones Fusibles Recomendados Por Su 64068	6-10-20-25-40-50-80 Y 100 A (existen además 1-2-3-8-12-15-30-65-140 y 200 A)			

Nota. Adaptado de, http://iberapa.es/catalogos/productos/CUTOOTS_CU_01_03A-E.pdf

En la Tabla 4, se observa la intensidad de corriente designada como la base o soporte y la corriente que puede soportar la porta fusible del seccionador tipo Cut Out.

2.7.3.3. Fusibles en el Seccionador tipo Cut Out

Es un dispositivo constituido por un soporte adecuado y un filamento o lámina de un metal o aleación de bajo punto de fusión que se intercala en un punto determinado de una instalación eléctrica para que se funda (por efecto Joule) cuando la intensidad de corriente supere (por un cortocircuito o un exceso de carga) un determinado valor que pudiera hacer peligrar la integridad de los conductores de la instalación con el consiguiente riesgo de incendio o destrucción de otros elementos (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).

Figura 27*Partes constructivas de un fusible*

Nota. Los hilos fusibles se designan por letras tales como K o T, de acuerdo con su cumplimiento con las características específicas de tiempo de fusión – corriente.

La relación de velocidad para cada tipo de fusible está dada por la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundo y la corriente de fusión a 300 segundos. En caso de un fusible con capacidad mayor a 100 Amperios nominales, se toma el valor de 600 segundos.

Denominación del Tipo K: Los hilos fusibles tipo K son de alta velocidad

Denominación del Tipo T: Los hilos fusibles tipo T son de lenta velocidad

Nota: ver Anexo 3, curvas de fusión de fusibles (TANHO, s.f.)

2.7.4. Aislador de Media Tensión

La función eléctrica de los aisladores es proveer el aislamiento para líneas y equipos, asimismo la retención mecánica de los conductores, cables, etc. Estos equipos están sometidos a condiciones de viento, contaminación, esfuerzos de cortocircuito que generan esfuerzos y tensiones sobre ellos.

El diseño debe asegurar que los aisladores conserven sus características eléctricas y mecánicas a lo largo de los años, aun en condiciones adversas de esfuerzos de cortocircuito (sobrecargas y transitorios), condiciones de viento y contaminación ambiental (Ochoa F. & Negrón V., 2007).

2.7.4.1. Paso de Corriente en un Aislador

a. Por Conductividad del Material

Para evitar el paso de la corriente a través de la masa del aislador, se emplean materiales que tengan corriente de fuga pequeñas, como el vidrio, porcelana o poliméricos.

b. Por Conductividad Superficial

Cuando el aislador se encuentra recubierto por capas de polvo o humedad se producen corrientes de fuga que contornean la parte exterior de los aisladores, debido a un aumento de la conductividad del material.

c. Por Perforación de la Masa del Aislador

Durante la maniobra es difícil mantener la uniformidad dieléctrica de un material por lo que existe el peligro de que un aislador se perfora produciendo rebabas y haciendo irregular la superficie del aislador, razón por la cual se suelen fabricar en varias piezas.

d. Por Descarga Disruptiva a Través del Aire

Al producirse una descarga disruptiva (entre el arco conductor y el soporte) a través del aire donde, la rigidez dieléctrica no es suficiente para evitar la descarga. Esto ocurre cuando hay lluvia o humedad debido a la ionización del aire, se puede evitar con un diseño adecuado para aisladores de intemperie.

2.7.4.2. Condiciones Eléctricas y Mecánicas del Aislador

Rigidez dieléctrica suficiente para que su tensión de perforación sea muy superior a su tensión de servicio, con el objeto de que soporten las sobretensiones que puedan presentarse en la línea, sin peligro de perforación. La rigidez dieléctrica de un aislador depende; especialmente, del material que lo constituye-y del espesor dado a este material (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014) (Ochoa F. & Negrón V., 2007) .

Forma adecuada para evitar las descargas de contorneamiento entre el conductor en contacto con los aisladores y los soportes metálicos que fijan estos mismos aisladores y que a su vez, se fijan a los apoyos de la línea (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014) (Ochoa F. & Negrón V., 2007) .

Disminuir la corriente de fuga entre aislador y soporte, hasta que su valor sea prácticamente despreciable, esto para las condiciones más desfavorables, es decir cuando el aislador está sometido a la lluvia (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014) (Ochoa F. & Negrón V., 2007).

Resistencia mecánica suficiente para que trabaje en buenas condiciones de seguridad, bajo la acción de los esfuerzos que el conductor transmite al aislador ha de ser, por lo menos, igual a la del conductor que debe soportar, aplicada dicha carga en la sección de amarre del conductor al aislar (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014) (Ochoa F. & Negrón V., 2007) .

Efecto de envejecimiento lo menor posible, para evitar gastos de reposición y de mantenimiento.

El aislador debe ser impermeable, para evitar que penetre agua en su cuerpo, esta propiedad se llama hidrofobicidad (típico en los aisladores poliméricos).

El aislador no debe ser poroso, para evitar que penetre en su cuerpo sustancias no aislantes.

Debe ser muy liso, para presentar gran dificultad a la formación de depósitos sobre su superficie y, además, en caso de lluvia, el agua no escurra por su cuerpo de manera continua y así pueda bajo estas condiciones mantener la línea aislada.

El aislador debe tener una forma especial o geometría que tiene que ver fundamentalmente con la conservación de la resistencia eléctrica, bajo condiciones de lluvia y otras que se puedan presentar durante la operación, así como también garantizar una buena resistencia mecánica. (Barrientos Alvaro & Carrión Bazán)

2.7.4.3. Materiales de los Aisladores

Los aisladores son en su mayoría de porcelana, vidrio y materiales compuestos

a) Aisladores de Porcelana

Tienen una estructura homogénea para dificultar la adherencia de la humedad y polvo, la superficie exterior tiene una cubierta de esmalte que incrementa la resistencia de la porcelana por cuanto su coeficiente de dilatación es ligeramente menor (Structuralia, s.f.).

Fabricados con caolín, feldespato, cuarzo. o alúmina se le da forma, la temperatura de cocción es aproximadamente de 1400°C.

b) Aisladores de Vidrio

fabricados con sílice, óxido de calcio y óxido de sodio con un comportamiento eléctrico excelente. Por la naturaleza y homogeneidad del vidrio, la rigidez dieléctrica es superior a la de porcelana (Structuralia, s.f.).

c) Aisladores Poliméricos

Compuestos de un núcleo de fibra de vidrio con resinas epóxicas o vinylesters con una alta resistencia mecánica y dieléctrica. El proceso de fabricación asegura un recubrimiento concéntrico de espesor uniforme a todo lo largo del aislador y alrededor de la circunferencia del núcleo, lo que garantiza la hermeticidad del núcleo. los aisladores poliméricos son livianos, resistentes a los actos de vandalismo e inmunes a daños causados por agua, rayos ultravioletas o radiación solar (Structuralia, s.f)..

A continuación, se mostrará, cuadros de los aisladores utilizados en sistemas de distribución.

Tabla 5

Aisladores de porcelana y vidrio normalizados

Tipo Aislador	Material	Norma	Clase	Tensión Máxima de Operación (kV)
Retención (Anclaje)	Porcelana p Vidrio	ANSI C29.2	Clase 52-1	-
		ANSI C29.2	Clase 52-4	-
Line Post (Pilar)	Porcelana	ANSI C29.7	Clase 57-1	15
		ANSI C29.7	Clase 57-2	25
		ANSI C29.7	Clase 57-3	35
Pin (Perno Rígido)	Porcelana	ANSI C29.5	Clase 55-3	15
		ANSI C29.5	Clase 55-4	15
		ANSI C29.5	P2-95-1(25) ⁶	15
		ANSI C29.5	Clase 55-5	25

ANSI C29.5	P2-95-1(25) ⁷	25
ANSI C29.6	Clase 56-1	25
ANSI C29.6	Clase 56-3	36

Nota. Adaptado de, www.eneldistribuicao.com.br/rj/documentos/E-MT-011_R-02.pdf, Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 5, los aisladores más utilizados son de tipo PIN en porcelana (ANSI C29.6 clase 56-3), y de tipo anclaje en porcelana o vidrio (ANSI C29.2 clase 52-4), para el sector de estudio, Espinar, en un nivel de tensión de 22.9 kV.

Tabla 6

Aisladores Poliméricos Normalizados

Norma	Clase	Carga Mecánica Nominal (kN)	Resistencia a la Flexión	Tensión Máxima de Operación (kV)	Distancia de Fuga (mm)
ANSI C29.13	Clase DS-15	44.5	-	15	355
ANSI C29.13	Clase DS-28	44.5	-	25	560
ANSI C29.13	Clase DS-35	44.5	-	35	740
ANSI C29.13	Clase DS-46	44.5	-	35	900
IEC 61952	12.5-15-355	-	12.5	15	355
IEC 61952	12.5-25-560	-	12.5	25	560
IEC 61952	12.5-35-740	-	12.5	35	740
IEC 61109	13-15-300	-	13	15	300
IEC 61109	13-25-350	-	13	25	350
IEC 61109	13-25-550	-	13	25	550
IEC 61109	13-36-530	-	13	36	530
IEC 61109	13-36-700	-	13	36	700

Nota. Adaptado de, www.eneldistribuicao.com.br/rj/documentos/E-MT-011_R-02.pdf, Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 6, el aislador más utilizado es de tipo anclaje en poliméricos (ANSI C29.13 clase DS-28), para el sector de estudio, Espinar, en un nivel de tensión de 22.9 kV.

2.7.4.4. Características de los Aisladores

- a. **Rigidez Dieléctrica (kV/m).** - La intensidad máxima de campo eléctrico que puede resistir un material dieléctrico sin que se presente una ruptura. (Por ejemplo, tenemos el aire de 30 kV/m.) (Ramírez, 2003).
- b. **Carga de Rotura Mecánica (Kg).** - Es la carga la que tiene lugar la rotura del aislador, en las condiciones establecidas en el ensayo (Ramírez, 2003).
- c. **Tensión de Flameo al Impulso.** - De un aislador es el valor de cresta de la onda de impulso que bajo condiciones específicas produce flameo en el medio circundante (Ramírez, 2003).
- d. **Longitud de Fuga (mm).** - Es la menor distancia medida sobre la superficie de un dieléctrico sólido colocada entre dos piezas conductoras entre las que existe un campo eléctrico (Ramírez, 2003).

Considerándose el efecto de contaminación, se asigna el nivel de aislamiento (NA) según las características de la zona.

Tabla 7

Niveles de Aislamiento

Nivel de Contaminación	Distancia Nominal de Fuga (mm/kV)
Ligero	16
Medio	20
Alto	25
muy alto	31

Nota. Adaptado de, *Norma IEC 815*, Fuente: Elaboración propia.

Se calcula la longitud de fuga L_f , considerando los diferentes (NA) para toda la ruta de la línea.

$$L_{\text{minfuga}} = L_{\text{min fuga específica}} * V_{\text{maxserv.}} * F_c \quad 2.10$$

$$F_c = 1 + 1.25(h - 1000) * 10^{-4} \quad 2.11$$

Donde:

L_{minfuga} : Longitud de fuga unitaria en mm/kV

$V_{\text{maxserv.}}$: Tensión Máxima de Servicio (kV)

H : Altura sobre el nivel del mar.

F_c : Factor de corrección por altura

Se compara con el valor de la longitud de fuga total, producto del número de aisladores y longitud de fuga unitaria, si cubre las sollicitaciones de la línea.

2.7.4.5. Dimensionamiento del Aislamiento para Líneas Eléctricas

a) Tensión de Aislamiento a Frecuencia Industrial

Esta sobretensión se produce debido a fallas en el sistema y ésta dado por la siguiente expresión:

$$\log b = \log 76 - \frac{msnm}{18336} \quad 2.12$$

$$V_{fi} = \frac{f_s * V_{\text{max}} * H}{\sqrt{3} * (1 - N * \sigma) * \delta^n * f_1} \quad 2.13$$

$$\delta = \frac{3.92 * b}{273 + t} \quad 2.14$$

Donde:

V_{fi} : Tensión de aislamiento a frecuencia industrial.

f_s : Factor de sobretensión a frecuencia industrial.

V_{max} : Tensión máxima de servicio

- H : Factor por humedad.
- N : Número de desviaciones estándar alrededor de la Media.
- σ : Desviación estándar.
- δ : Densidad relativa del aire
- n : Exponente empírico.
- f_i : Factor por lluvia.
- B : Presión barométrica (en cm Hg).
- T : Temperatura

b) Tensión de Aislamiento al Impulso de Rayo

Sigue una secuencia basada en las condiciones atmosféricas, meteorológicas y ambientales.

$$V_i = \frac{BIL}{(1 - N * \sigma) * \delta}$$

2.15

Donde:

- V_i : Tensión de aislamiento al impulso de rayo.
- BIL : Nivel Básico de-Aislamiento (kV-BIL)
- N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media.
- σ : Desviación estándar 2%
- δ : Densidad relativa del aire.

Luego se selecciona del catálogo del fabricante el número y tipo de aisladores con la V_i , que cubra esa magnitud.

2.7.5. Sistema de Puesta a Tierra (SPAT)

La puesta a tierra, conexión a tierra o toma de tierra es la conexión de las superficies conductoras expuestas a algún punto no energizado; comúnmente es la tierra sobre la que se posa la construcción, de allí el nombre (wikipedia, s.f.).

De acuerdo a este principio, la necesidad de un sistema de puesta a tierra se establece para conducir a tierra, las corrientes (pequeñas o de gran intensidad) y cualquier naturaleza que se puede originar ya sea que se traten de corrientes de falla, desequilibrios de los sistemas de distribución de energía, o por descargas eléctricas.

El sistema de puesta a tierra debe contar con impedancias bajas, para dispersar la energía de las descargas atmosféricas. Puesto que la descarga atmosférica consiste en componentes de alta frecuencia, nos preocupa específicamente el parámetro eléctrico dependiente de la frecuencia del sistema de puesta a tierra - impedancia, así como también la puesta a tierra de baja resistencia (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).

Los sistemas de puesta a tierra son altamente variables entre sitios debido a las consideraciones geográficas.

Se necesita un buen sistema de puesta a tierra para:

- Proveer un medio seguro para proteger al personal en la proximidad del sistemas o equipos conectados a tierra, de los peligros de una descarga eléctrica bajo condiciones de falla.
- Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.
- Facilidad para el recorrido a tierra de las corrientes de fuga.
- Servir como línea de retorno a ciertos sistemas como, por ejemplo: en los neutros de los generadores, transformadores de distribución, descargadores de pararrayos, etc.

- Ayudar a neutralizar los efectos transitorios de voltaje y corriente producido por descargas atmosféricas, ya que ofrece un camino de baja impedancia a tierra (Quejía Chaiña & Tinco Cutipa , 2014).

2.7.5.1. Resistividad del Terreno (ρ)

La resistividad del terreno es una característica intrínseca del material, la resistencia que ofrece la tierra al paso de la corriente eléctrica por unidad de longitud (0-m). La resistividad del terreno determina la efectividad de una toma de tierra, la cual varía de un lugar a otro de acuerdo a los siguientes factores:

- Naturaleza del terreno.
- Humedad.
- Temperatura.
- Salinidad.
- Estratigrafía,
- Compactación
- Granulometría

Tabla 8

Valores de Resistividad del terreno.

Tipo de Terreno	Resistividad Aparente (Ohmios – metro)
Terrenos vegetales	10 a 50
Arcillas, Limos	20 a 80
Tierras de Cultivo	50 a 100
Arenas Arcillosas	80 a 200
Fangos, turbas	150 a 300
Tierra Aluvional	200 a 500
Arenas y eriales	250 a 800
Pedregales y dunas	300 a 3000
Rocas compactas	2500 a 10000

Feldespatos secos	3000 a 30000
Concreto de cimentación	10000 a 50000

Nota. Adaptado de, *Puesta a tierra*, Notas del curso-versión 2004, Fuente: Ing. Justo Yanque M.;

UNI

2.7.5.2. Electrodo

La resistencia propia de puesta a tierra para sistemas compuestos para un electrodo, se estima a través de la siguiente relación (wikipedia, s.f.).

$$R_0 = \frac{\rho}{2\pi L} \times \ln \left(\frac{4L}{1.36d} \times \frac{2h+l}{4h+l} \right) \quad 2.16$$

Donde:

R_0 : Resistencia del sistema de puesta a tierra (Ohms)

ρ : Resistividad del terreno (Ohms -m)

l : Longitud del electrodo (m)

d : Diámetro del electrodo (m)

h : Profundidad de enterramiento (m)

2.7.5.3. Poste

Es un soporte vertical que funciona como apoyo. Se utiliza generalmente en construcción de alambradas, tendidos eléctricos y telefónicos, televisión por cable, para iluminar calles, plazas o estadios y en las actividades agrícolas (wikipedia, s.f.).

Existen postes de diferentes materiales como: concreto armado centrifugado, madera tratada, fibra de vidrio y metal que tienen el mismo propósito (wikipedia, s.f.).

Figura 28

Poste soporte vertical



Nota. Adaptado de, *Barry Index November 20, 2021*, Fuente: Elaboración propia.

2.8. Teoría de Campo Electromagnéticos

Un campo electromagnético es un campo físico, de tipo tensorial, producido por aquellos elementos cargados eléctricamente, que afecta a partículas con carga eléctrica.

Convencionalmente, dado un sistema de referencia, el campo electromagnético se divide en una "parte eléctrica" y en una "parte magnética." (wikipedia, s.f.)

2.8.1. Campos Eléctricos

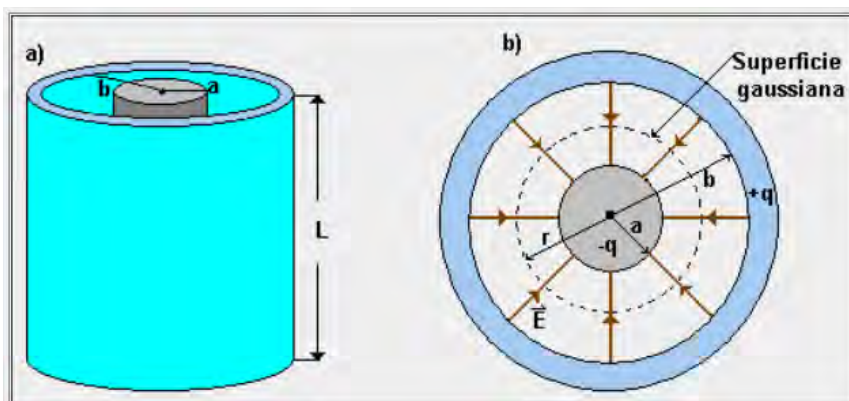
El campo eléctrico (región del espacio en la que interactúa la fuerza eléctrica) es un campo físico que se representa por medio de un modelo que describe la interacción entre cuerpos y sistemas con propiedades de naturaleza eléctrica. Se puede describir como un campo vectorial

en el cual una carga eléctrica puntual de valor sufre los efectos de una fuerza eléctrica (Cantor Triana , 2020).

Para el estudio a realizar se calculará la capacitancia de un cilindro por la forma de un transformador de distribución.

Figura 29

Esquema de Capacitancia de un Cilindro



Nota. Adaptado de, *Teoría del Campo Electromagnético y Teoría de la Relatividad*, Fuente

Benjamin G. Levich; I. A. Vdovin; V. A. Miamlin

La Capacitancia (C) del cilindro será:

$$C = \frac{q^*}{\mu} \quad 2.17$$

$$q^* = 2\pi \cdot a \cdot \sigma \cdot L \quad 2.18$$

$$\mu = q^+ - q^- = \frac{a \cdot \sigma \ln(b/a)}{\epsilon} \quad 2.19$$

Ecuación de capacitancia de un cilindro

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot L \cdot \epsilon}{\ln\left(\frac{b}{a}\right)} \quad 2.20$$

Donde:

L = altura del cilindro

a, b = radio de los cilindros interiores

C = capacitancia

σ = densidad superficial de las placas

q = carga en las placas

μ = diferencia de potencial

ϵ = permitividad del aislante

2.8.2. Campos Magnéticos

Un campo magnético es una descripción matemática de la influencia magnética de las corrientes eléctricas y de los materiales magnéticos. El campo magnético en cualquier punto está especificado por dos valores, la dirección y la magnitud; de tal forma que es un campo vectorial específicamente, el campo magnético es un vector axial, como lo son los momentos mecánicos y los campos rotacionales. (Cantor Triana , 2020)

2.8.2.1. Ley de Biot Savart

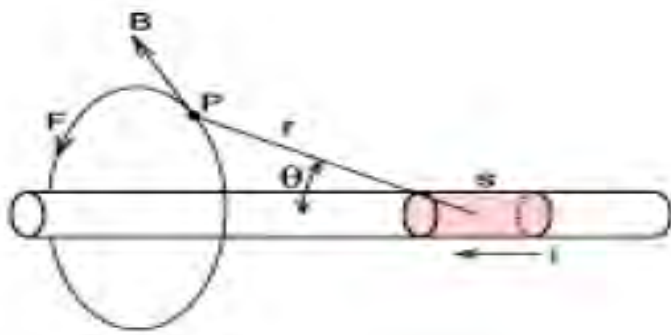
La densidad de flujo magnético (inducción) B , que ejerce un punto dentro de un trozo de cable de longitud s , que transporta corriente sobre otro punto P , situado en el espacio circundante a una distancia r , tiene las siguientes propiedades (Cantor Triana , 2020):

B (línea de campo) es perpendicular a s (línea de flujo) y a r (vector unitario de r).

La magnitud de B es inversamente proporcional a r^2 .

La magnitud de B es proporcional a la corriente y a s .

La magnitud de B es proporcional a $\sin\theta$ (ángulo que forman r y s).

Figura 30*Ley de Biot Savart*

Nota. Adaptado de, *Teoría del Campo Electromagnético y Teoría de la Relatividad*, Fuente Benjamin G. Levich; I. A. Vdovin; V. A. Miamlin

Ecuaciones de Biot – Savart

a) forma vectorial

$$d\vec{B} = \frac{\mu_0}{4\pi} \frac{I d\vec{l} \times \hat{r}}{r^2} \quad \text{a distancia } d \text{ perpendicular al cable largo y} \quad 2.21$$

recto.

$$B = \frac{\mu_0 I}{2\pi d} \quad 2.22$$

c) Campo magnético B en el centro de una espira de radio r.

$$B = \frac{\mu_0 I}{2r} \quad 2.23$$

Constante de permeabilidad magnética del espacio libre

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^7 \frac{T \cdot m}{A} \quad 2.24$$

Donde: B = intensidad de campo magnético. I = intensidad de corriente eléctrica.

r = distancia del conductor al punto de campo magnético.

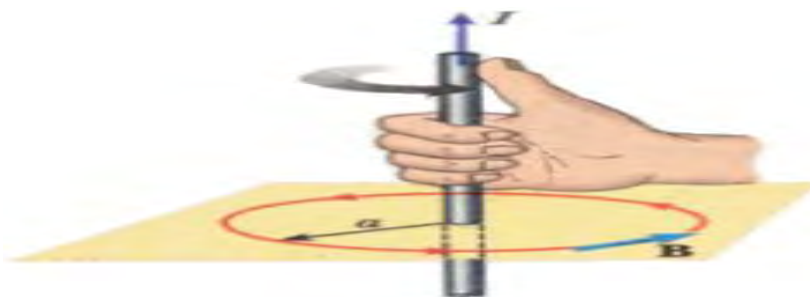
S = superficie por donde pasa el campo magnético.

2.8.2.2. Ley de Ampere

La ley de Ampere indica que el flujo magnético que pasa por una línea que forma cualquier trayectoria cerrada en un plano perpendicular alrededor de un alambre conductor, es constante. La “regla de la mano derecha” indica la dirección del flujo magnético (Cantor Triana , 2020).

Figura 31

Regla de la Mano derecha



Nota. Adaptado de, *Teoría del Campo Electromagnético y Teoría de la Relatividad*, Fuente Benjamin G. Levich; I. A. Vdovin; V. A. Miamlin

De la ecuación de Biot – Savart el campo magnético B será:

$$B = \frac{\mu_0 I}{2\pi d} \quad 2.25$$

De la figura tenemos, $a = d$

2.8.2.3. Inductancia para una Bobina de N Espiras

Para nuestra investigación solo usaremos el valor de la inductancia en una bobina del transformador donde (Cantor Triana , 2020):

$$L = \frac{N^2 * \mu * A}{l} \quad 2.26$$

Donde:

L: valor de la inductancia (H)

N: número de espiras de la bobina

μ : permeabilidad del núcleo [Wb/A-m] [H/m]

A: área de la sección del núcleo [m^2]

l: longitud de líneas de flujo [m]

Estos valores nos ayudan a calcular la tensión en las bobinas del transformador cuando ocurre una descarga atmosférica, cuyos resultados se describen en el capítulo III (Cantor Triana , 2020).

2.9. Marco Conceptual

Sobretensiones: Se conoce como sobretensión al aumento de voltaje por encima de los valores máximos establecidos en un circuito eléctrico (keyBPS, 2018).

Es una tensión variable en el tiempo cuyo valor máximo es superior al valor de cresta de la tensión nominal (Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica, 2002).

Transformador: Los transformadores son enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión y entre líneas de diferentes niveles de voltaje (Jr, 1996)

Línea de Transmisión: Medio por el cual se transporta la energía eléctrica, esta puede ser aérea o subterránea y de diferentes niveles de tensión, dependiendo de las características del sistema de potencia (Jr, 1996).

Carga: Es el modelo matemático de la demanda (inductiva o capacitiva) en un determinado instante o lapso de tiempo (H. Saadat, 1999).

Subestaciones Eléctricas: Son instalaciones encargadas de realizar transformaciones de tensión, frecuencia, número de fases o conexiones de dos o más circuitos (<https://www.fundacionendesa.org/es>, s.f.).

Demanda: Es la energía eléctrica requerida por parte de los usuarios.

2.10. Marco Normativo

2.10.1. Normativa Nacional

Norma DGE "Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de subestaciones para Electrificación Rural" aprobada con Resolución Directoral N° 027-2003 EM/DGE, publicada el 2004-02-12. Ley N° 29229.

R.D. N° 016-2003-EM/DGE. - Especificaciones técnicas de montaje de líneas y redes primarias para electrificación rural, publicada el 2004-01-31

R.D. N° 019-2003-EM/DGE. - Especificaciones técnicas de obras civiles para subestaciones para electrificación rural, publicada el 2004-01-31

R.D. N° 024-2003-EM/DGE. - Especificaciones técnicas de soportes normalizados para líneas y redes primarias para electrificación rural.

Decreto Supremo N° 025-2007-EM. - Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (03/05/2007)

Ley N° 25844 – “Ley de Concesiones Eléctricas”

Decreto supremo N° 020-97-EM “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”.

Resolución N° 616-2008-OS/CD “Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”.

2.10.2. Normativa Internacional

Norma IEC 60071, 60072 y 60073 procedimiento para el análisis de coordinación de aislamiento a diferentes niveles de tensión mayor a 1kV.

IEC- INTERNATIONAL STANDARD. (2006). IEC 60099-4 Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.

IEC60071-1. (1996). Coordinación de aislamiento.

NORMA INTERNACIONAL IEC60071-1. (1996). Coordinación de aislamiento.

Madrid, España.

Capítulo III

Diagnóstico de las Subestaciones del Sistema Eléctrico de Distribución Tintaya 01(SD TI-01)

3.1. Introducción

El capítulo describe las características del sistema de distribución primaria Tintaya 01 (SDP TI-01); línea de distribución, transformadores de distribución, pararrayos, aisladores y sistemas de puestas a tierra.

De acuerdo al reporte de transformadores deteriorados en la zona de estudio por parte de la empresa concesionaria Electro Sur este S.A.A., se encontraron 81 y 96 transformadores deteriorados para los periodos 2018 y 2019 respectivamente (Tabla 9), por efecto de las descargas atmosféricas, provocando salidas intempestivas del sistema, deterioro en los sistemas de protección, afectando a los usuarios y muchas veces produciendo daños en equipos domésticos.

Tabla 9

Transformadores Dañados Periodos 2018 - 2019

Periodo (año)	Transformadores Dañados (und)	Causa
2018	81	Descargas atmosféricas en la línea
2019	96	

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, Fuente: Elaboración propia

Todo esto se traduce en pérdidas económicas (tiempos de mantenimiento, operación, penalidades, etc.)

3.2. Sistema de Distribución Primaria Tintaya 01(SD TI-01)

El sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), es la encargada de la transmisión de energía eléctrica a todas las subestaciones de distribución de la zona de estudio;

desde la subestación de transformación que se encuentra en la localidad de Tintaya, hasta la localidad de Marquiri, en un solo circuito. En la localidad de Marquiri existen derivaciones en tres circuitos eléctricos que alimentan cargas importantes:

1. **Red eléctrica al distrito de Condoroma.** Esta red, en su trayectoria, alimenta al distrito de Pallpata, Alto Pichigua, Occoruro y Condoroma, teniendo como carga principal a la mina Raymondi.
2. **Red eléctrica al distrito de Suyckutambo.** Esta red, en su trayectoria, alimenta al distrito de Coporaque y Suyckutambo, teniendo como carga principal a las minas de (Brexia, Max pala y Palacio del Condor).
3. **Red eléctrica al distrito de Yauri.** Esta red, en su trayectoria, alimenta al distrito de Yauri y Pichigua, teniendo como carga principal a la ciudad de Espinar.

Tabla 10

Resumen Técnico del sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01)

Ítem	Sistema de Distribución Primario Tintaya 01(SD TI-01)	
1	Tensión de Operación	22.9 kV
2	Número de Ternas	1
3	Sistema	3 ϕ (trifilar) y 1 ϕ (bifilar y unifilar)
4	Longitud	-
5	Conductor	AAAC Y COBRE
6	Sección	120, 90, 70, 50, 35, 25 y 16 mm ²

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, datos técnicos ArcGIS, Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 10 se puede mencionar que el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), tiene redes eléctricas trifásicas, monofásicas bifilares y monofásicas unifilares.

3.3. Subestaciones de Distribución

Una subestación eléctrica, subestación transformadora o subestación eléctrica transformadora (abreviadamente ST o SET), es una instalación destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Su equipo

principal es el transformador (wikipedia, s.f.). Las subestaciones de distribución son las encargadas de reducir el nivel de tensión para el usuario final; el elemento principal es el transformador, seguido por los elementos de protección de sobre corriente (fusibles y termomagnéticos) y sobretensiones (Pararrayos).

Para marzo del 2020 el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), tiene un total de 627 subestaciones de distribución, registrados en la base de datos del ArcGIS (Electro Sur Este S.A.A.) como se detalla en la siguiente Tabla 11:

Tabla 11

Subestaciones de Distribución en el Sistema Primario Tintaya 01 (SD TI - 01)

Subestación de Distribución					
Aérea Biposte		Aérea Monoposte		Caseta	
Potencia	Cantidad	Potencia kVA	Cantidad	Potencia kVA	Cantidad
400 kVA	1	50 kVA	11	50 kVA	1
200 kVA	2	37.5 kVA	3	100 kVA	1
160 kVA	13	30 kVA	1	160 kVA	1
125 kVA	2	25 kVA	40	-	-
100 kVA	21	20 kVA	4	-	-
75 kVA	11	15 kVA	38	-	-
50 kVA	14	10 kVA	161	-	-
-	-	5 kVA	368	-	-
-	-	1 kVA	1	-	-
TOTAL	64	TOTAL	627	TOTAL	3

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, datos técnicos ArcGIS, Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 11 nos muestra un número mayor de subestaciones de distribución aéreas “monoposte”, como también que en su mayoría hay transformadores de 5kVA y 10kVA de potencia; por lo que, de acuerdo a la ley de concesiones eléctricas, la provincia de espinar está catalogada en su mayoría como una zona rural.

3.3.1. Transformador

En el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), se tienen una gran cantidad de transformadores en diferentes niveles de potencia, que operan a un nivel de tensión de 22.9 kV en línea y 13.2 kV en fase, como se describe a continuación:

Tabla 12

Nivel de Tensión de los transformadores en el sistema primario Tintaya 01SD TI-01

Sistema	Tensión kV	kVA	Monoposte	Biposte	Caseta
Monofásico bifilar	22.9	1	1		
Monofásico bifilar	22.9	5	270		
Monofásico unifilar MRT	13.2	5	98		
Monofásico bifilar	22.9	10	126		
Monofásico unifilar MRT	13.2	10	35		
Monofásico bifilar	22.9	15	26		
Monofásico unifilar MRT	13.2	15	12		
Monofásico bifilar	22.9	20	4		
Monofásico bifilar	22.9	25	35		
Monofásico unifilar MRT	13.2	25	5		
Trifásico trifilar	22.9	30	1		
Monofásico unifilar MRT	13.2	37.5	3		
Trifásico trifilar	22.9	50	11	14	1
Trifásico trifilar	22.9	75		11	
Trifásico trifilar	22.9	100		21	1
Trifásico trifilar	22.9	125		2	
Trifásico trifilar	22.9	160		13	1
Trifásico trifilar	22.9	200		2	
Trifásico trifilar	22.9	400		1	
	TOTAL		627	64	3

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, datos técnicos ArcGIS, Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 12 podemos encontrar subestaciones de distribución en sistemas trifásicos, monofásicos (bifilares y unifilares), con tensiones nominales de 22.9kV y 13.2 kV en el lado primario del transformador y tensiones nominales de 400 – 220v trifásico, 440 – 220 monofásico en lado secundario del transformador.

3.3.2. Pararrayos

Constituyen la protección principal contra sobretensiones atmosféricas y de funcionamiento. Por regla general se conectan en paralelo con el equipo a proteger, para disipar la sobre corriente. Los elementos activos (bloques de ZnO) de los descargadores de sobretensiones están fabricados con un material de resistencia cerámico altamente alineal, compuesto principalmente por óxido de cinc mezclado y sinterizado con otros óxidos metálicos (ABB, s.f.).

Figura 32

Descargadores de Sobretensiones ABB

Gama de productos

Familia de productos	Clasificación de descargadores ¹⁾	Modelo	Tensión de red máxima ²⁾	Tensión nominal ²⁾	Requisitos energéticos/ Intensidad de descarga eléctrica	Resistencia mecánica ³⁾
			U_{Tm} kV _{rms}	U_N kV _{rms}		Nm
PEXLIM - Descargadores con revestimiento de polímero de silicona Excelentes para aplicaciones con requisitos de bajo peso, espacios reducidos, montaje flexible, robustez y seguridad adicional del personal Componente principal del concepto PEXLINK™ para protección de líneas de transporte de energía.	10 kA, IEC clase 2	PEXLIM R	24 - 170	18 - 144	Moderada	1 600
	10 kA, IEC clase 3	PEXLIM Q	52 - 420	42 - 360	Alta	4 000
	20 kA, IEC clase 4	PEXLIM P	52 - 420	42 - 360	Muy alta	4 000
HS PEXLIM - Descargadores con revestimiento de polímero de silicona de alta resistenci Ideales para aplicaciones con una gran actividad sísmica.	20 kA, IEC clase 4	HS PEXLIM P	245 - 550	180 - 444	Muy alta	28 000
	20 kA, IEC clase 5	HS PEXLIM T	245 - 800	180 - 612	Muy alta	28 000
EXLIM - Descargador con revestimiento de porcelana	10 kA, IEC clase 2	EXLIM R	52 - 170	42 - 168	Moderada	7 500
	10 kA, IEC clase 3	EXLIM Q-E	52 - 245	42 - 228	Alta	7 500
	10 kA, IEC clase 3	EXLIM Q-D	170 - 420	132 - 420	Alta	18 000
	20 kA, IEC clase 4	EXLIM P	52 - 550	42 - 444	Muy alta	18 000
	20 kA, IEC clase 5	EXLIM T	245 - 800	180 - 624	Muy alta	18 000

¹⁾ Clasificación de descargador según IEC 60099-4 (corriente de descarga nominal, clase de descarga en línea).

²⁾ A petición del cliente puede ser posible ofrecer descargadores con voltajes inferiores o superiores para aplicaciones especiales.

³⁾ Carga de servicio dinámica máxima admisible (MPDSL).

Nota. Esta figura muestra gama de productos descargadores, Fuente: ABB

En el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), tenemos instalados, pararrayos de Óxido de Zinc

a) Pararrayos Instalados en la Línea

Estos pararrayos están directamente conectados a la línea de distribución, con fines de disipar o eliminar las sobretensiones que ocurren en las redes eléctricas. En el sistema de distribución de Tintaya se encuentran 518 puntos de protección con pararrayos de Óxido de Zinc que están conectados directamente a la red de 22.9 kV como se describe a continuación.

- 1) **Red eléctrica distrito de Condorama** se encuentran 235 puntos de pararrayos instalados.
- 2) **Red eléctrica distrito de Yauri** se encuentran 81 puntos de pararrayos instalados.
- 3) **Red eléctrica distrito de Suyckutambo** se encuentran 202 puntos de pararrayos instalados.

Nota. Ver plano topológico del sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), Anexo 08.

Tabla 13

Detalle de Pararrayos de Línea

PARARRAYOS DE LINEA	
Marca	Diferentes
Tipo Auto Valvulares	Óxido de Zinc
Tensión Nominal Del Sistema	22.9 kV.
Tensión de Operación Del Pararrayo	27 kV.
Corriente de Descarga	10 kA.
Nivel de Aislamiento	150kV
Línea de Fuga	950 mm
Conexión	Tipo Y
Nro. de Puntos, Pararrayos de Línea	518

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, datos técnicos ArcGIS, Fuente: Elaboración propia.

b) Pararrayos Instalados en las Subestaciones

Están instaladas en cada subestación para proteger a los transformadores y equipos, de las sobretensiones de tipo atmosférica o de maniobra, que puedan deteriorar y dañar los equipos, dejando sin servicio a los usuarios.

Estos pararrayos siempre están instalados en la parte superior de las subestaciones aéreas de distribución. En el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), se encuentran 694 subestaciones y los pararrayos están instalados en cada subestación.

Tabla 14

Detalle de los Pararrayos de las Subestaciones

Pararrayos de Subestación	
Marca	Diferentes
Tipo Auto Valvulares	Óxido de Zinc
Tensión Nominal de La Red	22.9-13.2 kV.
Tensión Nominal de Pararrayo	27 kV.
Tensión Nominal de Pararrayo	24 kV
Tensión Nominal de Pararrayo	21 kV
Tensión de Operación Continua	24 – 13.86 kV.
Corriente Nominal de Descarga	10 kA.
Nivel de Aislamiento	125kV
Frecuencia	60HZ.
Línea de Fuga	1030 mm
Instalación	Exterior
Neutro del Sistema	Sistema Aislado
Nro. de Pararrayos de Subestaciones	694

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, datos técnicos ArcGIS, Fuente: Elaboración propia.

3.3.3. Aisladores

En el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), se encuentran instalados aisladores:

- Tipo **Pin ANSI 56-3** y **56-4** en alineamiento, de material de porcelana,
- Tipo cadena **ANSI 52-3** de material porcelana y vidrio,
- Aisladores de fibra de vidrio tipo **RPP-25** para suspensión y anclaje.

Tabla 15

Datos técnicos de los Aisladores

Clase ANSI	Aisladores			
	56-3	56-4	52-3	RPP-25
Material	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Goma De Silicon
Línea de Fuga	533mm	686mm	292mm	778mm
Altura	191mm	241mm	165m m	455mm
Diámetro	267mm	305mm	229mm	88mm
Peso	7.00Kg	11.00Kg	5,20Kg	1.38Kg
Tensión Nominal	22.9 kV	22.9 kV	22.9 kV	22.9 kV
Frecuencia	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, datos técnicos ArcGIS, Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 15, se observa que los aisladores tipo cadena están instalados en grupos de dos como mínimo dos para el nivel de tensión de 22.9 kV; los aisladores de alineamiento tipo Pin 56-3 son los más existentes.

3.3.4. Sistemas de Puesta a Tierra (SPAT)

Los Sistemas de Puesta a Tierra (SPAT) se instalan con la finalidad de garantizar la conexión del potencial a tierra de los equipos que lo requieran (transformadores, motores, etc) y la integridad del personal y suscriptores de la empresa (Electricidad, 2014).

La puesta a tierra comprende cualquier conexión metálica, sin fusible, ni protección alguna, de sección suficiente, entre una parte de una instalación y un electrodo o placa metálica, de dimensiones y situaciones tales que, en todo momento, se pueda asegurar que los elementos se encuentran al mismo potencial de tierra (Electricidad, 2014).

Se tiene las medidas de los sistemas de puestas a tierra de las subestaciones donde se presentan transformadores dañados en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), donde se encontró que, con frecuencia, sobrepasan los valores máximos de referencia de las normas técnicas (epm).

Tabla 16

Valores Referenciales de los Sistemas de Puesta a Tierra.

Aplicación	Valores Máximos de Resistencia de Puesta a Tierra
Estructuras de líneas de transmisión	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión	25 Ω

Nota. Adaptado de, *Normas Técnicas ANSI/IEEE 80 y IEC 60364-4-442*, Fuente: *ANSI/IEEE*

De la Tabla 16, podemos observar que la medición del sistema de puesta a tierra para subestaciones de media tensión como máximo debe de ser de 10 Ω .

Se realizaron mediciones de resistencia del sistema de puesta a tierra, en las subestaciones donde se deterioraron los transformadores, como se detalla a continuación:

Tabla 17*Mediciones de Resistencia Eléctrica en Puesta a Tierra*

Localidad	Distrito	N° de SED	Puesta a Tierra MT		Puesta a Tierra BT	
			Antes	Mejorado	Antes	Mejorado
CRUZPAMPA II	PALLPATA	0041170	10.75	3.60	7.84	1.50
TOCROYO BAJO	COPORAQUE	0041147	60.49	8.90	11.01	6.50
CHUÑONIYOC	COPORAQUE	0040829	17.11	5.56	5.48	
CHININI	SUYKUTAMBO	0041860	8.47	1.76	2.82	
ALTO HUANCANE 3	ESPINAR	0041062	20.30	5.60	19.20	
HUACCALLUYO	COPORAQUE	0041899	35.30	9.50	10.10	9.45
QUINSACHATA	OCCORURO	0041234	10.31	6.20	2.76	
COTAHUASI	COPORAQUE	0042410	17.80	5.30	3.50	
COTAHUASI	COPORAQUE	0040694	38.80	2.80	3.30	
PACPACO III	ESPINAR	0041072	9.42	5.17	9.30	9.16
CHALLQUI	COPORAQUE	0041117	49.60	8.95	12.73	8.27
MOLLOCAHUA V	ALTO PICHIGUA	0042056	12.94	11.70	12.25	12.02
CHAÑI	CHECCA	0041190	13.18	13.15	16.40	16.28
APACHILLANCA	ESPINAR	0041343	21.10	9.07	24.60	6.72
PATINGUILLA	OCCORURO	0042313	18.80	11.60	18.50	12.20
TINGO PALLCA	CONDOROMA	0041069	27.40	8.10	18.80	5.84
HUANCASAYA	COPORAQUE	0042470	14.09	3.20	4.78	3.20
SANTO DOMINGO I	ALTO PICHIGUA	0041173	15.10	3.44	16.30	3.17
SILLOTA CENTRAL I	PICHIGUA	0041113	80.30	19.23	NT	
LAUCA III	COPORAQUE	0041344	21.50	10.95	11.92	4.07
COTAHUASI	COPORAQUE	0041140	8.42	8.47	19.50	6.70
TACCACCA	COPORAQUE	0042396	10.90	0.16	10.20	0.80
CHUINAYRA	ALTO PICHIGUA	0042053	19.15	0.90	19.85	2.86
TORCA III	PICHIGUA	0041343	14.91	4.60	16.00	4.50
APACHILLANCA	ESPINAR	0041343	14.91	4.60	16.00	4.50
COLLPAMAYO I	PICHIGUA	0041407	12.70	1.75	19.57	4.32
LAUCA II	COPORAQUE	0041346	10.10	4.49	12.90	5.43
COTAHUASI	COPORAQUE	0041346	10.10	4.49	12.90	5.43
MOLLOCAHUA III	ALTO PICHIGUA	0042054	17.72	5.57	8.46	
ESQUINA	COPORAQUE	0041157	15.80	11.91	13.34	
CCAMANOCCA	COPORAQUE	0041157	15.80	11.91	13.34	
SANGARARA	COPORAQUE	0041045	30.01	4.40	29.40	12.50
HUANCCAMAYO I	COPORAQUE	0041045	30.01	4.40	29.40	12.50

Nota. En la tabla se muestran las mediciones de resistencia eléctrica en puesta a tierra en subestaciones del sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a la Tabla 17, de las mediciones realizadas en campo, se registran resistencias elevadas que sobrepasan las medidas establecidas por las normas técnicas de medida de resistencia de puestas a tierra (epm, s.f.).

3.4. Evaluación Estadística de las Fallas en Transformadores de Distribución

Según la empresa concesionaria se reportan 81 y 96 transformadores deteriorados en los años 2018 y 2019, respectivamente, (Tabla 9). La mayoría de los transformadores deteriorados son como consecuencia de las descargas atmosféricas.

Todas las subestaciones afectadas tenían pararrayos instalados correctamente; de las cuales 15 subestaciones presentaron pararrayos deteriorados, (quemados) por descargas atmosféricas.

Adicionalmente los transformadores que más se deterioran, son de 1kVA, 5kVA y 10 kVA de potencia y la subestación aérea instaladas en monoposte con configuraciones de sistemas monofásicos unifilares y bifilares tal como se describe a continuación.

Tabla 18

Transformadores deteriorados en el Sistema de Distribución Primario Tintaya 01(SD TI-01).

Capacidad kVA	Transformadores en Servicio	Año 2018		Año 2019	
		Transformadores Fallados	% de Fallas	Transformadores Fallados	% de Fallas
1	1	-	-	3	300%
5	368	32	8.70%	33	8.98%
10	161	36	22.36%	33	20.50%
15	38	6	15.79%	17	44.74%
20	4	-	-	-	-
25	40	6	15%	3	7.50%
30	1	-	-	-	-
37.5	3	-	-	5	166.67%
50	26	1	3.85%	1	3.85%
75	11	-	-	-	-
100	22	-	-	1	4.54%
125	2	-	-	-	-
160	14	-	-	-	-
200	2	-	-	-	-
400	1	-	-	-	-
Total	694	81	11.67%	96	13.83%

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, reportes técnicos, Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 18, se puede observar que el alto porcentaje de fallas de transformadores es debido que el nivel Ceraúnico de la zona de Espinar (17- 32 rayos por Km2) es alto.

Tabla 19

Resumen de Transformadores Dañados en el Sistema Tintaya 01(SD TI-01).

Transformador		Año 2018	Año 2019	Total
Sistema	Capacidad (kVA)	Transformadores Dañados	Transformadores Dañados	
Monofásico Bifilar	1	0	3	3
Monofásico Bifilar	5	20	17	37
Monofásico Bifilar	10	30	25	55
Monofásico Bifilar	15	3	15	18
Monofásico Bifilar	25	4	1	5
Monofásico Unifilar	5	12	16	28
Monofásico Unifilar	10	6	8	14
Monofásico Unifilar	15	3	2	5
Monofásico Unifilar	25	2	2	4
Monofásico Unifilar	37.5	0	5	5
Trifásico Trifilar	50	1	1	2
Trifásico Trifilar	100	0	1	1
Total		81	96	177

Nota. En la tabla se muestran los transformadores dañados, por tensión, sistema y potencia, del sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01)., Reporte De Datos. Electro Sur Este S.A.A Fuente: Elaboración propia.

Como se observar en la Tabla 19, los transformares de sistemas monofásico bifilares son los que más se deterioran en sus diferentes niveles de potencia. Se describen 177 transformadores que fallaron en los años 2018 y 2019 en este sistema de distribución a consecuencia de las descargas atmosféricas.

Por consiguiente, el analizaremos de los costos por la reposición de los transformadores deteriorados a tener en cuenta será durante los dos años.

Tabla 20*Índice de Costos Para la Reposición de Transformadores Deteriorados*

Sistema	Transformador			Costo Unitario S/.					Costo Total
	Capacidad (kVA)	Total, Deteriorados	Tensión (kV)	Transformador Nuevo	Peso de Transformador (Kg)	transporte (1.81 S/ = kg)	Traslado de Personal y Materiales	Mano de Obra (Cambio de Transformador)	
Monofásico bifilar	1	3	22.9/0.44 - 0.22	S/1,110.57	80	S/144.80	S/330.00	S/188.14	S/5,320.53
Monofásico bifilar	5	37	22.9/0.44 - 0.22	S/1,416.72	120	S/217.20	S/330.00	S/188.14	S/79,626.20
Monofásico bifilar	10	55	22.9/0.44 - 0.22	S/2,123.90	130	S/235.30	S/330.00	S/188.14	S/158,253.85
Monofásico bifilar	15	18	22.9/0.44 - 0.22	S/2,353.00	135	S/244.35	S/330.00	S/188.14	S/56,078.76
Monofásico bifilar	25	5	22.9/0.44 - 0.22	S/3,166.19	150	S/271.50	S/330.00	S/188.14	S/19,779.16
Monofásico unifilar	5	28	13.2/0.44 - 0.22	S/1,751.63	100	S/181.00	S/330.00	S/188.14	S/68,621.43
Monofásico unifilar	10	14	13.2/0.44 - 0.22	S/2,123.90	130	S/235.30	S/330.00	S/188.14	S/40,282.80
Monofásico unifilar	15	5	13.2/0.44 - 0.22	S/2,534.35	145	S/262.45	S/330.00	S/188.14	S/16,574.70
Monofásico unifilar	25	4	13.2/0.44 - 0.22	S/3,846.89	160	S/289.60	S/330.00	S/188.14	S/18,618.53
Monofásico unifilar	37.5	5	13.2/0.44 - 0.22	S/4,535.69	210	S/380.10	S/330.00	S/188.14	S/27,169.64
Trifásico trifilar	50	2	22.9/0.38 - 0.22	S/9,011.95	450	S/814.50	S/330.00	S/360.38	S/21,033.66
Trifásico trifilar	100	1	22.9/0.38 - 0.22	S/15,354.50	620	S/1,122.20	S/330.00	S/360.38	S/17,167.08
TOTAL									S/528,526.34

Nota. En la tabla se muestran Costos Unitarios (Informe No 0377 - 2018 - GRT (Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica), Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 20, se puede observar, que la empresa concesionaria ha perdido un aproximado de S/. 528,526.34 nuevos soles, en reponer el servicio ante el deterioro de transformadores.

Este costo no incluye las penalidades por parte de Osinergmin, el trabajo por parte del contrato de averías para atender ausencias de servicios y los gastos operativos por daños en equipos de los usuarios.

3.4.1. Fallas más Comunes en Transformadores ante Descargas Atmosféricas

a.- Fallas en el Devanado:

El devanado en los transformadores de distribución, constituye una parte muy importante, existen dos de estos; uno en el lado primario y otro en el secundario.

A través del devanado primario recorren la alta tensión y la baja corriente, a través del devanado secundario el voltaje de inducción electromagnética.

Los devanados están diseñados para soportar estrés dieléctrico, térmico y mecánico durante el funcionamiento normal a condiciones de diseño, en nuestro caso de estudio , este estrés es alto , debido a las descargas atmosféricas que resulta en una posterior ruptura.

b.- Falla dieléctrica

Ocurre cuando el aislamiento del devanado sufre, a causa de una tensión eléctrica y voltaje por arriba de los niveles promedio, produciendo un corto circuito.

En nuestro sistema de estudio, debido a la caída de un rayo sin contar con descargadores adecuados, se presentan este tipo de fallas, se observa que los respiradores arrojan aceite quemado, lo cual es un indicio de su deterioro interior.

c- Falla térmica

Los devanados de los transformadores son de cobre aislado, debido a la resistencia eléctrica que ofrecen, ocurren pérdidas térmicas, las cuales se manifiestan con el deterioro pérdida de las características físicas. Principalmente por la falta de mantenimiento de los transformadores del sistema distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).

d.- Falla mecánica

Debido a la lejanía y la poca accesibilidad de la zona de estudio, se presentan fallas mecánicas tales como: distorsiones, aflojamientos o desplazamientos de los devanados (traslado y maniobra); resultando en la disminución del desempeño del transformador, mantenimientos inadecuados, oxido, defectos de fábrica, movimientos y vibraciones interiores.

e.- Falla del núcleo

El transformador tiene un núcleo laminado de acero rodeado por los devanados. Su función es concentrar el flujo magnético, si esta falla, los devanados se verán afectados.

En nuestro sistema de estudio por lo general por un mal mantenimiento, el no reemplazar el aceite o la corrosión, producen fallas en el núcleo, además debido a la elevada tensión que soportan por las descargas atmosféricas.

El daño en las láminas del núcleo resulta en un incremento en la energía térmica:

Los devanados son dañados debido a que el sobrecalentamiento alcanza la superficie del núcleo.

Daño en el aceite del transformador, lo que genera un gas que puede afectar otros componentes, desgastando las características en la conductividad térmica y la viscosidad. (LAS FALLAS MÁS COMUNES EN UN TRANSFORMADOR)

3.4.2. Transformadores con mayor porcentaje de falla en el sistema de distribución

TI-01

Se muestra a continuación el detalle de los transformadores con mayor porcentaje de deterioro en el sistema de distribución de Tintaya 01, a causa de las descargas atmosféricas.

Nota: Las Placas de características de los transformadores son para los dos niveles de tensión de 22.9kV y 13.2 kV.

Figura 33

Placas de Características de Transformadores de 1kVA.



Nota. Con niveles de tensión de 22.9kV y 13.2kV en el lado primario, respectivamente Fuente:

Elaboración propia

En la Figura 33, (izquierda), se puede observar que para un nivel de tensión de 22.9 kV la corriente de diseño en el lado primario (lado de alta), es de 0.04 Amperios y su nivel básico de aislamiento (BIL) es de 200 kV en MT; para un nivel de tensión de 13.2 kV (derecha) se tiene la corriente de diseño es de 0.08 Amperios y su nivel básico de aislamiento (BIL) es de 150 kV en MT.

Figura 34

Placas de Características de Transformadores de 5kVA.



Nota. Con niveles de tensión de 22.9kV y 13.2kV en el lado primario, respectivamente Fuente:
 Elaboración propia

En la Figura 34, (izquierda) se puede observar que para un nivel de tensión de 22.9 kV la corriente de diseño en el lado primario (lado de alta), es de 0.22 Amperios y su nivel básico de aislamiento (BIL) es de 125 kV en MT; para un nivel de tensión de 13.2 kV (derecha) se tiene la corriente de diseño es de 0.38 Amperios y su nivel básico de aislamiento (BIL) es de 125 kV en MT.

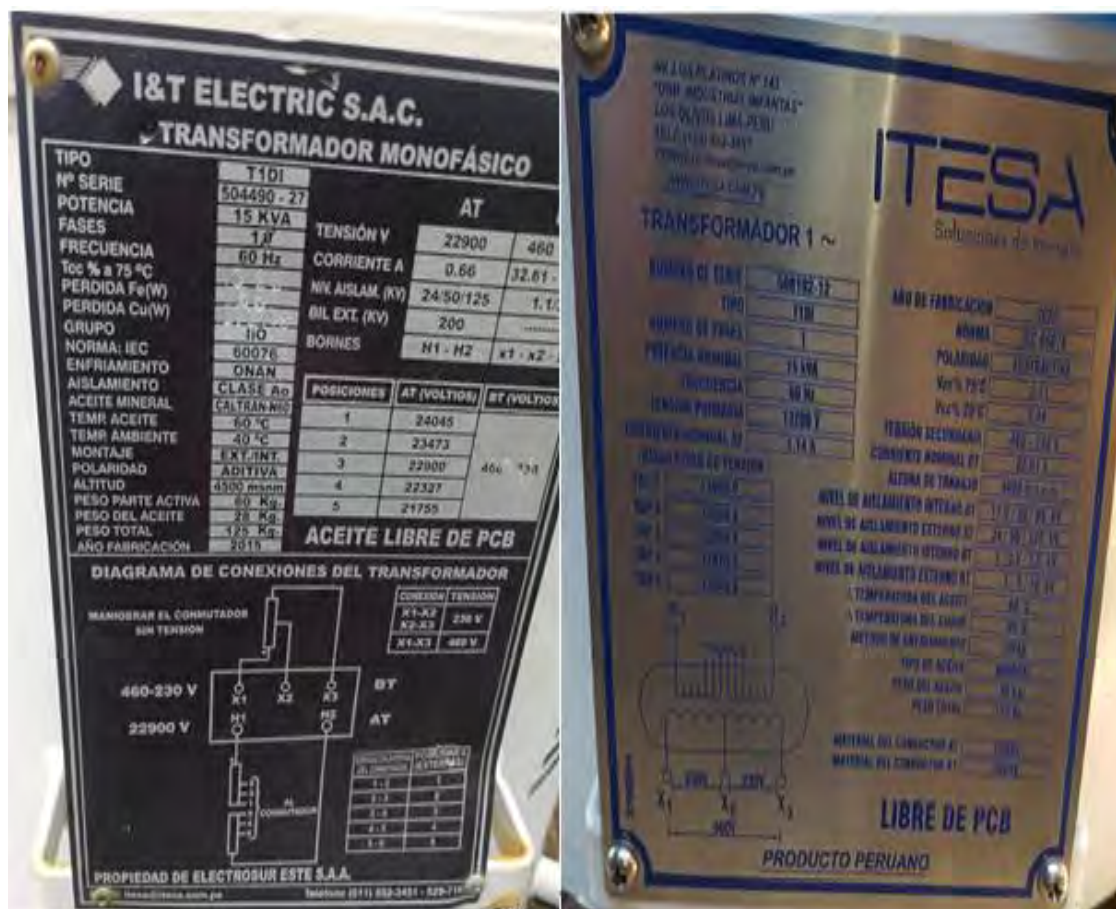
Figura 35

Placas de Características de Transformadores de 10kVA



Figura 36

Placas de Características de Transformadores de 15kVA



Nota. Con niveles de tensión de 22.9kV y 13.2kV en el lado primario, respectivamente Fuente:

Elaboración propia

En la figura 36, (izquierda), se puede observar que para un nivel de tensión de 22.9 kV la corriente de diseño en el lado primario (lado de alta), es de 0.66 Amperios y su nivel básico de aislamiento (BIL) es de 125 KV en MT; para un nivel de tensión de 13.2 kV (derecha) se tiene la corriente de diseño de 1.14 Amperios y su nivel básico de aislamiento (BIL) es de 125 kV en MT.

Figura 37

Placa de Características de Transformadores de 25kVA



Nota. Con niveles de tensión de 22.9kV y 13.2kV en el lado primario, respectivamente Fuente:
Elaboración propia

En la Figura 37, (izquierda) se puede observar que para un nivel de tensión de 22.9 kV la corriente de diseño en el lado primario (lado de alta), es de 1.09 Amperios y su nivel básico de aislamiento (BIL) es de 200 kV en MT; para un nivel de tensión de 13.2 kV (derecha) se tiene la corriente de diseño de 1.89 Amperios y su nivel básico de aislamiento (BIL) es de 200 kV en MT.

Figura 38

Placas de Características de Transformadores de 37.5 kVA



Nota. Con niveles de tensión de 22.9kV y 13.2kV en el lado primario, respectivamente Fuente: Elaboración propia

De la figura 38, (izquierda) se puede observar que para un nivel de tensión de 22.9 kV la corriente de diseño en el lado primario (lado de alta), es de 1.64 Amperios y su nivel básico de aislamiento (BIL) es de 170 kV en MT; para un nivel de tensión de 13.2 kV (derecha) se tiene la corriente de diseño de 2.8 Amperios y su nivel básico de aislamiento (BIL) es de 150 kV en MT.

3.4.3. Nivel Básico de Aislamiento de los Transformadores (BIL)

A partir de las placas de características de los transformadores podemos describir el nivel básico de aislamiento (BIL) como se detalla en las siguientes tablas:

Tabla 21

Resumen del Nivel Básico de Aislamiento (BIL) de los Transformadores SD TI-01.

Potencia	BIL (13.2 kV)	BIL (22.9 kV)
1 kVA	150 kV	200 kV
5 kVA	125 kV	125 kV
10 kVA	150 kV	125 kV
15 kVA	125 kV	125 kV
25 kVA	200 kV	200 kV
37.5 kVA	150 kV	170 kV

Nota. Adaptado de, *Nivel Básico de Aislamiento (BIL)*, Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 21 se observa, que los transformadores de 5 kVA, 10 kVA y 15 kVA tienen un nivel básico de aislamiento (BIL) de 125 kV.

Estos transformadores son los que presentan mayores fallas en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).

Tabla 22

Resumen de las Corrientes de Diseño de Transformadores

Potencia	Nivel De Tensión 22.9 kV			Nivel De Tensión 13.2 kV		
	I MT	I BT (460V)	I BT (230V)	I MT	I BT (460V)	I BT (230V)
1 kVA	0.04 A	-	4.35 A	0.08 A	-	4.35 A
5 kVA	0.22 A	11.4 A	21.74 A	0.38 A	11.4 A	21.74 A
10 kVA	0.44 A	21.74 A	43.47 A	0.76 A	21.74 A	43.47 A
15 kVA	0.66 A	32.61 A	65.2 A	1.14 A	32.61 A	65.2 A
25 kVA	1.09 A	54.35 A	108.7 A	1.89 A	54.35 A	108.7 A
37.5 kVA	1.64 A	81.52 A	163.04 A	2.8 A	81.52 A	163.04 A

Nota. Adaptado de, *Corrientes de Diseño de Transformadores*, Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 22, se observa que en transformadores de 1 kVA, 5 kVA, 10 kVA, 15 kVA , las intensidades de corriente en el bobinado primario son muy pequeñas, del orden de 0.04 - 1.64

A, por consecuencia el calibre del conductor del bobinado primaria será de sección transversal muy pequeña.

3.5. Manifestación del Deterioro en los Transformadores

A partir del análisis visual de los transformadores de distribución deteriorados, se tiene:

3.5.1. Flameo en los Bujes del Transformador

Esto debido a una descarga directa del rayo en la red eléctrica, esto ocurre con mayor frecuencia en las derivaciones donde no hay pararrayos de línea, como se observa en la figura 39.

Figura 39

Flameo en Buje de Transformador de Distribución



Nota. Adaptado de, *Transformador de Distribución*, Fuente: Elaboración propia.

En el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), se encontraron 5 transformadores con bujes (pasa tapas) flameados y deteriorados.

3.5.2. Flameo en Bobina Primaria del Transformador

En muchos de los transformadores el deterioro no es visible, esto debido a que el bobinado primario es el afectado, se observa que los respiradores arrojan aceite quemado, lo cual es un indicio de su deterioro interior.

Figura 40

Flameo en Bobinados Primaria de Transformador de Distribución



Nota. Adaptado de, *Transformador de Distribución*, Fuente: Elaboración propia.

De la figura 40, se observa claramente el rebase de aceite de aislamiento quemado, por el respirador del transformador, este tipo de deteriorado es el más relevante en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).

3.6. Conclusión al Diagnostico

Como conclusiones al análisis y diagnóstico del sistema eléctrico de distribución Tintaya 01(SD TI-01), tenemos que:

- Las subestaciones donde se dañaron los transformadores, tenían el equipamiento de protección completo, de pararrayos y puesta a tierra instaladas, para la protección contra sobretensiones.
- Se puede relacionar la frecuencia y tipo de deterioro de los transformadores con el nivel Ceraúnico de la zona de estudio.
- Los costos para la empresa concesionaria por las fallas ocurridas, superan los S/. 528,526.34 nuevos soles, en los años (2018 y 2019).
- El nivel básico de aislamiento (BIL) de diseño de los transformadores son de 125 kV, 150 kV, 170 kV y de 200kV.
- Los conductores de los sistemas de puestas a tierra de los pararrayos en las subestaciones de distribución son inadecuados.

Capítulo IV

Evaluación del sistema de protección ante sobretensiones transitorias en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).

4.1. Introducción

El presente capítulo se realiza la evaluación del sistema de protección ante sobretensiones transitorias ocasionadas por las descargas atmosféricas en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).

Se presenta una alternativa de solución, simulando la incorporación de una propuesta técnica con la evaluación de los sistemas de protección ante sobretensiones atmosféricas y el nivel básico de aislamiento (BIL) de diseño para altitudes de 3900 – 4800 m.s.n.m.

4.2. Selección del Nivel de Aislamiento Adecuado

La norma “IEC en su publicación 71-1” indica que el aislamiento debe poder soportar en forma permanente la máxima tensión del equipamiento para el cual ha sido diseñado. Para la cual se tomará en cuenta las siguientes consideraciones:

Condición de Operación del Sistema:

- Tensión nominal del sistema : 22.9 kV
- Tensión Máxima de operación : 25 kV
- Contaminación ambiental : Ligero (Norma IEC 815), Tabla 6.
- Altitud máxima : 4800 m.s.n.m.
- Altitud mínima : 3900 m.s.n.m.

Condiciones Ambientales:

- Nivel de protección para impulso tipo atmosférico (NPR).
- Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM).

- Sobretensiones atmosféricas.
- Contaminación ambiental.
- Sobretensiones a frecuencia industrial en seco.

4.2.1. Factor de Corrección por Altura (Fc)

La norma “IEC en su publicación 71-1” recomienda para líneas eléctricas ubicadas a más de 1000 m.s.n.m. utilizar el factor de corrección para incrementar su aislamiento.

Factor de Corrección por altitud Fc es:

$$F_c = 1 + 1.25 (h - 1000) \times 10^{-4} \quad 4.1$$

Donde:

h = 4800 m.s.n.m. (altitud máxima de operación)

$$F_c = 1.475$$

4.2.2. Cálculo de Pararrayos para el Sistema Eléctrico de Distribución Tintaya 01(SD TI-01)

La norma IEC 60099-4 y la publicación IEC 61264. Estipulan los cálculos para la elección de un pararrayo adecuado (IEC 60099-4 Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna., 2006).

4.2.2.1. Características Generales

Los pararrayos de Óxido de Zinc (ZnO), son los comúnmente utilizados en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), sin explosores y equipados con dispositivos de alivio de presión. Los pararrayos se utilizan para disipar las sobre corrientes transitorias producidas por el rayo o maniobras en las redes eléctricas, por regla general se conectan en paralelo con el equipo a proteger, se conectan línea a tierra o fase y tierra.

4.2.2.2. Selección del Pararrayos

Se toman los siguientes criterios, de acuerdo a la norma IEC 60099-4 Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna. ((IEC- INTERNATIONAL STANDARD, 2006).

- a. Máxima tensión de operación continua MCOV o U_c .
- b. Sobretensiones temporales a la frecuencia industrial (TOV).
- c. Tensión nominal del pararrayos (U_r).
- d. Nivel de protección para impulso tipo atmosférico (NPR).
- e. Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM).

A. Máxima tensión de operación continua MCOV o U_c

La tensión máxima de operación del pararrayo, debe ser igual o mayor a la tensión nominal entre la raíz cuadrada de 3, o la tensión de fase del sistema.

Se tiene la tensión nominal de 22.9 kV, del sistema a estudiar.

Por consiguiente:

$$V_n = 22.9 \text{ kV.}$$

$$U_m = V_n \times (1+0.05) \text{ kV} = 25 \text{ kV (según norma DGE-018 la tensión máxima de operación)}$$

$K_m = 1.05$ (factor de seguridad para aislamientos externos, según la bibliografía de Mejía Villegas, pág. 87

$$\text{MCOV} \geq K_m \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad 4.2$$

De la expresión obtenemos:

$$\text{MCOV} \geq 1.05 \frac{25}{\sqrt{3}}$$

Por consiguiente, tenemos:

$$\text{MCOV} \geq 15.15 \text{ kV}$$

B. Sobretensiones temporales a frecuencia industrial (TOV)

Estas sobretensiones son temporales, tiene una duración relativamente larga a diferencia de las sobretensiones atmosféricas, estas sobretensiones duran algunos ciclos y varias horas.

$$\text{TOV} \geq K_e \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad 4.3$$

Dónde:

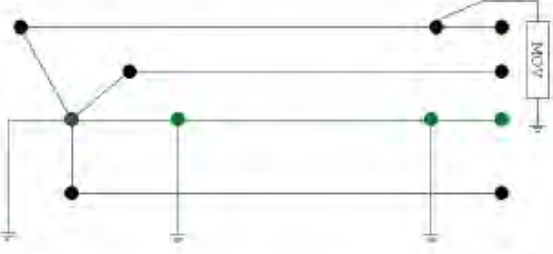


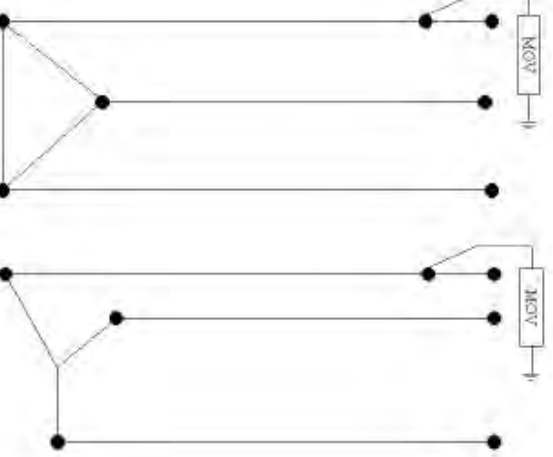
K_e : Factor de falla a tierra (UNE-EN 60071-2 NORMA IEC ANEXO 07, 1999).

$K_e = 1.4$ para sistemas eléctricos con neutro aterrado.

$K_e = 1.73$ para sistemas eléctricos con neutro aislado.

Figura 41

Factores de Falla a Tierra

Tipo de sistema.	Configuración del sistema.	Coeficiente de falta a tierra
Sistema con neutro sólidamente conectado a tierra -4 hilos (Multiaterrado)		1.35
Aterrado en la fuente , 3 hilos		1.4
Sistemas con impedancias a tierra		1.73
Sistemas aislados y sistemas Delta.		1.73

Nota. Adaptado de, *Configuración del Sistema Eléctrico*, Norma IEC 60071-2 (UNE-EN 60071-2 NORMA IEC ANEXO 07, 1999), Fuente: NORMA IEC

De la Figura 41, obtenemos los factores de falla a tierra según la configuración del sistema, para nuestro sistema tenemos que $K_e = 1.73$, por ser un sistema delta.

Reemplazando en la ecuación 4.3 tenemos:

$$TOV \geq K_e \cdot \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 1.73 \cdot \frac{25}{\sqrt{3}}$$

$$TOV \geq 24.97 \text{ kV}$$

C. Tensión nominal del pararrayos (U_r)

La norma IEC detalla que un pararrayo para su operación debe resistir su tensión nominal por un tiempo de 10 segundos, después de ser calentado a 60°C y sometida a una inyección de energía según lo define la norma.

La tensión nominal del pararrayo (U_r) se halla al determinar, el mayor valor entre:

Máxima tensión de la relación entre MCOV y K_0 : U_0

Máxima tensión de la relación entre MCOV y K_t : U_e

Hallamos U_0 :

Utilizamos la máxima tensión de operación continua MCOV o U_c

$$U_0 = \frac{MCOV}{K_0} \quad 4.4$$

Donde:

$K_0 = 0.8$ (factor de diseño del fabricante, en catálogo de Pararrayos).

$$U_0 = \frac{15.15}{0.8}$$

$$U_0 = 18.937 \text{ kV}$$

Hallamos U_e :

Utilizando la Sobretensiones temporales a la frecuencia industrial (TOV).

$$U_e = \frac{TOV}{K_t} \quad 4.5$$

Donde:

$K_t = 1.15$, para 1 segundo.

$K_t = 1.10$, para 10 segundos.

K_t , Es la capacidad del pararrayos ante sobretensiones temporales, depende del tiempo de duración de la sobretensión (IEC 60099-4 Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.).

$$U_e = \frac{24.97}{1.10}$$

$$U_e = 22.7 \text{ kV}$$

Obteniendo los valores de U_0 y U_e , se escoge el mayor.

Para nuestro caso es $U_e = 22.7 \text{ kV}$

La norma IEC 60099-5, recomienda que se debe de considerar una tolerancia del 5%, para evitar los armónicos en la red.

$$U_r = U_e \times 1.05 \quad 4.6$$

$$U_r = 22.7 \times 1.05 \text{ kV}$$

$$U_r = 23.835 \text{ kV}$$

Considerar la tensión normalizada del pararrayos, superior inmediato, Anexo 2, para nuestro caso sería de 24 kV.

$$U_r = 24 \text{ kV}$$

D. Nivel de protección para descarga atmosférica NPR

El nivel de protección de tipo impulso de descarga atmosférica de un pararrayos de Óxido de Zinc (ZnO), se obtiene del cuadro de pararrayos del fabricante, Anexo 2

- 10kA ($U_m \leq 420 \text{ kV}$)
- 15kA ($420 < U_m \leq 550 \text{ kV}$)

- 20kA ($U_m > 550\text{kV}$)

Figura 42

Nivel de protección para descarga atmosférica NPR

Referencia Reference	Corriente nominal Rated Voltage	MCOV	TOV Sobretensión temporal		Voltaje residual Impulso tipo rayo (8/20 μ s)				Voltaje residual a impulso tipo maniobra 30/75 μ s	
			1Seg	10Seg	Residual voltage (8/20 μ s)				Residual voltage (30/75 μ s)	
			kV	kVrms	kV	kV	5kA	10kA	20kA	40kA
PY003001	3	2.55	3.39	3.18	9.07	9.88	10.91	12.37	6.8	7.0
PY006001	6	5.10	6.78	6.36	18.14	19.76	21.82	24.73	13.6	14.0
PY009001	9	7.65	10.17	9.54	27.22	29.65	32.72	37.10	20.3	21.0
PY010001	10	8.50	11.30	10.60	31.08	33.86	37.37	42.37	22.6	23.3
PY018001	18	15.30	20.34	19.08	54.43	59.29	65.45	74.20	40.7	41.9
PY021001	21	17.85	23.73	22.26	63.50	69.17	76.36	86.56	47.5	48.9
PY024001	24	20.40	27.12	25.44	72.58	79.06	87.26	98.93	54.2	55.9

Nota. Adaptado de, *Protección para descarga atmosférica*, Norma IEC 60071-2 (UNE-EN 60071-2 NORMA IEC ANEXO 07, 1999), Fuente: NORMA IEC.

De la Figura 42, para la tensión máxima de 24 kV y la corriente es de 10 kA, se tiene:

$$\text{NPR} = 79.06 \text{ kV}$$

E. Nivel de protección para impulso de maniobra NPM

El nivel de protección de tipo impulso de maniobra de un pararrayos de Óxido de Zinc (ZnO), se obtiene del cuadro de pararrayos del fabricante:

- 0.5kA ($U_m < 145\text{kV}$)
- 1kA ($145 \leq U_m \leq 362\text{kV}$)
- 2kA ($U_m > 362\text{kV}$)

De la Figura 43, para la tensión máxima de 24kV, la corriente es de 0.5 kA, también de tiene:

Figura 43

Nivel de protección para impulso de maniobra NPM

Referencia Reference	Corriente nominal Rated Voltage	MCOV	TOV Sobretensión temporal		Voltaje residual Impulso tipo rayo (8/20µs)				Voltaje residual a impulso tipo maniobra 30/75µs		
	kV		kVrms	15seg	105seg	Residual voltage (8/20µs)				Residual voltage (30/75µs)	
				kV	kV	5kA	10kA	20kA	40kA	250A	500A
PY003001	3	2.55	3.39	3.18	9.07	9.88	10.91	12.37	6.8	7.0	
PY006001	6	5.10	6.78	6.36	18.14	19.76	21.82	24.73	13.6	14.0	
PY009001	9	7.65	10.17	9.54	27.22	29.65	32.72	37.10	20.3	21.0	
PY010001	10	8.50	11.30	10.60	31.08	33.86	37.37	42.37	22.6	23.3	
PY018001	18	15.30	20.34	19.08	54.43	59.29	65.45	74.20	40.7	41.9	
PY021001	21	17.85	23.73	22.26	63.50	69.17	76.36	86.56	47.5	48.9	
PY024001	24	20.40	27.12	25.44	72.58	79.06	87.26	98.93	54.2	55.9	

Nota. Adaptado de, *Nivel de protección para impulso de maniobra*, Norma IEC 60071-2 (UNE-EN 60071-2 NORMA IEC ANEXO 07, 1999), Fuente: NORMA IEC.

$$\mathbf{NPM = 55.9kV}$$

F. Longitud mínima de fuga de pararrayo

La longitud mínima de fuga a considerar, es el producto de la longitud mínima de fuga específica por la tensión máxima de servicio del sistema, teniendo en cuenta el factor de corrección (Ramírez, 2003)

$$L_{\text{minfuga}} = L_{\text{minfugaespecifica}} * V_{\text{maxserv.}} * F_c \quad 4.7$$

Dónde:

$L_{\text{minfugaespecifica}} = 16\text{mm/kV}$. Longitudes de fuga unitaria.

$V_{\text{maxserv.}} = 25\text{kV}$ Tensión máximo del sistema.

$h = 4800$ metros sobre el nivel del mar.

$F_c = 1.475$ Factor de corrección por altura.

Reemplazando en la ecuación 1.10 tenemos:

$$\mathbf{L_{\text{minfuga}} = 590 \text{ mm}}$$

4.2.3. Cálculo de Nivel de Aislamiento del Sistema de Distribución Primario

Tintaya 01(SD TI-01)

4.2.3.1. Tensión al Impulso del Rayo (BIL)

Es la tensión pico que soporta al impulso de una descarga atmosférica, se especifica solamente en condición seco, la soportabilidad de los equipos se afecta a estos impulsos por las lluvias.

4.2.3.2. Tensión al Impulso de Maniobra (BLS)

Es la tensión pico que soporta en impulso de tipo maniobra, son las características de pruebas de aislamiento que se realizan a los equipos, se especifica en condiciones de lluvia y sequía.

4.2.3.3. Factor de Seguridad

Según la norma IEC-71y DGE-018, se define la relación entre las tensiones al impulso del rayo o maniobra y las tensiones máximas encontradas.

4.2.3.4. Cálculo del Nivel Básico de Aislamiento (BIL)

Para el cálculo de nivel básico de aislamiento (BIL), la norma IEC 71 – 1 sugiere utilizar el método convencional para tensiones menores a 300 kV.

$$BIL = K_e * NPR \quad 4.8$$

$$BSL = K * BIL_{norm} \quad 4.9$$

$$K_F = \frac{BSL}{NPM} \quad 4.10$$

Donde:

BIL: Tensión al impulso del rayo.

BSL: Tensión soportada al impulso tipo maniobra.

BILnorm : Tensión soportada al impulso tipo atmosférico normalizado por norma IEC.

NPM: Nivel de protección para impulso de maniobra.

NPR : Nivel de protección para impulso atmosférico.

Ke : 1.4 Factor de seguridad para relacionar el NPR y el BIL (Según Normas IEC 71-2).

KM : 1.15 Factor de seguridad para relacionar el NPM y el BSL (Según Normas IEC 71-2).

K : 0.65 Factor de seguridad que relaciona el BSL y el BILnorm. (Según Normas IEC 71- 1 para equipos aislados al aire).

KF : Factor de seguridad que relaciona entre BSL y NPM.

Sistemas de Puestas a Tierra (SPAT)

Como el sistema de distribución de estudio tiene un nivel de tensión de 22.9 kV, se utilizará el método convencional.

Para cálculo del nivel básico de aislamiento para impulso atmosférico (BIL), se aplica un factor de seguridad (Ke) para relacionar el NPR y el BIL.

Este factor tiene un rango entre 1.2 y 1.4, para niveles de tensión inferiores a 52kV; el valor Ke más utilizado es 1.4.

$$\text{BIL} = 1.4 * 79.06 \text{ kV}$$

$$\text{BIL} = 110.68 \text{ kV}$$

El BIL inmediato superior normalizado es:

$$\text{BIL}_{\text{norm}} = 125 \text{ kV}$$

Se aplicará un factor de seguridad K_M para relacionar NPM y el BSL, donde $K_M = 1.15$

El factor de seguridad K se relaciona entre el BSL Y BILnorm y que depende del aislante, reemplazamos en la ecuación 1.35:

$$\text{BSL} = 0.65 * 125 \text{ kV}$$

$$\text{BSL} = 81.25 \text{ kV}$$

El factor de seguridad K_F se obtiene de la ecuación 1.36:

$$K_F = \frac{81.25}{55.9}$$

$$K_F = 1.45$$

Como el valor de seguridad K_F es mayor que el factor K_M por o tanto el BIL seleccionado es de:

$$\mathbf{BIL = 125 \text{ kV}}$$

Por consiguiente, la norma DGE – 18 – MEM estipula lo siguiente:

El nivel básico de aislamiento para impulso de rayo (BIL) es:

$$BIL = 125 \text{ kV (Norma IEC -71 y norma DGE)}$$

El nivel básico de aislamiento diseñado será (BIL_d)

$$BIL_d = BIL * F_c \quad 4.11$$

Donde:

BIL : Nivel básico de aislamiento para impulso de rayo.

BIL_d : Nivel básico de aislamiento diseñado.

F_c : fator de corrección por altitud.

$$\mathbf{BIL_d = 125 * 1.475 = 184.375}$$

El nivel básico de aislamiento de diseño para la zona de espinar es de:

$$\mathbf{BIL_d = 250 \text{ kV}}$$

Los pararrayos a instalar serán de Oxido de Zinc autovalvulares, de clase distribución que será conectada de forma directa fase – tierra.

Los pararrayos instalados en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01):

- Frecuencia :60HZ
- Tensión de sistema :22.9kV
- Tensión nominal (Ur) :24kV

• Tensión máxima de operación	:25 kV
• Tensión de operación continua (MCOV)	:20.40kV
• Sobretensión temporal a 1s	:27.12kV
• Corriente nominal de descarga	:10kA
• Máximo voltaje de descarga con onda de Corriente de 8/20 μ seg de 10 kA	:170 kV
• Distancia Mínima de Fuga	:590mm
• El BIL de los equipos a proteger	:250kV
• Instalación	:Exterior
• Régimen de Servicio	:Semi intenso
• Altura máx. de trabajo	:4800 msnm

4.2.4. Cálculo de los Aisladores

Para el cálculo de los aisladores se debe considerar la distancia de fuga, nivel de contaminación de la zona, el factor de corrección por altura, los efectos de densidad del aire y de la lluvia.

4.2.4.1. Distancia Mínima de Fuga

La norma IEC en su publicación 60815 (1986) recomienda para el cálculo de aisladores se debe considerar el nivel de contaminación de la zona.

Condiciones de operación del sistema:

Tensión nominal del sistema	: 22.9 kV
Máxima tensión de servicio	: 25 kV
Contaminación ambiental del área del proyecto	: Ligero (Norma IEC 815).
Altitud máxima sobre el nivel del mar	: 4800 m.s.n.m.

Altitud mínima sobre el nivel del mar : 3900 m.s.n.m.

Factor de corrección por altitud :1.475

$L_{min\ fuga\ específica}$ (longitud unitaria, Según a la norma IEC 60815) :16 mm/kV

Por lo tanto, determinamos la longitud mínima de fuga del aislador:

$$L_{min\ fuga} = L_{min\ fuga\ específica} * V_{max.} * Fc \quad 4.12$$

$$L_{min\ fuga} = 16 \times 25 \times 1.475$$

$$L_{min\ fuga} = 590 \text{ mm}$$

4.2.4.2. Aislamiento por Sobretensiones al Impulso del Rayo

Los aisladores que se encuentran en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), son de porcelana, vidrio y fibra de vidrio, las cuales deben de soportar las sobretensiones de tipo impulso que se calcula por la siguiente ecuación:

$$V_i = \frac{BIL}{(1 - N \times \sigma) \times \delta} \quad 4.13$$

Dónde:

V_i : Tensión de aislamiento al impulso de rayo.

BIL : 250 kV Nivel Básico de Aislamiento (kV-BIL) de diseño

N : 1.2 Número de desviaciones estándar alrededor de la media.

σ : 2% Desviación estándar

δ : Densidad relativa del aire

Cálculo de la densidad del aire:

$$\delta = \frac{3.921 \times b}{273+t} \quad 4.14$$

$$\log b = \log 76 - \frac{msnm}{18336} \quad 4.15$$

Reemplazando en la ecuación 4.15 tenemos:

$$\log b = \log 76 - \frac{4800}{18336} = 1.62$$

Entonces:

$$\mathbf{b = 41.67}$$

Reemplazando en la ecuación 4.14 tenemos

$$\delta = \frac{3.92 * 41.67}{273 + 20}$$

$$\mathbf{\delta = 0.558}$$

Reemplazando en la ecuación 4.13 tenemos:

$$V_i = \frac{250}{(1 - 1.2 * 0.03) * 0.558}$$

$$\mathbf{V_i = 459.01kV}$$

El aislador más utilizado es de tipo **PIN ANSI 56-3**.

Tabla 23

Valor de Línea de Fuga y Aislamiento Necesario Ante una Descarga Atmosférica

Aislador	Existente (56-3)	Calculado
Características		
Línea de Fuga	533 mm	590 mm
Aislamiento Necesario por Sobretensiones de Impulso de Rayo	265 Kv	459.01Kv
Niveles de Contaminación	Ligero	Ligero

Nota. La tabla muestra, los cálculos obtenidos de longitud de fuga y aislamiento ante descargas atmosféricas y datos técnicos de aisladores, Fuente: Elaboración propia,

De la Tabla 23, los aisladores tipo PIN ANSI 56-3, no son adecuados para sobretensiones por descarga atmosféricas, en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).

Por consiguiente, el aislador adecuado debe de cumplir con:

- Una longitud mínima de fuga de 590 mm y
- Una tensión mayor a 459.01kV

Para aisladores de alineamiento, sería el aislador tipo PIN (ANSI 56 – 4). Anexo 01

- Material aislante :Porcelana
- Norma de fabricación :ANSI C 29.6
- Diámetro máximo :304mm
- Altura :241mm
- Longitud de línea de fuga :685mm
- Diámetro de agujero para acoplamiento :35mm
- Resistencia a la flexión :13kN
- Tensión de flameo a baja frecuencia: en seco :140kV
- Tensión de flameo a baja frecuencia: en lluvia :95kV

Para aisladores de suspensión, sería RPP-25

- Material aislante :Polimérico
- Diámetro :90mm
- Altura :517mm
- Longitud de línea de fuga :810mm
- Carga de trabajo :45kN
- Peso máximo :1.55kg
- Tensión disruptiva crítica de impulso positiva :250kV

- Tensión disruptiva crítica de impulso negativa :265kV
- Tensión máxima de descarga en seco :160kV
- Tensión máxima de descarga en lluvia :140kV
- Tensión mínima de perforación :160kV
- Voltaje típico de aplicación :25/35kV

4.2.5. Sistema de Puesta a Tierra (SPAT)

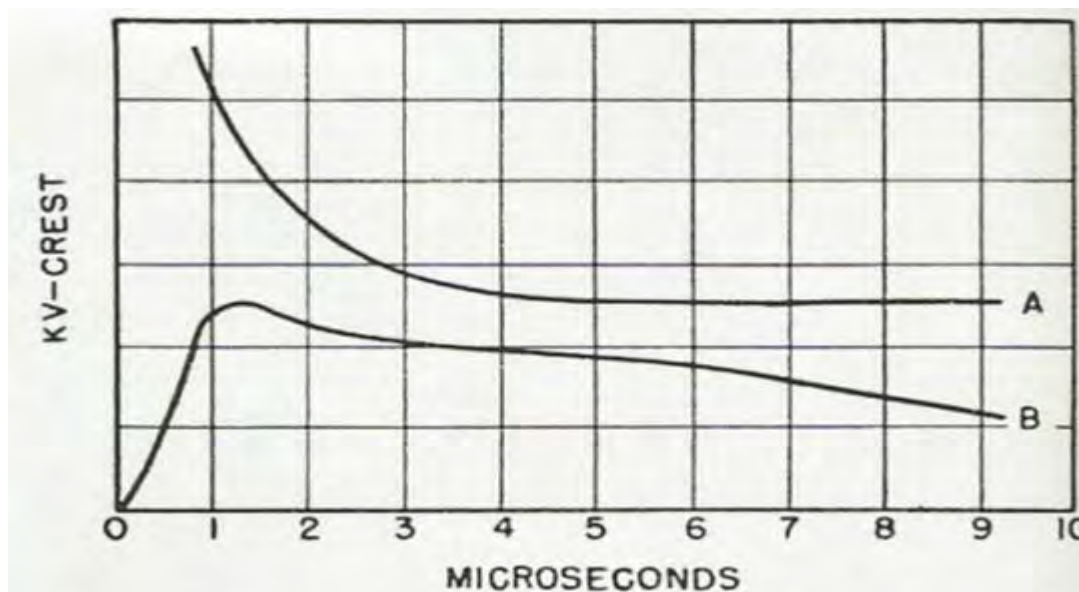
El sistema de puesta a tierra, juega un papel muy importante en las redes eléctricas de distribución, se instalan con la finalidad de garantizar la conexión del potencial a tierra de los equipos que lo requieran, de acuerdo a la Norma Técnica Peruana NTP 370.055:1999 Seguridad Eléctrica ,debe tener un valor menor a los 10Ω .

4.3. Sistema de Apantallamiento con Pararrayos (Alternativa de Solución)

El sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), presenta gran cantidad de transformadores deteriorados por descargas atmosféricas, la alternativa de solución planteada consiste en la instalación de sistemas de pararrayos de línea un vano antes de cada subestación de distribución, para reducir el impacto del rayo sobre la línea.

4.3.1. Protección Contra Sobretensiones en Subestaciones de Distribución

En la actualidad el uso de los pararrayos de oxido metálicos constituyen el principal medio de protección contra sobretensiones de tipo atmosférico y de maniobra, en los sistemas de eléctricos de distribución, sin embargo, la protección de las subestaciones contra sobretensiones no es solo una cuestión de selección del pararrayos así como también se debe de considerar el margen de protección, que es la diferencia del Nivel Básico de Aislamiento BIL y el nivel de protección del pararrayo como se observa en la Figura 44.

Figura 44*Curvas de Operación*

Nota. Esta figura muestra la coordinación entre la característica de operación de un descargador y la curva voltaje – tiempo del aislamiento. Fuente: "Coordinación de aislamiento centrales y subestaciones" Universidad la Salle – Colombia.

Donde:

La curva A, es el Nivel Básico de Aislamiento BIL.

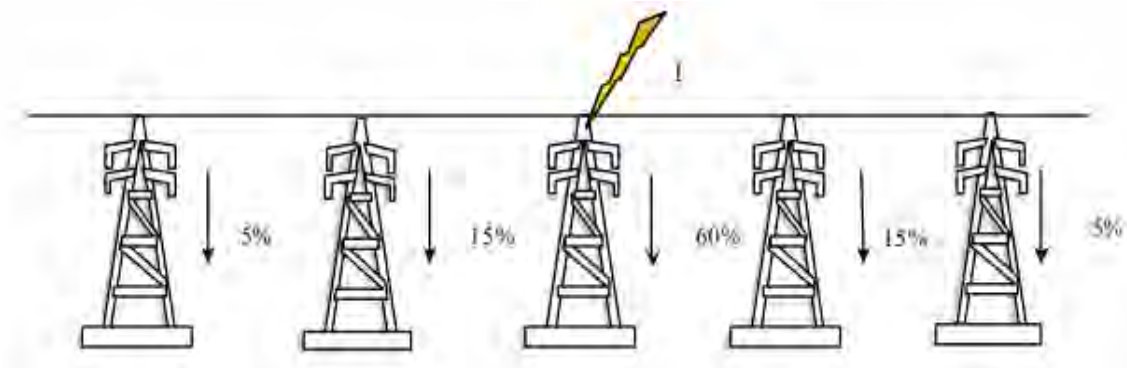
La curva B, es la protección del pararrayo.

4.3.2. Alternativa de Solución en las Fallas en Transformadores de Distribución

La incidencia de una descarga atmosférica que se presentan en los cables de guarda o estructuras de una línea de transmisión, nos sirve de base para analizar la alternativa de solución ante fallas de transformadores de distribución por descargas atmosféricas (Calculo de la Evaluacion de la Tasa de Salidas Forzadas de una Linea Aerea de Transmision, 2003).

Figura 45

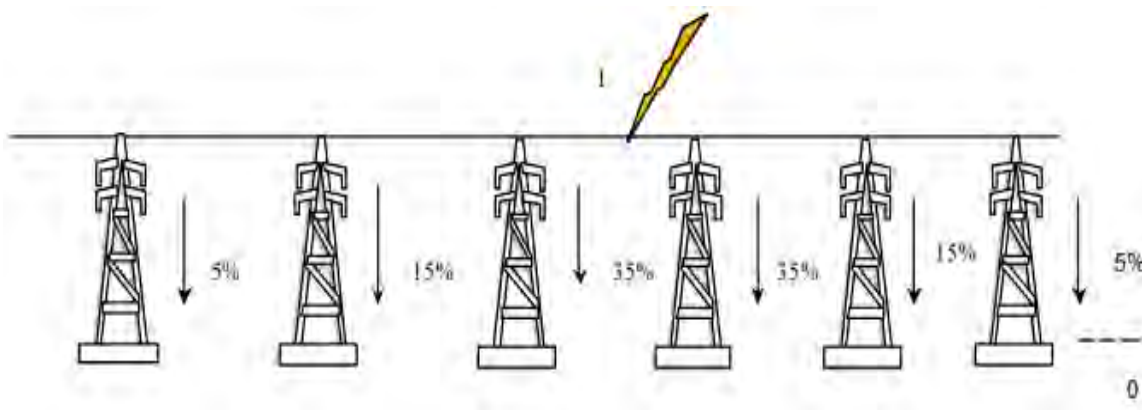
Incidencia directa de un rayo sobre la torre



Nota. Adaptado de, *Calculo de la Evaluación de la Tasa de Salidas Forzadas de una Línea Aérea de Transmisión*, 2003, Fuente: Rangel Contreras, Ruth de Fátima.

Figura 46

Incidencia de un rayo a mitad del vano



Nota. Adaptado de, *Calculo de la Evaluación de la Tasa de Salidas Forzadas de una Línea Aérea de Transmisión*, 2003, Fuente: Rangel Contreras, Ruth de Fátima.

De las Figuras 45 y 46, vemos que el 60% de la energía del rayo se disipa en la primera estructura a tierra, en las siguientes estructuras el 30% y por último el 10%.

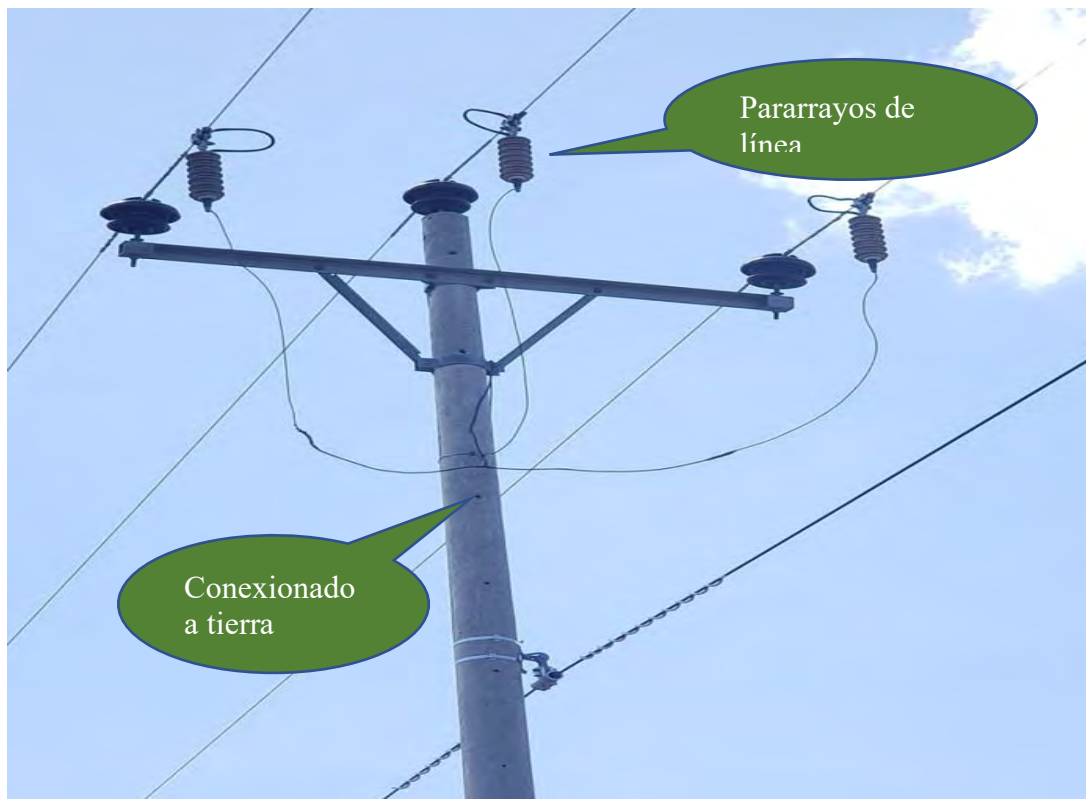
Los pararrayos, por sus características, suprimen los sobrevoltajes a través del aislamiento de la línea y, por lo tanto, previenen los flameos en el instante de caída del rayo.

Bajo condiciones normales actúan como aisladores; frente a una sobrecarga no constituyen un cortocircuito permanente de fase a tierra.

En las fallas de transformadores por la operación de los pararrayos ante descargas atmosféricas en el sistema eléctrico primario de distribución 22,9kv, instalamos pararrayos de línea, como mínimo , un vano antes de cada subestación de distribución; teniendo la base del estudio de líneas de transmisión (Calculo de la Evaluacion de la Tasa de Salidas Forzadas de una Linea Aerea de Transmision, 2003) , donde el pararrayo instalado en las redes eléctricas disipa el 60 %, de la energía del rayo a tierra simultáneamente siendo este el más cercano al punto de impacto del rayo.

Figura 47

Instalación de pararrayos de línea un vano antes de cada subestación



Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A*, Fuente: Elaboración propia

La Figura 47, muestra la aplicación práctica de la alternativa de solución ante fallas en transformadores por la operación de los pararrayos ante descargas atmosféricas en el sistema eléctrico primario de distribución 22,9kV.

4.4. Cálculo de los Elementos de una subestación para el Modelamiento en el ATP Draw

Para la simulación de las sobretensiones en los bornes del transformador y determinar el nivel básico de aislamiento (BIL) del sistema, se realiza el cálculo de los parámetros que se requieren.

4.4.1. Cálculo de la Capacitancia del Transformador

La capacitancia del transformador se toma como un circuito equivalente, donde las placas estarían formadas por, la carcasa del transformador y el núcleo; el aislamiento será el aceite en el que está sumergido y tendrá una forma cilíndrica.

La ecuación (4.16) nos permite calcular la capacitancia para una configuración tipo cilindro.

$$C = \frac{2 * \pi * L * \epsilon}{\ln \left(\frac{b}{a} \right)} \quad 4.16$$

Donde: Los datos obtenidos para un transformador de 5 kVA, 22.9 kV, son:

L = 0.2615 m, altura del cilindro

a = 0.11 m, radio del cilindro interior

b = 0.16 m, radio del cilindro exterior

C = capacitancia

σ = densidad superficial de las placas

q = carga en las placas

μ = diferencia de potencial

$\epsilon = \epsilon_r \times \epsilon_0$ permitividad del aislante

$\epsilon_r = 2.1 - 2.4$ permitividad dieléctrica del aceite de transformador.

$\epsilon_0 = 8.8542 \times 10^{-12}$ F/m permitividad dieléctrica del vacío o aire

$$\epsilon = \epsilon_r \times \epsilon_0 = 2.1 \times 8.8542 \times 10^{-12} \text{ F/m} \quad 4.17$$

$$\epsilon = 18.594 \times 10^{-12} \text{ F/m}$$

$$C = \frac{2 * \pi * 0.2615 * 18.594 \times 10^{-12} \text{ F/m}}{\ln \left(\frac{0.207}{0.157} \right)}$$

$$C = 110.5 \times 10^{-12} \text{ f (Faradios)}$$

$$C = 0.1105 \text{ nF (nano Faradios)}$$

Tabla 24

Capacitancias Para Transformadores de Distribución

Potencia	Tensión (V)	Área Transversal Núcleo (cm ²)	Longitud Del Núcleo (cm)	a Radio Interior Aproximado	b Radio Exterior Aproximado	L Altura (cm)	Capacitancia C (nF)
1 kVA	13200	37.54	10.98	11.00	16.00	18.30	0.057
	22900	37.26	10.95	11.00	16.00	18.25	0.0569
5 kVA	13200	76.47	15.69	15.70	20.70	26.15	0.1105
	22900	76.47	15.69	15.70	20.70	26.15	0.1105
10 kVA	13200	115.12	19.23	19.30	24.30	32.05	0.163
	22900	109.00	18.72	18.80	23.80	31.20	0.1546
15 kVA	13200	141.81	21.36	21.40	26.40	35.60	0.1981
	22900	131.80	20.58	20.60	25.60	34.30	0.1844
25 kVA	13200	177.40	23.88	24.00	29.00	39.80	0.2457
	22900	170.45	23.40	23.50	28.50	39.00	0.2362
37.5 kVA	13200	220.50	26.61	26.70	31.70	44.35	0.3018
	22900	205.21	25.68	25.70	30.70	42.80	0.2812

Nota. Datos obtenidos, diseño de transformadores de distribución, Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 24 encontramos las capacitancias para los diferentes valores de potencias de transformadores; se puede observar las capacitancias de cada transformador en relación al diámetro obtenido en el diseño de transformadores de distribución.

4.4.2. Cálculo de la Inductancia del Transformador en el Lado Primario

Para nuestro estudio hacemos uso de la teoría de diseño de construcción de transformadores de distribución. Calculamos la inductancia de la bobina del lado primario o de alta tensión del transformador, para 5kVA, 22.9kV (DISEÑO PARA LA CONSTRUCCION DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION MONOFASICOS TIPO TANQUE, 2015).

4.4.3. Cálculo de la Inductancia del Transformador

En la ecuación (4.18)

$$L = \frac{N^2 * \mu * A}{l} \quad 4.18$$

Donde:

L: valor de la inductancia (H).

N: número de espiras de la bobina.

μ : permeabilidad del núcleo [Wb/A-m] [H/m].

A: área de la sección del núcleo [m²]

l: longitud de la bobina [m].

Hallamos los valores:

$$N = \frac{V_p}{V_t} \quad 4.19$$

Donde:

V_p = tensión en el lado primario (22900 V)

V_t = voltios por espira

$$V_t = 1.1 * \sqrt{\frac{S}{\sqrt{\frac{T_{cc}\%}{5}}}} \quad 4.20$$

Donde:

S = potencia del transformador (5kVA)

Tcc% =3.2 (tensión de corto circuito o impedancia, para 5 kVA de acuerdo a datos del fabricante placa del transformador)

$$V_t = 1.1 * \sqrt{\frac{5}{\sqrt{\frac{3.2}{5}}}} = 2.75 \text{ (Voltios /espira)}$$

De la ecuación 4.19, tenemos:

$$N = \frac{22900}{1.1 * \sqrt{\frac{5}{\sqrt{\frac{3.2}{5}}}}} = 8327.27 \text{ espiras}$$

$$N = 8327.27 \text{ espiras}$$

Hallamos el área transversal del núcleo de la bobina del transformador de 5 kVA

$$A = \frac{V * 10^8}{4.44 * f * N * B} \quad \text{cm}^2 \quad 4.21$$

$$A_f = A / \mu_e \quad 4.22$$

Donde:

V: tensión nominal de la línea (22900 v)

N: número de espiras

f = 60 hz frecuencia

B = 15000 gauss

Fe = 0.9 factor de apilamiento

Af = Área de sección física (m²)

$$A = \frac{22900 \cdot 10^8}{4.44 \cdot 60 \cdot 8327.27 \cdot 15000} = 68.82 \text{ cm}^2$$

$$A = 68.82 \text{ cm}^2$$

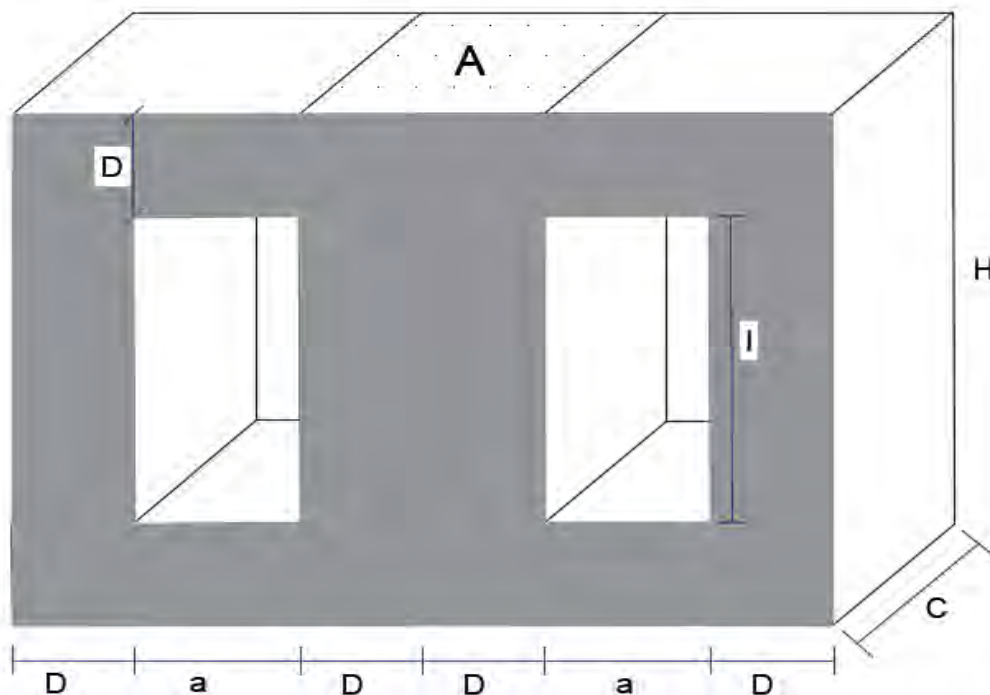
De la ecuación 4.22 el área física es:

$$A_f = 76.47 \text{ cm}^2 = 0.007647 \text{ m}^2$$

La Figura 48 nos muestra el núcleo de un transformador tipo acorazado (Cálculo y Diseño de un Transformador monofásico de Distribución, 1976)

Figura 48

Núcleo De Un Transformador Tipo Acorazado



Nota. Adaptado de, *Cálculo y Diseño de un Transformador monofásico de Distribución*, 1976,

Fuente: Elaboración propia.

Hallamos la longitud de la bobina (l)

$$l = D \cdot 3.0 \text{ (cm)}$$

4.23

Donde:

D = espesor del núcleo

$$Af = 2D / C \text{ (cm)} \quad 4.24$$

$$D = Af/2C \text{ (cm)}$$

C = (1.4 a 2) *D ancho del núcleo

$$C = 1.4 * D$$

H = altura del nucleó

$$H = (1 + 2D) \quad 4.25$$

Reemplazando en las ecuaciones tenemos:

$$C = 1.4 * D$$

$$D = Af / (2 * 1.4 * D)$$

$$D = \sqrt{\frac{76.46}{2 * 1.4}} = 5.23 \text{ cm}$$

Reemplazamos en la ecuación 4.23

$$l = 5.23 * 3 = 15.69 \text{ cm}$$

Reemplazamos en la ecuación 4.25

$$H = 15.69 + 2 * 5.23 = 26.15 \text{ cm}$$

Hallamos la permeabilidad magnética del núcleo del transformador μ (H/m).

$$\mu = \mu_r * \mu_o \quad 4.26$$

Donde:

$\mu_r = 500$ (permeabilidad relativa del núcleo del transformador Fe-Si orientado)

$\mu_o =$ permeabilidad del vacío ($4 * \pi * 10^{-7}$ H/m)

$$\mu = 500 * 4 * \pi * 10^{-7} = 6.28 \text{ mH/m (constante)}$$

Reemplazando en la ecuación (4.18) tenemos:

$$L = \frac{N^2 * \mu * A}{l}$$

$$L = \frac{0.007646 * 0.00628 * 8327^2}{0.1569}$$

$$L = 21223.01 \text{ H}$$

Para un transformador de distribución de 5kVA lado primario.

Tabla 25

Inductancia de Transformadores de Distribución Característicos

Potencia	Tensión (volt)	X%	Vt volt/ espira	N número de espiras	Af (cm2)	D (cm)	l (cm)	L (Henrios)
1 kVA	13200	2.19	1.35	9778	37.54	3.66	10.98	20,525.96
	22900	2.3	1.34	17090	37.26	3.65	10.95	62,408.49
5 kVA	13200	3.18	2.75	4800	76.47	5.23	15.69	7,051.54
	22900	3.2	2.75	8327	76.47	5.23	15.69	21,223.01
10 kVA	13200	2.5	4.14	3188	115.12	6.41	19.23	3,821.73
	22900	3.1	3.92	5842	109.00	6.24	18.72	12,478.74
15 kVA	13200	2.44	5.1	2588	141.81	7.12	21.36	2,792.98
	22900	3.26	4.74	4831	131.80	6.86	20.58	9,387.26
25 kVA	13200	2.75	6.38	2069	177.40	7.96	23.88	1,997.03
	22900	3.25	6.13	3736	170.45	7.80	23.40	6,383.90
37.5 kVA	13200	2.6	7.93	1665	220.50	8.87	26.61	1,441.85
	22900	3.46	7.38	3103	205.21	8.56	25.68	4,831.83

Nota. Datos obtenidos, diseño de transformadores de distribución, Fuente: Elaboración propia.

Tabla 25, cuando un transformador es de potencia menor, la tensión será mayor, entonces se requiere un número mayor de espiras, un calibre de conductor pequeño y una inductancia mayor.

Todos los datos mostrados en la Tabla 25, son obtenidos con las ecuaciones mostradas para cálculo y diseño de un transformador de distribución.

4.4.4. Medición de la Resistencia de los Bobinados del Transformador

La resistencia del bobinado primario de los transformadores de distribución se obtiene mediante mediciones con un multímetro (PRASEK premium PR-202A) en cada transformador que fue materia de estudio.

Figura 49

Medición de la Resistencia en el Bobinado Primaria del Transformador



Nota. Adaptado de, *Medición de Resistencia Interna del Bobinado Primario del Transformador de Distribución de 15 kVA de 22900 V*, Fuente: Elaboración propia.

Tabla 26*Medición de Resistencia Interna del Bobinado Primario de Transformadores*

Potencia	Tensión (volt)	Resistencia (Ω)
1 kVA	13200	845
	22900	1358
5 kVA	13200	573
	22900	1087
10 kVA	13200	71.4
	22900	382
15 kVA	13200	65.3
	22900	373
25 kVA	13200	59.2
	22900	270
37.5 kVA	13200	54.1
	22900	230

Nota. Datos obtenidos, medición de resistencia del bobinado primario del transformador de distribución, Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Tabla 26, cuando la potencia del transformador es pequeña la resistencia del bobinado primario es mayor, esto es debido a que se requiere una gran cantidad de espiras y un calibre del conductor pequeño.

Todos datos obtenidos anteriormente se simularán en el Software ATPDraw (Alternative Transients Program).

Los cálculos realizados en este capítulo nos permiten dimensionar correctamente los elementos adecuados para la protección frente a sobretensiones causadas por descargas atmosféricas en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).

Capítulo V

Modelamiento y Simulación de las Subestaciones de Distribución y la Propuesta de Solución Utilizando el Software ATPDraw (Alternative Transients Program)

5.1. Introducción

Este capítulo comprende el modelamiento y simulación de los elementos de protección instalados en una subestación del sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).

El modelamiento y simulación de la alternativa de solución con la instalación de pararrayos de línea un vano antes de la subestación para la protección, ante un impacto de la descarga atmosférica (rayo).

5.2. Software de Simulación ATPDraw

ATP Es una herramienta de software que permite la simulación digital de fenómenos transitorios de naturaleza electromagnética y electromecánica con fines de diseño, especificación de equipos o definición de parámetros eléctricos (wikipedia, s.f.).

ATPDraw es un preprocesador gráfico accionado por el ratón para la versión ATP del Programa de Transitorios Electromagnéticos (EMTP) en la plataforma MS-Windows. En ATPDraw el usuario puede construir un circuito eléctrico usando el ratón y seleccionando componentes de los menús, luego ATPDraw genera el archivo de entrada ATP en el formato apropiado basado en "lo que ves es lo que obtienes". El programa de simulación ATP y los programas de trazado se pueden integrar con ATPDraw (<https://www.atpdraw.net>, s.f.).

5.2.1. Aplicaciones del ATPDraw

Con esta herramienta computacional podemos representar con un alto nivel de detalle los procesos transitorios electromagnéticos de los elementos de un sistema eléctrico de potencia, determinar los parámetros de líneas eléctricas y la respuesta de la impedancia en función de la

frecuencia, analizar las respuestas sistemas de control, representar componentes de electrónica de potencia, modelar componentes con características no lineales como arcos eléctricos y efecto corona, simular perturbaciones simétricas y asimétricas como fallas, descargas atmosféricas y cualquier tipo de operaciones de energización (Ingelmec, s.f.).

Dentro de sus principales características de simulación tenemos:

- Líneas de transmisión y cables de energía con parámetros distribuidos y parámetros dependientes de la frecuencia.
- Elementos no lineales: Saturación e histéresis de transformadores, Pararrayos, Arcos eléctricos.
- Interruptores ordinarios, interruptores dependientes del tiempo y voltaje, interruptores estadísticos.
- Componentes de electrónica de potencia: diodos y tiristores.
- Maquinas síncronas trifásicas, Maquinas universales (motores)
- MODELS y TACS (Transient Analysis of Control Systems)

5.2.2. Modelamiento de una Subestación de Distribución en ATPDraw

El modelamiento y análisis es para los elementos y parámetros que conforman una subestación de distribución aérea, así como el efecto del rayo en los sistemas de protección:

- Modelamiento de una descarga atmosférica (rayo).
- Modelamiento de la estructura de soporte (poste).

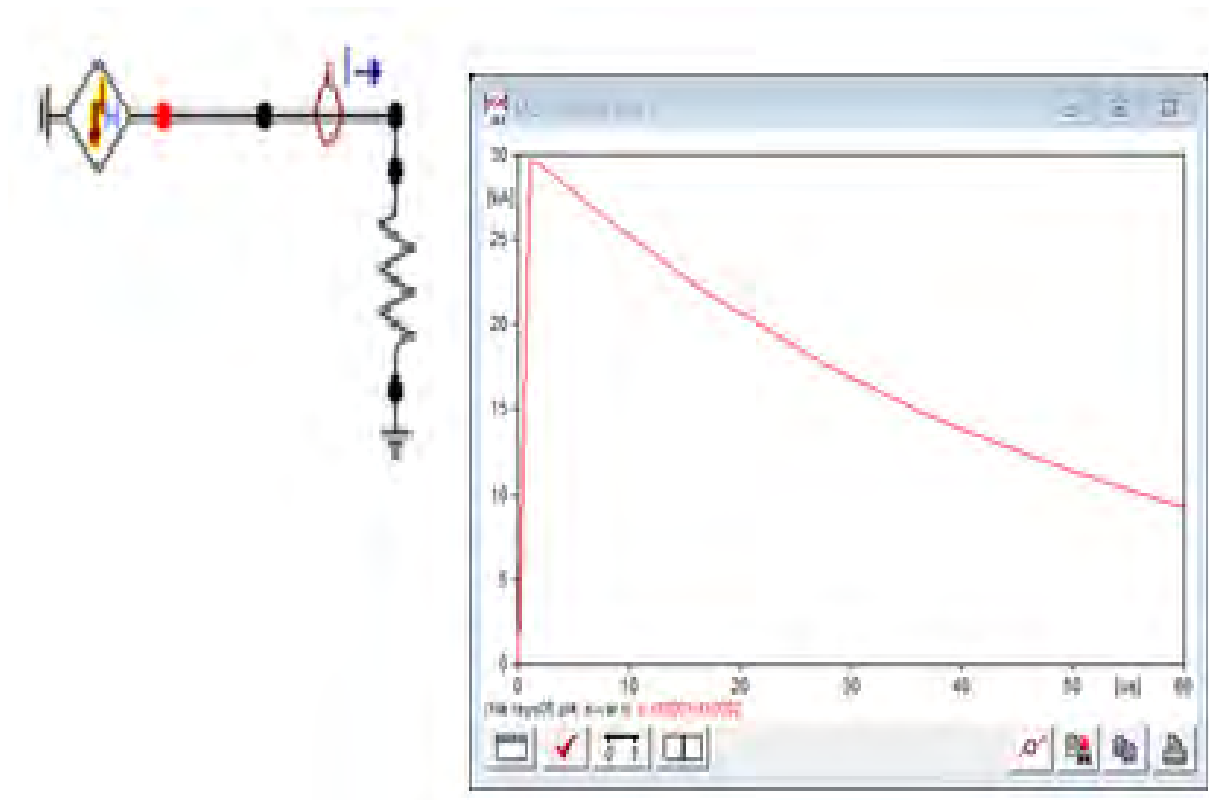
- Modelamiento de la resistividad del sistema de puesta a tierra (SPAT).
- Modelamiento de los aisladores.
- Modelamiento del sistema de protección ante sobretensiones (pararrayos).
- Modelamiento del circuito del transformador.

5.3. Modelo de Descarga Atmosférica (Rayo)

Para este modelo se utiliza una fuente de corriente HEILDLER, *type 15*, con una onda de $1,2/ 50 \mu\text{s}$, con una amplitud de 30kA de corriente, la norma IEC acepta como una sobretensión transitoria de tipo descarga atmosférica.

Figura 50

Representación gráfica de una descarga atmosférica



Nota. Adaptado de, *ATPDraw*, Fuente: Elaboración propia.

5.3.1. Estructura de Soporte (Poste de Concreto)

El modelamiento del poste se representa como una impedancia (Z); se modela como un tramo de línea ideal. En el *ATPDraw* se modela lines/cables – distributec – transposed lines – 1 phase , con una tensión de flameo muy alta del orden de 300 kV.

La impedancia de la estructura o poste se calcula con la siguiente ecuación:

$$Z_p = 30 \ln \left[\frac{2(h^2+r^2)}{r^2} \right] \quad 5.1$$

Donde:

Z_p : Impedancia de la estructura (ohmios)

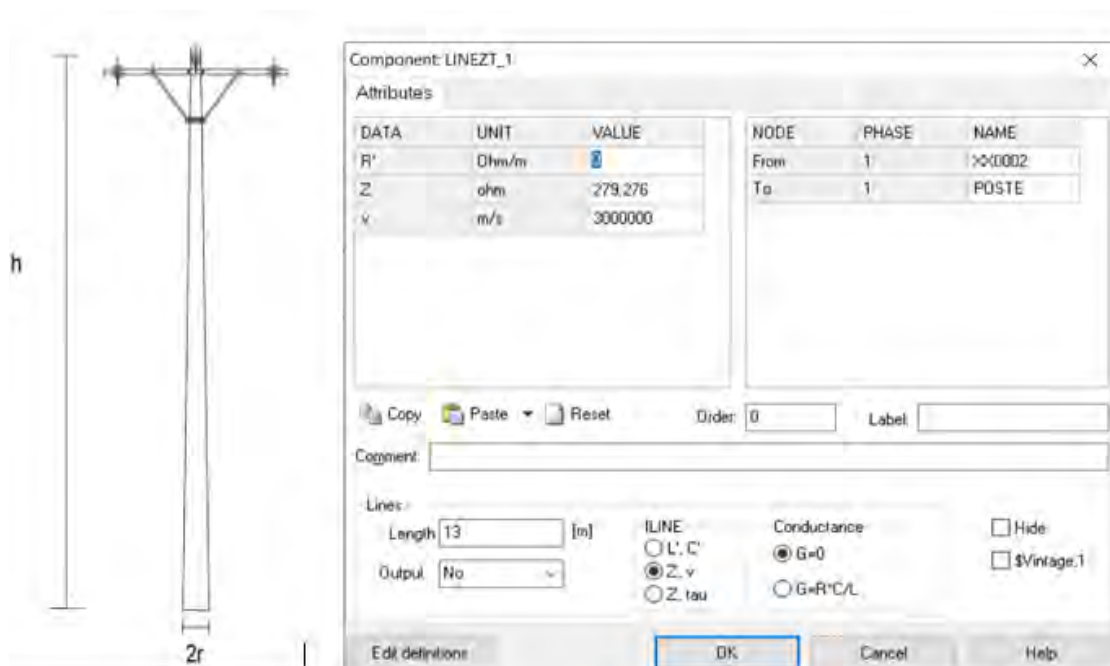
h : longitud de la estructura (13 m)

r : Radio de la base de la estructura (0.175 m)

$$Z_p = 279.27 \text{ ohmios}$$

Figura 51

Representación de la estructura del Poste



Nota. Adaptado de, *ATPDraw*, Fuente: Elaboración propia.

5.3.2. Resistencia del Sistema de Puesta a Tierra

La resistencia de los sistemas de puesta a tierra se simulará como un resistor.

Figura 52

Representación Gráfica De Una Resistencia



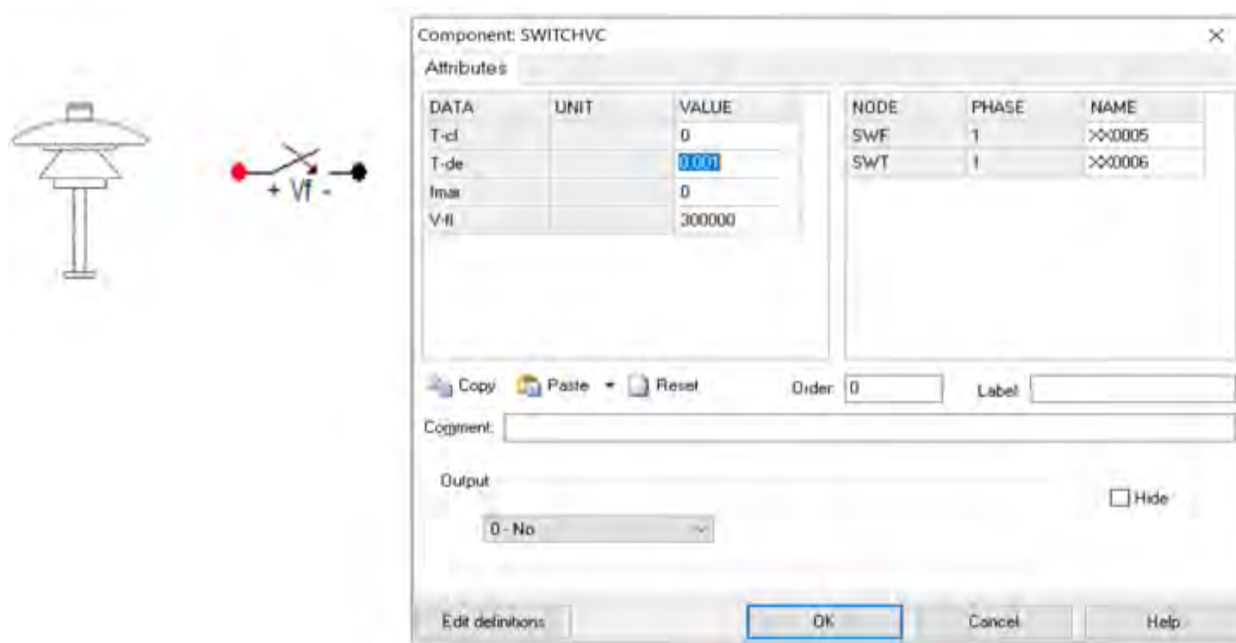
Nota. Adaptado de, *ATPDraw*, Fuente: Elaboración propia.

5.3.3. Aisladores

El aislador se modela como, Suiches tipo "gap" SWITCHVC controlados por voltaje, cuando supere la tensión de aislamiento se comportará como un corto circuito.

Figura 53

Modelamiento de los Aisladores



Nota. Adaptado de, *ATPDraw*, Fuente: Elaboración propia.

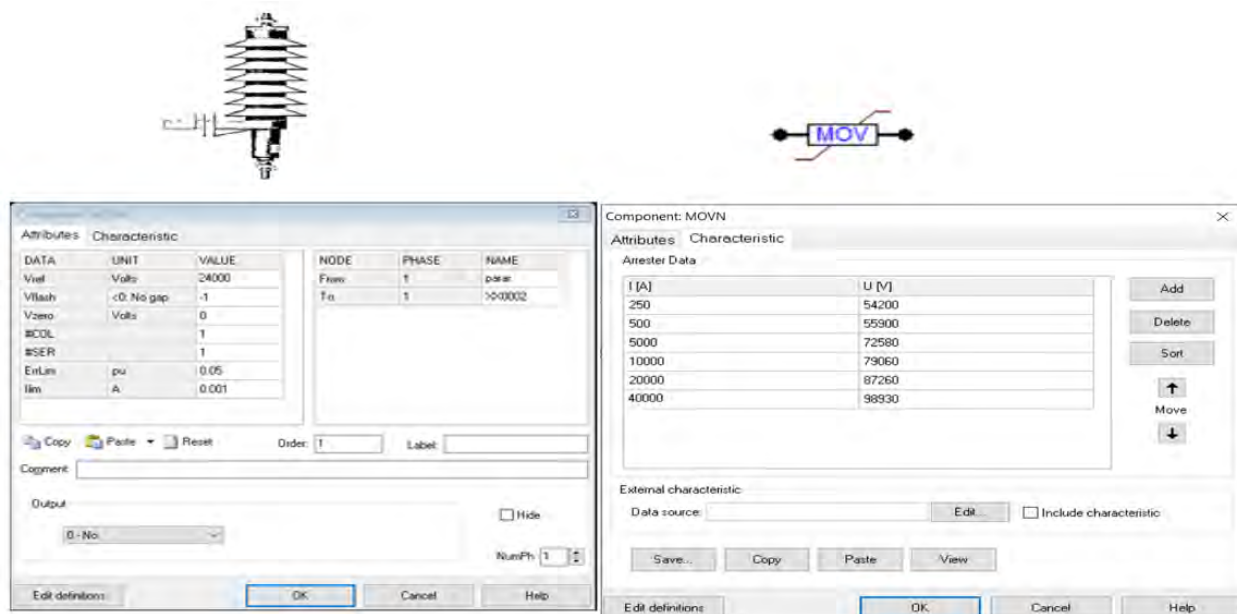
5.3.4. Pararrayos

El pararrayos se modela como un semiconductor, *MOV*, *type 92*, con una característica de $(8/20 \mu s)$ ante descargas atmosféricas, los atributos son dadas por el fabricante.

Figura

54

Modelamiento del Pararrayos



Nota. Adaptado de, *ATPDraw*, Fuente: Elaboración propia.

5.3.5. Transformador

El modelo para el transformador será su propio circuito, con una inductancia y la resistencia propias del bobinado primario, la capacitancia será del transformador, entre la carcasa y el núcleo; el aislante será el aceite.

Figura 55*Modelamiento del Transformador*

Nota. Adaptado de, *ATPDraw*, Fuente: Elaboración propia.

Para el modelamiento se toma en cuenta los componentes del transformador, resistencia interna de la bobina y la inductancia; estos valores se toman de las tablas 24, 25 y 26.

5.3.6. Seccionador Cut – Out

El seccionador debe ser modelado como interruptor de corriente, modelado por TSWITCH – TIME CONTROLLED.

Figura 56*Seccionador Cut_Out*

Seccionador Cut-Out



Nota. Adaptado de, *ATPDraw*, Fuente: Elaboración propia.

Con el modelamiento de los elementos de la subestación de distribución, se analiza el comportamiento ante una descarga atmosférica.

De los resultados obtenidos, se plantea la implementación de la alternativa de solución técnica y económicamente aceptable en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).

5.4. Modelo Equivalente de la Subestación Aérea Monoposte

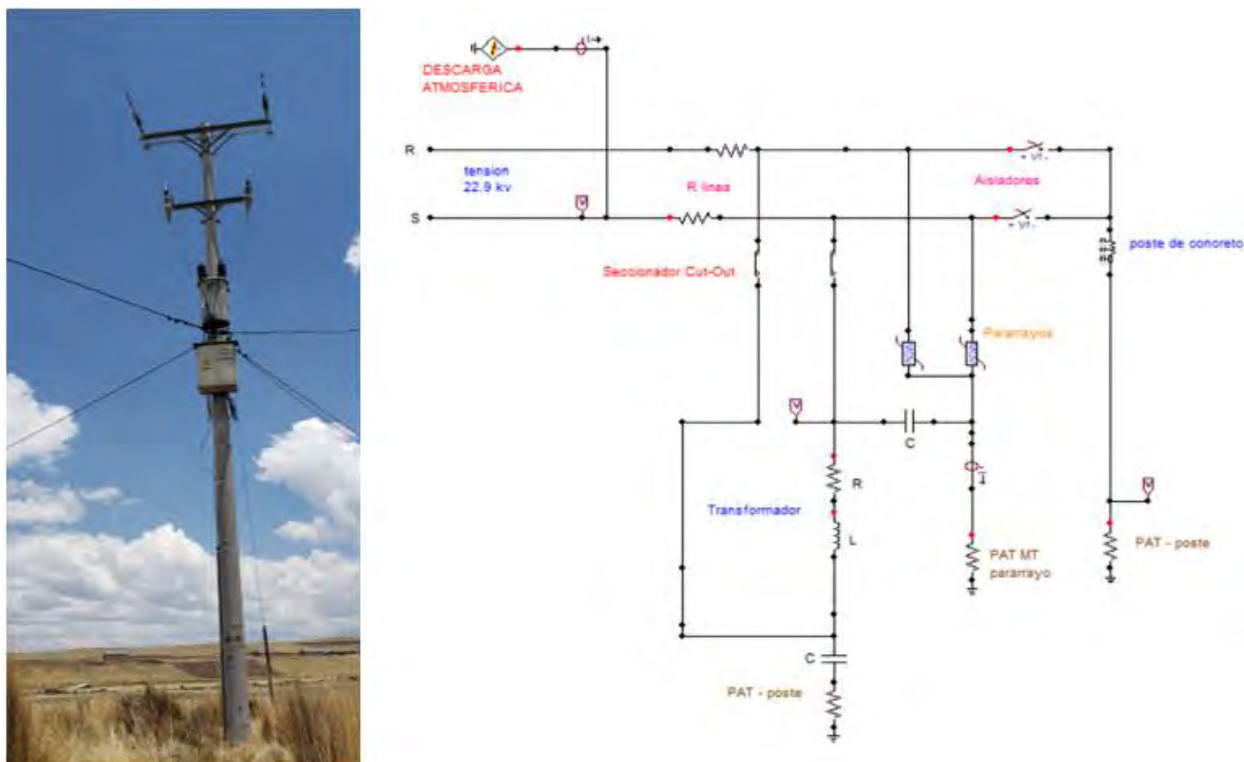
Modelamiento de las subestaciones aéreas monofásicas, con los elementos encontrados en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01).

5.4.1. Subestación Aérea Monofásico Bifilar 22.9 kV

El modelo equivalente es de una subestación de distribución aérea monofásica bifilar.

Figura 57

Modelo de Subestación Aérea Monoposte Bifilar



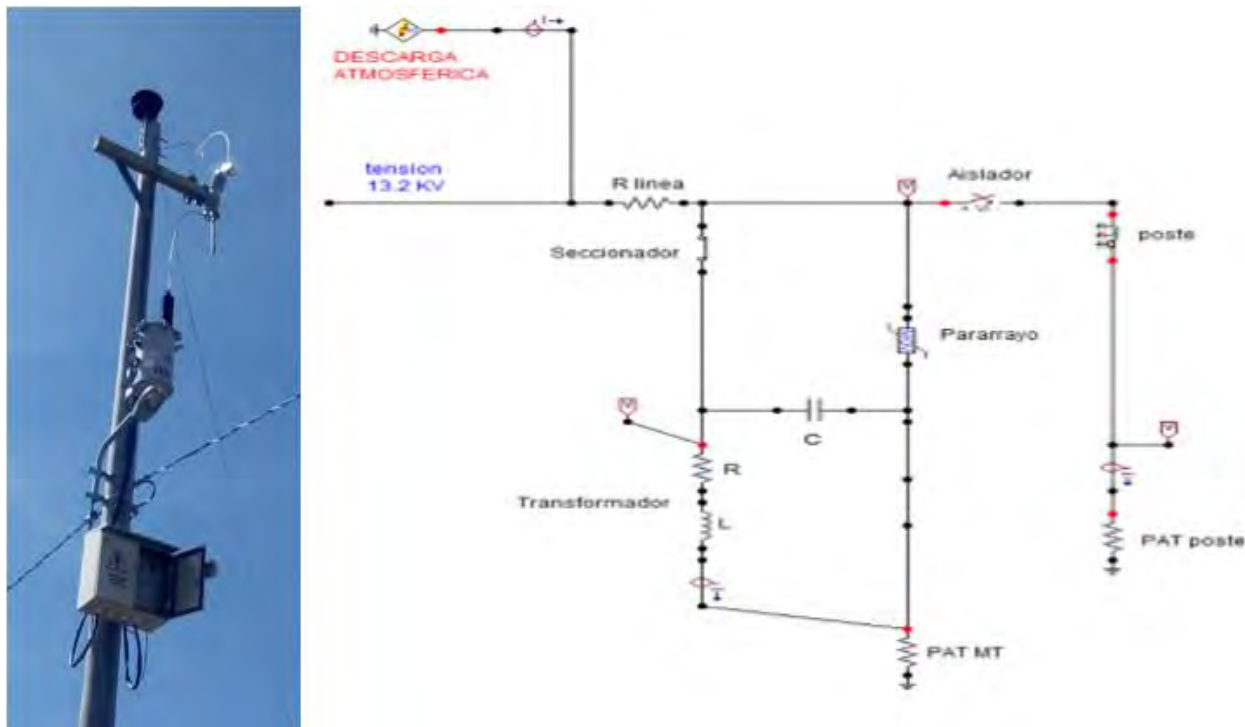
Nota. Adaptado de, *ATPDraw*, Fuente: Elaboración propia.

5.4.2. Subestación Aérea Monofásico Unifilar 13.2 kV (MRT)

Modelamiento de una subestación de distribución aérea monofásica unifilar, más conocido como, sistema monofásico con retorno por tierra (MRT).

Figura 58

Modelo de Subestación Aérea Monoposte Unifilar (MRT)



Nota. Adaptado de, *ATPDraw*, Fuente: Elaboración propia.

5.5. Simulación y Resultados

La simulación del efecto transitorio debido a una descarga atmosférica (RAYO) en una subestación aérea monoposte, para lo cual se ponen los valores de los elementos de una subestación, obtenidos anteriormente.

Las simulaciones realizadas para diferentes niveles de potencia de los transformadores nos entregan resultados iguales, las pruebas se realizan en un transformador de 10 kVA.

Para todas las simulaciones tendremos valores constantes de:

Poste:

- Altura: 12 a 13m
- Resistividad del terreno: 100 a 1000 ohmios
- Impedancia: 279.276 ohmios

Aisladores Y Pararrayos:

- Aislador tipo pin: 56-3 : 265 kV
- Aislador de suspensión : 300kV
- Pararrayos ZnO : 24kV

5.5.1. Simulación de Subestación de Distribución Aérea Monofásico Bifilar 22.9 kV

Para esta simulación tendremos una subestación de distribución aérea bifilar con los siguientes datos:

Transformador

- Potencia : 10 kVA
- Resistencia : 382 Ω
- Inductancia : 12478.74 H
- Capacitancia : 0.1546 nF

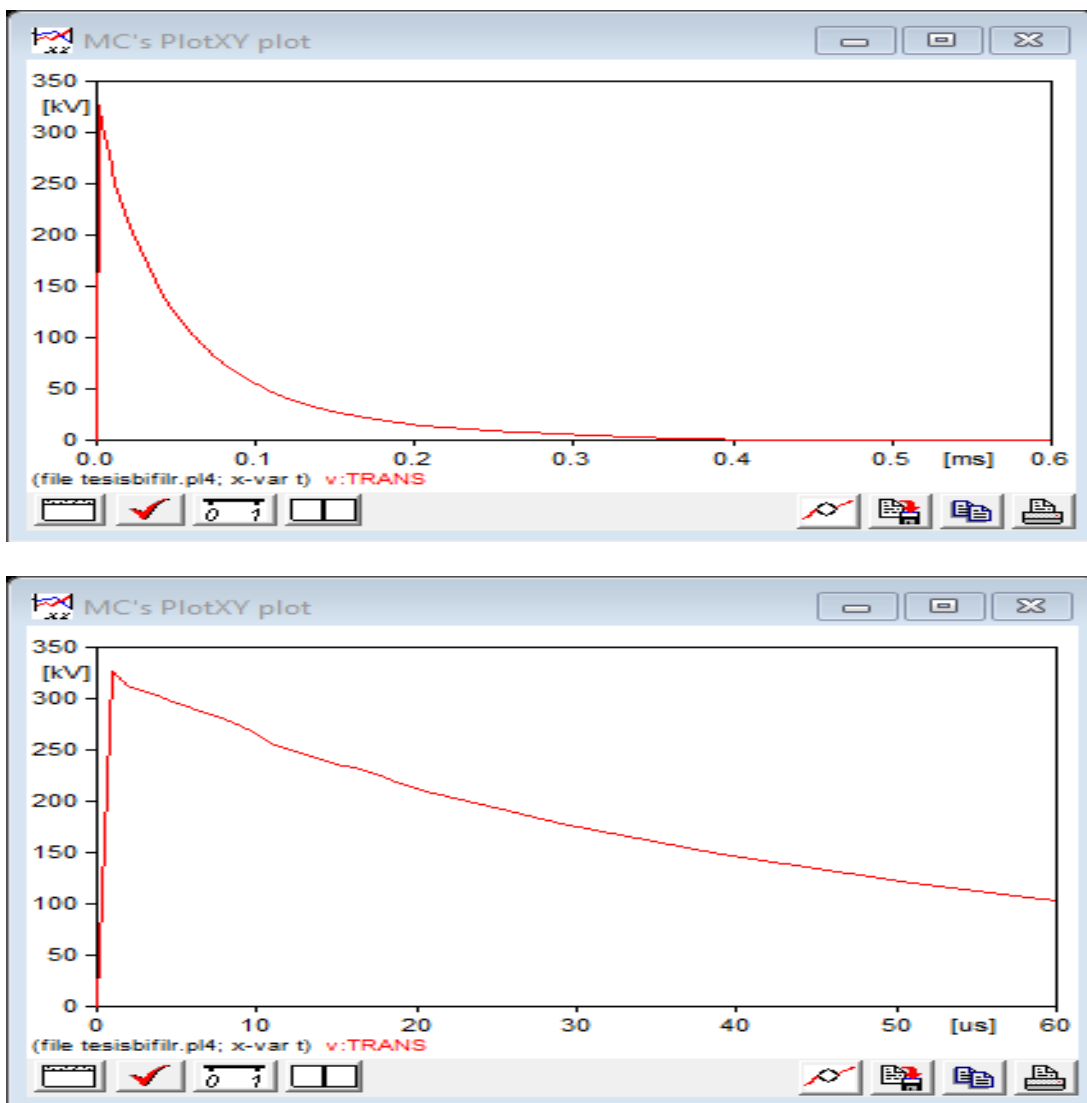
Descarga Atmosférica (Rayo)

- Fuente de corriente : 30kA (entre 15kA – 40kA) (Rico, s.f.)
- Resistencia del SPAT : 10 Ω

Utilizaremos el esquema de la Figura 55, para simular el transitorio por descarga atmosférica en el borne del transformador de distribución.

Figura 59

Sobretensión en la Subestación



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Punto Bornes del Transformador Fuente:

Elaboración propia.

Nota. Como se observa en las Figuras 59, las sobretensiones transitorias por descargas atmosféricas son muy elevadas, del orden de 325 kV, que sobrepasan el nivel básico de aislamiento (BIL = 250kV) de equipos.

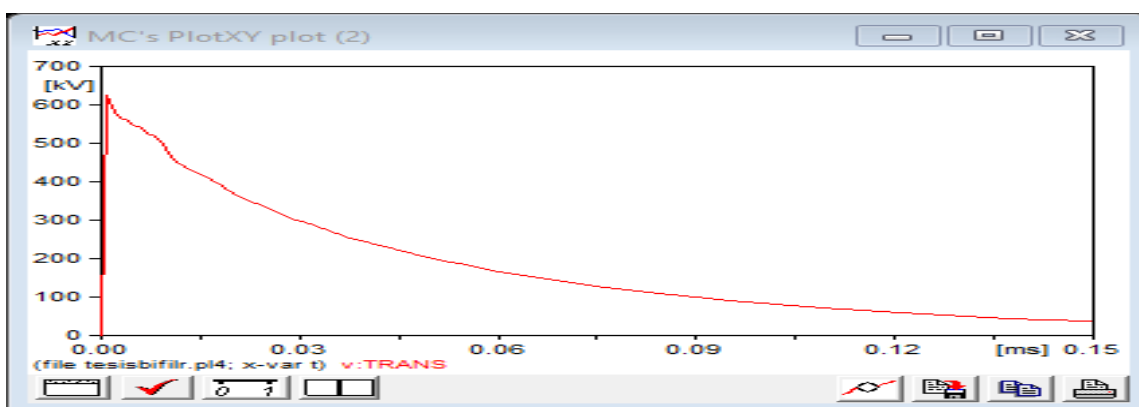
5.5.2. Simulación de Subestación Monofásica Bifilar Aérea Monoposte, Puesta a Tierra Mayor a 10Ω

Para la simulación, utilizamos un transformador de 10 kVA y variamos los valores de la resistividad del sistema de puesta a tierra de los pararrayos.

- Resistencia del SPAT: (20, 50, 100 y 500) Ω

Figura 60

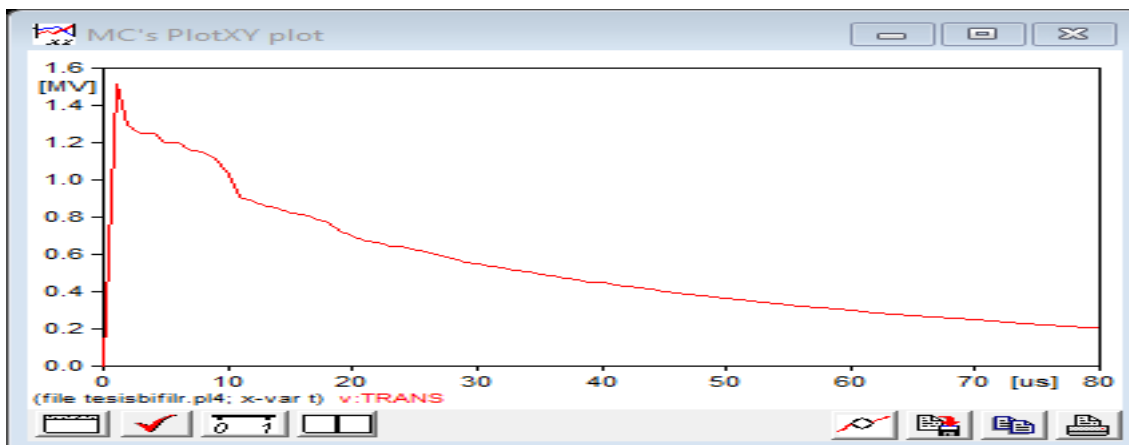
Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (20Ω) del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 61

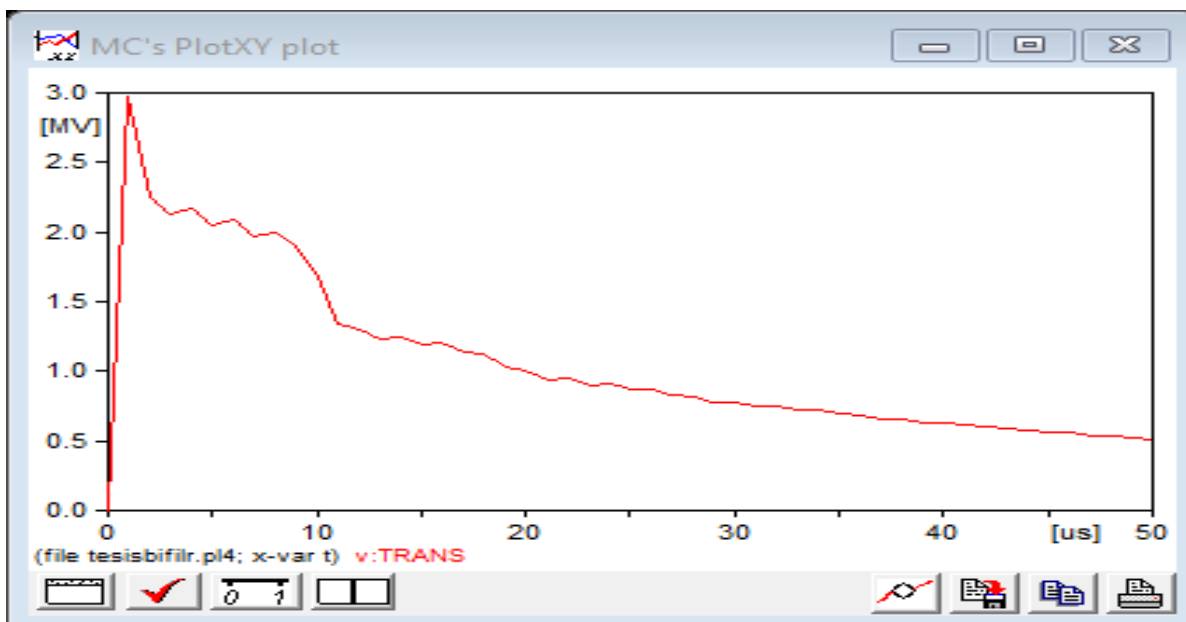
Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (50Ω) del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 62

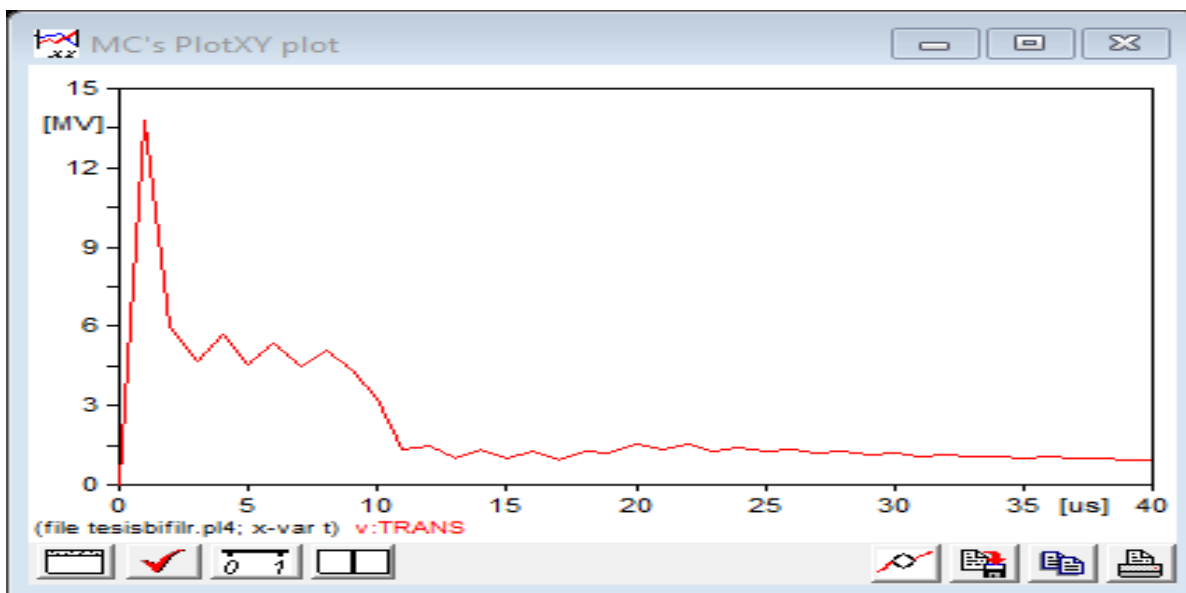
Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (100 Ω) del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 63

Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (500 Ω) del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

En las Figuras 59, 60, 61, 62, 63 podemos observar que la sobretensión en bornes del transformador se eleva considerablemente superando el nivel básico de aislamiento de los equipos (no hay coordinación de protección). Ficheros Anexo 5.

5.5.3. Simulación de Subestación de Distribución Aérea Monofásico Unifilar 13.2 kV

La simulación es en una subestación de distribución aérea unifilar con los siguientes datos.

Transformador

- Potencia : 10 kVA
- Resistencia : 71.4Ω
- Inductancia : 3821.73 H
- Capacitancia : 0.163 nF

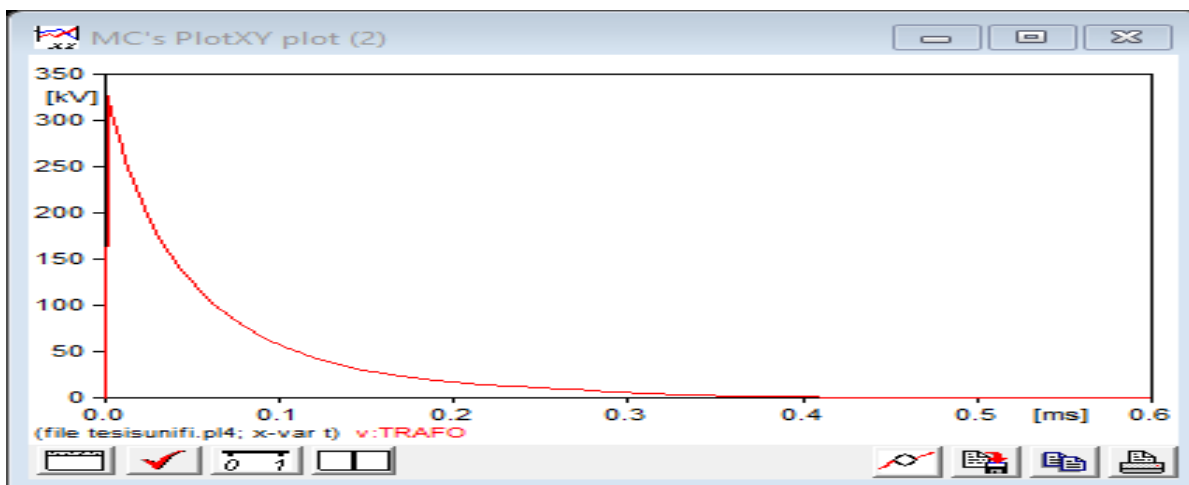
Descarga Atmosférica (Rayo)

- Fuente de corriente : 30kA (entre 15kA – 40kA) (Rico, s.f.)
- Resistencia de PAT : 10Ω

Utilizaremos el esquema de la figura 58, para simular el transitorio por descarga atmosférica en el transformador de distribución con potencia de 10 kVA, a una tensión de 13.2kV.

Figura 64

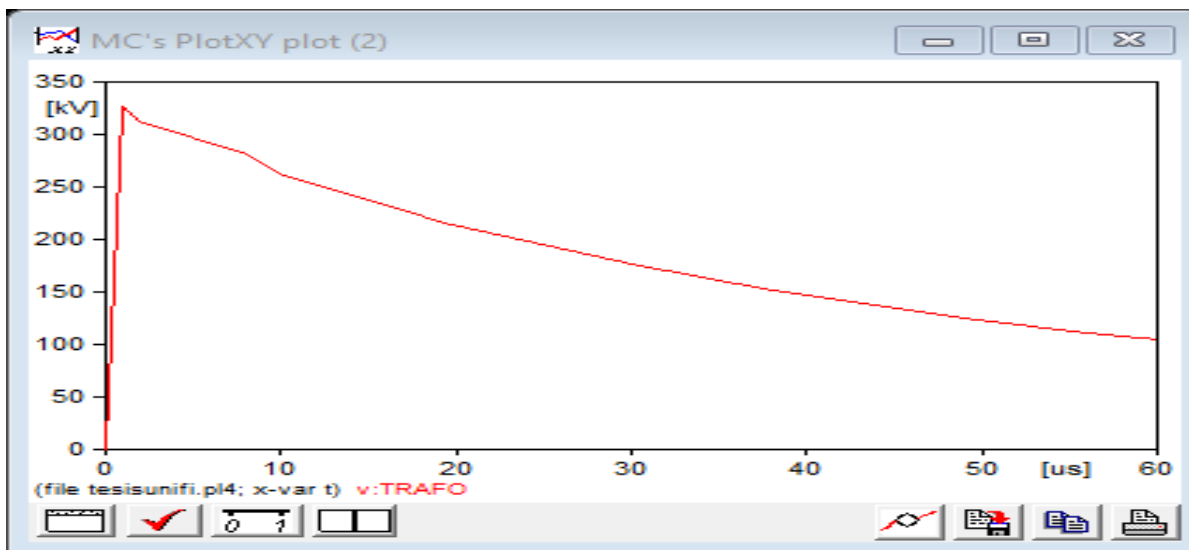
Sobretensión en la Subestación en bornes del Transformador



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 65

Sobretensión en la Subestación en bornes del Transformador



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

De las figuras 64 y 65, las sobretensiones transitorias por descargas atmosféricas son muy elevadas, del orden de los 325kV, sobrepasando el nivel básico de aislamiento (BIL = 250kV) de los equipos.

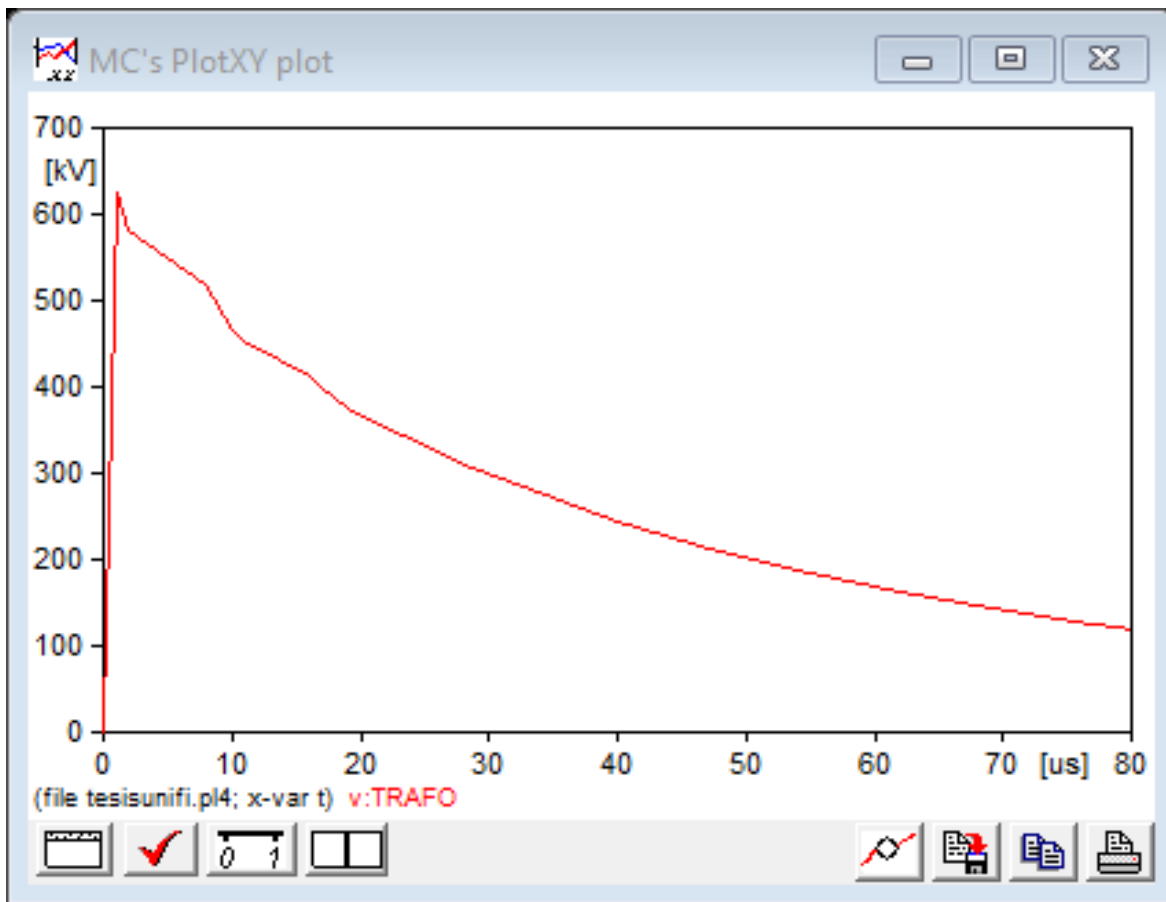
5.5.4. Simulación de Subestación Monofásica Unifilar Aérea con Puesta a Tierra mayor de 10Ω .

Para la simulación, utilizamos un transformador de 10 kVA y variamos los valores de la resistividad del sistema de puesta a tierra de los pararrayos.

- Resistencia de PAT : (20, 50, 100 y 500) Ω

Figura 66

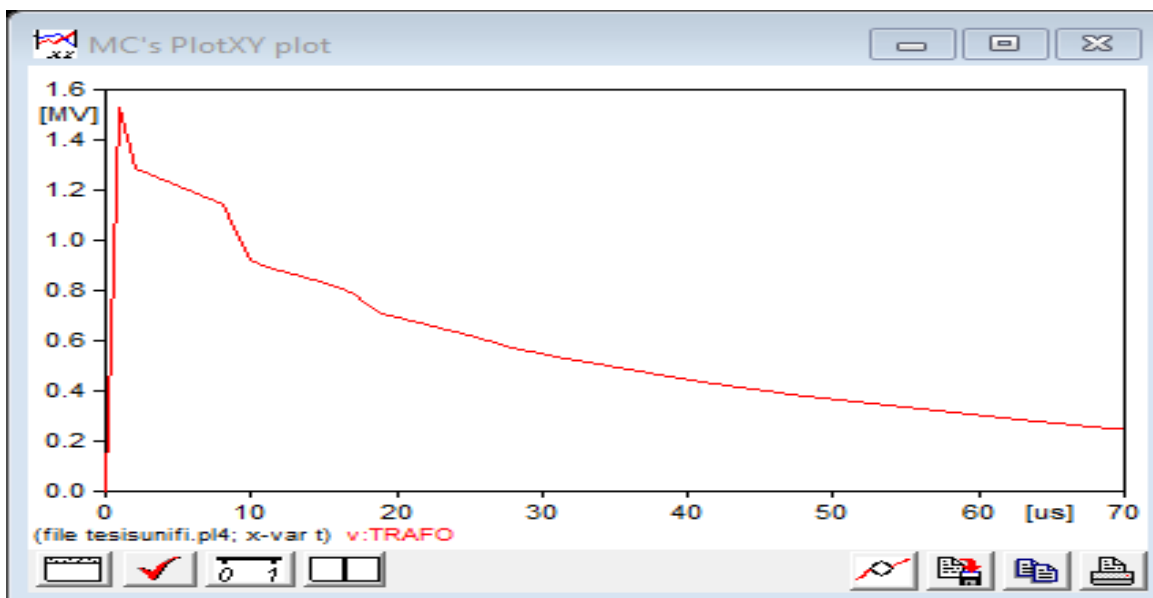
Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (20Ω) del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 67

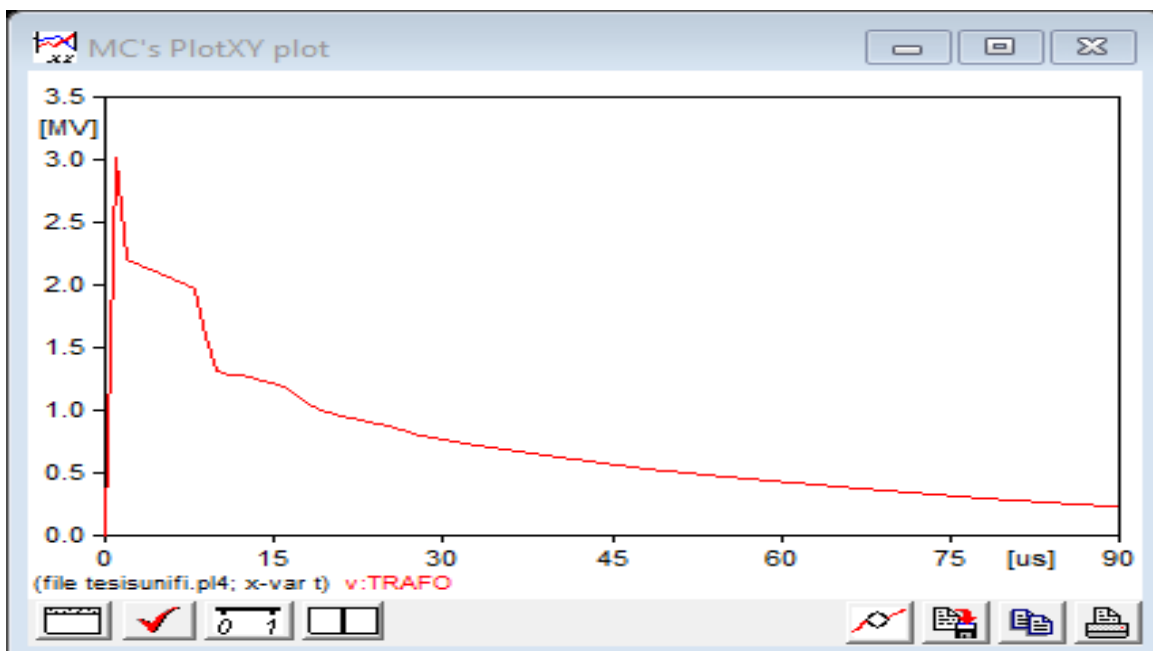
Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (50Ω) del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 68

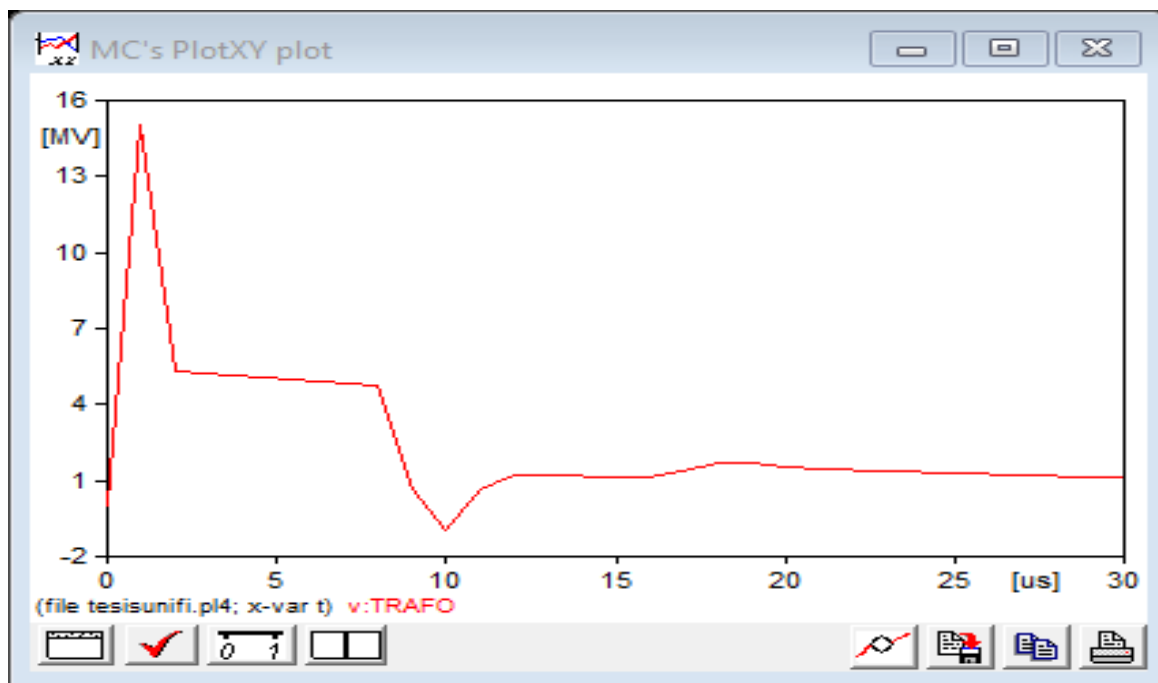
Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (100Ω) del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 69

Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra (500 Ω) del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

En las Figuras 66, 67, 68 y 69 podemos observar que la sobretensión en bornes del transformador se eleva considerablemente superando el nivel básico de aislamiento (BIL) de los equipos.

5.6. Modelamiento y Simulación de la Alternativa de Solución ante Descargas

Atmosféricas

Una alternativa de solución técnica y económicamente adecuada para evitar la falla de los transformadores a consecuencia de las descargas atmosféricas, es instalar pararrayos de línea un vano antes de la subestación de distribución a proteger, de esta manera mitigar la sobretensión transitoria por descargas atmosféricas.

5.6.1. Modelamiento de la Alternativa de Solución para Subestación de Distribución Aérea Monofásico Bifilar 22.9 kV

Para el modelamiento y simulaciones tenemos los valores hallados en el Capítulo IV.

Poste:

- Altura: 12 a 13m
- Resistividad del terreno: 100 a 1000 ohmios
- Impedancia: 279.276 ohmios

Aisladores Y Pararrayos:

- Aislador tipo pin: 56-4 : 310 kV
- Aislador de suspensión : 300kV
- Pararrayos ZnO : 24kV

Para este modelamiento tenemos una subestación de distribución aérea bifilar con los siguientes datos:

Transformador

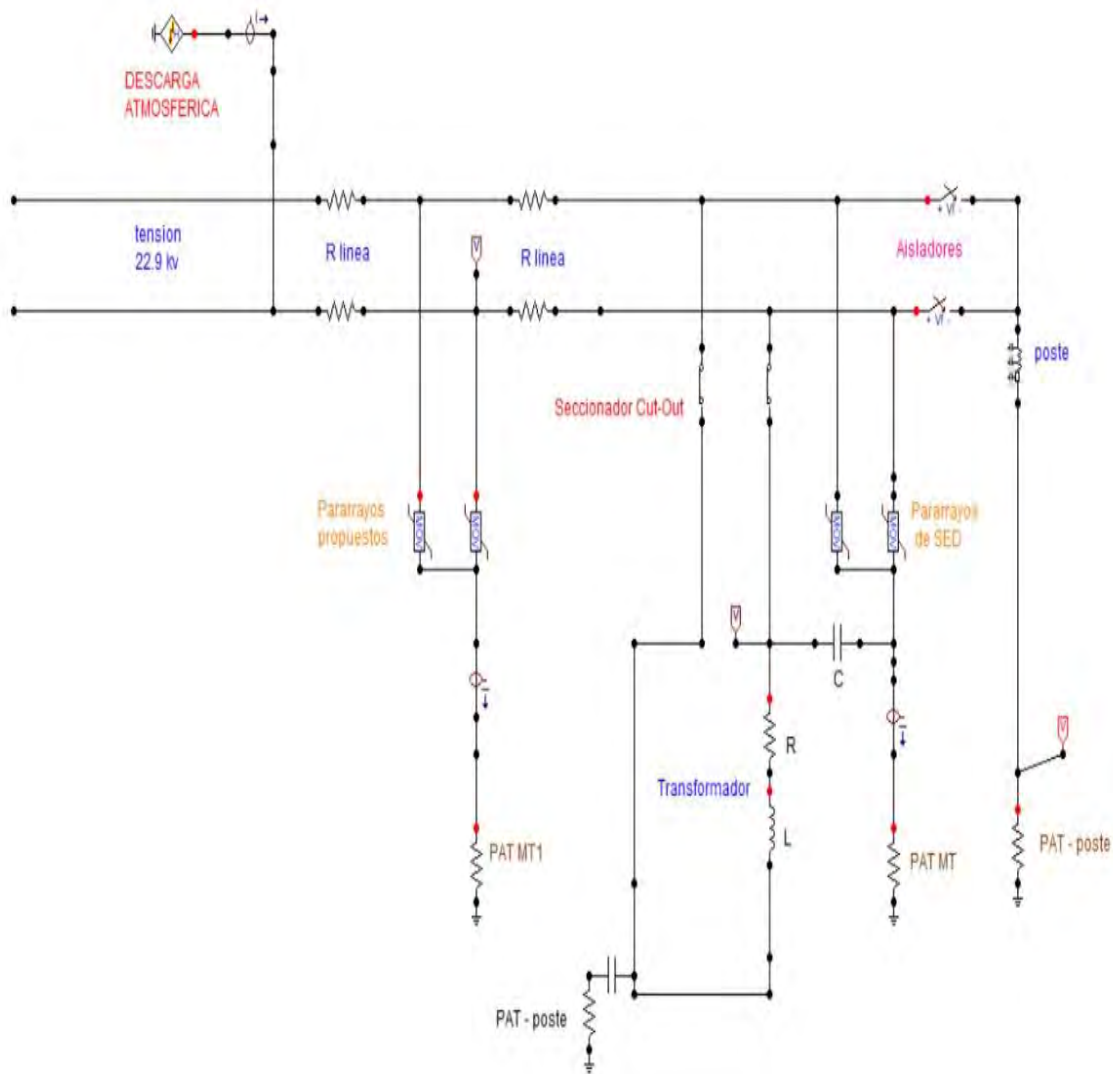
- Potencia : 10 kVA
- Resistencia : 382 Ω
- Inductancia : 12478.7 H
- Capacitancia : 0.1546 nF

Descarga Atmosférica (Rayo)

- Fuente de corriente : 30kA (entre 15kA – 40kA) (Rico, s.f.)
- Resistencia del SPAT: 10 Ω

Figura 70

Modelamiento de alternativa de solución para subestaciones monofásicas bifilares

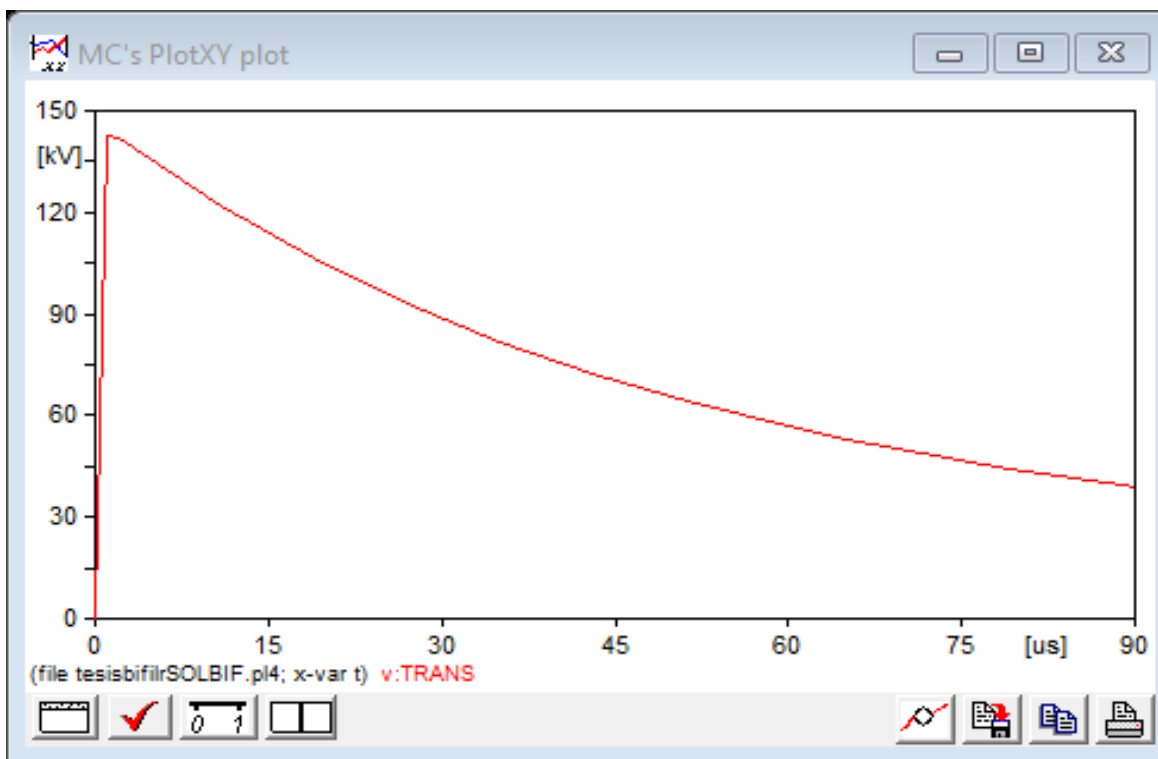


Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Simulación de la alternativa de solución ante descargas atmosféricas para una subestación de distribución aérea monofásica bifilar.

Figura 71

Simulación de sobretensión en bornes del Transformador con la alternativa de solución



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

De la figura 71, se tiene que el nivel de sobretensión transitoria, en los bornes del transformador, no supera los 150 kV, estando dentro del Nivel Básico de Aislamiento (BIL=250 kV), recomendado.

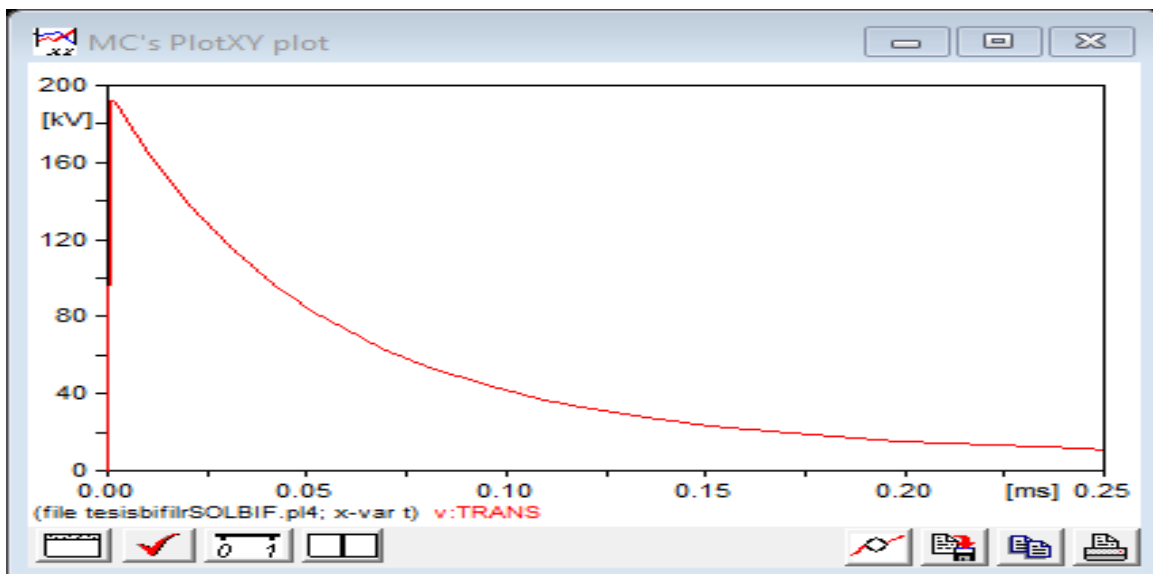
5.6.1.1. Simulación de la Alternativa de Solución para una Subestación Monofásica Bifilar con Puesta a Tierra Mayor de 10Ω

Para la simulación, utilizamos un transformador de 10 kVA y valores variables de la resistividad del sistema de puesta a tierra de los pararrayos.

- Resistencia del SPAT: (20, 50, 100 y 500) Ω

Figura 72

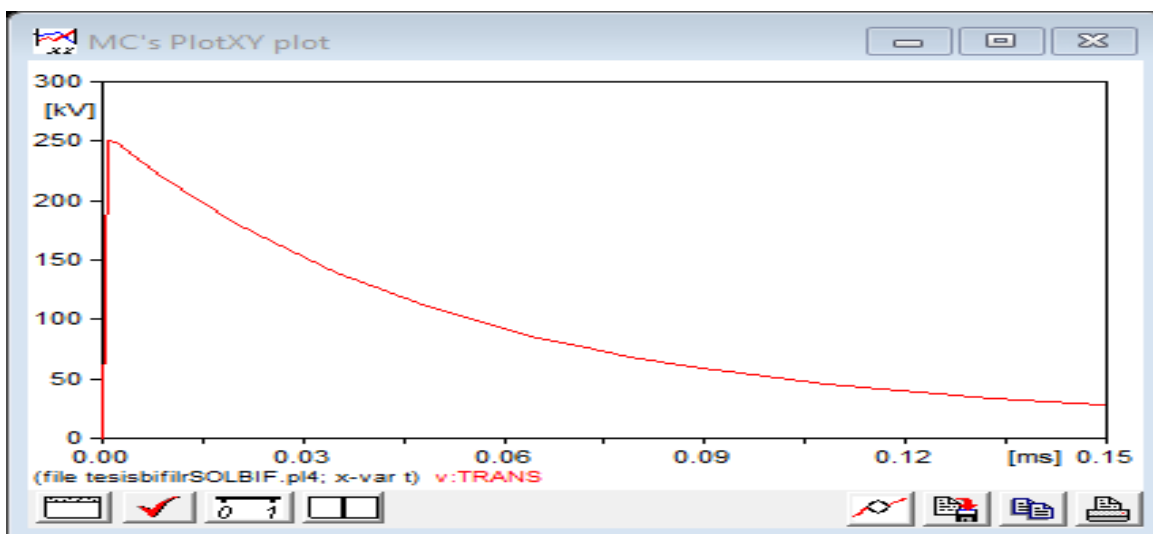
Simulación de sobretensión en bornes del Transformador con la alternativa de solución, con resistencia de PAT mayores a 20Ω



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 73

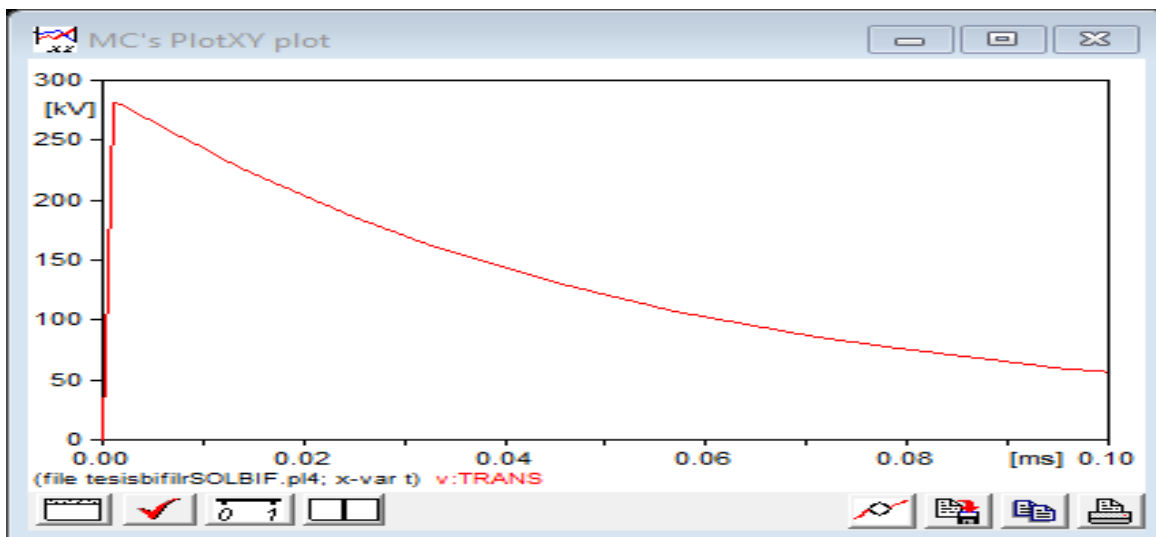
Simulación de sobretensión en bornes del Transformador con la alternativa de solución, con resistencia de PAT mayores a 50Ω



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 74

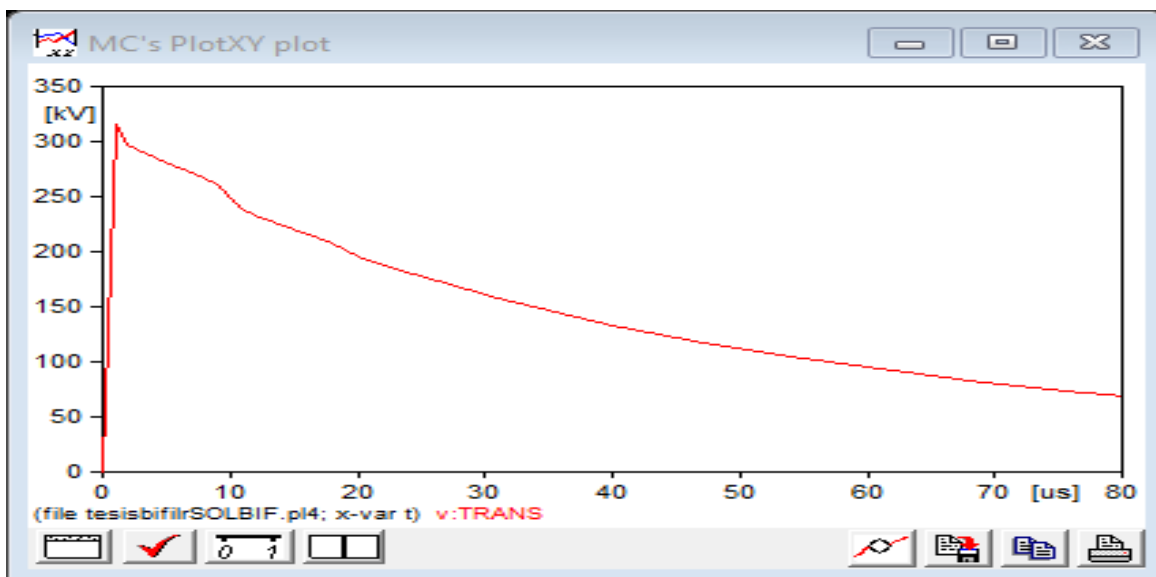
Simulación de sobretensión en bornes del Transformador con la alternativa de solución, con resistencia de PAT mayores a 100Ω



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 75

Simulación de sobretensión en bornes del Transformador con la alternativa de solución, con resistencia de PAT mayores a 500Ω



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

En las Figuras 72, 73, 74 y 75, podemos observar que la sobretensión por descargas atmosféricas en bornes del transformador, no se eleva considerablemente, estas sobretensiones sobrepasan en mínima cantidad a nivel básico de aislamiento BIL de diseño.

5.6.2. Modelamiento de la Alternativa de Solución para Subestación de Distribución Aérea Monofásico Unifilar 13.2 kV

Para el modelamiento y simulaciones tendremos los valores hallados en el capítulo IV.

Poste:

- Altura: 12 a 13m
- Resistividad del terreno: 100 a 1000 ohmios
- Impedancia: 279.276 ohmios

Aisladores Y Pararrayos:

- Aislador tipo pin: 56-4 : 310 kV
- Aislador de suspensión : 300kV

Pararrayos de óxido de Zinc (ZnO)

Para esta simulación tendremos una subestación de distribución aérea unifilar con los siguientes datos.

Transformador

- Potencia : 10 kVA:
- Resistencia : 71.4 Ω
- Inductancia : 6255.10 H
- Capacitancia : 0.03769nF

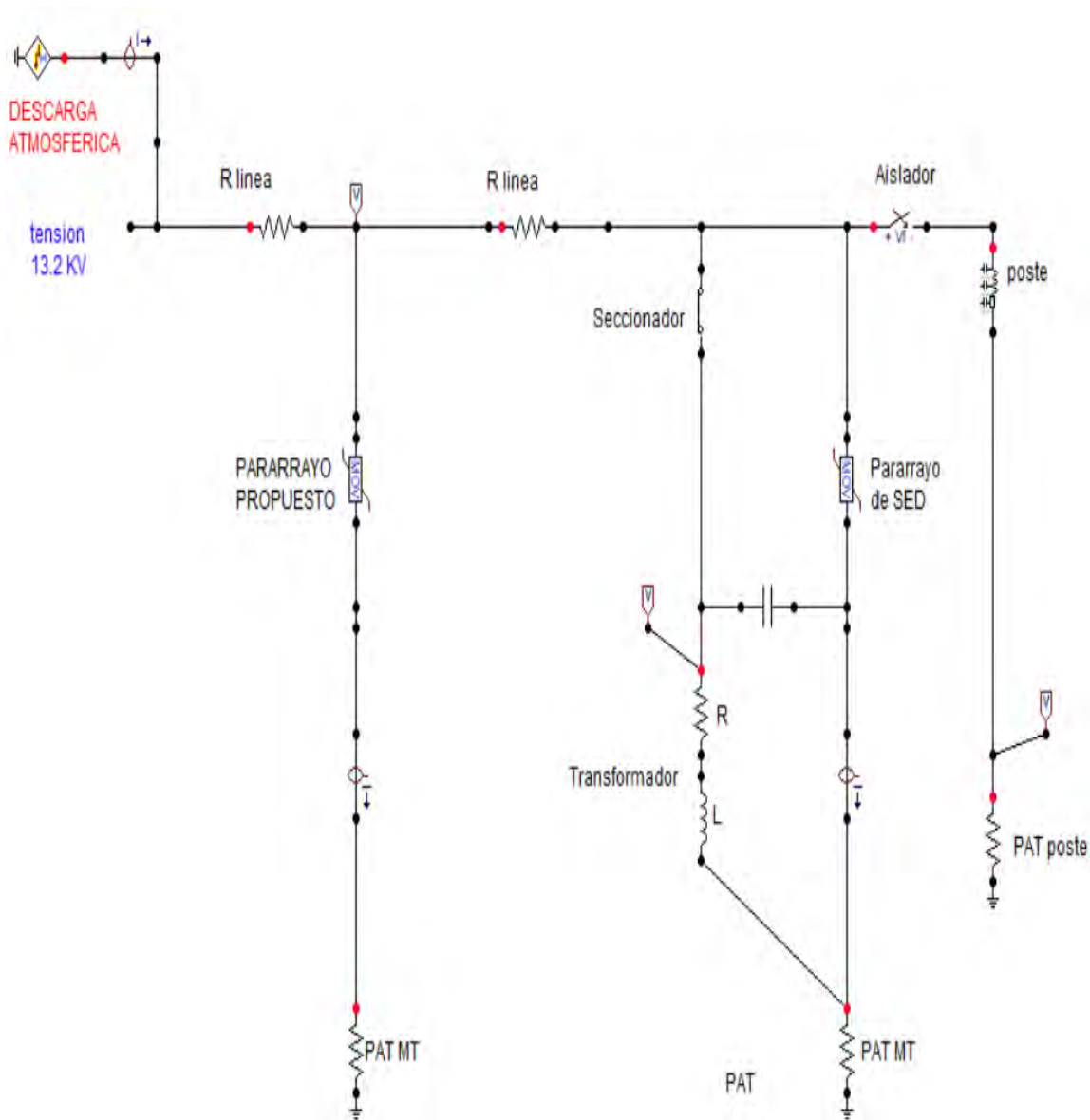
Descarga Atmosférica (Rayo)

- Fuente de corriente : 30kA (entre 15kA – 40kA) (Rico, s.f.)

- Resistencia del SPAT: 10Ω

Figura 76

Modelamiento de alternativa de solución para subestaciones monofásicas unifilares

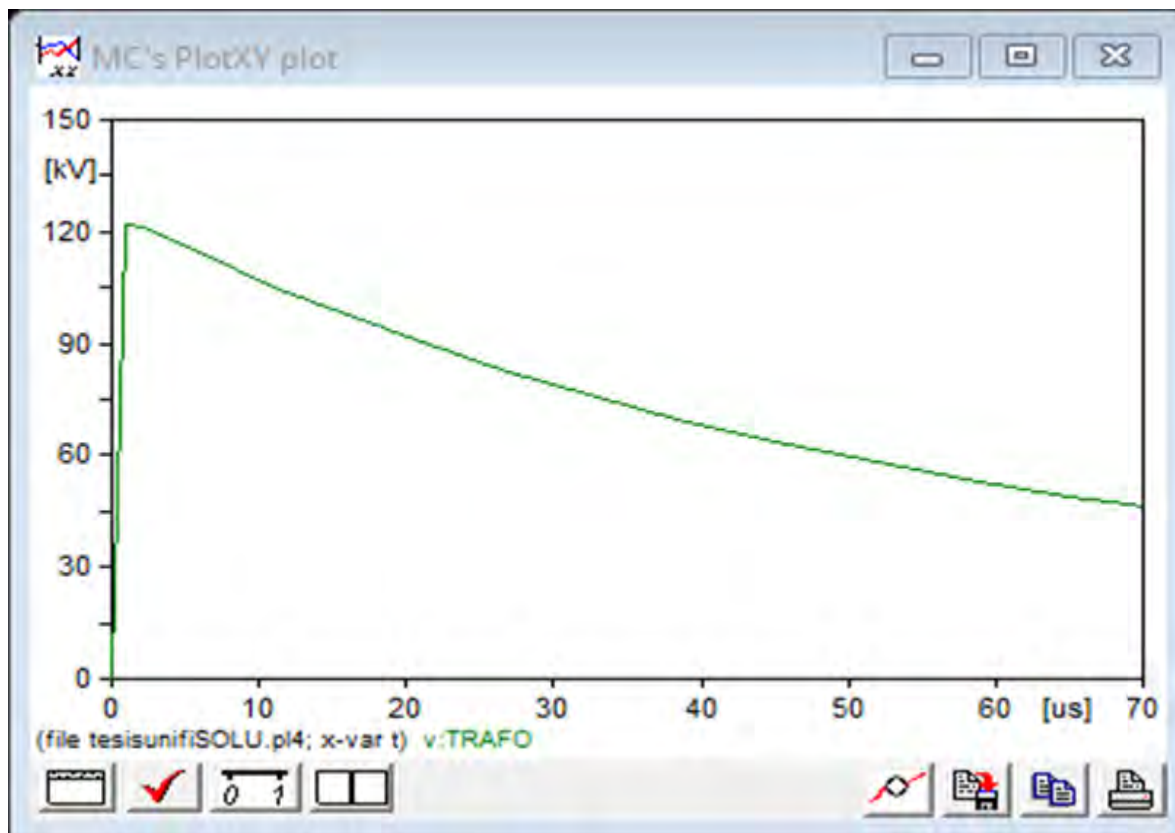


Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Esta simulación de la alternativa de solución ante descargas atmosféricas para una subestación de distribución aérea monofásica Unifilar.

Figura 77

Simulación de una Subestación Monofásica Unifilar 13.2kV, Instalado Pararrayos de Línea un Vano Antes



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 77, el nivel de sobretensión transitoria por descarga atmosférica, en los bornes del transformador no supera los 130 kV estando dentro del Nivel Básico de Aislamiento de diseño (BIL = 250kV) recomendado.

Cuando instalamos pararrayos de línea un vano antes de una subestación, esta disipa una gran cantidad de las sobretensiones transitorias ocasionadas por las descargas atmosféricas a un nivel donde los equipos puedan soportar estos eventos.

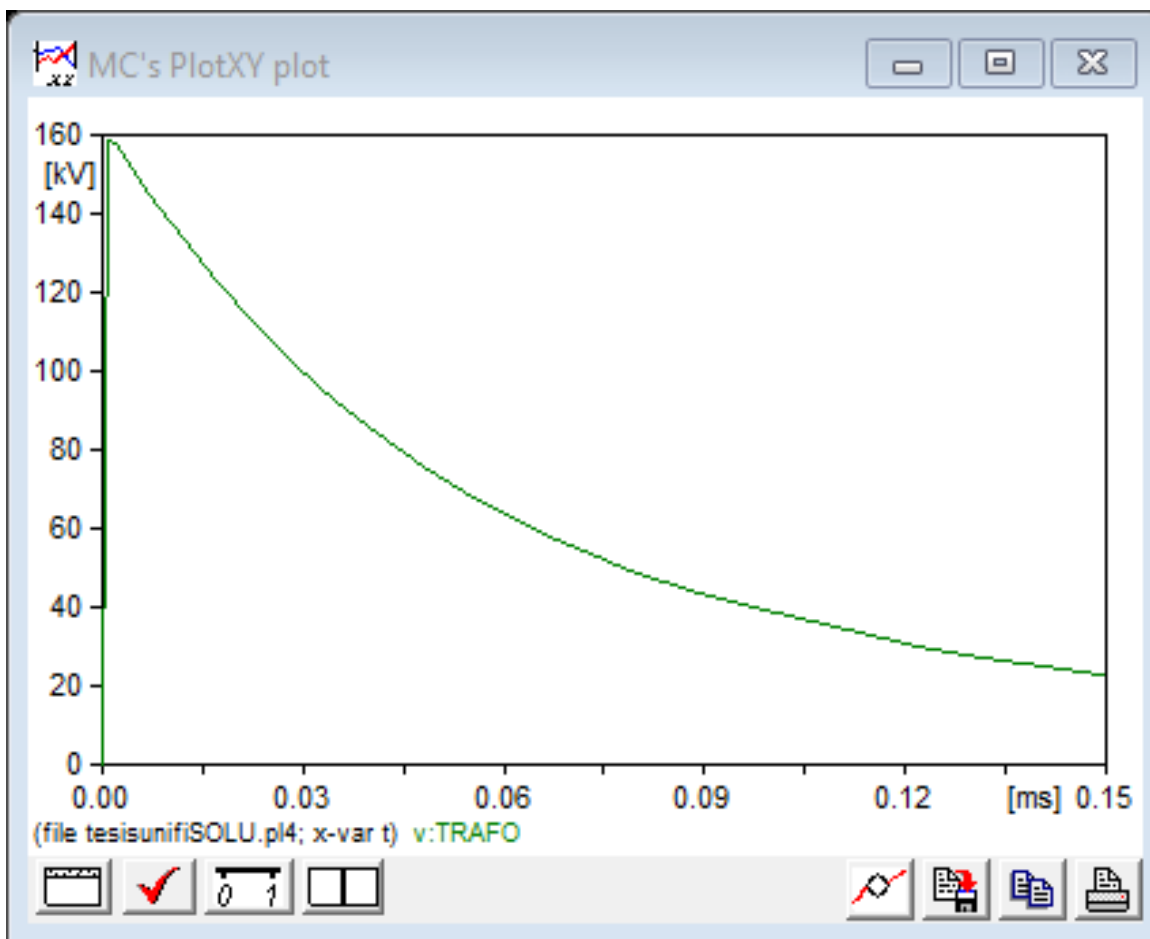
5.6.2.1. Simulación de la Alternativa de Solución para una Subestación Monofásica Unifilar con Puesta a Tierra Mayor de 10Ω

Para la simulación, utilizamos un transformador de 10 kVA y valores variables de la resistividad del sistema de puesta a tierra de los pararrayos.

- Resistencia de PAT : (20, 50, 100 y 500) Ω

Figura 78

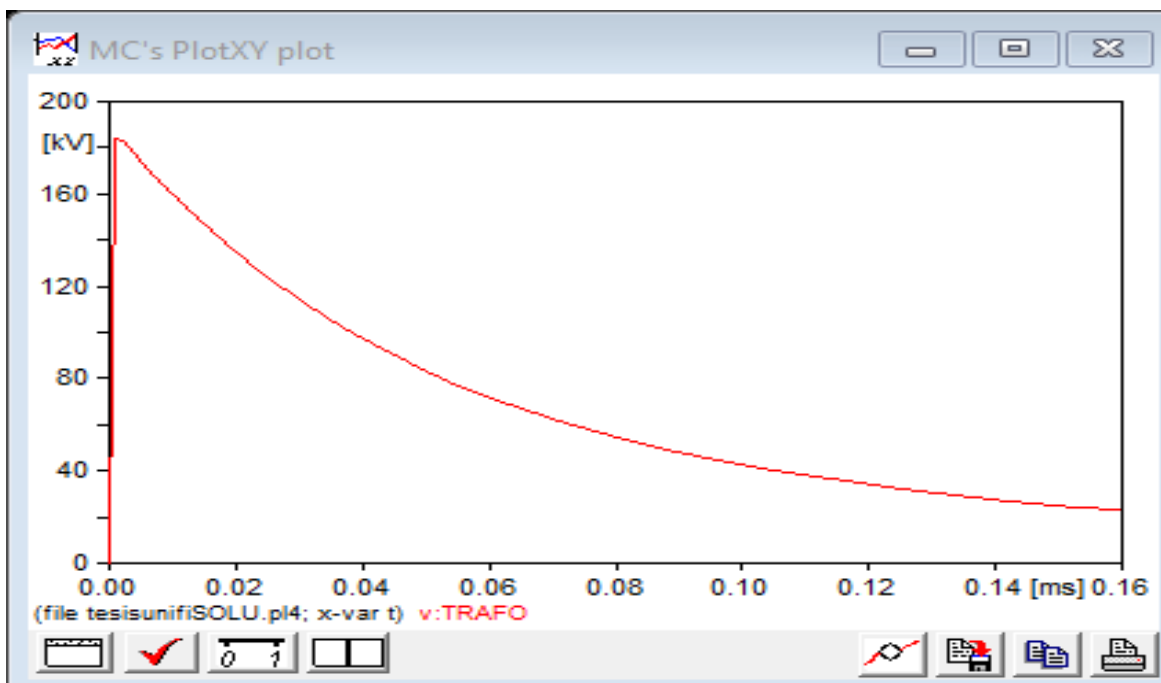
Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 79

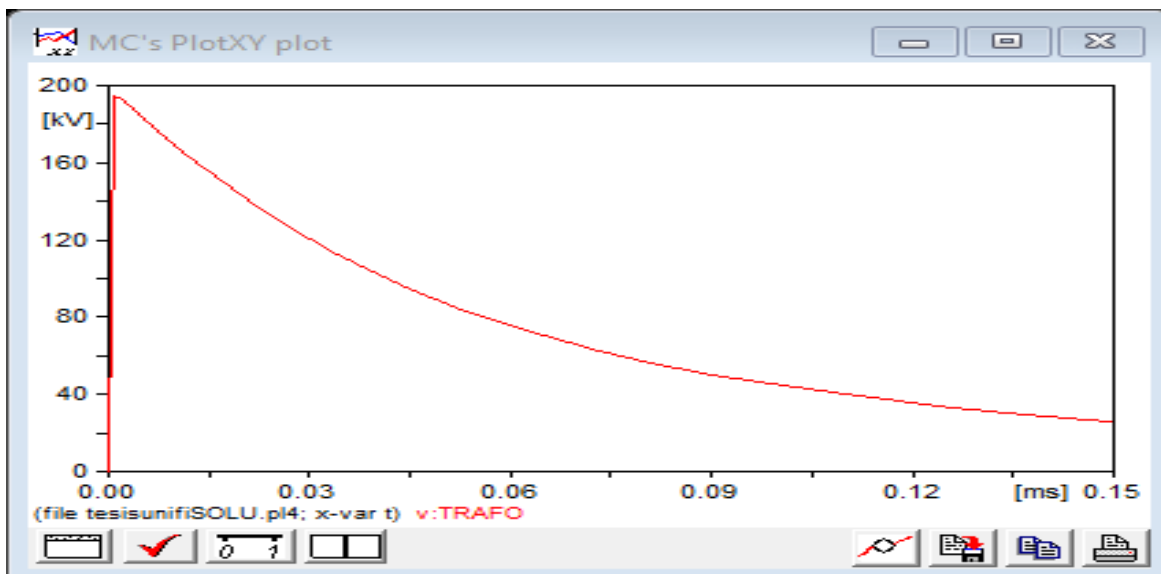
Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 80

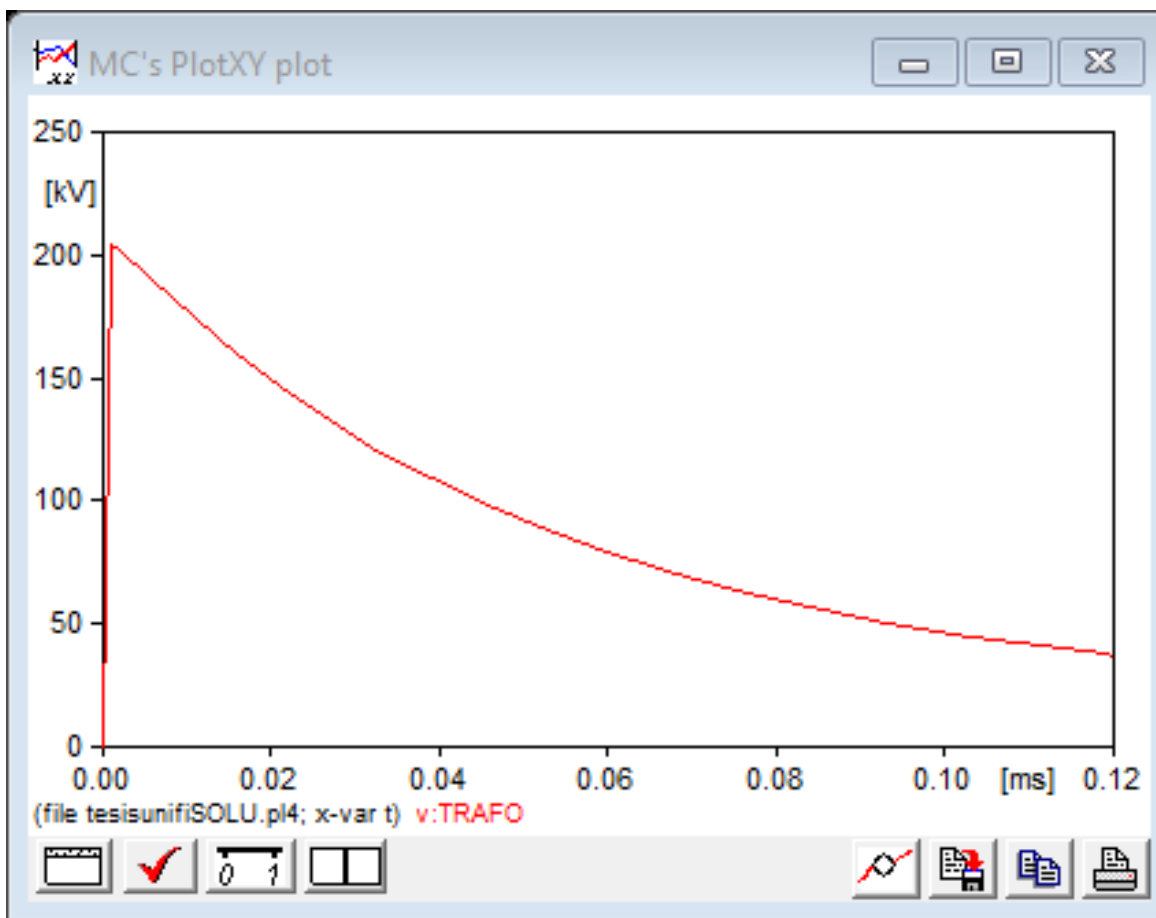
Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

Figura 81

Sobretensión con incremento de resistividad de Puesta a Tierra del Pararrayo



Nota. Adaptado de, *Simulación en ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

En las figuras 78, 79, 80 y 81, podemos observar que la sobretensión en bornes del transformador, no se eleva considerablemente y las sobretensiones no llegan al nivel básico de aislamiento BIL calculado para los equipos.

Capítulo VI

Comprobación de la Hipótesis Formulada

6.1. Comprobación de la Hipótesis General

El análisis y modelamiento en el software ATP Draw del sistema eléctrico Tintaya 01, simulando las descargas transitorias y la implementación de un sistema de pararrayos de línea un vano antes de cada subestación de distribución con la finalidad de amortiguar gran parte de las sobretensiones por descargas atmosféricas, lo cual está dentro del rango aceptable de la coordinación de protección por sobretensión con el nivel básico de aislamiento (BIL) de diseño es de 250kV, obteniendo valores menores de acuerdo a la Tabla 27.

Tabla 27

Simulación del sistema Tintaya 01

Simulacion ATP Draw				
	Sistema Actual		Alternativa de Solucion	
	Monofásico Bifilar 22.9 kV	Monofásico Unifilar 13.2 kV	Monofásico Bifilar 22.9 kV	Monofásico Unifilar 13.2 kV
	Transformador			
Potencia	10 kVA	10 kVA:	10 kVA	10 kVA:
Resistencia	382 Ω	71.4 Ω	382 Ω	71.4 Ω
Inductancia	12478.74 H	3821.73 H	12478.74 H	3821.73 H
Capacitancia	0.1546 nF	0.163 nF	0.1546 nF	0.163 nF
	Descarga Atmosférica (Rayo)			
Fuente de corriente	30kA	30kA	30kA	30kA
Resistencia del SPAT	10 Ω	10 Ω	10 Ω	10 Ω
	Resultados			
Sobretensiones	325 kV	325 kV	150 kV	130 kV
BIL (Recomendado)	250 kV	250 kV	250 kV	250 kV

Nota. Adaptado de, *ATP Draw*, Fuente: Elaboración propia.

6.2. Comprobación de las Hipótesis Específicas

6.2.1. Hipótesis Específica 1

De acuerdo al reporte documentario de la empresa concesionaria de distribución Electro Sur Este S.A.A., se reportaron 81 y 96 transformadores deteriorados en los años 2018 y 2019, respectivamente. Las descargas atmosféricas representan un alto porcentaje de las fallas en transformadores como se detalla en la Tabla 28.

Tabla 28

Porcentaje de Transformadores Deteriorados en el Sistema de Distribución Primario Tintaya 01(SD TI-01).

Capacidad kVA	Transformadores en Servicio	Año 2018		Año 2019	
		Transformadores Fallados	% de Fallas	Transformadores Fallados	% de Fallas
1	1	-	-	3	300%
5	368	32	8.70%	33	8.98%
10	161	36	22.36%	33	20.50%
15	38	6	15.79%	17	44.74%
20	4	-	-	-	-
25	40	6	15%	3	7.50%
30	1	-	-	-	-
37.5	3	-	-	5	166.67%
50	26	1	3.85%	1	3.85%
75	11	-	-	-	-
100	22	-	-	1	4.54%
125	2	-	-	-	-
160	14	-	-	-	-
200	2	-	-	-	-
400	1	-	-	-	-
Total	694	81	11.67%	96	13.83%

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, reportes técnicos, Fuente: Elaboración propia.

6.2.2. Hipótesis Específica 2

La mayoría de los transformadores deteriorados se presentan como consecuencia de las descargas atmosféricas.

Las subestaciones que presentan daños por las descargas atmosféricas tienen sistemas de pararrayos correctamente instalados; 15 subestaciones presentaron pararrayos deteriorados, (quemados) por descargas atmosféricas, además los transformadores que más se deterioran, son de 1kVA, 5kVA y 10 kVA de potencia, las subestaciones aéreas instaladas en monoposte con configuraciones de sistemas monofásicos unifilares y bifilares Tabla 29.

Tabla 29

Resumen de Transformadores Dañados en el Sistema Tintaya 01(SD TI-01).

Transformador		Año 2018	Año 2019	Total
Sistema	Capacidad (kVA)	Transformadores Dañados	Transformadores Dañados	
Monofásico Bifilar	1	0	3	3
Monofásico Bifilar	5	20	17	37
Monofásico Bifilar	10	30	25	55
Monofásico Bifilar	15	3	15	18
Monofásico Bifilar	25	4	1	5
Monofásico Unifilar	5	12	16	28
Monofásico Unifilar	10	6	8	14
Monofásico Unifilar	15	3	2	5
Monofásico Unifilar	25	2	2	4
Monofásico Unifilar	37.5	0	5	5
Trifásico Trifilar	50	1	1	2
Trifásico Trifilar	100	0	1	1
Total		81	96	177

Nota. En la tabla se muestran los transformadores dañados, por tensión, sistema y potencia, del sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01)., Reporte De Datos. Electro Sur Este S.A.A Fuente: Elaboración propia.

-Pararrayos Instalados en la Línea

El sistema de estudio presenta 518 puntos de protección con pararrayos de Óxido de Zinc que están conectados directamente a la red de 22.9 kV como se describe a continuación.

- 1) **Red eléctrica distrito de Condorama** se encuentran 235 puntos de pararrayos instalados.
- 2) **Red eléctrica distrito de Yauri** se encuentran 81 puntos de pararrayos instalados.
- 3) **Red eléctrica distrito de Suyckutambo** se encuentran 202 puntos de pararrayos instalados.

Tabla 30

Detalle de Pararrayos de Línea

PARARRAYOS DE LINEA	
Marca	Diferentes
Tipo Auto Valvulares	Óxido de Zinc
Tensión Nominal Del Sistema	22.9 kV.
Tensión de Operación Del Pararrayo	27 kV.
Corriente de Descarga	10 kA.
Nivel de Aislamiento	150kV
Línea de Fuga	950 mm
Conexión	Tipo Y
Nro. de Puntos, Pararrayos de Línea	518

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, datos técnicos ArcGIS, Fuente: Elaboración propia.

-Pararrayos Instalados en las Subestaciones

Tabla 31

Detalle de los Pararrayos de las Subestaciones

Pararrayos de Subestación	
Marca	Diferentes
Tipo Auto Valvulares	Óxido de Zinc
Tensión Nominal de La Red	22.9-13.2 kV.
Tensión Nominal de Pararrayo	27 kV.

Tensión Nominal de Pararrayo	24 kV
Tensión Nominal de Pararrayo	21 kV
Tensión de Operación Continua	24 – 13.86 kV.
Corriente Nominal de Descarga	10 kA.
Nivel de Aislamiento	125kV
Frecuencia	60HZ.
Línea de Fuga	1030 mm
Instalación	Exterior
Neutro del Sistema	Sistema Aislado
Nro. de Pararrayos de Subestaciones	694

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, datos técnicos ArcGIS, Fuente: Elaboración propia.

Los pararrayos a instalar deben de ser de óxido metálico (ZnO) con tensión nominal de 24kV, corriente nominal de descarga de 10kA, longitud de fuga 1125 mm

-Aisladores

Tabla 32

Datos técnicos de los Aisladores

Clase ANSI	Aisladores			
	56-3	56-4	52-3	RPP-25
Material	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Goma De Silicon
Línea de Fuga	533mm	686mm	292mm	778mm
Altura	191mm	241mm	165m m	455mm
Diámetro	267mm	305mm	229mm	88mm
Peso	7.00Kg	11.00Kg	5,20Kg	1.38Kg
Tensión Nominal	22.9 kV	22.9 kV	22.9 kV	22.9 kV
Frecuencia	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz

Nota. Adaptado de, *Electro Sur Este S.A.A.*, datos técnicos ArcGIS, Fuente: Elaboración propia.

-Cálculo de los Aisladores

Para el cálculo de los aisladores se debe considerar la distancia de fuga, nivel de contaminación de la zona, el factor de corrección por altura, los efectos de densidad del aire y de la lluvia de acuerdo a la norma IEC en su publicación 60815 (1986).

$$L_{\text{min fuga}} = 590 \text{ mm}$$

Nota: Distancia de fuga ideal de acuerdo a los cálculos realizados. (Capítulo IV)

-Sistemas de Puesta a Tierra (SPAT)

Se tiene las medidas de los sistemas de puestas a tierra de las subestaciones donde se presentan transformadores dañados en el sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), donde se encontró que, con frecuencia, sobrepasan los valores máximos de referencia de las normas técnicas (epm).

Se realizaron mediciones de resistencia del sistema de puesta a tierra, en las subestaciones donde se deterioraron los transformadores, encontrándose valores superiores a los que nos indica la norma Tabla 33:

Tabla 33

Mediciones de Resistencia de Puesta a Tierra

Localidad	Distrito	N° de SED	Puesta a Tierra MT	Puesta a Tierra BT
CRUZPAMPA II	PALLPATA	41170	10.75	7.84
TOCROYO BAJO	COPORAQUE	41147	60.49	11.01
CHUÑONIYOC	COPORAQUE	40829	17.11	5.48
ALTO HUANCANE 3	ESPINAR	41062	20.3	19.2
HUACCALLUYO	COPORAQUE	41899	35.3	10.1
QUINSACHATA	OCCORURO	41234	10.31	2.76
COTAHUASI	COPORAQUE	42410	17.8	3.5
COTAHUASI	COPORAQUE	40694	38.8	3.3
CHALLQUI	COPORAQUE	41117	49.6	12.73
MOLLOCCA HUA V	ALTO PICHIGUA	42056	12.94	12.25
CHAÑI	CHECCA	41190	13.18	16.4
APACHILLANCA	ESPINAR	41343	21.1	24.6
PATINGUILLA	OCCORURO	42313	18.8	18.5
TINGO PALLCA	CONDOROMA	41069	27.4	18.8
HUANCASAYA	COPORAQUE	42470	14.09	4.78
SANTO DOMINGO I	ALTO PICHIGUA	41173	15.1	16.3

SILLOTA CENTRAL I	PICHIGUA	41113	80.3	NT
LAUCA III COTAHUASI	COPORAQUE	41344	21.5	11.92
CHUINAYRA	COPORAQUE	42396	10.9	10.2
TORCA III	ALTO PICHIGUA	42053	19.15	19.85
APACHILLANCA	ESPINAR	41343	14.91	16
COLLPAMAYO I	PICHIGUA	41407	12.7	19.57
LAUCA II COTAHUASI	COPORAQUE	41346	10.1	12.9
MOLLOCAHUA III	ALTO PICHIGUA	42054	17.72	8.46
ESQUINA CCAMANOCCA	COPORAQUE	41157	15.8	13.34
SANGARARA	COPORAQUE	41045	30.01	29.4
HUANCCAMAYO I				

Nota. En la tabla se muestran las mediciones de resistencia eléctrica en puesta a tierra en subestaciones del sistema de distribución primario Tintaya 01(SD TI-01), Fuente: Elaboración propia.

Los sistemas de puesta a tierra (SPAT) deben de tener valores menores o iguales a 10 ohm, de acuerdo a la Norma Técnica Peruana

6.2.3. Hipótesis Especifica 3

-Modelamiento y Simulación de la Alternativa de Solución ante Descargas

Atmosféricas

Implementar un sistema de pararrayos de línea un vano antes de cada subestación de distribución con la finalidad de amortiguar gran parte de las sobretensiones por descargas atmosféricas.

a.- Modelamiento de la Alternativa de Solución para Subestación de Distribución

Aérea Monofásico Bifilar 22.9 kV

Para el modelamiento y simulaciones tenemos los valores hallados en el Capítulo IV.

Poste:

- Altura: 12 a 13m

- Resistividad del terreno: 100 a 1000 ohmios
- Impedancia: 279.276 ohmios

Aisladores Y Pararrayos:

- Aislador tipo pin: 56-4 : 310 kV
- Aislador de suspensión : 300kV
- Pararrayos ZnO : 24kV

Para este modelamiento tenemos una subestación de distribución aérea bifilar con los siguientes datos:

Transformador

- Potencia : 10 kVA
- Resistencia : 382 Ω
- Inductancia : 12478.7 H
- Capacitancia : 0.1546 nF

Descarga Atmosférica (Rayo)

- Fuente de corriente : 30kA (entre 15kA – 40kA) (Rico, s.f.)
- Resistencia del SPAT: 10 Ω

b.- Modelamiento de la Alternativa de Solución para Subestación de Distribución

Aérea Monofásico Unifilar 13.2 kV

Para el modelamiento y simulaciones tendremos los valores hallados en el capítulo IV.

Poste:

- Altura: 12 a 13m
- Resistividad del terreno: 100 a 1000 ohmios
- Impedancia: 279.276 ohmios

Aisladores Y Pararrayos:

- Aislador tipo pin: 56-4 : 310 kV
- Aislador de suspensión : 300kV

Pararrayos de óxido de Zinc (ZnO)

Para esta simulación tendremos una subestación de distribución aérea unifilar con los siguientes datos.

Transformador

- Potencia :10 kVA:
- Resistencia : 71.4 Ω
- Inductancia : 6255.10 H
- Capacitancia : 0.03769nF

Descarga Atmosférica (Rayo)

- Fuente de corriente : 30kA (entre 15kA – 40kA) (Rico, s.f.)
- Resistencia del SPAT: 10 Ω

Con el modelamiento y simulación de la implementación de la alternativa de solución en el sistema eléctrico de distribución Tintaya 01 (SD TI-01), obtenemos valores de sobretensiones en el borne del transformador, menores a 135 kV, lo cual está dentro del rango aceptable de la coordinación de protección por sobretensión, donde el nivel básico de aislamiento (BIL) de diseño es de 250kV; para una descarga atmosférica de 30kA.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Con el análisis y modelamiento de las fallas en transformadores de distribución por la operación de los pararrayos ante sobretensiones externas simuladas en el software ATP Draw , en el sistema eléctrico de distribución Tintaya 01 (SD TI-01), implementando la alternativa de solución propuesta de instalar un sistema de pararrayos de línea un vano antes de cada subestación de distribución ,se obtiene una adecuada coordinación de aislamiento, logrando amortiguar gran parte de las sobretensiones por descargas atmosféricas mejorando la confiabilidad del sistema de estudio.

2. Del diagnóstico de las fallas de transformadores, en el sistema eléctrico de distribución Tintaya 01 (SD TI-01), se concluye que:

Se tiene instalados transformadores con un nivel básico de aislamiento (BIL) de diseño de 125 kV (BIL), con aisladores de tipo Pin ANSI 56-3 de longitud de fuga de 533 mm y una tensión de ruptura frente a sobretensiones de 256 kV.

Los sistemas de protección sobredimensionados, tales como:

Fusibles Tipo k, fusible 3k (3 Amperios) para un transformador de 10 KVA a un nivel de tensión de 22.9 KV.

Los termomagnéticos de 80 Amperios para transformador de 10 KVA, 460 V de tensión y 21.74 Amperios de diseño.

Sistemas de puesta a tierra (SPAT) inadecuados, con conductor tipo Copperweld de 8mm²,

conectores Anderson sulfatados y muchas veces rotos.

La carcasa del transformador siempre está conectada al SPAT del pararrayo, esto hace que los transformadores también se deterioren, cuando el sistema de puesta a tierra no está en óptimas condiciones.

El daño en los transformadores de distribución por descargas atmosféricas se manifiesta de manera visual con el flameo en los Bujes del Transformador, flameo en las bobinas del primario del transformador que muchas veces no es visible afectado internamente observándose que los respiradores arrojan aceite quemado como un indicio de deterioro interior.

3. De la evaluación operativa sistema eléctrico de distribución Tintaya 01 (SD TI-01) se concluye.

Se tiene instalado pararrayos de línea y de subestación que cuentan con un BIL de 125kV, los aisladores de tipo Pin ANSI 56-3 tienen una longitud de fuga de 533 mm y una tensión de ruptura frente a sobretensiones de 256 kV; estos valores resultan insuficientes e inadecuados para descarga atmosférica a una altura de 4800 m.s.n.m.

La resistencia de SPAT, tienen valores muy elevados, llegando muchas veces valores de 382 Ohm, siendo el recomendado, valores menores a los 10 Ω , según al CNE-Suministro de acuerdo a la Norma Técnica Peruana NTP 370.055:1999 Seguridad Eléctrica

4. Del análisis y modelamiento de las fallas en transformadores de distribución simulando la alternativa de solución propuesta en el ATP se concluye:

El modelamiento del sistema de distribución, se realizó antes y después de implementar la

alternativa de solución, fue simulado con datos obtenidos mediante cálculos, para las sobretensiones transitorias por descargas atmosféricas, de 30kA (entre 15kA – 40kA), obteniéndose.

El sistema sin el apantallamiento adecuado, con el BIL de diseño de los transformadores que más se deterioran (5kVA, 10 kVA, 15 kVA), de 125 kV, una resistencia del SPAT del orden de (20, 50, 100 y 500) Ω , con aisladores tipo Pin ANSI 56-3; se verifica que la subestación no está protegida, obteniéndose valores de sobretensiones en el borne del transformador mayores a los 600 kV, 1.4MV, 3MV; cuando los SPAT son de 20 Ω , 50 Ω y 100 Ω , respectivamente.

Con la implementación de sistema de pararrayos de línea de oxido metálico ZnO, con tensión nominal de 24kV ,corriente nominal de descarga de 10kA, longitud de fuga 1125 mm y sistemas de puesta a tierra (SPAT) con valores menores o iguales a 10 ohm ; un vano antes de cada subestación de distribución, se logra amortiguar gran porcentaje de las sobretensiones, obteniendo valores de sobretensiones en el borne del transformador menores a 135 kV, lo cual está dentro del rango aceptable de la coordinación de protección por sobretensión, donde el nivel básico de aislamiento (BIL) de diseño es de 250kV ; para una descarga atmosférica de 30kA.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que se realice un estudio de coordinación de protecciones en la línea del alimentador de Tintaya 01 para reducir las interrupciones por otras causas.
2. Se recomienda implementar pararrayos de línea un vano antes de cada subestación; de óxido metálico, con tensión nominal de 24kV, corriente nominal de descarga de 10kA y línea de fuga de 1125 mm.; para tener una buena coordinación de aislamiento frente a las sobretensiones de origen atmosférico en alimentador de Tintaya 01, aumentando el tiempo de vida de los equipos y dándole mayor confiabilidad al sistema.
3. Se recomienda instalar transformadores de distribución con un nivel básico de aislamiento (BIL) de diseño con valor mínimo de 250kV; cambiar los aisladores tipo Pin ANSI 56-3 con longitud de fuga 533 mm y tensión de ruptura frente a sobretensiones de 256 kV por aisladores tipo Pin ANSI 56-4 con longitud de fuga 686 mm y tensión de ruptura frente a sobretensiones de 310 kV.
4. Se recomienda realizar el mantenimiento periódico de los sistemas de puesta a tierra (SPAT) instalados en las subestaciones de distribución, para mantener los valores dentro de los rangos establecidos según el Código Nacional de Electricidad Suministro.

BIBLIOGRAFÍA

- A., G. E. (2002). *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*. España: McGraw-Hill.
- ABB. (s.f.). *Suministro eléctrico seguro, estable y económico con los descargadores de sobretensiones ABB*. Obtenido de Suministro eléctrico seguro, estable y económico con los descargadores de sobretensiones ABB:
- Academic. (s.f.). *es-academic.com*.
- Barrientos Alvaro , F., & Carrión Bazán , C. (s.f.). *Mejoramiento De La Calidad De Suministro Frente A Las . Mejoramiento De La Calidad De Suministro Frente A Las . Unsaac, Cusco*.
- C., L. A. (1998). *Alta tensión y sistemas de transmisión*. Mexico: Limusa SA de CV.
- Cantor Triana , D. A. (2020). *Introducción A La Teoría De Campo Electromagnético Desde Una. Trabajo De Grado Para Optar Al Título De Licenciado En Física*. Universidad Pedagógica Nacional, Bogotá, Colombia.
- CITEL. (s.f.). *CITEL*. Obtenido de CITEL: <https://citel.fr/es/origen-de-las-sobretensiones-transitorias>
- Contreras, R. d. (2003). *Calculo de la Evaluacion de la Tasa de Salidas Forzadas de una Linea Aerea de Transmision*. Repositorio Institucional, Merida, Venezuela.
- Descripción física de los parametros del rayo*. (s.f.).
- EE Times. (2007). *Ball lightning's frightening... but finally explained*. *EE Times*.

Electrica, M. S. (s.f.). *MGI Soluciones en Ingeniería Eléctrica*. Obtenido de MGI Soluciones en Ingeniería Eléctrica: <https://www.mgi.com.uy/informacion-tecnica/rayos-datos-interesantes.html>

Electricidad, S. (2014). *Sector Electricidad*. Obtenido de Sector Electricidad: <https://www.sectorelectricidad.com/8437/sistemas-de-puesta-a-tierra-y-proteccion-contra-descargas-atmosfericas>

ELSE. (s.f.). *Especificación Técnica Lp0602*. Obtenido De Aisladores Tipo Pin De Porcelana ANSI 56: <http://else.com.pe/normas/Materiales/Especificaciones/I-LP0602.pdf>

Energis Endesa. (2011). Pararrayos De Óxido Metálico Para Subestaciones De Potencia. 4-16.

epm. (s.f.). https://cu.epm.com.co/Portals/proveedores_y_contratistas/proveedores-y-contratistas/normas-tecnicas/documentos/Documentos-Energia/Normas-Tecnicas-Para-Redes-Aereas/Normas-De-Montajes-Complementarios/Ra6-015.Pdf. Obtenido De https://Cu.Epm.Com.Co/Portals/Proveedores_Y_Contratistas/Proveedores-Y-Contratistas/Normas-Tecnicas/Documentos/Documentos-Energia/Normas-Tecnicas-Para-Redes-Aereas/Normas-De-Montajes-Complementarios/Ra6-015.Pdf

Fulchiron, D. (1994). *Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento*. Shneider Electric.

H. Saadat. (1999). *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill.

<https://www.atpdraw.net>. (s.f.). <https://www.atpdraw.net>. Obtenido de <https://www.atpdraw.net>: <https://www.atpdraw.net>

<https://www.fundacionendesa.org/es>. (s.f.).

IEC- International Standard. (2006). *IEC 60099-4 Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna*. IEC 2006 Copyright - all rights reserved.

Ingelmec. (s.f.). <https://ingelmec.com.pe/infraestructura/software/atp>.

J. B rooking R owe. (1905). *The Two Widecombe Tracts, 1638[,] giving a Contemporary Account of the great Storm, reprinted with an Introduction*.

Jr, W. D. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGRAW HILL.

keyBPS, J. (23 de 10 de 2018). *Boletín Informativo*. Obtenido de Key:

<https://www.keybps.com/que-son-las-sobretensiones-y-que-danos-producen>

Las Fallas Más Comunes En Un Transformador. (s.f.). Obtenido de

<https://www.tecsaqro.com.mx>.

Lazo Cárdenas, F. J., & Vélez Tenemaza, N. A. (2016). Estudio para la implementación de pararrayos en sistemas de distribución de media tensión. *Estudio para la implementación de pararrayos en sistemas de distribución de media tensión*. Universidad politécnica salesiana sede cuenca, Cuenca, Ecuador .

Linares Escobar, J. A. (2009). *Diseño De Subestaciones De Media Tensión; Proyecto De Grado*. Universidad Autonoma De Occidente, Cali, Colombia.

Meshcheryakov, O. (2007). *Ball Lightning–Aerosol Electrochemical Power Source or A Cloud of Batteries*. *Nanoscale Res. Lett.*

Norma Internacional IEC60071-1. (1996). *Coordinación de aislamiento*. Madrid, España.

- Ochoa F., L. G., & Negrón V., M. (2007). Evaluación y análisis de la coordinación de aislamiento del sistema eléctrico Chumbivilcas. *Evaluación y análisis de la coordinación de aislamiento del sistema eléctrico Chumbivilcas*. Universidad Nacional de San Antonio Abad de Cusco, Cusco, Perú.
- Preciado Mite, G. J., & Rodas Herrera, J. A. (2015). *Diseño Para La Construcción De Los Transformadores De Distribución Monofásicos Tipo Tanque*. Universidad Politécnica Salesiana De Ecuador, Ecuador.
- Quejía Chaiña, M. A., & Tinco Cutipa, B. (2014). *Estudio de coordinación de aislamiento del subsistema de distribución primaria de Huaró en 22,9KV, (SSDP HU-04) [Tesis de Pregrado, Universidad Nacional de San Antonio Abad de Cusco]*. Repositorio Institucional, Cusco.
- Ramírez, C. F. (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión 2da Edición*. Colombia: Mejía Villegas S.A.
- Rodríguez Pozueta, M. A. (2018). *Maquinas Electricas II*. Universidad De Cantabria, Santander, España.
- Rodríguez Pozueta, M. A. (2012). *Transformadores*. Universidad De Cantabria, Santander.
- Rojas, R. R. (1976). *Calculo y Diseño de un Transformador monofásico de Distribución*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Ruiz Rojas, D. C., & Lozano Bayona, D. H. (2007). *Coordinación de Aislamiento [Informe, Universidad de la Salle Bogotá]*. Repositorio Institucional.

Structuralia. (s.f.). *Structuralia*. Obtenido de Structuralia:

<https://blog.structuralia.com/aisladores-en-lineas-electricas-materiales-tipos-y-caracteristicas-principales>

TANHO. (s.f.). Obtenido de <https://tanhoelectric.com>

Tomas Laroj , G. R. (2004). *Actualización Del Mapa Isoceráunico De Guatemala*. Universidad De San Carlos De Guatemala, México.

Turco Aliaga, I. (s.f.). Incidencia De Las Descargas Atmosféricas En Lineas Aereas. *Incidencia De Las Descargas Atmosféricas En Lineas Aereas*. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica , Perú.

Uman, M. (2012). *Lightning*. New York: Dover Publications.

UNE-EN 60071-2 NORMA IEC ANEXO 07. (1999). *Coordinación De Aislamiento*.

Universidad de La Sabana. (s.f.). *Universidad de La Sabana*.

Villegas, M. (2003). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión segunda edición*.

wikipedia. (s.f.). *wikipedia*. Obtenido de <https://es.wikipedia.org/wiki/Rayo>

Yanque M., J. (2004). *Alta tensión y técnicas de prueba de laboratorio*. Lima: FIEE-UNI.

Abedul., Investigación científica,

Cabalero, R.A., Metodología de investigación, Lima, Técnico Científica,2014.

Hernández, S.R., Metodología de la Investigación, México, Mc Graw Hill /

ANEXOS

ANEXO 01
Especificaciones Técnicas de Aisladores

Aisladores Tipo PIN ANSI CLASE 56

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS AISLADOR TIPO PIN ANSI 56-2

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1.0	FABRICANTE			
2.0	NUMERO O CODIGO DEL CATALOGO DEL FABRICANTE			
3.0	MODELO O CODIGO DEL AISLADOR (SEGÚN CATALOGO)			
4.0	CLASE ANSI		56-2	
5.0	MATERIAL AISLANTE		PORCELANA	
6.0	NORMA DE FABRICACION		ANSI C 29.6	
7.0	DIMENSIONES:			
7.1	DIAMETRO MAXIMO	mm	229	
7.2	ALTURA	mm	165	
7.3	LONGITUD DE LINEA DE FUGA	mm	432	
7.4	DIAMETRO DE AGUJERO PARA ACOPLAMIENTO	mm	35	
8.0	CARACTERISTICAS MECANICAS:			
8.1	RESISTENCIA A LA FLEXION	kN	13	
9.0	CARACTERISTICAS ELECTRICAS			
9.1	TENSION DE FLAMEO A BAJA FRECUENCIA:			
	- EN SECO	kV	110	
	- BAJO LLUVIA	kV	70	
9.2	TENSION CRITICA DE FLAMEO AL IMPULSO:			
	- POSITIVA	kVp	175	
	- NEGATIVA	kVp	225	
9.3	TENSION DE PERFORACION	kV	145	
10.0	CARACTERISTICAS DE RADIO INTERFERENCIA:			
10.1	PRUEBA DE TENSION EFICAZ A TIERRA PARA INTERFERENCIA	kV	22	
10.2	TENSION MAXIMA DE RADIO INTERFERENCIA A 1000 kHz, EN AISLADOR TRATADO CON BARNIZ SEMICONDUCTOR	uV	100	
11.0	MASA POR UNIDAD	kg	4.95	
12.0	MATERIAL DEL ROSCADO DEL AGUJERO PARA LA ESPIGA DE CABEZA DE PLOMO		EN LA PORCELANA	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS AISLADOR TIPO PIN ANSI 56-3

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1.0	FABRICANTE			
2.0	NUMERO O CODIGO DEL CATALOGO DEL FABRICANTE			
3.0	MODELO O CODIGO DEL AISLADOR (SEGÚN CATALOGO)			
4.0	CLASE ANSI		56-3	
5.0	MATERIAL AISLANTE		PORCELANA	
6.0	NORMA DE FABRICACION		ANSI C 29.6	
7.0	DIMENSIONES:			
7.1	DIAMETRO MAXIMO	mm	266	
7.2	ALTURA	mm	190	
7.3	LONGITUD DE LINEA DE FUGA	mm	533	
7.4	DIAMETRO DE AGUJERO PARA ACOPLAMIENTO	mm	35	
8.0	CARACTERISTICAS MECANICAS:			
8.1	RESISTENCIA A LA FLEXION	kN	13	
9.0	CARACTERISTICAS ELECTRICAS			
9.1	TENSION DE FLAMEO A BAJA FRECUENCIA:			
	- EN SECO	kV	125	
	- BAJO LLUVIA	kV	80	
9.2	TENSION CRITICA DE FLAMEO AL IMPULSO:			
	- POSITIVA	kVp	200	
	- NEGATIVA	kVp	265	
9.3	TENSION DE PERFORACION	kV	165	
10.0	CARACTERISTICAS DE RADIO INTERFERENCIA:			
10.1	PRUEBA DE TENSION EFICAZ A TIERRA PARA INTERFERENCIA	kV	30	
10.2	TENSION MAXIMA DE RADIO INTERFERENCIA A 1000 kHz, EN AISLADOR TRATADO CON BARNIZ SEMICONDUCTOR	uV	200	
11.0	MASA POR UNIDAD	kg	6.95	
12.0	MATERIAL DEL ROSCADO DEL AGUJERO PARA LA ESPIGA DE CABEZA DE PLOMO		EN LA PORCELANA	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS AISLADOR TIPO PIN ANSI 56-4

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1.0	FABRICANTE			
2.0	NUMERO O CODIGO DEL CATALOGO ADJUNTO			
3.0	MODELO O CODIGO DEL AISLADOR (SEGÚN CATALOGO)			
4.0	CLASE ANSI		56-4	
5.0	MATERIAL AISLANTE		PORCELANA	
6.0	NORMA DE FABRICACION		ANSI C 29.6	
7.0	DIMENSIONES:			
7.1	DIAMETRO MAXIMO	mm	304	
7.2	ALTURA	mm	241	
7.3	LONGITUD DE LINEA DE FUGA	mm	685	
7.4	DIAMETRO DE AGUJERO PARA ACOPLAMIENTO	mm	35	
8.0	CARACTERISTICAS MECANICAS:			
8.1	RESISTENCIA A LA FLEXION	kN	13	
9.0	CARACTERISTICAS ELECTRICAS			
9.1	TENSION DE FLAMEO A BAJA FRECUENCIA:			
	- EN SECO	kV	140	
	- BAJO LLUVIA	kV	95	
9.2	TENSION CRITICA DE FLAMEO AL IMPULSO:			
	- POSITIVA	kVp	225	
	- NEGATIVA	kVp	310	
9.3	TENSION DE PERFORACION	kV	185	
10.0	CARACTERISTICAS DE RADIO INTERFERENCIA:			
10.1	PRUEBA DE TENSION EFICAZ A TIERRA PARA INTERFERENCIA	kV	30	
10.2	TENSION MAXIMA DE RADIO INTERFERENCIA A 1000 kHz, EN AISLADOR TRATADO CON BARNIZ SEMICONDUCTOR	uV	200	
11.0	MASA POR UNIDAD	kg	10.2	
12.0	MATERIAL DEL ROSCADO DEL AGUJERO PARA LA ESPIGA DE CABEZA DE PLOMO		EN LA PORCELANA	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS AISLADOR TIPO PIN ANSI 56-5

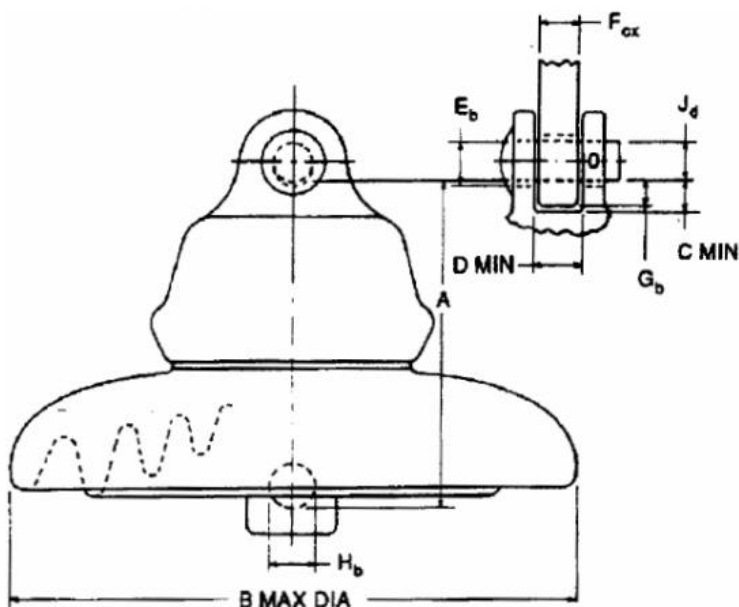
Nº	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1.0	FABRICANTE			
2.0	NUMERO O CODIGO DEL CATALOGO ADJUNTO			
3.0	MODELO O CODIGO DEL AISLADOR (SEGÚN CATALOGO)			
4.0	CLASE ANSI		56-5	
5.0	MATERIAL AISLANTE		PORCELANA	
6.0	NORMA DE FABRICACION		ANSI C 29.6	
7.0	DIMENSIONES:			
7.1	DIAMETRO MAXIMO	mm	343	
7.2	ALTURA	mm	318	
7.3	LONGITUD DE LINEA DE FUGA	mm	865	
7.4	DIAMETRO DE AGUJERO PARA ACOPLAMIENTO	mm	35	
8.0	CARACTERÍSTICAS MECANICAS:			
8.1	RESISTENCIA A LA FLEXION	kN	13	
9.0	CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS			
9.1	TENSION DE FLAMEO A BAJA FRECUENCIA:			
	- EN SECO	kV	175	
	- BAJO LLUVIA	kV	125	
9.2	TENSION CRITICA DE FLAMEO AL IMPULSO:			
	- POSITIVA	kVp	270	
	- NEGATIVA	kVp	340	
9.3	TENSION DE PERFORACION	kV	225	
10.0	CARACTERÍSTICAS DE RADIO INTERFERENCIA:			
10.1	PRUEBA DE TENSION EFICAZ A TIERRA PARA INTERFERENCIA	kV	44	
10.2	TENSION MAXIMA DE RADIO INTERFERENCIA A 1000 kHz, EN AISLADOR TRATADO CON BARNIZ SEMICONDUCTOR	uV	200	
11.0	MASA POR UNIDAD	kg	13.8	
12.0	MATERIAL DEL ROSCADO DEL AGUJERO PARA LA ESPIGA DE CABEZA DE PLOMO		EN LA PORCELANA	

FUENTE: Especificación técnica Ip0602, aisladores tipo pin de porcelana ANSI 56, Electro Sur Este S.A.A.

Aislador de Porcelana o Vidrio de Suspensión Cadena CLASE 52-3

NÚMERO DE CATÁLOGO	A8255	A8256
Clase ANSI C29.2	52-3	
DISTANCIAS CRÍTICAS, mm		
Distancia de arco	197	197
Distancia de fuga	300	300
VALORES MECÁNICOS		
Resistencia electromecánica, kN	67	80
Resistencia al impacto N.m	6	6
Prueba de carga de rutina, kN	33.5	40
Prueba de carga sostenida, kN	44	53.5
Carga máxima de trabajo, kN	33.5	40
VALORES ELÉCTRICOS, kV		
Flameo de baja frecuencia en seco	80	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo	50	50
Flameo crítico al impulso positivo	125	125
Flameo crítico al impulso negativo	130	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia	110	110
RADIO INFLUENCIA		
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	10	10
RIV máximo a 1,000 kHz, μ V	50	50
DATOS DE EMPAQUE		
Peso neto por unidad, kg	5.10	5.10

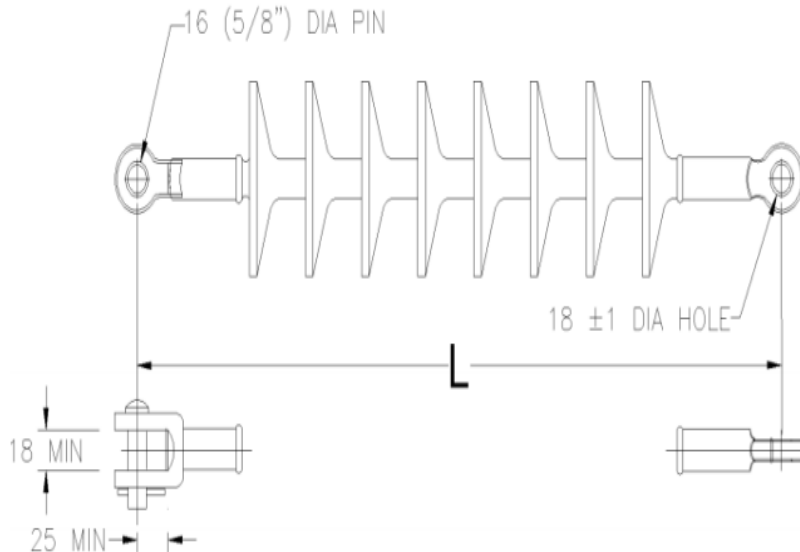
Detalle del Aislador de Porcelana Tipo Suspensión CLASE 52-3



Aisladores Poliméricos de Suspensión (Anclaje)

CARACTERISTICAS GENERALES				
NORMA DE ENSAYOS	ANSI C29.13	ANSI C29.13	ANSI C29.13	ANSI C29.13
CLASE (ANSI C29.13)	DS-15	DS-28	DS-35	DS-46
TIPO	Retención	Retención	Retención	Retención
MATERIAL	Polimérico	Polimérico	Polimérico	Polimérico
CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS				
TENSIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN (kV)	15	25	36	36
TENSIÓN DE CONTORNEO FREC. IND. EN SECO (kV)	90	130	145	180
TENSIÓN DE CONTORNEO FREC. IND. BAJO LLUVIA (kV)	65	100	130	145
TENSIÓN CRÍTICA TIPO IMPULSO - POSITIVA (kV)	140	190	250	280
LOW FREQUENCY TEST VOLTAGE (RMS TO GROUND) (kV)	15	20	30	30
MAXIMUM RIV AT 1000 KHZ (μ V)	10	10	10	10
CARACTERISTICAS MECÁNICAS				
CARGA MECÁNICA NOMINAL (SML) (kN)	44,5	44,5	44,5	44,5
TORSIÓN (N-m)	47,5	47,5	47,5	47,5
CARACTERISTICAS DIMENSIONALES ¹				
DISTANCIA DE FUGA (mm)	355	560	740	900
LARGO L (mm)	330±15	430±25	525±60	590±50

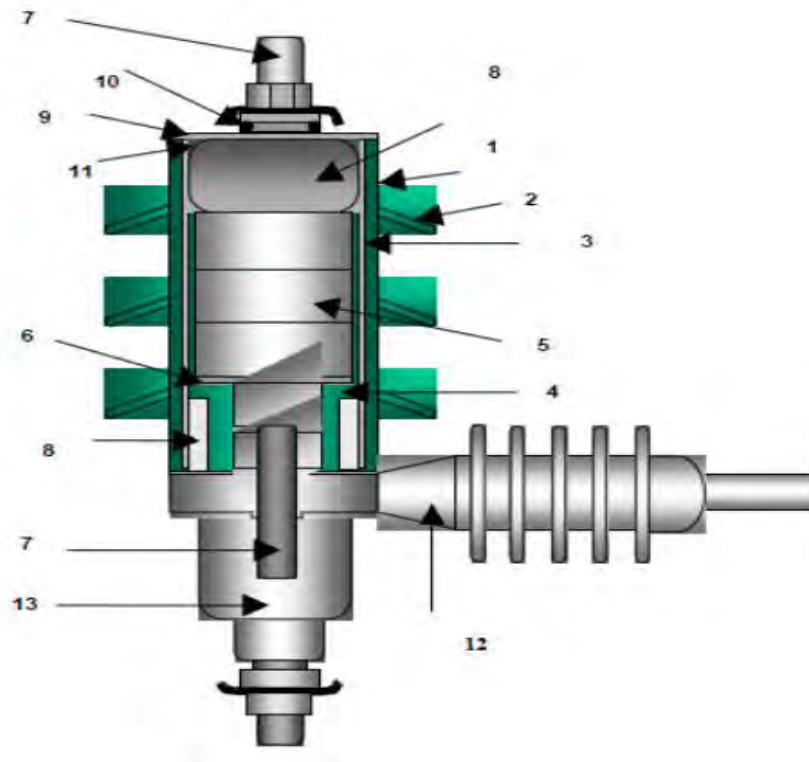
Detalle del Aislador Polimérico de Retención



ANEXO 02

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE PARARRAYOS

Diagrama del Descargador Tipo Óxido Metálico Polimérico



Ítem	Descripción
1	Carcasa del descargador en goma siliconada
2	Alabes vulcanizados
3	Tubo en fibra de vidrio
4	Compuesto en resina epóxica
5	Varistores en oxido metálico
6	Presión/tapa de contacto
7	Varilla en acero inoxidable
8	Retenedores en aluminio
9	Tapa de sellado superior e inferior
10	Anillo en neopreno
11	RTV Aislante para medir la entrada de humedad
12	Soporte aislado para montaje del descargador
13	Desconectador

**Pararrayos de Distribución para Media Tensión, de Oxido de Zinc, de 5 kA y 10 kA
hasta 48 kV**

Referencia Reference	Corriente nominal Rated Voltage	MCOV kVrms	TOV Sobretensión temporal		Voltaje residual Impulso tipo rayo (8/20 μ s) Residual voltage (8/20 μ s)				Voltaje residual a impulso tipo maniobra 30/75 μ s Residual voltage (30/75 μ s)	
			1Seg	10Seg	5kA	10kA	20kA	40kA	250A	500A
	kV		kV	kV						
PY003001	3	2.55	3.39	3.18	9.07	9.88	10.91	12.37	6.8	7.0
PY006001	6	5.10	6.78	6.36	18.14	19.76	21.82	24.73	13.6	14.0
PY009001	9	7.65	10.17	9.54	27.22	29.65	32.72	37.10	20.3	21.0
PY010001	10	8.50	11.30	10.60	31.08	33.86	37.37	42.37	22.6	23.3
PY018001	18	15.30	20.34	19.08	54.43	59.29	65.45	74.20	40.7	41.9
PY021001	21	17.85	23.73	22.26	63.50	69.17	76.36	86.56	47.5	48.9
PY024001	24	20.40	27.12	25.44	72.58	79.06	87.26	98.93	54.2	55.9
PY027001	27	22.95	30.51	26.62	81.65	88.94	98.17	111.29	61.0	62.9
PY033001	33	28.05	37.29	34.96	99.79	108.70	119.99	136.03	74.6	76.8
PY036001	36	30.60	40.68	38.16	108.86	118.58	130.90	148.39	81.4	83.8
PY039001	39	33.15	44.07	41.34	117.94	128.47	141.80	160.76	88.1	90.8
PY042001	42	35.70	47.46	44.52	127.01	138.35	152.71	173.12	94.9	97.8
PY045001	45	38.25	50.85	47.70	136.08	148.23	163.62	185.49	101.7	104.8
PY048001	48	40.80	54.24	50.88	145.15	158.11	174.53	197.86	108.5	111.7
PY051001	51	43.35	57.63	54.06	154.22	167.99	185.44	210.22	115.3	118.7
PY054001	54	45.90	61.02	57.24	163.30	177.88	196.34	222.59	122.0	125.7

Fuente. Descargadores de Sobretensión Poliméricos Media Tensión, Polymer Surge Arresters,
Medium voltaje. GAMMA.

ANEXO 03
PROTECCION DE SUBESTACIONES

Seccionador Tipo CUT-OUT

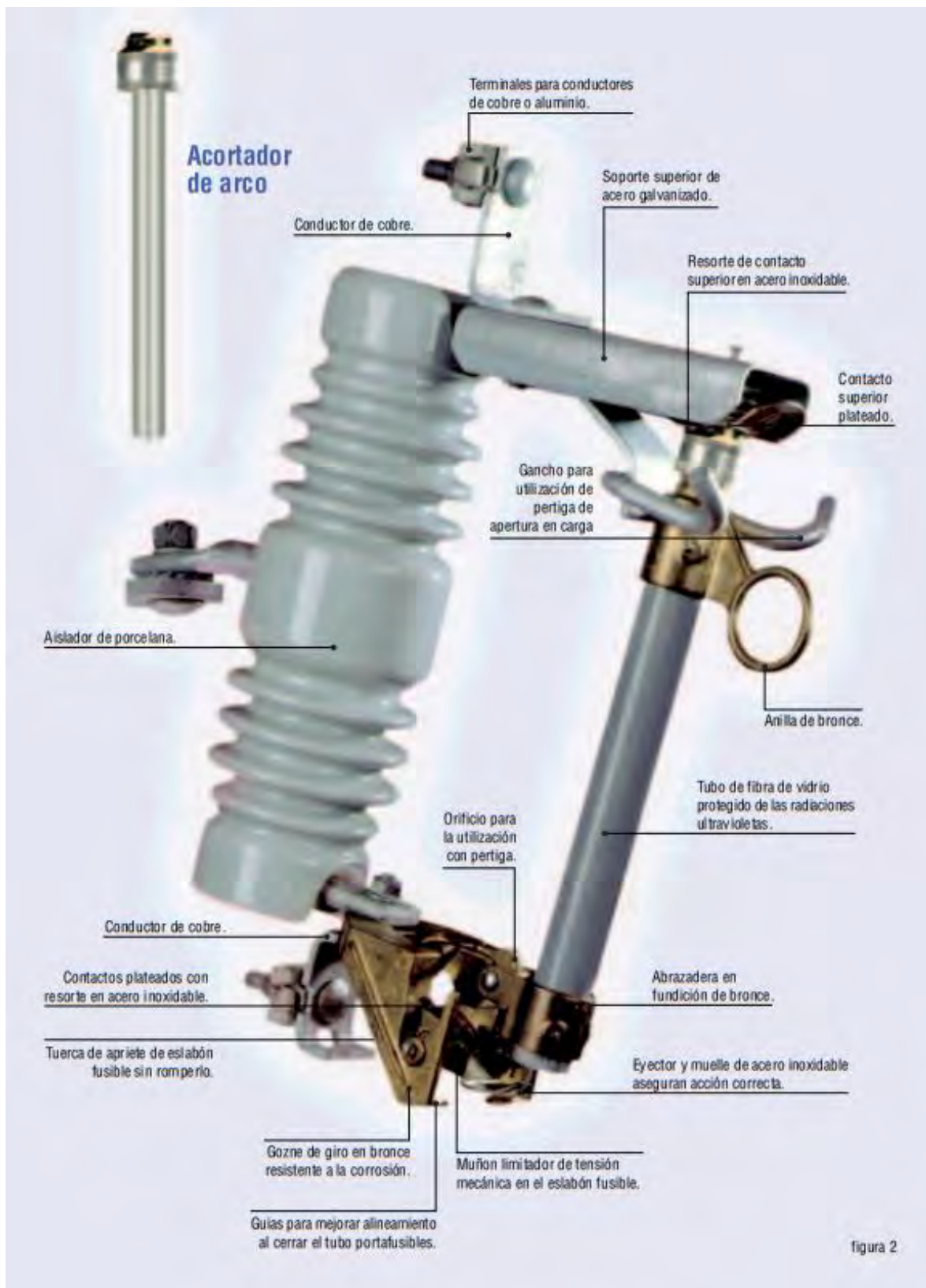


figura 2

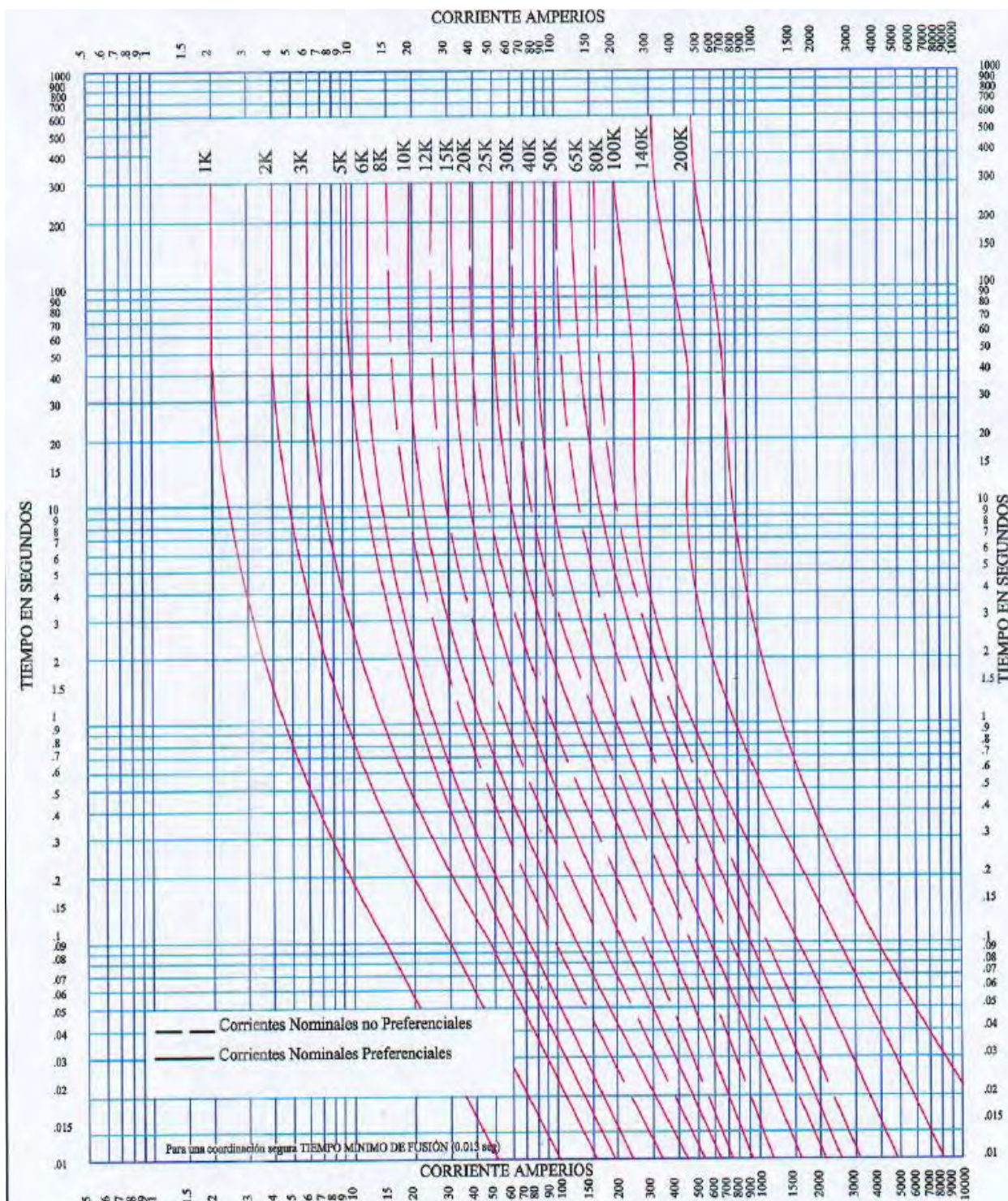
Tipos y líneas de fuga

TIPO Y TENSIÓN ASIGNADA	REFERENCIA ***	COMPONENTES		LINEA DE FUGA (mm)	Cutout tipo C = un aislador porcelana CP = un aislador polimérico VP = en V porcelana VPP = en V polimérico AS = Tipo C con aislador suplementario
		Base	Portafusible o Cuchilla Seccionadora		
Cutout 24 kV nivel II *	T710313ESP	T71031350M	T71031350F	480	C
Cutout 24 kV nivel II *	TP710313ESP	TP71031350M	T71031350F	480	CP
Cutout 24 kV nivel III	C2C24600	BC2C24600	T71031350F	600	VP
Cutout 24 kV nivel IV	C2C24900	CC2C24900	T71031350F	900	VP
Cutout 24 kV nivel II	CP2C24480	BCPC2480	T71031350F	480	VPP
Cutout 36 kV nivel II *	T710713ESP	T71071350M	T71071350F	720	C
Cutout 36 kV nivel II *	TP710713ESP	TP71071350M	T71071350F	750	CP
Cutout 36 kV nivel III	C2C36900	BC2C36900	T71031350F	900	VP
Cutout 36kV nivel II	CP2C36750	BCP2C36750	T71071350F	750	VPP
Secc. 24 kV nivel II *	T71073350	T71031350M	T71033350B	480	C
Secc. 24 kV nivel III	C2S24600	BC2C24600	T71033350B	600	VP
Secc. 24 kV nivel IV	C2S24900	CC2C24900	T71033350B	900	VP
Secc. 24 kV nivel II	CP2S24480	BCPC2480	T71033350B	480	VPP
Secc. 36 kV nivel II *	T71073350	T71071350M	T71073350B	720	C
Secc. 36 kV nivel III	C2S36900	BC2C36900	T71073350B	900	VP
Cutout 36kV nivel II	CP2S36750	BCP2C36750	T71073350B	750	VPP
Cutout 24 kV nivel IV	T710313NCF	T71031352M	T71031350F	860	AS
Cutout 36 kV nivel IV	T710713NCF	T71071352M	T71071350F	1116	AS
Secc. 24 kV nivel IV	T710333NCF	T71031352M	T71033350B	860	AS
Secc. 36 kV nivel IV	T710733NCF	T71071352M	T71073350B	1116	AS

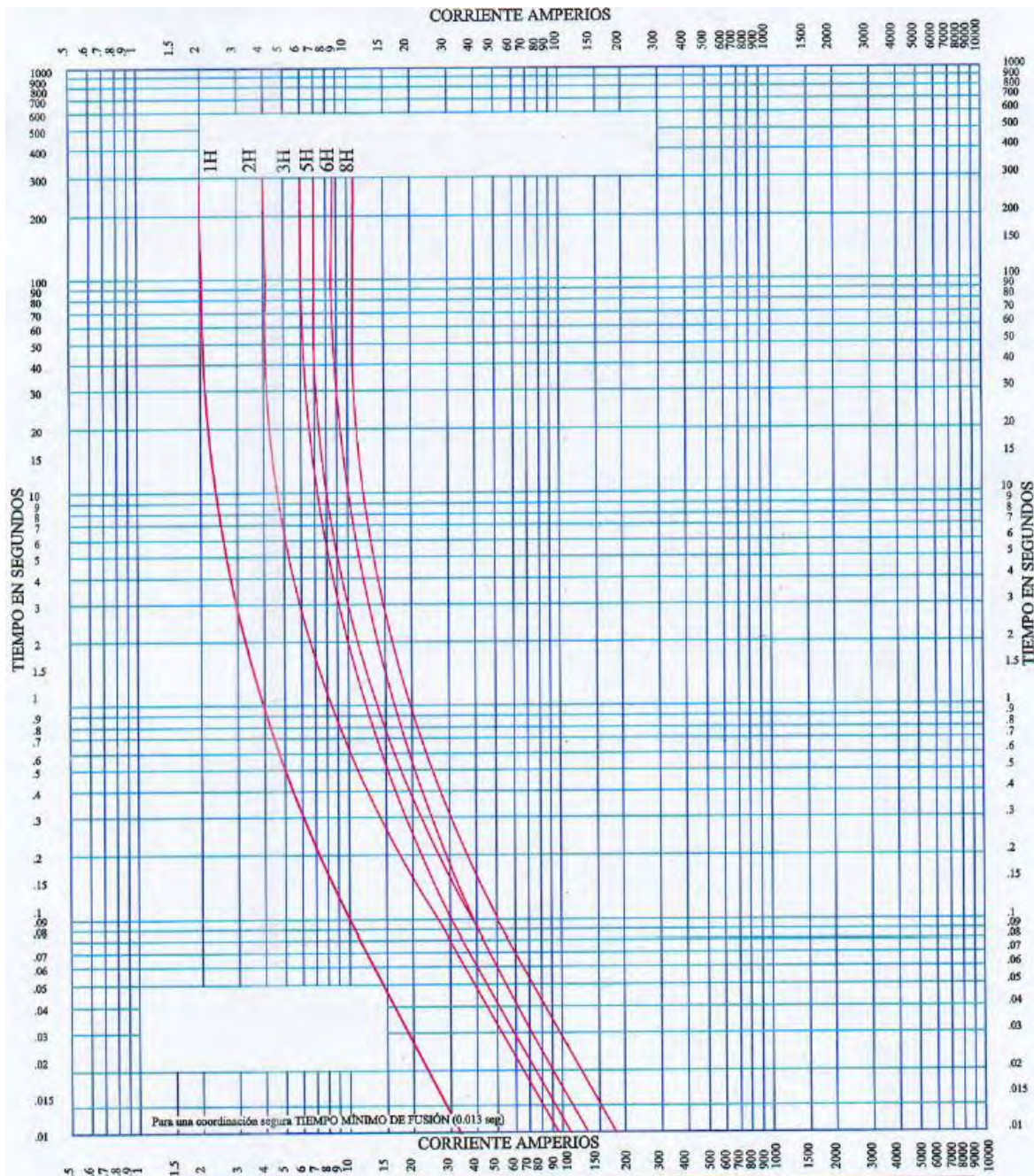
Fuente: http://iberapa.es/catalogos/productos/CUTOUTS_CU_01_03A-E.pdf

FUSIBLES TIPO CHICOTE

Curva de características del fusible tipo K de media tensión o de Distribución



Curva de características del fusible tipo H de media tensión o de Distribución



Fuente: Curvas de características de fusibles para media tensión (CURVAS
 CARACTERISTICAS: Tiempos minimos de fusion - Corrientes Para fusibles de Distribucion
 (NEMA SG2- ANSI 7 -43)).

ANEXO 04**TABLA DE CARACTERISTICAS FISICAS, MECANICAS Y ELECTRICAS DEL
CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO AAAC.**

Calibre	Area de Aleación	Nº de hilos	Diámetro	Diámetro total del conductor	Peso Lineal	Carga de Rotura	Resistencia corriente continua a 20°C
Size	Alloy Area	Number of Strands	Diameter	Overall Diameter of Conductor	Lineal Weight	Rated Strenght	Maximum Resistance at 20°C
mm ²	mm ²		mm	mm	kg/km	kg	ohms/km
16	15,89	7	1,70	5,1	43	53	2,1081
25	24,26	7	2,10	6,3	66	784	1,3808
35	34,36	7	2,50	7,5	94	1110	0,9749
50	49,48	7	3,00	9,0	135	1599	0,677
50	48,35	19	1,80	9,0	133	1513	0,6928
70	65,81	19	2,10	10,5	181	2060	0,509
95	93,27	19	2,50	12,5	256	2920	0,3592
120	116,99	19	2,80	14,0	322	3662	0,2863
150	147,11	37	2,25	15,8	406	4604	0,2277
185	181,62	37	2,50	17,5	500	5684	0,1844
240	242,54	61	2,25	20,3	670	7346	0,1381
300	299,43	61	2,50	22,5	827	9069	0,1119
400	400,14	61	2,89	26,0	1.104	12119	0,0837
500	499,83	61	3,23	29,1	1.379	15138	0,06709
625	626,20	91	2,96	32,6	1.732	18755	0,054
800	802,09	91	3,35	36,9	2.218	20612	0,0418
1.000	999,71	91	3,74	41,1	2.767	25691	0,0335

Fuente: CABLES DE ALEACIÓN DE ALUMINIO 6201 (AAAC) – PROMELSA

(<http://www.promelsa.com.pe/pdf/02104271.pdf>)

ANEXO 05

TRANSFORMADORES DETERIORADOS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

PRIMARIA TI-01

TRANSFORMADORES DETERIORADOS AÑO 2018

ITEM	LUGAR	DISTRITO	N° SED.	SISTEMA	TRANSFORMADOR DETERIORADO				No.	PUESTA A TIERRA MT		PUESTA A TIERRA BT	
					kVA	N° SERIE	MARCA	FECHA DETERIORO		PARARRAYO	ANTES	MEJORADO	ANTES
1	TACRARA	COPORAQUE	0040719	MRT	15	113114403	PROMELSA	15/01/2018	1	59.4	8.6	18.61	4.54
2	CRUZPAMPA II	PALLPATA	0041170	MRT	5	TR-1315-08	EPLI	2/01/2018	1	10.75	3.6	7.84	1.5
3	PUCARA I	COPORAQUE	0041048	MRT	15	16481	FASETRON	17/01/2018	1	11.58	11.58	6.2	6.2
4	ANTUYO PHINAYA		0041896	BIFILAR	10	502145-05	I&T ELECTRIC SAC	16/01/2018	2	23.1	23.1	5.49	5.49
5	IRAPAÑA	COPORAQUE	0041143	BIFILAR	5	86111	TESLA	28/01/2018	2	2.95		1.9	
6	SORANE	COPORAQUE	0041154	BIFILAR	10	147541-T54	DELCROSA	23/01/2018	2	9.55		3.68	
7	MANQUERE	COPORAQUE	0041152	MRT	5	31089	TRAFOPAR	19/01/2018	1	11.16		5.74	
8	LLEQUEPAMPA	COPORAQUE	0041032	BIFILAR	5	19186	FASETRON	10/01/2018	2	9.78		5.69	
9	QUINSAMOCCO	ALTO PICHIGUA	0040858	MRT	5	S1-113680	PROMELSA	9/01/2018	1	2		1.46	
10	BARRANCO	PICHIGUA	0041009	BIFILAR	10	601503	ITB	22/01/2018	2				
11	HACHACOLLO	COPORAQUE	0041149	MRT	10	XA-1028-A-057-A	TRAF0	31/01/2018	1	6.44		6.48	
12	HUANCASAYA	COPORAQUE	0042470	BIFILAR	10	1010872	ITB	12/02/2018	2				
13	CHUÑUNIYOC	COPORAQUE	0040829	BIFILAR	10	099608	ITAIPU	15/02/2018	2				
14	CHULLURUTA	ESPINAR	0041752	BIFILAR	5	1721-06	RESELEC	6/02/2018	2	3.57		2.83	
15	CHECANE PUCARA II	COPORAQUE	0041052	MRT	25	630342	PROMELSA	10/02/2018	1	5.43		5.43	
16	MUNAYPATA I	OCCORURO	0041242	MRT	5	19183	FASETRON	15/02/2018	1	1.88		2.26	
17	HUAYLLATERA	ESPINAR	0040709	BIFILAR	25	S1-1131740	TESLA	21/02/2018	2				
18	MOLLOCCAHA V	ALTO PICHIGUA	0042056	BIFILAR	5	502693-15	I&T ELECTRIC SAC	18/02/2018	2				
19	CCALLOCCAHA II	ALTO PICHIGUA	0042073	BIFILAR	5	502693-06	IPT ELECTRIC S.A.	23/02/2018	2				
20	IRAPAÑA	COPORAQUE	0041143	BIFILAR	10	689307	ITB	2/03/2018	2				
21	CHILQUE	PICHIGUA	0041182	BIFILAR	25	16586	FASETRON	21/02/2018	2				
22	PINAYA	COPORAQUE	0040700	BIFILAR	25	1130	HyP INDUSTRIAL	10/01/2018	2				
23	LAUCA II COTAHUASI	COPORAQUE	0041346	BIFILAR	5	503627-25	I&T ELECTRIC SAC	12/02/2018	2				
24	PARARANI	ESPINAR	0041179	BIFILAR	10	113093508	PROMELSA	19/03/2018	2				
25	KANACUCHO	OCCORURO	0041236	BIFILAR	10	S1-1131116	PROMELSA	15/03/2018	2	5.92		3.65	
26	CHAQUIPATA	PICHIGUA	0041198	BIFILAR	10	56960-01	TESLA PERU	13/03/2018	2	2.54		1.46	
27	YAULLIPATA	ALTO PICHIGUA	0040869	BIFILAR	10	504488-27	I&T ELECTRIC SAC	17/02/2018	2	3.05		2.37	
28	JAPUMAYO II	ALTO PICHIGUA	0040864	BIFILAR	10	TR-2006-1316-04	EPLI	23/02/2018	2	3.29		5.76	

29	SANTA SOFIA	ALTO PICHIGUA	0040870	BIFILAR	10	504488-35	I&T ELECTRIC SAC	4/04/2018	2	9.2		3.86	
30	ANTUYO MANTURCA	COPORAQUE	0041036	BIFILAR	10	1945	I&T ELECTRIC SAC	18/01/2018	2	10.98		7.99	
31	SAPANCCOLLANA	PALLPATA	0041171	BIFILAR	10	S1-113405	PROMELSA	16/04/2018	2	2.24		2.24	
32	VILLA MOLLEKI	ESPINAR	0042398	BIFILAR	5	4871-03	MENAUTT	18/01/2018	2	4.4		2.99	
33	SALON C. ANTA CCOLLANA	ESPINAR	0040847	BIFILAR	10	3569-03	MENAUTT	20/04/2018	2	10.21			
34	CHALLHUANI	OCCORURO	0041244	BIFILAR	10	19200	FASETRON	22/03/2018	2				
35	CCAMAQUEÑA MANTURCA	COPORAQUE	0041035	BIFILAR	5	504491-26	I&T ELECTRIC SAC	20/03/2018	2				
36	CONDORSAYANA	PICHIGUA	0041194	BIFILAR	5	11393611	PROMELSA	14/03/2018	2				
37	CCURO I	ALTO PICHIGUA	0040868	BIFILAR	5	712039	ITB	23/02/2018	2				
38	CCA HUAYA VI	ALTO PICHIGUA	0042061	BIFILAR	5	50269307	IlyT ELECTRIC	11/01/2018	2				
39	MANQUERE	COPORAQUE	0041152	MRT	5	654683	ITB	19/01/2018	1				
40	CRUZPATA	COPORAQUE	0040832	BIFILAR	5	S1-113920	PROMELSA	18/01/2018	2				
41	CCALLOCAHUA II	ALTO PICHIGUA	0042073	BIFILAR	5	502693-06	ELECTRIC POWER	23/02/2018	2				
42	ACCOSACSUYO	COPORAQUE	0041144	BIFILAR	10	1253-11	RESELEC	10/05/2018	2				
43	HUANCCAMAYO IV	COPORAQUE	0041075	MRT	10	504487-16	I&T ELECTRIC SAC	2/04/2018	1				
44	YURACCANCHA	COPORAQUE	0042409	BIFILAR	5	4884-03	MENAUTT	4/05/2018	2				
45	TICA	SUYKUTAMBO	0041774	BIFILAR	10	TR-2009-04048-04	EPLI-SAC	18/05/2018	2				
46	VILLA MOLLEKE	ESPINAR	0042398	BIFILAR	10	S1-1131525	PROMELSA	19/04/2018	2	4.4		2.99	
47	CHUINAYRA	COPORAQUE	0042396	BIFILAR	10	4891-03	MENAUTT	1/08/2018	2				
48	TACOPATA	PALLPATA	0041172	BIFILAR	10	200521	FASETRON	19/10/2018	2				
49	CHUNCULLPE	COPORAQUE	0040720	BIFILAR	15	T97886	ELECTRIC POWER	16/10/2018	2	2.89		2.89	
50	COLPAMAYO I	PICHIGUA	0041407	MRT	10	113104801	TESLA	16/10/2018	1				
51	MAYUCHULLO BAJO	COPORAQUE	0041526	BIFILAR	10	S1113091	PROMELSA	30/10/2018	2	3.95		3.78	
52	MAMANUIRE	SUYKUTAMBO	0042416	MRT	5	4877-03	MENAUTT	28/11/2018	1	12.88		12.88	
53	HUASHUAPAMPA	ESPINAR	0041177	MRT	5	113093614	PROMELSA	21/11/2018	1	10.91		5.49	
54	HUANGARUMA	ALTO PICHIGUA	0040856	BIFILAR	5	19548	FASETRON	23/01/2018	2	2.36		1.51	
55	LLEQUEPAMPA	COPORAQUE	0041032	BIFILAR	5	TR-210-046101	EPLI. SAC	25/10/2018	2	7.56		6.24	
56	OCORURO	OCCORURO	0040602	TRIFASICO	50	S31111058	PROMELSA	21/11/2018	3	11.65		7.86	
57	VILLA MOLLOKE	ESPINAR	0042398	BIFILAR	10	113093518	PROMELSA	19/10/2018	2	6.48		6.18	
58	ANTAPALLCA	SUYKUTAMBO	0041789	BIFILAR	10	712671	ITB S.A.C.	10/11/2018	2	12.67		2.34	

59	MUNAYPATA II	OCCORURO	0041243	BIFILAR	5	S04488-08	I&T ELECTRIC SAC	16/10/2018	2	1.86		4.15
60	AMAYANI II	PICHIGUA	0041416	MRT	10	TR-2010-06060-04	EPLI S.A.C.	27/09/2018	1	5.53		3.7
61	ACCOSACSUYO	COPORAQUE	0041144	MRT	10	504487-20	I&T ELECTRIC SAC	19/10/2018	1	5.92		6.4
62	SECT. CASANOMA II	COPORAQUE	0041892	MRT	5	502144-07	I&T ELECTRIC SAC	26/11/2018	1	2.81		2.77
63	PHAUSA-COPORAQUE	COPORAQUE	0041160	BIFILAR	10	113114405	PROMELSA	5/12/2018	2			
64	HATUN LOMA I	COPORAQUE	0041888	MRT	5	711948	ITB	6/12/2018	1	6.76		3.39
65	SECTOR COLLPANA	COPORAQUE	0041030	BIFILAR	10	730840	ITB S.A.C.	11/12/2018	2	8.86		2.78
66	CHILQUE	PICHIGUA	0041182	BIFILAR	10	147649-T47	DELCROSA	23/12/2018	2	2.42		6.55
67	RIO SALADO	ESPINAR	0040849	BIFILAR	10	18349	FASETRON	23/12/2018	2	5.12		6.55
68	QQUERO PUCARA	COPORAQUE	0041884	BIFILAR	5	502144-03	I&T ELECTRIC SAC	28/12/2018	2	5.48		5.56
69	SECTOR MAMANIHUAYTA	COPORAQUE	0040830	BIFILAR	25	504491-05	I&T ELECTRIC SAC	21/09/2018	2	1.40		1.25
70	SECT. HUANGARA	SUYKUTAMBO	0041853	BIFILAR	10	712642	ITB S.A.C.	10/11/2018	2	4.70		4.72
71	SECTOR CHALLHUANI	OCORURO	0041244	MRT	5	4888-3	MENAUTT	28/11/2018	1	7.36		3.93
72	PACCOPATA I	ESPINAR	0041185	MRT	25	XA-1026A048-A	TRAFO T	21/12/2018	1	4.72		3.7
73	ALTO MAYUPATA	COPORAQUE	0042453	MRT	5	1010871	ITB	28/12/2018	1	5.42		6.73
74	HUALCA PHAUSA PICHULLO	OCORURO	0041437	MRT	5	19185	FASETRON	29/12/2018	1	5.14		4.58
75	NUEVA ESPERANZA	COPORAQUE	0041424	BIFILAR	15	689368	ITB	29/12/2018	2	5.40		3.34
76	TOROMANI II	COPORAQUE	0041139	MRT	15	712905	ITB	29/12/2018	1	8.45		2.83
77	ANTAPUNCO	SUYKUTAMBO	0041775	BIFILAR	5	711941	ITB	29/12/2018	2			
78	SANTO DOMINGO II	PICHIGUA	0041878	MRT	10	100-15	TRYDA	28/10/2018	1	4.53		6.24
79	PACCPACO II	ESPINAR	0041071	BIFILAR	10	2242	HPT ELECTRIC	29/11/2018	2	5.04		1.84
80	SORANE	COPORAQUE	0041154	BIFILAR	5	711959	ITB	7/12/2018	2	13.19		4.53
81	TICLLANI	COPORAQUE	0041153	BIFILAR	15	147545-T49	DELCROSA	24/12/2018	2	4.82		4.63

TRANSFORMADORES DETERIORADOS AÑO 2019														
ITEM	LUGAR	DISTRITO	N° SED.	SISTEMA	TRANSFORMADOR DETERIORADO				No. PARRAYOS	No. CLIENTES	PUESTA A TIERRA MT		PUESTA A TIERRA BT	
					kVA	N° SERIE	MARCA	FECHA DETERIORO			ANTES	MEJORADO	ANTES	MEJORADO
1	OQUEBAMBA	COPORAQUE	0041102	MRT	5	31104	TRAFOPAR	17/01/2019	1	3	5.56		5.02	
2	CHALLCHAPAMPA	ESPINAR	0040844	MRT	10	712605	TESLA	28/01/2019	1	4	3.97		5.00	
3	SINALATA	COPORAQUE	0041130	MRT	5	31236	TRAFOPAR	2/01/2019	1	8	3.94		3.89	
4	JAYUNI MAYUCHULLO	PALLPATA	0041039	MRT	25	90763	FASEPHOS	14/02/2019	1	54	3.49		3.63	
5	JARPACUNCA	PICHIGUA	0041189	BIFILAR	5	113093616	PROMELSA	26/01/2019	2	7	5.49		4.20	
6	CASANOMA II	COPORAQUE	0041892	BIFILAR	1	113130303	PROMELSA	14/02/2019	2	5	2.81		2.77	
7	TORCA I	ALTO PICHIGUA	0042051	BIFILAR	15	147545-T19	DELCROSA	5/01/2019	2	6	12.42		2.94	
8	SORAPAMPA	SUYKUTAMBO	0042496	MRT	5	1026016	ITB S.A.C.	8/01/2019	1	5	2.48		2.34	
9	LLOQUETA	ALTO PICHIGUA	0040859	BIFILAR	10	56960-06	I&T ELECTRIC SAC	10/01/2019	2	2	6.56		3.96	
10	CCAHUAYA II	ALTO PICHIGUA	0042063	BIFILAR	5	502693-26	I&T ELECTRIC SAC	10/01/2019	2	2	3.68		3.37	
11	QUINSAMOCCO	ALTO PICHIGUA	0040858	BIFILAR	10	147647-T29	DELCROSA	15/01/2019	2	2	6.66		3.96	
12	MUNAYPATA II	OCCORURO	0041243	BIFILAR	10	147541-T81	DELCROSA	24/01/2019	2	4	1.00		0.98	
13	PUENTE CHULLO	TISCO AREQUIPA	0041232	MRT	10	181151	FASETRON	1/02/2019	1	5	3.40		3.27	
14	CHININI	SUYKUTAMBO	0041860	BIFILAR	5	711952	ITB	7/02/2019	2	3	8.47		2.82	
15	CCOLLAPOCCO	COPORAQUE	0041034	BIFILAR	15	504490-27	I&T ELECTRIC SAC	7/02/2019	2	6	5.77		5.89	
16	CHISICATA	ESPINAR	0041040	MRT	5	31178	TRAFOPAR	14/02/2019	1	10	10.02		7.60	
17	HUANO HUANO II	PALLPATA	0041085	MRT	5	TR-20061314-12	EPLI	14/02/2019	1	10	7.60		4.80	
18	CHUNCULLPE	COPORAQUE	0040720	MRT	37.5	147550-T32	DELCROSA	14/02/2019	1	12	3.96		5.92	
19	CHACOPAMPA	COPORAQUE	0041786	MRT	37.5	132789	ELKO	15/02/2019	1	17	13.87		7.71	
20	SANTA SOFIA I	ALTO PICHIGUA	0042077	BIFILAR	15	147545-T28	DELCROSA	15/02/2019	2	5	6.61		4.92	
21	CHAÑI	CHECCA	0041190	BIFILAR	10	113093521	PROMELSA	18/02/2019	2	12	6.76		12.86	
22	SILLOTA CENTRAL	PICHIGUA	0041113	BIFILAR	10	2010020034	RIMEL	20/02/2019	2	5	8.24		14.13	
23	CASANOMA I	COPORAQUE	0041891	BIFILAR	5	502144-04	I&T ELECTRIC SAC	23/02/2019	2	7	4.95		8.75	
24	YURACCANCHA I	KUNTURKANKI	0041467	BIFILAR	10	601518	ITB	28/02/2019	2	16	6.20		3.20	
25	PAUTIÑA	COPORAQUE	0042450	MRT	5	1010820	ITB	11/02/2019	1	13	5.00		8.64	
26	HUMAHUALA I	COPORAQUE	0041746	BIFILAR	10	1387	HPT	20/02/2019	2	13	8.36		2.79	
27	CRUZPAMPA II	PALLPATA	0041170	MRT	10	147647-T28	DELCROSA	23/02/2019	1	6	10.75	3.60	7.84	1.50

28	MOLLOCAHUA V	ALTO PICHIGUA	0042056	BIFILAR	10	147649-T20	DELCROSA	25/02/2019	2	7	6.15		4.83	
29	SAYHUA	COPORAQUE	0041151	BIFILAR	5	1933	HPT	10/02/2019	2	8	2.74		7.78	
30	TINTAÑA II	COPORAQUE	0041057	MRT	5	31323	TRAFOPAR	28/02/2019	1	2	1.20		2.68	
31	MOLLOCORANI II	ALTO PICHIGUA	0042517	MRT	5	1025616	ITB	1/03/2019	1	3	2.33		3.05	
32	CUSIBAMBA I	KUNTURKANKI	0041413	BIFILAR	15	2010-06067-02	EPLI	5/03/2019	2	8	6.98		4.40	
33	CHILA	CHECCA	0041191	BIFILAR	10	113093520	PROMELSA	14/03/2019	2	8	5.56		1.15	
34	URAYHUAYCCO	ESPINAR	0042849	MRT	25	28353	FASETRON	14/03/2019	1	2	0.98		0.98	
35	CCALLOCAHUA II	ALTO PICHIGUA	0042073	MRT	10	461	TESLA PERU	19/03/2019	1	8	7.55		10.49	
36	AUCCARANA II	COPORAQUE	0041745	BIFILAR	15	147545-T41	DELCROSA	26/03/2019	2	15	6.47		2.68	
37	PARARANI	ESPINAR	0041094	MRT	10	S1-000015	PROMELSA	3/04/2019	1	10	5.21		5.21	
38	MUNAYPATA II	OCCORURO	0041243	BIFILAR	10	712670	ITB	5/04/2019	2	4	1.00		0.98	
39	CCOLLAPOCCO	COPORAQUE	0041034	BIFILAR	5	4877-03	MENAUT ELECTRIC	9/04/2019	2	6	5.77		5.89	
40	CHOCOPAMPA	COPORAQUE	0041893	BIFILAR	10	502145-01	IYT ELECTRIC	15/03/2019	2	3	5.45		3.64	
41	TOCROYO BAJO	COPORAQUE	0041147	BIFILAR	15	504490-02	I&T ELECTRIC SAC	20/03/2019	2	7	60.49	8.90	11.01	6.50
42	AUCCARANA III	COPORAQUE	0041744	MRT	10	1388	ELECTRIC SAC	28/03/2019	1	8	7.04		3.37	
43	AMAYANI II	KUNTURKANKI	0041416	BIFILAR	1	18806	ELECBOL PERU SA	29/03/2019	2	5	3.42		8.58	
44	VILLA MOLLOKE	ESPINAR	0042398	BIFILAR	10	501890-04	FASETRON	1/04/2019	2	5	3.07		3.03	
45	APACHILLANCA	ESPINAR	0041343	BIFILAR	15	147545-T40	DELCROSA	22/04/2019	2	9	8.27		8.21	
46	CUSIBAMBA I	KUNTURKANKI	0041413	BIFILAR	10	712662	ITB	18/04/2019	2	8	6.98		4.40	
47	CHUÑONIYOC	COPORAQUE	0040829	BIFILAR	15	147652-T9	DELCROSA	4/05/2019	2	23	17.11	5.56	5.48	
48	CJONOMAYO II	COPORAQUE	0042476	MRT	5	1010843	ITB	27/03/2019	1	3	6.76		1.75	
49	CHININI	SUYKUTAMBO	0041860	BIFILAR	10	147649-T89	DELCROSA	2/04/2019	2	3	8.47	1.76	2.82	
50	CHILA PUCARA	OCCORURO	0042319	MRT	5	TR-2014-09080-21	EPLI	2/05/2019	1	3	5.15		2.84	
51	CCOLLAPOCCO	COPORAQUE	0041034	MRT	10	147649-T51	DELCROSA	23/05/2019	1	6	13.80		7.30	
52	PULPERA I	ESPINAR	0041081	MRT	5	31247	TRAFOPAR	27/05/2019	1	5	3.70		1.76	
53	AGRARIO	COPORAQUE	0042400	BIFILAR	5	4872-03	MENAUT ELECTRIC	26/06/2019	2	2	13.81		6.04	
54	ALTO HUANCANE 3	ESPINAR	0041062	BIFILAR	5	3505-05	MENAUT ELECTRIC	16/07/2019	2	2	20.30	5.60	19.20	
55	MARQUIRI II	ESPINAR	0041843	TRIFASICO	100	1210-09	RESELEC	26/08/2019	3	48	2.43		3.11	
56	AGRARIO	COPORAQUE	0042400	BIFILAR	5	1579-11	RESELEC	26/06/2019	2	2	13.81		6.04	
57	CONDOROMA II	CONDOROMA	0040600	BIFILAR	50	56849	I&T ELECTRIC	22/08/2019	2	88	7.45		7.46	
58	PHAUSA-COPORAQUE	COPORAQUE	0041160	BIFILAR	1	18805	ELECTRO VOLT	30/08/2019	2	4	5.89		6.12	

59	QUQUERO	COPORAQUE	0041885	BIFILAR	5	502144-05	ELECTRIC SAC	20/09/2019	2	6	9.42		9.43	
60	CHACCO	COPORAQUE	0041751	BIFILAR	10	113098102	PROMELSA	24/09/2019	2	6	4.75		4.72	
61	CUSIBAMBA I	KUNTURKANKI	0041413	BIFILAR	15	604489	IYT ELECTRIC	28/09/2019	2	8	13.28		6.83	
62	BARRANCO	PICHIGUA	0041009	MRT	10	147647-T15	DELCROSA	8/10/2019	1	6	6.30		1.90	
63	AMAYANI II	KUNTURKANKI	0041416	BIFILAR	5	711952	ITB	10/10/2019	2	5	5.70		2.80	
64	PACPACO IV	ESPINAR	0041073	BIFILAR	10	99610	ITAYPU	14/10/2019	2	2	5.70		9.15	
65	MAYOCHULLO BAJO	COPORAQUE	0041526	MRT	37.5	147550-T43	DELCROSA	15/10/2019	1	11	7.50		7.40	
66	BARRANCO	PICHIGUA	0041009	BIFILAR	5	501145-12	FASETRON	6/11/2019	2	6	7.10		6.48	
67	HUACCALLUYO	COPORAQUE	0041899	BIFILAR	15	147652-T63	DELCROSA	10/11/2019	2	6	35.30	9.50	10.10	9.45
68	QUINSACHATA	OCCORURO	0041234	BIFILAR	15	T97901	ELECTRIC POWER	11/11/2019	2	11	8.31	12.20	2.76	
69	COTAHUASI	COPORAQUE	0042410	BIFILAR	5	4881-03	MENAUT ELECTRIC	13/11/2019	2	3	17.80	5.30	3.50	
70	CCACCAHUASI	COPORAQUE	0040695	BIFILAR	15	113116602	PROMELSA	13/11/2019	2	11	3.80		3.12	
71	COTAHUASI	COPORAQUE	0040694	BIFILAR	25	1128	H&P INDUSTRIAL	13/11/2019	2	23	38.80	2.80	3.30	
72	PACPACO III	ESPINAR	0041072	BIFILAR	10	504488-12	I&T ELECTRIC SAC	14/11/2019	2	5	9.42	5.17	9.30	9.16
73	CHALLQUI	COPORAQUE	0041117	MRT	37.5	132789	ELCO	15/11/2019	1	16	49.60	8.95	12.73	8.27
74	LLOQUETA III	ALTO PICHIGUA	0042070	BIFILAR	5	502693-17	I&T ELECTRIC SAC	19/11/2019	2	9	5.93		3.35	
75	MOLLOCCA HUA V	ALTO PICHIGUA	0042056	BIFILAR	10	712650	ITB	19/11/2019	2	7	12.94	11.70	12.25	12.02
76	CHALLQUI II	COPORAQUE	0042468	MRT	5	1010836	ITB	21/11/2019	1	14	10.10		1.90	
77	CHAÑI	CHECCA	0041190	BIFILAR	10	113093518	PROMELSA	24/11/2019	2	12	13.18	13.15	16.40	16.28
78	CCA HUAYA II	ALTO PICHIGUA	0042063	BIFILAR	10	730840	ITB	25/11/2019	2	2	6.34		6.01	
79	APACHILLANCA	ESPINAR	0041343	BIFILAR	10	147541-T75	DELCROSA	22/04/2019	2	8	21.10	9.07	24.60	6.72
80	PATINGUILLA	OCCORURO	0042313	BIFILAR	5	TR-2014-09080-10	EPLI	27/11/2019	2	4	18.80	11.60	18.50	12.20
81	TINGO PALLCA	CONDOROMA	0041069	MRT	15	147545-T40	DELCROSA	26/11/2019	1	7	27.40	8.10	18.80	5.84
82	LUPINARIA	COPORAQUE	0040697	BIFILAR	10	XA-1028-A	TRAFO	3/12/2019	2	22	7.06		5.26	
83	HUANCASAYA	COPORAQUE	0042470	BIFILAR	15	147545-T51	DELCROSA	6/12/2019	2	20	14.09	3.20	4.78	3.20
84	SANTO DOMINGO I	ALTO PICHIGUA	0041173	MRT	15	S1-113688	PROMELSA	8/12/2019	1	5	15.10	3.44	16.30	3.17
85	NUEVA ESPERANZA	COPORAQUE	0041424	BIFILAR	5	3459-11	MENAUT ELECTRIC	10/12/2019	2	4	0.16		0.17	
86	SILLOTA CENTRAL I	PICHIGUA	0041113	MRT	5	4873-03	MENAUT ELECTRIC	10/12/2019	1	2	80.30	19.23	NT	
87	LAUCA III COTAHUASI	COPORAQUE	0041344	BIFILAR	10	431	HP&T ELECTRIC	17/12/2019	2	7	21.50	10.95	11.92	4.07
88	TACCACCA	COPORAQUE	0041140	BIFILAR	15	113116606	PROMELSA	17/12/2019	2	10	8.42	8.47	19.50	6.70
89	CHUINAYRA	COPORAQUE	0042396	BIFILAR	15	504489-04	I&T ELECTRIC SAC	19/12/2019	2	20	0.90	0.16	1.20	0.80

90	TORCA III	ALTO PICHIGUA	0042053	BIFILAR	5	502693-27	I&T ELECTRIC SAC	22/12/2019	2	8	19.15	0.90	19.85	2.86
91	APACHILLANCA	ESPINAR	0041343	BIFILAR	10	147647-T15	DELCROSA	26/12/2019	2	9	14.91	4.60	16.00	4.50
92	COLLPAMAYO I	PICHIGUA	0041407	MRT	37.5	147656-T13	DELCROSA	27/12/2019	2	8	12.70	1.75	19.57	4.32
93	LAUCA II	COPORAQUE	0041346	BIFILAR	10	4890-03	MENAUT ELECTRIC	30/12/2019	2	6	5.10	4.49	12.90	5.43
94	MOLLOCAHUA III	ALTO PICHIGUA	0042054	MRT	5	502693-12	I&T ELECTRIC SAC	31/12/2019	1	5	17.72	5.57	8.46	
95	ESQUINA CCAMANOCCA	COPORAQUE	0041157	MRT	5	19547	FASETRON	31/12/2019	1	5	15.80	11.91	13.34	
96	SANGARARA	COPORAQUE	0041045	MRT	5	31369	TRAFOPAR	31/12/2019	1	5	30.01	4.40	29.40	12.50

ANEXO 06

FICHEROS .dat , DE LAS SIMULACIONES EN EL PROGRAMA ATP – DRAW

Simulación de Subestación de Distribución Aérea Monofásico Bifilar 22.9 kV

--- 53 cards of disk file read into card cache cells 1 onward.
 <==> Done with "/"-card sorting by data class. Remember that the source file appears different from interpreted input data.

Alternative Transients Program (ATP), GNU Linux or DOS. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.

Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 15-Aug-22 21:22:20 Name of disk plot file is
 mtp\atpdraw\results\tesisbifilr.pl4

Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTP User Group in Portland, Oregon, USA. Source code date is 16 September 2005.

Total size of LABCOM tables = 10223567 INTEGER words. 31 VARDIM List Sizes follow: 6002 10K 192K 900 420K 1200 15K

120K 10K 20K 720 2K 72800 510 90K 800 90 254 120K 100K 3K 15K 192K 120 60K 160K 600 210K 300 19 400

-----+-----
 Descriptive interpretation of input data cards. | Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character

0 1 2 3 4 5 6 7 8

01234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

-----+-----
 Comment card. NUMDCD = 1. |C data:C:\EMTP\ATPDRAW\RESULTS\TESISBIFILR.ATP

Marker card preceding new EMTP data case. |BEGIN NEW DATA CASE

Comment card. NUMDCD = 3. |C -----

--

Comment card. NUMDCD = 4. |C Generated by ATPDraw Agosto, 15, 2022

Comment card. NUMDCD = 5. |C from project E:\4. TESIS PROTECCION PARARRAYOS\3.

PRESENTACION 140722\5. LEVAN

Comment card. NUMDCD = 6. |C ATPDraw developed by H. K. Høidalen at NTNU -
 NORWAY 1999-2020

Comment card. NUMDCD = 7. |C -----

--

Comment card. NUMDCD = 8. |C dT >< Tmax >< Xopt >< Copt >< Epsilon>

Misc. data. 1.000E-06 1.000E-03 0.000E+00 | 1.E-6 .001

Misc. data. 500 1 1 1 1 0 0 1 0 0 | 500 1 1 1 1 0 0 1 0

Comment card. NUMDCD = 11. |C 1 2 3 4 5 6 7 8

Comment card. NUMDCD = 12. |C

34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

Comment card. NUMDCD = 13. |C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< L >< C >

Comment card. NUMDCD = 14. |C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0

Series R-L-C. 1.000E+02 0.000E+00 0.000E+00 | POSTE 100. 0

Series R-L-C. 1.000E+01 0.000E+00 0.000E+00 | MT 10. 0

0.000E+00 2.793E+02 3.000E+06 2.793E+02 4.333E-06|-1XX0002POSTE 279.28 3.E6 13.1 0

0

Series R-L-C. 2.820E+02 0.000E+00 0.000E+00 | TRANS TRAF 282.

0

Series R-L-C. 4.800E-02 0.000E+00 0.000E+00 | XX0005AISLA1 .048
0

Series R-L-C. 0.000E+00 2.100E+04 0.000E+00 | TRAF XX0004 2.1E7
0

Series R-L-C. 0.000E+00 0.000E+00 3.800E-11 | TRANS XX0003 3.8E-5
0

Series R-L-C. 1.000E+02 0.000E+00 0.000E+00 | XX0001 100. 0
Series R-L-C. 4.800E-02 0.000E+00 0.000E+00 | LINEA AISLA2 .048 0
Series R-L-C. 0.000E+00 0.000E+00 8.800E-11 | XX0004XX0001 8.8E-5
0

Type-92 R(i) 0.0000E+00 0.0000E+00 5.5550E+03 |92AISLA2XX0003 5555.
0

Zinc oxide. 2.4000E+04 1.0000E+19 0.0000E+00 | 2.4E4 -1. 1
Breakpoint. 5.4687E+03 4.4966E+00 3.1736E-02 | 5468.7150895 4.4965561056
0.031735502103

Breakpoint. 1.0000E+04 9.0164E+00 8.7500E-01 | 1.E4 9.016402665
0.875

Special termination-of-points card. | 9999

Type-92 R(i) 0.0000E+00 0.0000E+00 5.5550E+03 |92AISLA1XX0003 5555.
0

Zinc oxide. 2.4000E+04 1.0000E+19 0.0000E+00 | 2.4E4 -1. 1
Breakpoint. 5.4687E+03 4.4966E+00 3.1736E-02 | 5468.7150895 4.4965561056
0.031735502103

Breakpoint. 1.0000E+04 9.0164E+00 8.7500E-01 | 1.E4 9.016402665
0.875

Special termination-of-points card. | 9999

Blank card ending branches. IBR, NTOT = 10 13 |BLANK BRANCH

Comment card. NUMDCD = 36. |C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< le ><Vf/CLOP ><
type >

Permanently-closed switch used for metering. | RAYO LINEA MEASURING
1

Switch. 0.00E+00 1.00E-03 0.00E+00 2.65E+05 | AISLA2XX0002 .001 2.65E5
0

Permanently-closed switch used for metering. | XX0003MT MEASURING
1

Switch. -1.00E+00 1.00E+03 0.00E+00 0.00E+00 | TRANS AISLA2 -1. 1.E3
0

Switch. -1.00E+00 1.00E+03 0.00E+00 0.00E+00 | XX0004AISLA1 -1. 1.E3
0

Switch. 0.00E+00 1.00E-03 0.00E+00 2.65E+05 | AISLA1XX0002 .001 2.65E5
0

Blank card ending switches. KSWTCH = 6. |BLANK SWITCH

Comment card. NUMDCD = 44. |C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1
>< TSTART >< TSTOP >

Source. 3.00E+04 1.20E-06 5.00E-05 0.00E+00 |15RAYO -1 3.E4 1.2E-6 5.E-5 2.
1.E3

Blank card ends electric sources. KCONST = 1 |BLANK SOURCE

List of input elements that are connected to each node. Only the physical connections of multi-phase lines are shown (capacitive and inductive coupling are ignored). Repeated entries indicate parallel connections. Switches are included, although sources (including rotating machinery) are omitted -- except that U.M. usage produces extra, internally-defined nodes "UMXXXX".

-----+-----
 From bus name | Names of all adjacent busses.
 -----+-----

```

POSTE |TERRA *XX0002*
MT    |TERRA *XX0003*
XX0002 |POSTE *AISLA1*AISLA2*
TRANS |TRAF *XX0003*AISLA2*
TRAF  |TRANS *XX0004*
XX0005 |AISLA1*
AISLA1 |XX0002*XX0005*XX0004*XX0003*
XX0004 |TRAF *AISLA1*XX0001*
XX0003 |MT *TRANS *AISLA1*AISLA2*
XX0001 |TERRA *XX0004*
LINEA |AISLA2*RAYO *
AISLA2 |XX0002*TRANS *XX0003*LINEA *
RAYO  |LINEA *
TERRA |POSTE *MT *XX0001*
  
```

+++ Node "RAYO " has no connected linear branches. Add (to ground) the conductance $G = 1.00000000E-08$ mhos.

Card of names for time-step loop output. | LINEA TRANS POSTE

Blank card ending requests for output variables. | BLANK OUTPUT

Column headings for the 5 EMTP output variables follow. These are divided among the 5 possible classes as follows

First 3 output variables are electric-network voltage differences (upper voltage minus lower voltage);

Next 2 output variables are branch currents (flowing from the upper node to the lower node);

Step Time LINEA TRANS POSTE RAYO XX0003

LINEA MT

*** Switch "RAYO " to "LINEA " closed before 0.00000000E+00 sec.

*** Switch "XX0003" to "MT " closed before 0.00000000E+00 sec.

*** Switch "TRANS " to "AISLA2" closed before 0.00000000E+00 sec.

*** Switch "XX0004" to "AISLA1" closed before 0.00000000E+00 sec.

0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0

*** Close switch "AISLA2" to "XX0002" after 1.00000000E-06 sec.

*** Close switch "AISLA1" to "XX0002" after 1.00000000E-06 sec.

500 .5E-3 121.939432 121.871655 147.346082 1.41202424 -.20377069

%% %% %% Final time step, PLTFIL dumps plot data to ".PL4" disk file.

Done dumping plot points to C-like disk file.

1000 .1E-2 .082268431 .082265354 .021405892 .64105E-4 -.00138746

Extrema of output variables follow. Order and column positioning are the same as for the preceding time-step loop output.

Variable maxima : 327661.749 326223.571 206676.026 29962.0375 29911.7662

Times of maxima : .1E-5 .1E-5 .25E-4 .1E-5 .1E-5

Variable minima : -.29485783 -.29503622 -.0083221 0.0 -.71837966

Times of minima : .797E-3 .797E-3 .989E-3 0.0 .362E-3

Blank card terminating all plot cards. |BLANK PLOT

Memory storage figures for the preceding, now-completed data case. ----- Present Program

A value of "-9999" indicates that no figure is available. 15-Aug-22 21:22:20 figure limit
(name)

Size List 1. Number of electric network nodes.	14	6000 (LBUS)
Size List 2. Number of electric network branches.	10	10000 (LBRNCH)
Size List 3. Number of data values in R, L, C tables.	9	192000 (LDATA)
Size List 4. Number of electric network sources.	1	900 (LEXCT)
Size List 5. Storage for [Y] and triangularized [Y]. No. times = 2 Factors =	17	46 420000 (LYMAT)
Size List 6. Number of entries in switch table. No. flops = 6	6	1200 (LSWTCH)
Size List 7. Number of distinct ALPHANUMERIC data names plus program SPY variables.	21	15000 (LSIZE7)
Size List 8. History points of distributed lines.	6	120000 (LPAST)
Size List 9. Number of nonlinear elements.	2	10000 (LNONL)
Size List 10. Points of nonlinear characteristics.	6	20000 (LCHAR)
Size List 11. Number of Type-59 S.M. outputs.	0	720 (LSMOUT)
Size List 12. Total number of EMTP output variables.	5	2000 (LSIZ12)
Size List 13. Working space for batch/SPY plotting.	-9999	72800 (LSIZ13)
Size List 14. S.M./U.M. connections to TACS.	-9999	510 (LBSTAC)
Size List 15. Character storage in bytes for MODELS.	-9999	90000 (LCTACS)
Size List 16. Total number of Type-59 S.M. masses.	0	800 (LIMASS)
Size List 17. Number of Type-59 Synchronous machines.	0	90 (LSYN)
Size List 18. Branch and switch power/energy outputs.	0	254 (MAXPE)
Size List 19. Total floating-point TACS table space.	23	120000 (LTACST)
Size List 20. Non-copied recursive convolution data.	0	100000 (LFSEM)
Size List 21. Total modal/phase [T] matrix storage.	1	3000 (LFD)
Size List 22. Total recursive convolution history.	0	15000 (LHIST)
Size List 23. Giant vectors for renumbering, phasors.	15	192000 (LSIZ23)
Size List 24. Peak phases of compensation for data.	2	120 (LCOMP)
Size List 25. Total table space for all U.M usage.	-9999	60000 (LSPCUM)
Size List 26. Square of max number of coupled phases.	4	160000 (LSIZ26)
Size List 28. MODELS. Total work space is divided into INTEGER and REAL. 1st, REAL:	-9999	210000 (LRTACS)
Second and last, statistics for INTEGER work space.	0	0 (LITACS)
Size List 29. RAM disk used by "TAPSAV" table saving (limit is "LABCOM" size LTLABL).	-9999	300 (LSIZ29)
Size List 30. Taku Noda frequency-dependent circuits.	0	19 (LSIZ30)

Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. -----	CP sec	Wait	sec
Data input time (through blank card ending branches)	0.000	0.000	0.000
Node renumbering and phasor solution	0.000	0.000	0.000
After phasor solution, but before time-step loop	0.000	0.000	0.000
Integration of equations (time-step loop)	0.016	0.000	0.016
Plotting or STATISTICS termination overlays	0.000	0.000	0.000

Totals	0.016	0.000	0.016

Simulación de Subestación de Distribución Aérea Monofásico Bifilar 22.9 kV con la alternativa de solución

--- 67 cards of disk file read into card cache cells 1 onward.

<====> Done with "/"-card sorting by data class. Remember that the source file appears different from interpreted input data.

Alternative Transients Program (ATP), GNU Linux or DOS. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.

Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 15-Aug-22 21:25:29 Name of disk plot file is pdraw\results\tesisbifilrsolbif.pl4

Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTP User Group in Portland, Oregon, USA. Source code date is 16 September 2005.

Total size of LABCOM tables = 10223567 INTEGER words. 31 VARDIM List Sizes follow: 6002 10K 192K 900 420K 1200 15K

120K 10K 20K 720 2K 72800 510 90K 800 90 254 120K 100K 3K 15K 192K 120 60K 160K 600 210K 300 19 400

-----+-----
Descriptive interpretation of input data cards. | Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character

0 1 2 3 4 5 6 7 8

01234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

-----+-----
Comment card. NUMDCD = 1. |C
data:C:\EMTP\ATPDRAW\RESULTS\TESISBIFILRSOLBIF.ATP
Marker card preceding new EMTP data case. |BEGIN NEW DATA CASE
Comment card. NUMDCD = 3. |C -----
--
Comment card. NUMDCD = 4. |C Generated by ATPDraw Agosto, 15, 2022
Comment card. NUMDCD = 5. |C from project E:\4. TESIS PROTECCION PARARRAYOS\3.
PRESENTACION 140722\5. LEVAN
Comment card. NUMDCD = 6. |C ATPDraw developed by H. K. Høidalen at NTNU -
NORWAY 1999-2020
Comment card. NUMDCD = 7. |C -----
--
Comment card. NUMDCD = 8. |C dT >< Tmax >< Xopt >< Copt >< Epsiln >
Misc. data. 1.000E-06 1.000E-03 0.000E+00 | 1.E-6 .001
Misc. data. 500 1 1 1 1 0 0 1 0 0 | 500 1 1 1 1 0 0 1 0

```

Comment card. NUMDCD = 11.          |C  1  2  3  4  5  6  7  8
Comment card. NUMDCD = 12.          |C
34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
Comment card. NUMDCD = 13.          |C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< L >< C >
Comment card. NUMDCD = 14.          |C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
Series R-L-C. 1.000E+02 0.000E+00 0.000E+00 | POSTE          100.          0
Series R-L-C. 1.000E+01 0.000E+00 0.000E+00 | MT              10.          0
0.000E+00 2.793E+02 3.000E+06 2.793E+02 4.333E-06|-1XX0003POSTE          279.28 3.E6 13.1 0
0
Series R-L-C. 3.820E+02 0.000E+00 0.000E+00 | TRANS TRAF          382.
0
Series R-L-C. 0.000E+00 2.100E+04 0.000E+00 | TRAF XX0005          2.1E7
0
Series R-L-C. 0.000E+00 0.000E+00 3.800E-11 | TRANS XX0004          3.8E-5
0
Series R-L-C. 7.000E+00 0.000E+00 0.000E+00 | PARA1 AISLA1          7.          0
Series R-L-C. 8.000E+00 0.000E+00 0.000E+00 | MT1              8.          0
Series R-L-C. 7.000E+00 0.000E+00 0.000E+00 | PAR1 AISLA2          7.          0
Series R-L-C. 4.800E-02 0.000E+00 0.000E+00 | XX0006PARA1          .048
0
Series R-L-C. 4.800E-02 0.000E+00 0.000E+00 | XX0002PAR1          .048
0
Series R-L-C. 0.000E+00 0.000E+00 3.800E-11 | XX0001XX0005          3.8E-5
0
Series R-L-C. 1.000E+02 0.000E+00 0.000E+00 | XX0001          100.          0
Type-92 R(i) 0.0000E+00 0.0000E+00 5.5550E+03 |92AISLA2XX0004          5555.
0
Zinc oxide. 2.4000E+04 1.0000E+19 0.0000E+00 |          2.4E4          -1.          1
Breakpoint. 5.4687E+03 4.4966E+00 3.1736E-02 |          5468.7150895          4.4965561056
0.031735502103
Breakpoint. 1.0000E+04 9.0164E+00 8.7500E-01 |          1.E4          9.016402665
0.875
Special termination-of-points card.          |          9999
Type-92 R(i) 0.0000E+00 0.0000E+00 5.5550E+03 |92PAR1 XX0007          5555.
0
Zinc oxide. 2.4000E+04 1.0000E+19 0.0000E+00 |          2.4E4          -1.          1
Breakpoint. 5.4687E+03 4.4966E+00 3.1736E-02 |          5468.7150895          4.4965561056
0.031735502103
Breakpoint. 1.0000E+04 9.0164E+00 8.7500E-01 |          1.E4          9.016402665
0.875
Special termination-of-points card.          |          9999
Type-92 R(i) 0.0000E+00 0.0000E+00 5.5550E+03 |92AISLA1XX0004          5555.
0
Zinc oxide. 2.4000E+04 1.0000E+19 0.0000E+00 |          2.4E4          -1.          1
Breakpoint. 5.4687E+03 4.4966E+00 3.1736E-02 |          5468.7150895          4.4965561056
0.031735502103
Breakpoint. 1.0000E+04 9.0164E+00 8.7500E-01 |          1.E4          9.016402665
0.875

```

```

Special termination-of-points card.          |          9999
Type-92 R(i) 0.0000E+00 0.0000E+00 5.5550E+03 |92PARA1 XX0007          5555.
0
Zinc oxide. 2.4000E+04 1.0000E+19 0.0000E+00 |          2.4E4          -1.          1
Breakpoint. 5.4687E+03 4.4966E+00 3.1736E-02 |          5468.7150895          4.4965561056
0.031735502103
Breakpoint. 1.0000E+04 9.0164E+00 8.7500E-01 |          1.E4          9.016402665
0.875
Special termination-of-points card.          |          9999
Blank card ending branches. IBR, NTOT = 13 17 |BLANK BRANCH
Comment card. NUMDCD = 49.          |C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< le ><Vf/CLOP ><
type >
Permanently-closed switch used for metering. | RAYO XX0002          MEASURING
1
Switch. 0.00E+00 1.00E-03 0.00E+00 3.00E+05 | AISLA2XX0003          .001          3.E5
0
Permanently-closed switch used for metering. | XX0004MT          MEASURING
1
Switch. -1.00E+00 1.00E+03 0.00E+00 0.00E+00 | TRANS AISLA2          -1.          1.E3
0
Switch. -1.00E+00 1.00E+03 0.00E+00 0.00E+00 | XX0005AISLA1          -1.          1.E3
0
Switch. 0.00E+00 1.00E-03 0.00E+00 3.00E+05 | AISLA1XX0003          .001          3.E5
0
Permanently-closed switch used for metering. | XX0007MT1          MEASURING
1
Blank card ending switches. KSWTCH = 7.          |BLANK SWITCH
Comment card. NUMDCD = 58.          |C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1
>< TSTART >< TSTOP >
Source. 3.00E+04 1.20E-06 5.00E-05 0.00E+00 |15RAYO -1          3.E4          1.2E-6          5.E-5          2.
1.E3
Blank card ends electric sources. KCONST = 1 |BLANK SOURCE

```

List of input elements that are connected to each node. Only the physical connections of multi-phase lines are shown (capacitive and inductive coupling are ignored). Repeated entries indicate parallel connections. Switches are included, although sources (including rotating machinery) are omitted -- except that U.M. usage produces extra, internally-defined nodes "UMXXXX".

```

-----+-----
From bus name | Names of all adjacent busses.
-----+-----
POSTE |TERRA *XX0003*
MT |TERRA *XX0004*
XX0003 |POSTE *AISLA1*AISLA2*
TRANS |TRAF *XX0004*AISLA2*
TRAF |TRANS *XX0005*
XX0005 |TRAF *AISLA1*XX0001*

```

```

XX0004 |MT *TRANS *AISLA1*AISLA2*
PARA1 |AISLA1*XX0006*XX0007*
AISLA1 |XX0003*XX0005*XX0004*PARA1 *
MT1 |TERRA *XX0007*
PAR1 |AISLA2*XX0002*XX0007*
AISLA2 |XX0003*TRANS *XX0004*PAR1 *
XX0006 |PARA1 *
XX0002 |PAR1 *RAYO *
XX0001 |TERRA *XX0005*
XX0007 |PARA1 *MT1 *PAR1 *
RAYO |XX0002*
TERRA |POSTE *MT *MT1 *XX0001*

```

+++ Node "RAYO " has no connected linear branches. Add (to ground) the conductance G = 1.00000000E-08 mhos.

+++ Node "XX0007" has no connected linear branches. Add (to ground) the conductance G = 1.00000000E-08 mhos.

Card of names for time-step loop output. | PAR1 TRANS POSTE

Blank card ending requests for output variables. |BLANK OUTPUT

Column headings for the 6 EMTP output variables follow. These are divided among the 5 possible classes as follows ...

First 3 output variables are electric-network voltage differences (upper voltage minus lower voltage);

Next 3 output variables are branch currents (flowing from the upper node to the lower node);

```

Step Time PAR1 TRANS POSTE RAYO XX0004 XX0007
          XX0002 MT MT1

```

```

***      Switch "RAYO " to "XX0002" closed before 0.00000000E+00 sec.
***      Switch "XX0004" to "MT " closed before 0.00000000E+00 sec.
***      Switch "TRANS " to "AISLA2" closed before 0.00000000E+00 sec.
***      Switch "XX0005" to "AISLA1" closed before 0.00000000E+00 sec.
***      Switch "XX0007" to "MT1 " closed before 0.00000000E+00 sec.

```

```

0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0

```

```

500 .5E-3 3289.09515 3284.2053 0.0 1.41199257 .698450358 .713546599

```

%%%%%%%% Final time step, PLTFIL dumps plot data to ".PL4" disk file.

Done dumping plot points to C-like disk file.

```

1000 .1E-2 -52.51562 -52.516555 0.0 .64631E-4 .194188E-4 .452992E-4

```

Extrema of output variables follow. Order and column positioning are the same as for the preceding time-step loop output.

```

Variable maxima : 183405.206 126441.016 0.0 29962.0389 10298.3892 19654.408

```

```

Times of maxima : .1E-5 .1E-5 0.0 .1E-5 .1E-5 .1E-5

```

```

Variable minima : -52.51562 -52.516555 0.0 0.0 0.0 0.0

```

```

Times of minima : .1E-2 .1E-2 0.0 0.0 0.0 0.0

```

Blank card terminating all plot cards. |BLANK PLOT

Memory storage figures for the preceding, now-completed data case. ----- Present Program

A value of "-9999" indicates that no figure is available. 15-Aug-22 21:25:29 figure limit
(name)

Size List 1. Number of electric network nodes.	18	6000	(LBUS)
Size List 2. Number of electric network branches.	13	10000	(LBRNCH)
Size List 3. Number of data values in R, L, C tables.	12	192000	(LDATA)
Size List 4. Number of electric network sources.	1	900	(LEXCT)
Size List 5. Storage for [Y] and triangularized [Y]. No. times = 1 Factors =	28	61	420000
(LYMAT)			
Size List 6. Number of entries in switch table. No. flops = 5	7	1200	(LSWTCH)
Size List 7. Number of distinct ALPHANUMERIC data names plus program SPY variables.		27	
15000 (LSIZE7)			
Size List 8. History points of distributed lines.	6	120000	(LPAST)
Size List 9. Number of nonlinear elements.	4	10000	(LNONL)
Size List 10. Points of nonlinear characteristics.	12	20000	(LCHAR)
Size List 11. Number of Type-59 S.M. outputs.	0	720	(LSMOUT)
Size List 12. Total number of EMTP output variables.	6	2000	(LSIZ12)
Size List 13. Working space for batch/SPY plotting.	-9999	72800	(LSIZ13)
Size List 14. S.M./U.M. connections to TACS.	-9999	510	(LBSTAC)
Size List 15. Character storage in bytes for MODELS.	-9999	90000	(LCTACS)
Size List 16. Total number of Type-59 S.M. masses.	0	800	(LIMASS)
Size List 17. Number of Type-59 Synchronous machines.	0	90	(LSYN)
Size List 18. Branch and switch power/energy outputs.	0	254	(MAXPE)
Size List 19. Total floating-point TACS table space.	23	120000	(LTACST)
Size List 20. Non-copied recursive convolution data.	0	100000	(LFSEM)
Size List 21. Total modal/phase [T] matrix storage.	1	3000	(LFD)
Size List 22. Total recursive convolution history.	0	15000	(LHIST)
Size List 23. Giant vectors for renumbering, phasors.	18	192000	(LSIZ23)
Size List 24. Peak phases of compensation for data.	4	120	(LCOMP)
Size List 25. Total table space for all U.M usage.	-9999	60000	(LSPCUM)
Size List 26. Square of max number of coupled phases.	16	160000	(LSIZ26)
Size List 28. MODELS. Total work space is divided into INTEGER and REAL. 1st, REAL:		-9999	
210000 (LRTACS)			
Second and last, statistics for INTEGER work space.	0	0	(LITACS)
Size List 29. RAM disk used by "TAPSAV" table saving (limit is "LABCOM" size LTLABL).		-9999	
300 (LSIZ29)			
Size List 30. Taku Noda frequency-dependent circuits.	0	19	(LSIZ30)
Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. ----- CP sec Wait sec Real sec			
Data input time (through blank card ending branches)	0.000	0.000	0.000
Node renumbering and phasor solution	0.000	0.000	0.000
After phasor solution, but before time-step loop	0.000	0.000	0.000
Integration of equations (time-step loop)	0.016	0.000	0.016
Plotting or STATISTICS termination overlays	0.000	0.000	0.000

Totals	0.016	0.000	0.016

Simulación de Subestación de Distribución Aérea Monofásico Unifilar 13.2 kV

--- 44 cards of disk file read into card cache cells 1 onward.

<==> Done with "/"-card sorting by data class. Remember that the source file appears different from interpreted input data.

Alternative Transients Program (ATP), GNU Linux or DOS. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.

Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 15-Aug-22 21:27:15 Name of disk plot file is emtp\atpdraw\results\tesisunifi.pl4

Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTP User Group in Portland, Oregon, USA. Source code date is 16 September 2005.

Total size of LABCOM tables = 10223567 INTEGER words. 31 VARDIM List Sizes follow: 6002 10K 192K 900 420K 1200 15K

120K 10K 20K 720 2K 72800 510 90K 800 90 254 120K 100K 3K 15K 192K 120 60K 160K 600 210K 300 19 400

-----+-----
Descriptive interpretation of input data cards. | Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character

0 1 2 3 4 5 6 7 8

01234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

-----+-----
Comment card. NUMDCD = 1. |C data:C:\EMTP\ATPDRAW\RESULTS\TESISUNIFI.ATP

Marker card preceding new EMTP data case. |BEGIN NEW DATA CASE

Comment card. NUMDCD = 3. |C -----

--

Comment card. NUMDCD = 4. |C Generated by ATPDraw Agosto, 15, 2022

Comment card. NUMDCD = 5. |C from project E:\4. TESIS PROTECCION PARARRAYOS\3.

PRESENTACION 140722\5. LEVAN

Comment card. NUMDCD = 6. |C ATPDraw developed by H. K. Høidalen at NTNU -

NORWAY 1999-2020

Comment card. NUMDCD = 7. |C -----

--

Comment card. NUMDCD = 8. |C dT >> Tmax >> Xopt >> Copt >> Epsiln>

Misc. data. 1.000E-06 1.000E-03 0.000E+00 | 1.E-6 .001

Misc. data. 500 1 1 1 1 0 0 1 0 0 | 500 1 1 1 1 0 0 1 0

Comment card. NUMDCD = 11. |C 1 2 3 4 5 6 7 8

Comment card. NUMDCD = 12. |C

34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

Comment card. NUMDCD = 13. |C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< L >< C >

Comment card. NUMDCD = 14. |C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0

Series R-L-C. 1.000E+02 0.000E+00 0.000E+00 | POST 100. 0

Series R-L-C. 1.000E+01 0.000E+00 0.000E+00 | MT 10. 0

0.000E+00 2.793E+02 3.000E+06 2.793E+02 4.333E-06|-1POSTE POS 279.28 3.E6 13.1 0

0

Series R-L-C. 7.140E+01 0.000E+00 0.000E+00 | TRAF0 XX0002 71.4

0


```

Series R-L-C. 0.000E+00 6.260E+03 0.000E+00 | XX0002XX0003      6.26E6
0
Series R-L-C. 0.000E+00 0.000E+00 3.800E-11 | TRAF0 MT          3.8E-5      0
Series R-L-C. 4.800E-02 0.000E+00 0.000E+00 | XX0001AISL      .048      0
Type-92 R(i) 0.0000E+00 0.0000E+00 5.5550E+03 |92AISL MT          5555.
0
Zinc oxide. 2.4000E+04 1.0000E+19 0.0000E+00 |          2.4E4      -1.      1
Breakpoint. 5.4687E+03 4.4966E+00 3.1736E-02 |          5468.7150895      4.4965561056
0.031735502103
Breakpoint. 1.0000E+04 9.0164E+00 8.7500E-01 |          1.E4      9.016402665
0.875
Special termination-of-points card.          |          9999
Blank card ending branches. IBR, NTOT = 7 10 |BLANK BRANCH
Comment card. NUMDCD = 28.          |C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< le ><Vf/CLOP ><
type >
Permanently-closed switch used for metering. | RAYO XX0001          MEASURING
1
Permanently-closed switch used for metering. | POS POST          MEASURING
1
Switch. 0.00E+00 1.00E-03 0.00E+00 2.65E+05 | AISL POSTE      .001      2.65E5
0
Switch. -1.00E+00 1.00E+03 0.00E+00 0.00E+00 | AISL TRAF0      -1. 1.E3
0
Permanently-closed switch used for metering. | XX0003MT          MEASURING
1
Blank card ending switches. KSWTCH = 5.          |BLANK SWITCH
Comment card. NUMDCD = 35.          |C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1
>< TSTART >< TSTOP >
Source. 3.00E+04 1.20E-06 5.00E-05 0.00E+00 |15RAYO -1 3.E4 1.2E-6 5.E-5 2.
1.E3
Blank card ends electric sources. KCONST = 1 |BLANK SOURCE

```

List of input elements that are connected to each node. Only the physical connections of multi-phase lines are shown (capacitive and inductive coupling are ignored). Repeated entries indicate parallel connections. Switches are included, although sources (including rotating machinery) are omitted -- except that U.M. usage produces extra, internally-defined nodes "UMXXXX".

```

-----+-----
From bus name | Names of all adjacent busses.
-----+-----

```

```

POST |TERRA *POS *
MT |TERRA *TRAF0 *XX0003*AISL *
POSTE |POS *AISL *
POS |POST *POSTE *
TRAF0 |MT *XX0002*AISL *
XX0002 |TRAF0 *XX0003*
XX0003 |MT *XX0002*

```

```

XX0001 |AISL *RAYO *
AISL |MT *POSTE *TRAFO *XX0001*
RAYO |XX0001*
TERRA |POST *MT *

```

-----+-----
+++ Node "RAYO " has no connected linear branches. Add (to ground) the conductance G = 1.00000000E-08 mhos.

Card of names for time-step loop output. | AISL TRAFO POS
Blank card ending requests for output variables. |BLANK OUTPUT

Column headings for the 6 EMTP output variables follow. These are divided among the 5 possible classes as follows

First 3 output variables are electric-network voltage differences (upper voltage minus lower voltage);

Next 3 output variables are branch currents (flowing from the upper node to the lower node);

```

Step Time AISL TRAFO POS RAYO POS XX0003
          XX0001 POST MT

```

*** Switch "RAYO " to "XX0001" closed before 0.00000000E+00 sec.

*** Switch "POS " to "POST " closed before 0.00000000E+00 sec.

*** Switch "AISL " to "TRAFO " closed before 0.00000000E+00 sec.

*** Switch "XX0003" to "MT " closed before 0.00000000E+00 sec.

```

0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0

```

*** Close switch "AISL " to "POSTE " after 1.00000000E-06 sec.

```

500 .5E-3 110.662803 110.662803 145.127197 1.41202436 1.45127197 .858677E-3

```

%%%%%%%% Final time step, PLTFIL dumps plot data to ".PL4" disk file.

Done dumping plot points to C-like disk file.

```

1000 .1E-2 -.08092499 -.08092499 -.07935184 .641067E-4 -.79352E-3 .859547E-3

```

Extrema of output variables follow. Order and column positioning are the same as for the preceding time-step loop output.

Variable maxima : 326726.283 326726.283 212211.947 29962.0375 2122.11947 .85955E-3

Times of maxima : .1E-5 .1E-5 .24E-4 .1E-5 .24E-4 .828E-3

Variable minima : -.08092499 -.08092499 -.07935184 0.0 -.79352E-3 0.0

Times of minima : .1E-2 .1E-2 .1E-2 0.0 .1E-2 0.0

Blank card terminating all plot cards. |BLANK PLOT

Memory storage figures for the preceding, now-completed data case. ----- Present Program

A value of "-9999" indicates that no figure is available. 15-Aug-22 21:27:15 figure limit
(name)

Size List 1. Number of electric network nodes. 11 6000 (LBUS)

Size List 2. Number of electric network branches. 7 10000 (LBRNCH)

Size List 3. Number of data values in R, L, C tables. 6 192000 (LDATA)

Size List 4. Number of electric network sources. 1 900 (LEXCT)

Size List 5. Storage for [Y] and triangularized [Y]. No. times = 2 Factors = 13 32 420000
(LYMAT)

Size List 6. Number of entries in switch table. No. flops = 5 5 1200 (LSWTCH)

Size List 7. Number of distinct ALPHANUMERIC data names plus program SPY variables.	16			
15000 (LSIZE7)				
Size List 8. History points of distributed lines.	6	120000 (LPAST)		
Size List 9. Number of nonlinear elements.	1	10000 (LNONL)		
Size List 10. Points of nonlinear characteristics.	3	20000 (LCHAR)		
Size List 11. Number of Type-59 S.M. outputs.	0	720 (LSMOUT)		
Size List 12. Total number of EMTP output variables.	6	2000 (LSIZ12)		
Size List 13. Working space for batch/SPY plotting.	-9999	72800 (LSIZ13)		
Size List 14. S.M./U.M. connections to TACS.	-9999	510 (LBSTAC)		
Size List 15. Character storage in bytes for MODELS.	-9999	90000 (LCTACS)		
Size List 16. Total number of Type-59 S.M. masses.	0	800 (LIMASS)		
Size List 17. Number of Type-59 Synchronous machines.	0	90 (LSYN)		
Size List 18. Branch and switch power/energy outputs.	0	254 (MAXPE)		
Size List 19. Total floating-point TACS table space.	23	120000 (LTACST)		
Size List 20. Non-copied recursive convolution data.	0	100000 (LFSEM)		
Size List 21. Total modal/phase [T] matrix storage.	1	3000 (LFD)		
Size List 22. Total recursive convolution history.	0	15000 (LHIST)		
Size List 23. Giant vectors for renumbering, phasors.	10	192000 (LSIZ23)		
Size List 24. Peak phases of compensation for data.	1	120 (LCOMP)		
Size List 25. Total table space for all U.M usage.	-9999	60000 (LSPCUM)		
Size List 26. Square of max number of coupled phases.	1	160000 (LSIZ26)		
Size List 28. MODELS. Total work space is divided into INTEGER and REAL. 1st, REAL:	-9999			
210000 (LRTACS)				
Second and last, statistics for INTEGER work space.	0	0 (LITACS)		
Size List 29. RAM disk used by "TAPSAV" table saving (limit is "LABCOM" size LTLABL).	-9999			
300 (LSIZ29)				
Size List 30. Taku Noda frequency-dependent circuits.	0	19 (LSIZ30)		
Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. ----- CP sec Wait				
sec Real sec				
Data input time (through blank card ending branches)	0.000	0.000	0.000	
Node renumbering and phasor solution	0.000	0.000	0.000	
After phasor solution, but before time-step loop	0.000	0.000	0.000	
Integration of equations (time-step loop)	0.000	0.000	0.000	
Plotting or STATISTICS termination overlays	0.000	0.000	0.000	

Totals	0.000	0.000	0.000	

Simulación de Subestación de Distribución Aérea Monofásico Unifilar 13.2 kV con la alternativa de solución

--- 51 cards of disk file read into card cache cells 1 onward.

<==> Done with "/"-card sorting by data class. Remember that the source file appears different from interpreted input data.

Alternative Transients Program (ATP), GNU Linux or DOS. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.

Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 15-Aug-22 21:29:15 Name of disk plot file is
 \atpdraw\results\tesisunifisolu.pl4

Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTP User Group in Portland, Oregon, USA. Source code date is 16 September 2005.

Total size of LABCOM tables = 10223567 INTEGER words. 31 VARDIM List Sizes follow: 6002 10K 192K 900 420K 1200 15K

120K 10K 20K 720 2K 72800 510 90K 800 90 254 120K 100K 3K 15K 192K 120 60K 160K 600 210K 300 19 400

-----+-----
Descriptive interpretation of input data cards. | Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character

0 1 2 3 4 5 6 7 8

01234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

-----+-----
Comment card. NUMDCD = 1. |C data:C:\EMTP\ATPDRAW\RESULTS\TESISUNIFISOLU.ATP

Marker card preceding new EMTP data case. |BEGIN NEW DATA CASE

Comment card. NUMDCD = 3. |C -----

--

Comment card. NUMDCD = 4. |C Generated by ATPDraw Agosto, 15, 2022

Comment card. NUMDCD = 5. |C from project E:\4. TESIS PROTECCION PARARRAYOS\3.

PRESENTACION 140722\5. LEVAN

Comment card. NUMDCD = 6. |C ATPDraw developed by H. K. Høidalen at NTNU -

NORWAY 1999-2020

Comment card. NUMDCD = 7. |C -----

--

Comment card. NUMDCD = 8. |C dT >< Tmax >< Xopt >< Copt >< Epsilon>

Misc. data. 1.000E-06 1.000E-03 0.000E+00 | 1.E-6 .001

Misc. data. 500 1 1 1 1 0 0 1 0 0 | 500 1 1 1 1 0 0 1 0

Comment card. NUMDCD = 11. |C 1 2 3 4 5 6 7 8

Comment card. NUMDCD = 12. |C

34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

Comment card. NUMDCD = 13. |C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< L >< C >

Comment card. NUMDCD = 14. |C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0

Series R-L-C. 5.000E+01 0.000E+00 0.000E+00 | POST 50. 0

Series R-L-C. 5.000E+02 0.000E+00 0.000E+00 | MT 500. 0

0.000E+00 2.793E+02 3.000E+06 2.793E+02 4.333E-06|-1POSTE POST 279.28 3.E6 13.1 0

0

Series R-L-C. 6.530E+01 0.000E+00 0.000E+00 | TRAF0 XX0002 65.3

0

Series R-L-C. 0.000E+00 0.000E+00 3.800E-10 | TRAF0 XX0001 .00038

0

Series R-L-C. 0.000E+00 4.120E+03 0.000E+00 | XX0002MT 4.12E6

0

Series R-L-C. 2.000E+00 0.000E+00 0.000E+00 | LINE AISL 2. 0

Series R-L-C. 4.800E-02 0.000E+00 0.000E+00 | RAY LINE .048 0

Series R-L-C. 6.000E+00 0.000E+00 0.000E+00 | MT1 6. 0

Type-92 R(i) 0.0000E+00 0.0000E+00 5.5550E+03 |92AISL XX0001 5555.

0

Zinc oxide. 2.4000E+04 1.0000E+19 0.0000E+00 | 2.4E4 -1. 1

```

Breakpoint. 5.4687E+03 4.4966E+00 3.1736E-02 | 5468.7150895 4.4965561056
0.031735502103
Breakpoint. 1.0000E+04 9.0164E+00 8.7500E-01 | 1.E4 9.016402665
0.875
Special termination-of-points card. | 9999
Type-92 R(i) 0.0000E+00 0.0000E+00 5.5550E+03 |92LINE XX0003 5555.
0
Zinc oxide. 2.4000E+04 1.0000E+19 0.0000E+00 | 2.4E4 -1. 1
Breakpoint. 5.4687E+03 4.4966E+00 3.1736E-02 | 5468.7150895 4.4965561056
0.031735502103
Breakpoint. 1.0000E+04 9.0164E+00 8.7500E-01 | 1.E4 9.016402665
0.875
Special termination-of-points card. | 9999
Blank card ending branches. IBR, NTOT = 9 12 |BLANK BRANCH
Comment card. NUMDCD = 35. |C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< le ><Vf/CLOP ><
type >
Permanently-closed switch used for metering. | RAYO RAY MEASURING
1
Switch. 0.00E+00 1.00E-03 0.00E+00 3.10E+05 | AISL POSTE .001 3.1E5
0
Switch. -1.00E+00 1.00E+03 0.00E+00 0.00E+00 | TRAFO AISL -1. 1.E3
0
Permanently-closed switch used for metering. | XX0001MT MEASURING
1
Permanently-closed switch used for metering. | XX0003MT1 MEASURING
1
Blank card ending switches. KSWTCH = 5. |BLANK SWITCH
Comment card. NUMDCD = 42. |C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1
>< TSTART >< TSTOP >
Source. 3.00E+04 1.20E-06 5.00E-05 0.00E+00 |15RAYO -1 3.E4 1.2E-6 5.E-5 2.
1.E3
Blank card ends electric sources. KCONST = 1 |BLANK SOURCE

```

List of input elements that are connected to each node. Only the physical connections of multi-phase lines are shown (capacitive and inductive coupling are ignored). Repeated entries indicate parallel connections. Switches are included, although sources (including rotating machinery) are omitted -- except that U.M. usage produces extra, internally-defined nodes "UMXXXX".

```

-----+-----
From bus name | Names of all adjacent busses.
-----+-----

```

```

POST |TERRA *POSTE *
MT |TERRA *XX0002*XX0001*
POSTE |POST *AISL *
TRAFO |XX0002*XX0001*AISL *
XX0002 |MT *TRAFO *
XX0001 |MT *TRAFO *AISL *

```

```

LINE |AISL *RAY *XX0003*
AISL |POSTE *TRAFO *XX0001*LINE *
RAY  |LINE *RAYO *
MT1  |TERRA *XX0003*
XX0003 |LINE *MT1 *
RAYO  |RAY *
TERRA |POST *MT *MT1 *

```

+++ Node "RAYO " has no connected linear branches. Add (to ground) the conductance G = 1.00000000E-08 mhos.

+++ Node "XX0003" has no connected linear branches. Add (to ground) the conductance G = 1.00000000E-08 mhos.

Card of names for time-step loop output. | TRAFO LINE POST

Blank card ending requests for output variables. |BLANK OUTPUT

Column headings for the 6 EMTP output variables follow. These are divided among the 5 possible classes as follows

First 3 output variables are electric-network voltage differences (upper voltage minus lower voltage);

Next 3 output variables are branch currents (flowing from the upper node to the lower node);

```

Step  Time  TRAFO  LINE  POST  RAYO  XX0001  XX0003
              RAY  MT  MT1

```

*** Switch "RAYO " to "RAY " closed before 0.00000000E+00 sec.

*** Switch "TRAFO " to "AISL " closed before 0.00000000E+00 sec.

*** Switch "XX0001" to "MT " closed before 0.00000000E+00 sec.

*** Switch "XX0003" to "MT1 " closed before 0.00000000E+00 sec.

```

0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0

```

```

500 .5E-3 3411.37326 3412.51139 0.0 1.41199134 .568240698 .842925648

```

%% %% %% Final time step, PLTFIL dumps plot data to ".PL4" disk file.

Done dumping plot points to C-like disk file.

```

1000 .1E-2 89.5437934 89.5436847 0.0 .632104E-4 -.00103334 .117564E-3

```

Extrema of output variables follow. Order and column positioning are the same as for the preceding time-step loop output.

Variable maxima : 203790.334 204552.719 0.0 29962.0387 381.192091 29580.8448

Times of maxima : .1E-5 .1E-5 0.0 .1E-5 .1E-5 .1E-5

Variable minima : 0.0 0.0 0.0 0.0 -.00117389 0.0

Times of minima : 0.0 0.0 0.0 0.0 .926E-3 0.0

Blank card terminating all plot cards. |BLANK PLOT

Memory storage figures for the preceding, now-completed data case. ----- Present Program

A value of "-9999" indicates that no figure is available. 15-Aug-22 21:29:15 figure limit (name)

Size List 1. Number of electric network nodes.	13	6000 (LBUS)
Size List 2. Number of electric network branches.	9	10000 (LBRNCH)
Size List 3. Number of data values in R, L, C tables.	8	192000 (LDATA)

Size List 4. Number of electric network sources.	1	900	(LEXCT)
Size List 5. Storage for [Y] and triangularized [Y]. No. times = 1 Factors = 18 40 420000 (LYMAT)			
Size List 6. Number of entries in switch table. No. flops = 4	5	1200	(LSWTCH)
Size List 7. Number of distinct ALPHANUMERIC data names plus program SPY variables. 15000 (LSIZE7)	19		
Size List 8. History points of distributed lines.	6	120000	(LPAST)
Size List 9. Number of nonlinear elements.	2	10000	(LNONL)
Size List 10. Points of nonlinear characteristics.	6	20000	(LCHAR)
Size List 11. Number of Type-59 S.M. outputs.	0	720	(LSMOUT)
Size List 12. Total number of EMTP output variables.	6	2000	(LSIZ12)
Size List 13. Working space for batch/SPY plotting.	-9999	72800	(LSIZ13)
Size List 14. S.M./U.M. connections to TACS.	-9999	510	(LBSTAC)
Size List 15. Character storage in bytes for MODELS.	-9999	90000	(LCTACS)
Size List 16. Total number of Type-59 S.M. masses.	0	800	(LIMASS)
Size List 17. Number of Type-59 Synchronous machines.	0	90	(LSYN)
Size List 18. Branch and switch power/energy outputs.	0	254	(MAXPE)
Size List 19. Total floating-point TACS table space.	23	120000	(LTACST)
Size List 20. Non-copied recursive convolution data.	0	100000	(LFSEM)
Size List 21. Total modal/phase [T] matrix storage.	1	3000	(LFD)
Size List 22. Total recursive convolution history.	0	15000	(LHIST)
Size List 23. Giant vectors for renumbering, phasors.	11	192000	(LSIZ23)
Size List 24. Peak phases of compensation for data.	2	120	(LCOMP)
Size List 25. Total table space for all U.M usage.	-9999	60000	(LSPCUM)
Size List 26. Square of max number of coupled phases.	4	160000	(LSIZ26)
Size List 28. MODELS. Total work space is divided into INTEGER and REAL. 1st, REAL: 210000 (LRTACS)	-9999		
Second and last, statistics for INTEGER work space.	0	0	(LITACS)
Size List 29. RAM disk used by "TAPSAV" table saving (limit is "LABCOM" size LTLABL). 300 (LSIZ29)	-9999		
Size List 30. Taku Noda frequency-dependent circuits.	0	19	(LSIZ30)
Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. ----- CP sec Wait sec Real sec			
Data input time (through blank card ending branches)	0.000	0.000	0.000
Node renumbering and phasor solution	0.000	0.000	0.000
After phasor solution, but before time-step loop	0.000	0.000	0.000
Integration of equations (time-step loop)	0.000	0.000	0.000
Plotting or STATISTICS termination overlays	0.000	0.000	0.000

Totals	0.000	0.000	0.000

ANEXO 07
SOFTWARE ATP – DRAW

Software de Simulación ATPDraw

ATP Es una herramienta de software que permite la simulación digital de fenómenos transitorios de naturaleza electromagnética y electromecánica con fines de diseño, especificación de equipos o definición de parámetros eléctricos.

El software resuelve sistemas eléctricos, monofásico o polifásicos, calculando el valor que adquieren a lo largo del tiempo las variables del mismo. Trabaja con modelos que caracterizan el comportamiento de sus distintos elementos constitutivos: resistencias, inductancias, condensadores, elementos de parámetros conectados y/o distribuidos; máquinas, interruptores, etc.

Su capacidad permite resolución de sistemas de hasta 6000 nodos, 1000 ramas, 900 fuentes, 1200 interruptores, 90 máquinas síncronas y 2250 elementos no lineales (wikipedia, s.f.).

ATPDraw es un preprocesador gráfico accionado por el ratón para la versión ATP del Programa de Transitorios Electromagnéticos (EMTP) en la plataforma MS-Windows. En ATPDraw el usuario puede construir un circuito eléctrico usando el ratón y seleccionando componentes de los menús, luego ATPDraw genera el archivo de entrada ATP en el formato apropiado basado en "lo que ves es lo que obtienes". El programa de simulación ATP y los programas de trazado se pueden integrar con ATPDraw (<https://www.atpdraw.net>, s.f.).

Licenciamiento

A pesar de que la herramienta EMTP que realizó BPA se mantiene en dominio público, ATP requiere un licenciamiento. El software es gratuito y su licenciamiento se realiza con grupos de usuarios.

Funcionamiento

El software se compone de un compilador ATP y una serie de programas complementarios que facilitan el uso de la herramienta. Las herramientas complementarias son: editores de texto, editor gráfico de circuitos eléctricos y aplicaciones para visualización de los resultados obtenidos.

Compilador ATP

Es el núcleo de la aplicación y es la que permite compilar los datos del circuito de entrada con los resultados obtenidos. Los archivos de entrada al compilador se caracterizan por tener extensiones *.dat o *.atp. Los archivos de salida, en donde se registran los resultados de las simulaciones, son de extensión *.lis o *.pl4.

Existen dos versiones de compiladores ATP:

Watcom ATP: Versión que funciona en Windows. Permite nombres de archivos de gran longitud, grandes archivos de datos y desarrollo multitarea.

GNU ATP: Es la versión que se ha construido con compiladores libres del mundo GNU. Existen tres versiones GNU ATP/MingW32, GNU ATP/digpp y GNU ATP/Linux. EEUG distribuye, solamente la primera, que funciona en entorno Windows .

Subrutina MODELS

MODELS es una subrutina que al igual que TACS, fue desarrollada e incorporada en ATP por Laurent Dubé en 1989. Es un lenguaje de programación MODELS es de descripción técnica, en el cual se utiliza un grupo de instrucciones sencillas (módulos) que permiten la representación y el estudio de sistemas variables en el tiempo, al igual que la representación de sistemas físicos complejos.

MODELS se puede definir como un lenguaje de programación para desarrollar modelos de componentes y construir librerías, representar componentes o procesos numéricos. Es un lenguaje simple al que se familiariza con rapidez.

5.2.3. Aplicaciones que Componen el Software

Los siguientes son algunas aplicaciones y usos de MODELS en ATP:

- Inserción de fuentes de tensión o corriente, basadas en funciones de tiempo u obtenidas trámite archivos externos.
- Inserción de resistencias no lineales, variables en el tiempo, dependientes de la tensión o corriente u obtenidas a través de listados de puntos.
- Control de interruptores, dependencia de los mismos en con funciones de tiempo, dependiente de variables como corriente, o tensión o basados en funciones.
- Medidores de parámetros eléctricos como potencia, energía factor de potencia, frecuencia, valores RMS en las distintas partes de la red.
- Obtención de funciones de transferencia o equivalentes Thévenin o Norton.

Características del Lenguaje de Programación

Algunas características de MODELS son:

- Emplea sintaxis regular para el uso de variables, órdenes, expresiones y funciones.
- Usa diversas variables con valores dados de acuerdo con procedimientos establecidos en el model, que pueden ser: numéricos o lógicos.
- Permite el uso de funciones numéricas y lógicas predefinidas. Permite la definición de funciones por el usuario, elementos parametrizados, listados de puntos y funciones programadas externamente.

- Permite la implementación de condiciones y ciclos (if, while, for...) para estructurar la forma de ejecución de un procedimiento.
- Permite el uso de comentarios dentro de una descripción que facilita la lectura.
- Tiene un campo de nombres individuales para cada model. Esto permite asignar nombres a las variables usadas, sin causar conflicto con nombres utilizados en otras instancias de la simulación.
- Replicabilidad de un mismo componente.
- Facilita la división de un bloque para reducir complejidad. Los sub-bloques se denominan submodels.
- Condicionar la ejecución de un model.
- Permite el control de errores.

TACS

TACS es el acrónimo en inglés de Transients Analysis of Control Systems. TACS es un subprograma de ATP que simula un computador análogo en forma de bloques de control. La teoría de incorporación y manejo de los dispositivos de control.

Algunos de los ítems incluidos en TACS son:

- Interruptor controlado en el tiempo (TACSSWITCH) por medio de model.
- Fuente controlada en el tiempo (TACSSOURCE) por medio de model.
- Resistencia controlada por medio de model.

ATPDraw

Este programa permite crear los archivos con los datos de la simulación de forma gráfica. Permite la selección de componentes a partir de una librería en donde hay elementos circuitales, permite la edición de los parámetros de los mismos.

Permite crear modelos que no se encuentran en la librería base, utilizando opciones como Data Base Module o \$INCLUDE.

Los archivos producidos con este software tienen extensión *.adp o *.cir y se pueden convertir a archivos *.atp, que maneja el compilador ATP.

Desde la herramienta gráfica se pueden iniciar otros programas: correr el compilador ATP, abrir las herramientas gráficas de salida o el editor de texto.

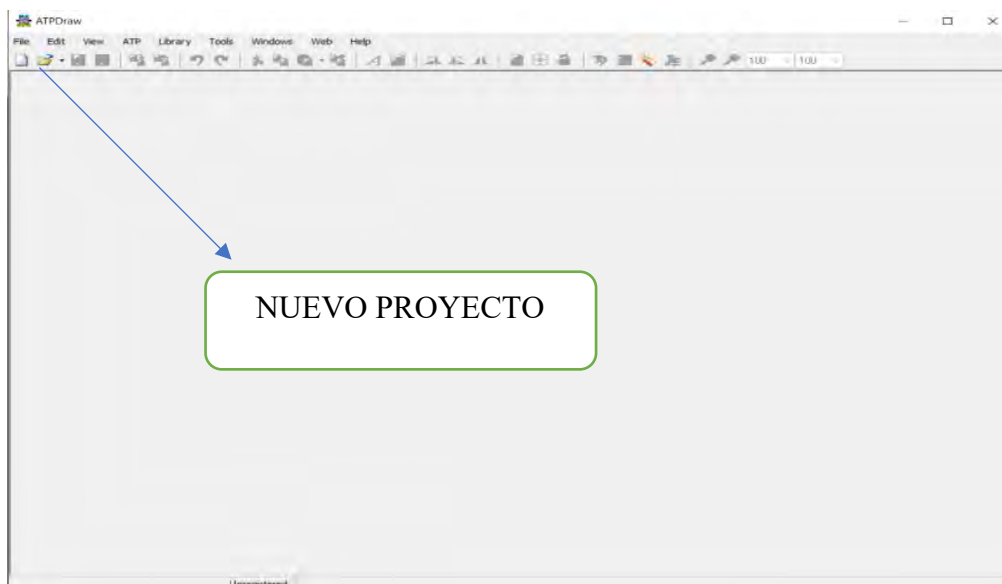
Usos

ATP es útil para los siguientes tipos de análisis:

- Fallas y cálculos de corrientes a tierra. Permite representar o modelar elementos eléctricos para simular la corriente producida por una falla en un sistema eléctrico.⁵
- Sobretensiones atmosféricas, temporales y de maniobra.
- Armónicos
- Conexión / desconexión de transformadores, reactancias y condensadores.
- Arranque de motores.
- Estabilidad transitoria.
- Coordinación de aislamiento.
- Protecciones.
- Sistema de transporte impulsados por electricidad
- Compensadores estáticos de potencia reactiva: STATCOM, SVC, UPFC y TCSC.
- Ferroresonancias.
- Regímenes estacionarios sinusoidales, incorporando elementos lineales y no lineales.

MANUAL DE UTILIZACIÓN DE ATP DRAW

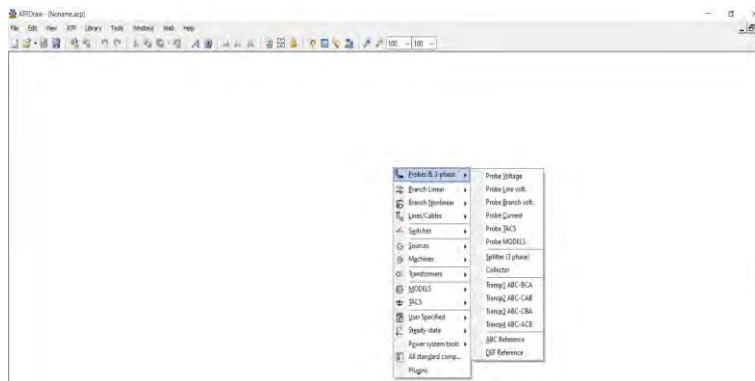
Después de instalar el programa, la interfaz del ATP Draw, se ve a continuación, para crear un proyecto nuevo presione el icono de la hoja en blanco.



Icono de nuevo proyecto.

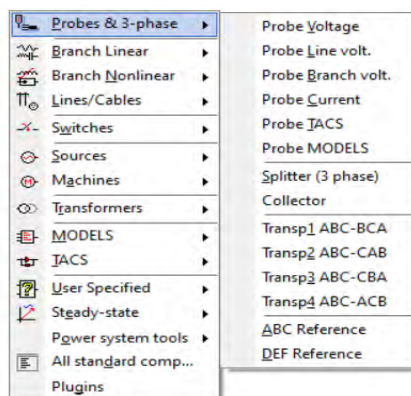
ELEMENTOS BÁSICOS DEL ATPDRAW

En esta sección se presenta un listado de los componentes eléctricos más utilizados que tiene el ATP Draw, a los que se puede acceder mediante el menú desplegable de elementos como muestra la figura 6.2.



Menú Desplegable de Elementos.

Componentes Estándar (Probes & 3-phase): Son componentes que nos permiten el monitoreo de las caídas de tensión en un nodo o en una rama, la corriente en una rama o los valores de los TACS.



Menú de Componentes Estándar.

Probé Voltage: Es un voltímetro, mide la tensión con respecto a tierra.

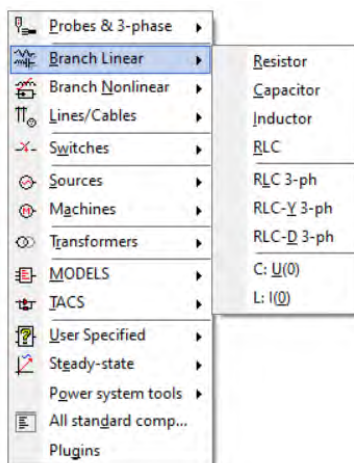
Probé Branch volt: Voltímetro, mide la tensión entre 2 puntos del sistema.

Probé Current: Amperímetro, mide la corriente que circula a través de una rama del circuito eléctrico.

Probé TACS: Voltímetro/Amperímetro usado en sistemas de control diseñados con TACS.

Splitter: Transformación de un nodo trifásico a tres nodos monofásicos. Transposición de fases en sistemas trifásicos.

Ramas Lineales (Branch Linear): Son componentes lineales es decir que tanto su corriente como su tensión varían de igual manera



Menú Ramas Lineales.

Resistor: Resistor Ideal.

Capacitor: Capacitancia.

Inductor: inductancia.

RLC: Rama/carga monofásica con R, L y C en serie.

RLC 3-ph: Rama Trifásica con R, L y C en serie.

RLC-Y 3-ph: Carga trifásica conectada en estrella.

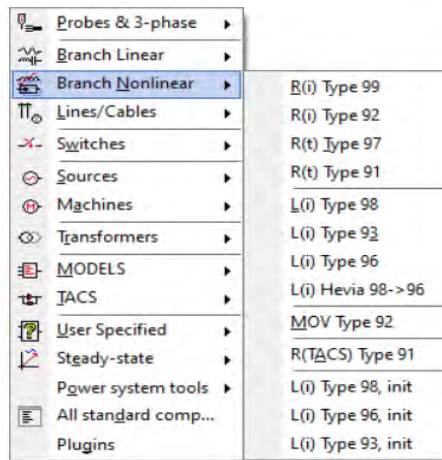
RLC-D 3-ph: Carga trifásica conectada en delta.

C: U(0): Condensador con carga inicial.

L: I(0): Auto inducción con carga inicial.

Ramas no lineales (Branch Nonlinear): Todos los objetos a excepción del resistor controlado por TACS tienen característica no lineal. Las características no lineales de los objetos

pueden ser ingresados como una pieza de una interpolación. El número de puntos permitidos para cada tipo esta especificado en el HELP de cada elemento.



Menú de Ramas no Lineales.

TIP0-99: Resistencia pseudo no lineal

TIP0-98: inductancia pseudo no lineal

TIP0-97: Resistencia variable en el tiempo

TIP0-96: inductancia pseudo no lineal con histéresis

TIP0-94: Rama controlada desde MODELS

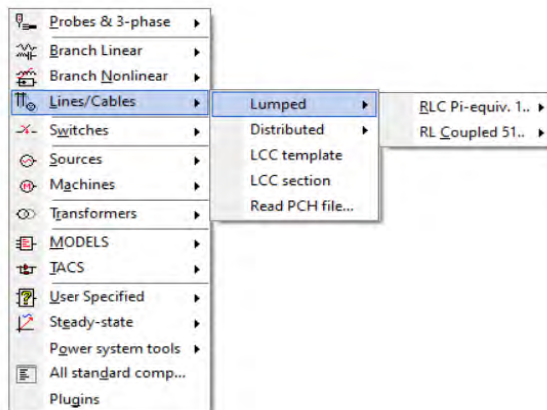
TIP0-93: inductancia no lineal.

TIP0-92: Pararrayos de óxidos metálicos.

TIP0-91:

- Resistencia dependiente de la intensidad de forma exponencial.
- Resistencia multifásica variable en el tiempo.
- Resistencia controlada desde TACS/MODELS.

Líneas y Cables (Lines/Cables): Este menú tiene varios tipos de líneas y cada uno de ellos con características diferentes, las cuales se explican a continuación.



Menú de Líneas y Cables.

Lumped: parámetros concentrados

RLC Pi-eqiv. 1: equivalente PI-RLC (monofásico, bifásico o trifásico)

RL Coupled 51: modelos de líneas RL simétricas con acoplamiento para 3 o 2x3 fases.

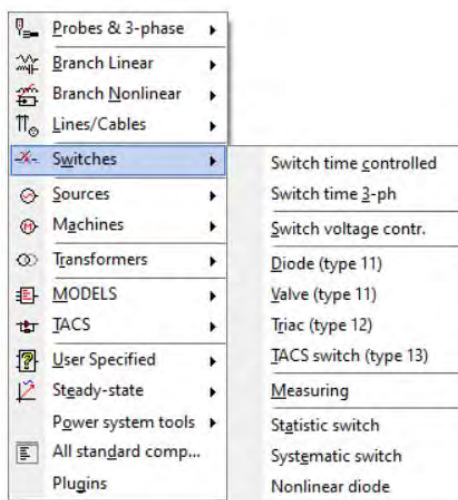
Distributed: parámetros distribuidos.

- Modelos de Clarke para líneas transpuestas.
- Modelos KCLe para líneas no transpuestas.

LCC: llama a las subrutinas de apoyo LINE CONSTANTS, CABLE CONSTANTS y CABLE PARAMETERS para crear una línea de transmisión.

Read PCH file: Captura los modelos de líneas y cables grabados en archivos pch que ha sido previamente generados.

Interruptores (Switches): El programa soporta la mayoría de interruptores, ya sean estos de tensión controlada, de tiempo controlado, válvulas, diodos, triacs, sistemáticos o estadísticos.



Menú de Interruptores.

Switch time controlled: Interruptor monofásico controlado por tiempo.

Switch time 3-ph: Interruptor trifásico controlado por tiempo, con la posibilidad de operar cada fase de forma independiente.

Switch voltaje contr: Interruptor monofásico controlado por tensión.

Diode (type-11): Interruptor tipo 11 no controlado. (Diodo)

Valve (type-11): Interruptor tipo 11 controlado por TACS/MODELS; (Tiristor).

Triac (type-12): Interruptor tipo 12 doblemente controlado por TACS/MODELS.

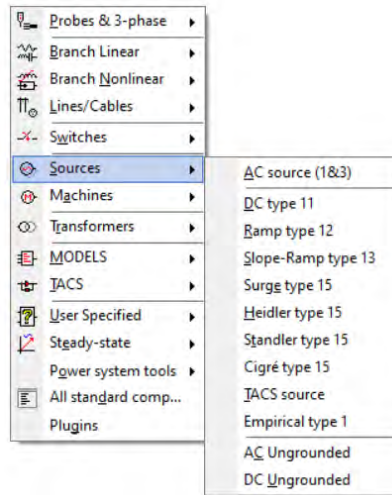
TACS switch (type-13): Interruptor tipo 13 controlado por TACS/MODELS.

Measuring: Interruptor para medida de intensidades.

Statistic switch: Interruptor para análisis estadístico.

Systematic switch: Interruptor para análisis sistemático.

Fuentes (Sources)



Menú de Fuentes.

DC type 11: Fuente de corriente continua, función escalón.

Ramp type 12: Función rampa entre cero y un valor constante.

Slope-Ramp type 13: Función rampa con dos pendientes.

AC type 14: Fuente de corriente alterna monofásica.

Surge type 15: Función tipo rayo (doble exponencial).

Heidler type 15: Función tipo rayo (Heidler)

Standler type 15: Función onda tipo Stadler.

Ciagré type 15: Función onda tipo Cigré.

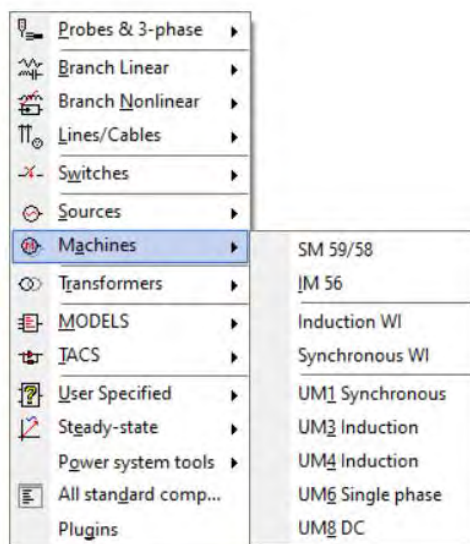
TACS source: Fuente tipo 60 controlada por TACS.

AC 3-ph. type 14: Fuente de corriente alterna trifásica.

AC underground: Fuente de corriente alterna monofásica sin conexión a tierra.

DC underground: Fuente de corriente continua sin conexión a tierra.

Máquinas (Machines)



Menú de Máquinas.

SM 59: modelos especiales tipo 59 para máquinas sincrónicas, trifásicas, equilibradas y sin saturación.

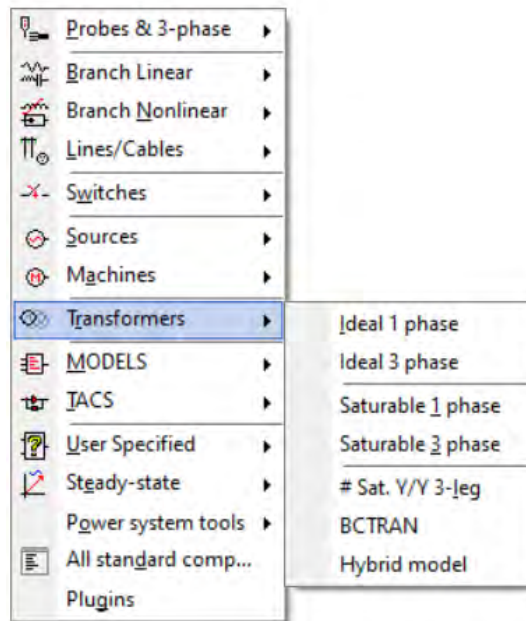
UM1 Synchronous: modelo de máquinas universal para máquinas sincrónicas trifásicas.

UM3 Induction y UM4 Induction: modelos de máquinas universales para máquinas de inducción trifásicas.

UMS Single phase: modelo de máquina universal para máquinas monofásicas.

UM8 DC: modelos de máquina "Universal para máquinas de corriente continua.

Transformadores (Transformers)



Menú de Transformadores

Ideal 1 phase: Transformador ideal monofásico

Ideal 3 phase: Transformador ideal trifásico.

Saturable 1 phase: Transformador con saturación monofásico.

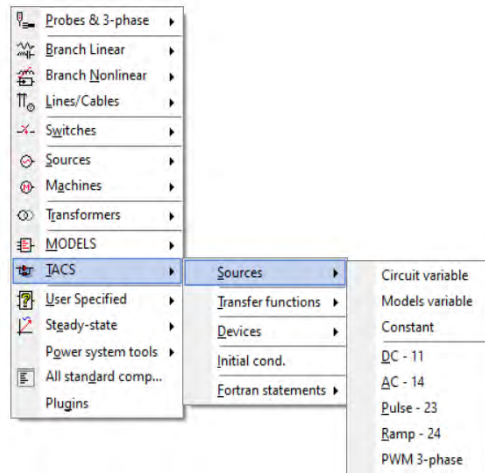
Saturable 3 phase: Transformador con saturación trifásico.

#Sat. Y/Y3-Ieg: Transformador con saturación trifásico, conexión estrella-estrella.

Conformador por un núcleo de 3 columnas con elevada reluctancia homopolar.

BCTRAN: Llama a subrutina BCTRAN.

TACS



Menú de TACS.

Coupling to Circuit: Elemento para pasar información del circuito a los TACS.

Sources: Fuentes TACS.

DC-11: corriente continua tipo escalón.

AC-14: corriente alterna cosenoidal.

Pulse-23: Función de pulso.

Ramp-24: Fuente en dientes de sierra.

Transfer functions: Funciones de transferencia TACS.

Devices: Dispositivos TACS.

Freq sensor- 50: sensor para medida de frecuencia.

Relay switch - 51: interruptor operado por un relé.

Level switch - 52: interruptor operado por un trigger.

Trans delay- 53: función de retardo.

Pulse delay- 54: pulso con retardo.

Digitizer- 55: digitalizador.

User def nonlin - 56: característica no lineal definida por el usuario punto a punto.

Multt switch - 57: interruptor múltiple.

Cont Integ- 58: integrador controlado.

Simple deriv- 59: función derivada simple.

Input IF- 60: función IF - THEN.

Signal select- 61: En función de la posición del selector proporciona una salida u otra.

Sample track- 62: señal de muestreo y seguimiento.

inst min/max- 63: selector del valor máximo o mínimo de una señal.

Acc count- 65: función acumulador- contador.

Rms meter- 66: dispositivo para medir el valor eficaz de una función.

Initial cond: Permite especificar las condiciones iniciales de elementos TACS.

Fortran statements: Permite incluir instrucciones Fortran.

General: instrucción definida por el usuario.

Math: operaciones matemáticas.

Logic: operaciones lógicas.

Draw relatlon: permite relacionar gráficamente los bloques, Fortran con las variables utilizadas.

ANEXO 08

PLANO DE UBICACIÓN DE SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN TINTAYA

01 DE ESPINAR (SD TI-01)

