

A Dios, señor y creador de todo cuanto existe y existirá,
mi guía hoy y siempre.

A mi madre Benita, por todo su cariño, paciencia, sus enseñanzas y sus valiosos consejos por lo mucho que la quiero y la querré.

A mi padre Julian, por su comprensión y sus ganas de seguir laburando por nosotros, gracias papá.

A mi hermano y hermanas, Carlos, Miriam y Mariela gracias por apoyarme en lograr mi meta más deseada con mucho esmero.

Marco Antonio

Este trabajo se lo dedico:

A mis padres Isaac y Eulalia por su apoyo, comprensión y colaboración, tan valiosos para el alcance de esta meta.

A mis hermanos Wilber, Celso, Yolanda, Maclorio, Por sus muestras de apoyo.

A mi tesorito Sami que es la luz de mi existir.

A mi esposa Elizabeth por su comprensión.

Buenaventura

PRESENTACIÓN

Señor Decano de la Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Mecánica y Minas de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Señores Docentes miembros del Jurado, con la finalidad de optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista, presentamos ante ustedes la tesis intitulada **“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL SUB SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE HUARO EN 22,9KV, (SSDP HU-04)”**, trabajo de investigación que permite conocer las sobretensiones por descargas atmosféricas en SSDP HU-04.

Queremos expresar nuestros sinceros agradecimientos, a nuestro asesor de tesis Ingeniero Vladimiro Canal Bravo, por su incondicional orientación y apoyo para la concretización de los objetivos trazados de la tesis, a nuestros Docentes Dictaminantes Ingeniero Ronald Dueñas Ponce de León y el Ingeniero José Wilfredo Callasi Quispe por su paciencia y comprensión y al Ing. Bradil Enciso quien nos guio en el modelamiento y simulación digital mediante el software ATP, como también a todos los amigos que hubiéramos pasado sin nombrarlos, por su valioso apoyo en la realización del presente trabajo.

Los autores

RESUMEN

En la actualidad el sub sistema de distribución primaria de huario en 22.9KV (SSDP H-04), recorre alturas hasta 4500msnm, y está ubicada entre los distritos de: Huario, Urcos, Ccatcca, Ocongate y Ccarhuayo, las líneas que se encuentran a mayor altitud están expuestas en mayor grado a las descargas atmosféricas por consiguiente provocando constantes interrupciones eléctricas.

Este trabajo de investigación tiene como objetivo fundamental el estudio de coordinación de aislamiento del (SSDP HU-04), para mejorar la operación y garantizar la continuidad de servicio de suministro con adecuado apantallamiento de SSDP HU-04.

A continuación se da un resumen en cinco capítulos a detalle de los temas desarrollados en la presente tesis:

En el **Capítulo I**, Hace referencia al plan de tesis que empieza con el ámbito geográfico, selección del problema, formulación del problema, objetivos, justificación del problema, alcances y limitaciones del problema, antecedentes del problema, hipótesis, variables metodología y procesamiento de análisis de datos.

En el **Capítulo II**, Presenta la base teórica necesaria para el desarrollo del trabajo de tesis, definiciones como: coordinación de aislamiento, origen de las sobretensiones, clasificación de las sobretensiones, nivel básico de aislamiento, análisis de una línea ideal con parámetros distribuidos, propagación de ondas en la línea, descargas atmosféricas, cable de guarda, pararrayos, explosores, aisladores, puestas a tierra, calidad de suministro y evaluación económica.

En el **Capítulo III**, Se realiza la descripción de las características del SSDP HU-04 actual, como: centro de transformación Huario, longitud de los conductores, sección de los conductores, subestación de distribución, pararrayos de línea, sistemas de puestas a tierra, aisladores, estructuras de soporte, la evaluación de la coordinación de aislamiento y evaluación de las estadísticas de interrupciones eléctricas correspondientes a los años 2011 al 2013.

En el **Capítulo IV**, Se realiza el planteamiento de las tres alternativas de solución mediante los métodos: Electrogeométrico y probabilístico, así mismo también el cálculo de pararrayos, selección de nivel de aislamiento, cálculo de aisladores, cálculo de las compensaciones por

mala calidad de suministro y el cálculo económico de las propuestas de apantallamiento: metrado, presupuesto, indicadores de rentabilidad etc.

En el **Capítulo V**, Se muestra el modelamiento de la propuesta técnica en el modelo implementado en el programa ATPDraw, el circuito equivalente del sistema estudiado. Obteniendo resultados numéricos y gráficos con su respectiva interpretación: descarga atmosférica en un conductor de fase, cable de guarda y en el poste de distribución donde se considera distintos valores de resistencia en el SPAT. Sensibilidad en sus parámetros de corriente de descarga del rayo, tiempo de frente de onda y resistencia de puesta a tierra.

ÍNDICE GENERAL

Dedicatoria.....	i
Presentación.....	ii
Resumen.....	iii
Índice capítulos.....	v
Índice cuadros.....	xii
Índice figuras.....	xiv

ÍNDICE CAPÍTULOS

CAPITULO I: GENERALIDADES

1.1 Ámbito Geográfico.....	1
1.2 El problema.....	1
1.2.1 Selección del problema.....	1
1.2.2 Formulación del problema.....	5
1.2.3 Objetivos.....	6
1.2.3.1 Objetivo general.....	6
1.2.3.2 Objetivos específicos.....	6
1.2.4 Justificación del problema.....	6
1.2.5 Alcances y limitaciones del problema.....	7
1.3 Marco teórico.....	7
1.3.1 Antecedentes del problema.....	7
1.3.2 Bases teóricas.....	8
1.3.3 Hipótesis y variables.....	8
1.3.3.1 Hipótesis general.....	8
1.3.3.2 Hipótesis específicas.....	8
1.3.4 Variables e indicadores.....	9
1.3.4.1 Variables.....	9
1.3.4.2 Indicadores.....	9
1.4 Metodología.....	9
1.4.1 Diseño de investigación.....	9

1.4.2 Población y muestra.....	9
1.4.2.1 Población.....	9
1.4.2.2 Muestra.....	10
1.4.3 Técnicas de recolección de datos.....	10
1.4.4 Técnicas de análisis de datos.....	10
1.4.5 Procesamiento de análisis de datos.....	10

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Introducción.....	13
2.2 Coordinación de aislamiento.....	13
2.2.1 Definición.....	13
2.2.2.1 Método convencional.....	13
2.2.2.2 Método estadístico (Probabilístico).....	14
2.3 Origen de las sobretensiones.....	15
2.3.1 Definición.....	15
2.3.2 Origen.....	15
2.4 Clasificación de sobretensiones.....	15
2.5 Nivel básico de aislamiento (BIL).....	18
2.6 Análisis de una línea ideal con parámetros distribuidos.....	20
2.7 Propagación de ondas en la línea.....	23
2.7.1 Punto de transición.....	24
2.7.2.1 Línea en vacío.....	27
2.7.2.2 Línea en cortocircuito.....	27
2.7.2.3 Línea en adaptada.....	28
2.7.2.4 Terminación de línea.....	28
2.8 Descargas atmosféricas.....	29
2.8.1 Descripción del fenómeno rayo (Teoría de Schonland).....	29
2.8.2 Proceso de descarga de una nube.....	32
2.8.3 Parámetros del rayo.....	34
2.8.3.1 Parámetros de incidencia del rayo.....	35
2.8.3.2 Parámetro de amplitud de la corriente del rayo.....	39
2.8.3.3 Parámetro de la forma del impulso de la corriente del rayo.....	40
2.9 Elementos de protección.....	41

2.9.1 Cable de guarda (CG).....	41
2.9.1.1 Definición.....	41
2.9.1.2 Modelo electrogeométrico (ME).....	41
2.9.1.3 Criterios básicos del modelo electrogeométrico (ME).....	43
2.9.1.4 Aplicación del modelo electrogeométrico (ME).....	44
2.9.1.5 Diagrama de aplicación (ME).....	45
2.9.1.6 Protección de conductores de líneas eléctricas.....	46
2.9.2 Pararrayos.....	48
2.9.2.1 Definición.....	48
2.9.2.2 Características.....	49
2.9.2.3 Clases de pararrayos.....	49
2.9.2.4 Pararrayos utilizados en sistema de distribución.....	50
2.9.2.5 Cálculo de pararrayos.....	54
2.9.3 Explosores.....	55
2.9.3.1 Definición.....	55
2.9.3.2 Características de funcionamiento.....	55
2.9.3.3 Dimensionamiento de las brechas de los explosores.....	56
2.9.4 Aisladores.....	57
2.9.4.1 Definición.....	57
2.9.4.2 Condiciones eléctricas y mecánicas del aislador.....	58
2.9.4.3 Materiales de los aisladores.....	58
2.9.4.4 Características.....	61
2.9.4.5 Dimensionamiento del aislamiento para líneas eléctricas tensión de aislamiento a frecuencia industrial.....	62
2.9.4.6 Dimensionamiento del aislamiento para líneas eléctricas tensión de aislamiento al impulso de rayo.....	63
2.9.5 Puestas a tierra (PAT).....	63
2.9.5.1 Definición.....	63
2.9.5.2 Resistividad del terreno (ρ).....	64
2.9.5.3 Electrodo en posición vertical.....	65
2.10 Calidad de suministro.....	66
2.10.1 Indicadores de la calidad de suministro.....	67
2.10.1.1 Número total de interrupciones por cliente por semestre (N).....	67

2.10.1.2 Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D).....	67
2.10.2 Tolerancias.....	68
2.10.2.1 Número de interrupciones por cliente (N')	68
2.10.2.2 Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D').....	68
2.10.3 Compensaciones por mala calidad de suministro.....	68
2.11 Criterios de evaluación	69
2.11.1 El VAN y el TIR.....	69
2.11.1.1 Valor actual neto (VAN)	69
2.11.1.2 Tasa de interna de retorno (TIR)	70
2.11.2 Razón beneficio – costo (B/C)	71
2.11.3 Periodo de recuperación (PR).....	72

CAPITULO III: EVALUACION OPERATIVA ACTUAL DEL SSDP HU-04

3.1 Introducción	73
3.2 Descripción del SSDP HU-04 actual	74
3.2.1 Centro de transformación.....	74
3.2.2 Línea de distribución primaria	76
3.2.3 Subestaciones de distribución.....	77
3.2.4 Pararrayos	79
3.2.5 Sistemas de puesta a tierra (SPAT)	80
3.2.6 Aisladores	82
3.2.7 Estructuras de soporte (Postes).....	83
3.3 Evaluación de la coordinación de aislamiento	84
3.3.1.Determinación del nivel de aislamiento y selección de aisladores.....	84
3.3.2 Niveles de aislamiento.....	85
3.3.2.1 Aislamiento necesario por sobretensiones al impulso del rayo	85
3.4 Evaluación operativa	86
3.4.1 Evaluación de la estadística de interrupciones.....	86
3.5 Resumen de la evaluación.....	97

CAPITULO IV: DESARROLLO Y DETERMINACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

4.1	Introducción	98
4.2	Aislamiento de la línea con cable de guarda (Propuesta I).....	98
4.2.1	Aplicación del método electrogeométrico	99
4.2.2	Método probabilístico.....	103
4.2.2.1	Con cable de guarda	103
4.2.2.2	Sin cable de guarda	105
4.3	Aislamiento de la línea con sistema de pararrayos (Propuesta II).....	106
4.3.1	Criterios para la selección del nivel de aislamiento	106
4.3.2	Factor de corrección por altura	106
4.3.3	Cálculo de pararrayos.....	107
4.3.3.1	Normas para el cálculo de pararrayos	107
4.3.3.2	Características generales	107
4.3.3.3	Criterios de selección	107
4.3.3.4	Máxima tensión de operación continua MCOV Ó U_c	107
4.3.3.5	Sobretensiones temporales a la frecuencia industrial (TOV).....	108
4.3.3.6	Tensión nominal del pararrayos (U_r).....	108
4.3.3.7	Nivel de protección para impulso tipo atmosférico	110
4.3.3.8	Nivel de protección para impulso tipo maniobra	110
4.3.3.9	Longitud de fuga de pararrayo	110
4.4	Selección del nivel de aislamiento.....	111
4.4.1	Tensión soportada al impulso tipo maniobra (BSL)	111
4.4.2	Tensión soportada al impulso tipo atmosférico (BIL).....	111
4.4.3	Factor de seguridad	111
4.4.4	Cálculo del nivel básico de aislamiento (BIL)	111
4.5	Cálculo de cuernos de arqueo o explosores (Propuesta III).....	115
4.6	Calculo de aisladores.....	118
4.6.1	Distancia de fuga.....	118
4.6.2	Nivel de contaminación.....	118
4.6.3	Aislamiento necesario por contaminación	118
4.6.4	Aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial en seco.....	119

4.6.4.2 Efecto de la lluvia (f_1).....	119
4.6.5 Aislamiento necesario por sobretensiones al impulso del rayo	121
4.7 Cálculo de compensaciones por mala calidad de suministro.....	127
4.7.1 Compensación por el número de interrupciones del SSDP HU-04,.....	128
4.7.2 Compensación por el número de interrupciones del SSDP HU-04.....	130
4.7.3 Compensación por el número de interrupciones del SSDP HU-04.....	132
4.8 Cálculo económico	134
4.8.1 Flujo de caja	134
4.8.2 Propuesta de la inversión con cable de guarda.....	135
4.8.3 Propuesta de inversión con sistema de pararrayos	140
4.8.4 Resumen del desarrollo y determinación de las alternativas para la coordinación de aislamiento.....	145

CAPITULO V: SIMULACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS SELECCIONADAS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO, UTILIZANDO EL PROGRAMA ATP

5.1 Introducción	148
5.2 Programa de simulación ATP	149
5.3 Estructura de funcionamiento del ATP.....	150
5.3.1 Preprocesador ATPDRAW.....	150
5.3.2 Procesador TPBIG	150
5.3.3 Postprocesadores gráficos.....	151
5.4 Aplicaciones del ATP	152
5.5 Modelo implementado en el atp de la línea de distribución HU-04	152
5.5.1 Descarga atmosférica	153
5.5.2 Línea de distribución.....	153
5.5.3 Poste de distribución.....	155
5.5.4 Resistencia del sistema de puesta a tierra.....	156
5.5.5 Aisladores	156
5.5.6 Pararrayos	157
5.6 Modelo equivalente en el atp de la línea de distribución HU-04	157
5.7 Simulaciones y resultados.....	159
5.7.1 Simulaciones en ATP.....	159
5.7.2 Simulación de una descarga atmosférica con distintos valores de corriente cuando cae en el conductor de la fase a.	159

5.7.3 Simulación de una descarga atmosférica con distintos valores de corriente cuando cae en el cable de guarda.....	163
5.7.4 Simulación de una descarga atmosférica con distintos valores de resistencia en el pie de estructura para una corriente de 15KA	166
5.7.5 Análisis de sensibilidad de sobretensiones en el cable de guarda	169
5.7.5.1 Sensibilidad amplitud de la corriente de descarga del rayo	170
5.7.5.2 Sensibilidad del frente de onda.....	170
5.7.5.3 Sensibilidad dela resistencia de puesta a tierra	170
5.7.6 Simulación de una descarga atmosférica en la fase "A" del conductor con sistema de pararrayos actual.....	172
5.7.7 Simulación de una descarga atmosférica en el cable de guarda con sistema de pararrayos en cada fase.....	1723
5.8 Resumen de la simulaciones realizadas en atp, del tramo de linea HU-04.....	175

ÍNDICE DE CUADROS

CAPÍTULO I

Cuadro 1. 1 Niveles promedios isoceraunicos sobre el nivel del mar de la zona del estudio...	1
Cuadro 1. 2 Resumen mensual de la duración de interrupciones eléctricas.....	2
Cuadro 1. 3 Resumen mensual de la duración de interrupciones eléctricas.....	2
Cuadro 1. 4 Resumen mensual de la duración de interrupciones eléctricas.....	3
Cuadro 1. 5 Resumen mensual de la duración de interrupciones eléctricas.....	3
Cuadro 1. 6 Resumen anual de interrupciones eléctricas	4
Cuadro 1. 7 Resumen anual de interrupciones eléctricas	4
Cuadro 1. 8 Resumen anual de interrupciones eléctricas	5

CAPÍTULO II

Cuadro 2. 1 Formas de onda de sobretensiones normalizadas según IEC- 60071-1	17
Cuadro 2. 2 Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1\text{Kv} < U_m \leq 245\text{Kv}$)	19
Cuadro 2. 3 Coeficientes Isoceraunicos – Países y Zonas	37
Cuadro 2. 4 Coeficientes Isoceraunicos – Perú	37
Cuadro 2. 5 Constantes para el Cálculo de la Distancia de Ruptura	42
Cuadro 2. 6 Ventajas y Desventajas de los Aisladores.....	60
Cuadro 2. 7 Niveles de Aislamiento	61
Cuadro 2. 8 Valores de resistividad.....	65
Cuadro 2. 9 Valores de corrientes límites de ionización	66

CAPÍTULO III

Cuadro 3. 1 Especificaciones técnicas del recloser (Salida HU-04)	74
Cuadro 3. 2 Especificaciones técnicas de pararrayo (Salida Hu-04).....	75
Cuadro 3. 3 Datos técnicos del transformador de potencia.....	75
Cuadro 3. 4 Resumen de componentes técnicos de SSDP HU-04.....	76
Cuadro 3. 5 Resumen de longitudes de conductores de SSDP HU-04.	76
Cuadro 3. 6 Niveles de tensión de subestaciones de distribución	77
Cuadro 3. 7 Datos tipos, materiales y potencias de los transformadores de distribución	78
Cuadro 3. 8 Resumen de datos técnicos de los pararrayos de línea	79

Cuadro 3. 9	Resumen de datos técnicos de los pararrayos de subestación.....	80
Cuadro 3. 10	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra	81
Cuadro 3. 11	Mediciones de puesta a tierra de los pararrayos de línea del SSP HU-04.....	81
Cuadro 3. 12	Resumen de datos técnicos de los aisladores tipo pin y de suspensión	83
Cuadro 3. 13	Resumen de cantidades, materiales y tipos de estructura del SSDP HU-04..	83
Cuadro 3. 14	Valores de línea de fuga y aislamiento necesario por sobretensiones de impulso de rayo	86
Cuadro 3. 15	Resumen de interrupciones eléctricas por diferentes causas del año 2011 ..	88
Cuadro 3. 16	Resumen de interrupciones eléctricas por diferentes causas del año 2012 ..	91
Cuadro 3. 17	Resumen de interrupciones eléctricas por diferentes causas del año 2013 ..	94

CAPÍTULO IV

Cuadro 4. 1	Indicador de flameos y salidas del sistema con y sin cable de guarda	106
Cuadro 4. 2	Factor de lluvia f_1 para los sobrevoltajes de frecuencia industrial.....	120
Cuadro 4. 3	Resumen de Selección de aisladores tipo pin y RPP.....	122
Cuadro 4. 4	Características Principales de los Aisladores Tipo Pin ANSI 56-2.....	123
Cuadro 4. 5	Características Principales de los Aisladores Tipo Pin ANSI 56-3.....	124
Cuadro 4. 6	Características Principales de los Aisladores Tipo Pin ANSI 56-4.....	125
Cuadro 4. 7	Características de Aisladores de Suspensión (RPP)	126
Cuadro 4. 8	Interrupción semestral del año 2011 (enero-junio)	128
Cuadro 4. 9	Compensación por interrupción semestral del año 2011 (enero-junio).....	128
Cuadro 4. 10	Interrupción semestral del año 2011 (julio-diciembre)	129
Cuadro 4. 11	Compensación por interrupción semestral del año 2011 (julio-diciembre)	129
Cuadro 4. 12	Interrupción semestral del año 2012 (enero-junio)	130
Cuadro 4. 13	Compensación por interrupciones semestral del año 2012 (enero-junio).....	130
Cuadro 4. 14	Interrupción semestral del año 2012 (julio-diciembre)	131
Cuadro 4. 15	Compensación por interrupciones semestral del año 2012 (julio-diciembre)	131
Cuadro 4. 16	Interrupción semestral del año 2013 (enero-junio)	132
Cuadro 4. 17	Compensación por interrupciones semestral del año 2013 (enero-junio).....	132
Cuadro 4. 18	Resumen de compensaciones de los años 2011, 2012 y 2013	133
Cuadro 4. 19	Metrado y presupuesto con cable de guarda.....	135
Cuadro 4. 20	Análisis general del consumo total de energía del SSDP HU-04.....	136

Cuadro 4. 21 Costos incrementales por compra de energía, operación, mantenimiento e impuesto a la renta	137
Cuadro 4. 22 Beneficios incrementales por venta de energía	138
Cuadro 4. 23 Beneficios netos	139
Cuadro 4. 24 Metrado y presupuesto con pararrayos	140
Cuadro 4. 25 Análisis general del consumo total de energía del SSDP HU-04.....	141
Cuadro 4. 26 Costos incrementales por compra de energía, operación, mantenimiento e impuesto a la renta	142
Cuadro 4. 27 Beneficios incrementales por venta de energía	143
Cuadro 4. 28 Beneficios netos	144
Cuadro 4. 29 Indicadores de rentabilidad.....	145
Cuadro 4. 30 Comparación de las Ventajas y Desventajas de las Alternativas Evaluadas de la Coordinación de Aislamiento del SSDP HU-04.	147

CAPÍTULO V

Cuadro 5. 1 Comparación de la descarga atmosférica en la Fase A.....	162
Cuadro 5. 2 Comparación de la descarga atmosférica en el cable de guarda.....	165
Cuadro 5. 3 Resumen de las Sobretensiones por Descarga Atmosférica, Con/Sin Cable de Guarda y Sistema de Pararrayos.	175

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

CAPÍTULO II

Figura 2. 1 Coordinación de aislamiento entre la característica de operación de un descargador (curva B), y la (curva A) voltaje – tiempo de un aislamiento.....	14
Figura 2. 2 Línea de distribución ideal y su circuito equivalente, con respecto a la longitud. [4].....	21
Figura 2. 3 Relación entre ondas de tensión y de corriente. [4]	23
Figura 2. 4 Punto de transición. [4].....	24
Figura 2. 5 Punto de bifurcación. [4].....	26
Figura 2. 6 Terminación de línea. [4].....	28

Figura 2. 7 Descarga de un rayo. [26].....	30
Figura 2. 8 Cargas de tierra. [26]	30
Figura 2. 9 Impacto de Cargas Eléctricas. [26].....	31
Figura 2. 10 Distribución de cargas en el proceso de formación de la descarga atmosférica. [26].....	32
Figura 2. 11 Tipos de rayo entre nube y tierra. [26].....	33
Figura 2. 12 Mapa de Niveles Isoceraunicos de Perú - Cusco	36
Figura 2. 13 Gráfico de la Densidad de Rayos & Nivel Isoceraunico.	38
Figura 2. 14 Gráfico de la Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo.	39
Figura 2. 15 Onda de Sobretensión Normalizada.....	40
Figura 2. 16 Grafico de la Distancia de salto & Corriente de Rayo.	44
Figura 2. 17 Determinación de la Zona Apantallada.	45
Figura 2. 18 Modelo Electrogeométrico del Cable de Guarda.	46
Figura 2. 19 Determinación del Angulo de Apantallamiento.	47
Figura 2. 20 Composición de un Pararrayos de SiC.	52
Figura 2. 21 Estructura de un Pararrayos ZnO con envolvente de porcelana.....	53
Figura 2. 22 Explosor de protección contra sobretensiones	57

CAPÍTULO III

Figura 3. 1 Diagrama de barras de interrupciones eléctricas del año 2011 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electro Sur Este S.A.A.....	89
Figura 3. 2 Diagrama circular de interrupciones eléctricas del año 2011 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electro Sur Este S.A.A.....	90
Figura 3. 3 Diagrama de barras de interrupciones eléctricas del año 2012 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electro Sur Este S.A.A.....	92
Figura 3. 4 Diagrama circular de interrupciones eléctricas del año 2012 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electro Sur Este S.A.A.....	93
Figura 3. 5 Diagrama de barras de interrupciones eléctricas del año 2013 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electro Sur Este S.A.A.....	95
Figura 3. 6 Diagrama circular de interrupciones eléctricas del año 2013 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electro Sur Este S.A.A.....	96

CAPÍTULO IV

Figura 4. 1 Ángulo de apantallamiento de la estructura utilizada	101
--	-----

Figura 4. 2 Disposición de Conductores.....	102
Figura 4. 3 Diagrama de flujo del procedimiento para obtener el BIL de un equipo por el método convencional.....	114
Figura 4. 4 Distancia disruptiva del-Explosor.....	117

CAPÍTULO V

Figura 5. 1 Diagrama de funcionamiento del ATP.....	151
Figura 5. 2 Representación de la corriente del rayo.....	153
Figura 5. 3 Modelo de línea para conductores de fase.....	154
Figura 5. 4 Características del modelo de conductor utilizado.....	154
Figura 5. 5 Poste de distribución según a la geometría aplicada.....	155
Figura 5. 6 Modelamiento del poste de distribución en ATP.....	155
Figura 5. 7 Modelamiento de los aisladores mediante interruptores controlados en ATP.....	156
Figura 5. 8 Modelamiento del pararrayos en ATP.....	157
Figura 5. 9 Modelo a implementarse de la línea de distribución HU-04 en ATP, con cable de guarda.....	158
Figura 5. 10 Diagrama pictórico del tramo de línea estudiada.....	158
Figura 5. 11 Diagrama de cajas (Postes y vanos representados para la incidencia del Rayo).	159
Figura 5. 12 Circuito equivalente en ATP de la descarga atmosférica en la fase A.....	160
Figura 5. 13 Sobretensión en la fase A impactada por el rayo, con 10KA.....	161
Figura 5. 14 Sobretensión en la fase A impactada por el rayo, con 15KA.....	161
Figura 5. 15 Sobretensión en la fase A impactada por el rayo, con 20KA.....	162
Figura 5. 16 Circuito equivalente en ATP de la descarga atmosférica en el cable de guarda.	163
Figura 5. 17 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 10KA, e incidencia en las fases.....	164
Figura 5. 18 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, e incidencia en las fases.....	164
Figura 5. 19 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 20KA, e incidencia en las fases.....	165
Figura 5. 20 Sobretensión en el vano medio del cable de guarda impactada por el rayo con 20KA.....	166
Figura 5. 21 Circuito equivalente en ATP de la descarga atmosférica en el cable de guarda con distintos valores de resistencia.....	167

Figura 5. 22 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, con 10 ohms de resistencia de PAT.	168
Figura 5. 23 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, con 20 ohms de resistencia de PAT.	168
Figura 5. 24 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, con 50 ohms de resistencia de PAT.	169
Figura 5. 25 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, 10 ohms de resistencia de PAT y con distinto valor de corriente.	170
Figura 5. 26 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, 10 ohms de resistencia de PAT y con distinto valor de frente.	171
Figura 5. 27 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, con distintos valores de resistencia.	171
Figura 5. 28 Circuito equivalente en ATP de la descarga atmosférica en el conductor de fase A, con un sistema de pararrayos.	172
Figura 5. 29 Sobretensión inducida en las fases del conductor, por impacto de rayo en el cable de guarda impactada con un sistema de pararrayos.	173
Figura 5. 30 Circuito equivalente en ATP de la descarga atmosférica en el cable de guarda, con un sistema de pararrayos.	173
Figura 5. 31 Sobretensión inducida en las fases del conductor, por impacto de rayo en el cable de guarda impactada con un sistema de pararrayos.	174

Conclusiones

Recomendaciones

Bibliografía

Abreviaturas

Glosario de términos

Anexos

Anexo 01	Especificaciones técnicas de pararrayos.
Anexo 02	Especificaciones técnicas de aisladores.
Anexo 03	Reporte de interrupciones del SSDP HU-04 de los años 2011, 2012 y 2013.

- Anexo 04** Recomendaciones para distancia de fuga en aisladores para ambientes contaminados.
- Anexo 05** Diámetro de conductor bajo efecto corona.
- Anexo 06** Plano de ubicación del Sub Sistema de Distribución Primaria HU-04.
- Anexo 07** Factor de falla a tierra.
- Anexo 08** Tutorial de instalación del programa ATPDraw 5.7.
- Anexo 09** Tutorial de utilización del programa ATPDraw 5.7.
- Anexo 10** Procedimiento para el cálculo económico de las propuestas con cable de guarda y pararrayos según SNIP.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 ÁMBITO GEOGRÁFICO

La zona geográfica que comprende el presente trabajo de investigación, corresponde al Sub Sistema de Distribución Primaria de Huaro en 22,9kv, (SSDP HU-04); está ubicada entre los Distritos de: Huaro, Urcos, Ccatcca, Ocongate y Ccarhuayo. Provincia Quispicanchi, Región Cusco, cuyo centro de transformación se encuentra en el Distrito de Huaro (3100 msnm).

Cuadro 1. 1 Niveles promedios isoceraunicos sobre el nivel del mar de la zona del estudio

PROVINCIA	DISTRITOS	MSNM	NIVEL ISOCERAUNICO (descargas/km ² /año)
QUISPICANCHI	HUARO	3162	40
	URCOS	3100	40
	CCATCA	3700	50
	OCONGATE	4500	70
	CCARHUAYO	3449	40

Fuente: Mapa de niveles isoceraunicos TD^o –Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-
UNI. [2]

1.2 EL PROBLEMA

1.2.1 SELECCIÓN DEL PROBLEMA

El Sub Sistema de Distribución Primaria de Huaro en 22,9KV, (SSDP HU-04) se encuentra expuesto a diversas interrupciones eléctricas, entre ellas: Las descargas atmosféricas. Este fenómeno es totalmente aleatorio; sin embargo, existen ciertos datos estadísticos respecto a

los efectos en la operación del alimentador HU-04, como se pueden mostrar en los siguientes cuadros:

Cuadro 1. 2 Resumen mensual de la duración de interrupciones eléctricas.

ENERO (2013)			
ALIMENTADOR MT	FECHA	DURACION HORAS (SIN SERVICIO)	OBSERVACIONES
HU-04	01/01/2013	0.33	Descargas Atmosféricas
HU-04	03/01/2013	0.22	Descargas Atmosféricas
HU-04	05/01/2013	6.22	Descargas Atmosféricas
HU-04	09/01/2013	0.28	Bloqueo de Recloser, ubicado en la localidad de Tinki, por fuertes descargas atmosféricas en la zona.
TOTAL		7.05	

Fuente: Reporte de Interrupciones Eléctricas de Electro Sur Este S.A.A. [27]

Cuadro 1. 3 Resumen mensual de la duración de interrupciones eléctricas

FEBRERO (2013)			
ALIMENTADOR MT	FECHA	DURACION HORAS (SIN SERVICIO)	OBSERVACIONES
HU-04	01/02/2013	0.22	Bloqueo de Recloser, ubicado en la localidad de Pacchanta, por fuertes descargas atmosféricas en la zona.
HU-04	17/02/2013	0.42	Bloqueo de Recloser, ubicado en la localidad de Ccatacamara y lugares aledaños, por fuertes descargas atmosféricas en la zona.
TOTAL		0.64	

Fuente: Reporte de Interrupciones Eléctricas de Electro Sur Este S.A.A. [27]

Cuadro 1. 4 Resumen mensual de la duración de interrupciones eléctricas

MARZO (2013)			
ALIMENTADOR MT	FECHA	DURACION HORAS (SIN SERVICIO)	OBSERVACIONES
HU-04	19/03/2013	0.67	Bloqueo por actuación de la protección del recloser con indicativo sobrecorriente fase T a tierra ocasionado por descargas atmosféricas.
HU-04	29/03/2013	0.30	Bloqueo por actuación de la protección del recloser con indicativo sobrecorriente fase T a tierra ocasionado por descargas atmosfericas
TOTAL		0.97	

Fuente: Reporte de Interrupciones Eléctricas de Electro Sur Este S.A.A. [27]

Cuadro 1. 5 Resumen mensual de la duración de interrupciones eléctricas

ABRIL(2013)			
ALIMENTADOR MT	FECHA	DURACION HORAS (SIN SERVICIO)	OBSERVACIONES
HU-04	04/04/2013	0.23	Bloqueo de Recloser, por descargas atmosféricas en la localidad de Llullucha.

Fuente: Reporte de Interrupciones Eléctricas de Electro Sur Este S.A.A. [27]

Por otro lado, tampoco se conocen las características de las descargas atmosféricas, tanto en magnitud (tensión de descarga) y tipo de descarga.

Por lo mostrado en los cuadros anteriores, del **SSDP HU-04**, se deduce que no cuenta con la debida coordinación de aislamiento, para atender la presencia y nivel de descargas atmosféricas, por lo que, se debe desarrollar el estudio para mejorar la operación de este sub-sistema, ante la presencia de estos eventos, lo cual amerita realizar el estudio de la coordinación de aislamiento.

Lá operación del presente SSDP HU-04, se refleja en los cuadros siguientes, que muestran que estos últimos años, han superado los valores permitidos por la norma correspondiente (NTCSE).

Cuadro 1. 6 Resumen anual de interrupciones eléctricas

INTERUPCIONES 2011		
MESES	Duración de interrupciones (HRS/AÑO)	Nro. de Interrupciones (AÑO)
ENERO	4.48	12
FEBRERO	34.77	11
MARZO	9.88	16
ABRIL	2.38	7
MAYO	2.38	7
JUNIO	-	-
JULIO	0.50	1
AGOSTO	-	-
SETIEMBRE	1.45	4
OCTUBRE	1.08	2
NOVIEMBRE	0.52	1
DICIEMBRE	6.90	10
TOTAL	64.35	71.00

Fuente: Reporte de Interrupciones Eléctricas de Electro Sur Este-año 2011. [27]

Cuadro 1. 7 Resumen anual de interrupciones eléctricas

INTERUPCIONES 2012		
MESES	Duración de interrupciones (HRS/AÑO)	Nro. de Interrupciones (AÑO)
ENERO	2.55	6
FEBRERO	3.67	1
MARZO	-	-
ABRIL	-	-
MAYO	-	-
JUNIO	-	-
JULIO	-	-

AGOSTO	-	-
SETIEMBRE		-
OCTUBRE	15.55	3
NOVIEMBRE	18.88	4
DICIEMBRE	1.73	5
TOTAL	42.38	19.00

Fuente: Reporte de Interrupciones Eléctricas de Electro Sur Este-año 2012. [27]

Cuadro 1. 8 Resumen anual de interrupciones eléctricas

INTERUPCIONES 2013		
MESES	Duración de interrupciones (HRS/AÑO)	Nro. de Interrupciones (AÑO)
ENERO	7.05	4
FEBRERO	0.64	2
MARZO	0.97	2
ABRIL	0.23	1
MAYO	-	-
JUNIO	-	-
JULIO	-	-
AGOSTO	-	-
SETIEMBRE	-	-
OCTUBRE	-	-
NOVIEMBRE	0.37	1
DICIEMBRE	0.25	1
TOTAL	9.52	11.00

Fuente: Reporte de Interrupciones Eléctricas de Electro Sur Este-año 2013. [27]

1.2.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Qué características de equipamiento serán necesarios, para establecer la coordinación de aislamiento del SSDP HU-04?

1.2.3 OBJETIVOS

1.2.3.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar el estudio de la coordinación de aislamiento del Sub Sistema de Distribución Primaria de Húaro en 22,9kv, (SSDP HU-04), para mejorar la operación y calidad de suministro, debido a las interrupciones por descargas atmosféricas.

1.2.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar la operación del SSDP HU-04 actual, debido a las salidas de suministro por esta causa, en la zona de estudio.
- Estudiar las diferentes alternativas de solución, desde los puntos de vista técnico y económico.
- Desarrollar el estudio de las alternativas seleccionadas para luego determinar lo más adecuado, utilizando el programa ATP.

1.2.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Las continuas interrupciones ocurridas en el SSDP HU-04 debido a las descargas atmosféricas, traen como consecuencia penalizaciones en cada periodo de evaluación de la calidad de suministro, con multas cuyos importes se estable en base a la escala de sanciones o multas, establecidas por **OSINERGMIN**.

Existe improvisación en la reposición, mantenimiento y ajuste de los dispositivos de protección, contra descargas atmosféricas y su coordinación de aislamiento, por lo que esto debe ser analizado y buscar ser mejorado para evitar poner en riesgo las instalaciones, la vida útil de los equipos, la seguridad de las personas, el incumplimiento de las normas de operación, etc.

La actitud de la población ante la empresa concesionaria no es la mejor, en vista que crea un ambiente de inconformidad con el servicio, así como la presencia de un mayor deterioro y disminución de la vida útil de equipos electrodomésticos, por lo que se deberá minimizar el riesgo de interrupciones eléctricas en dicho sub sistema eléctrico, para mejorar la calidad de suministro.

1.2.5 ALCANCES Y LIMITACIONES DEL PROBLEMA

El estudio de investigación se enmarca fundamentalmente en minimizar el riesgo de pérdida del suministro de Energía Eléctrica, causado por sobretensiones que pudieran causar daños en el equipo y en los distintos elementos del SSDP HU-04.

Se tendrá en cuenta que el nivel de tensión de operación es 22,9KV y solo se enmarcara en dicha tensión. Para modelar los transitorios en el SSDP HU-04, se utilizara el programa ATP.

Con respecto a las limitaciones del problema, la falta de información específica de los niveles isoceraunicos de cada localidad y de las zonas del recorrido del alimentador es escasa.

1.3 MARCO TEÓRICO

1.3.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

- "Evaluación y análisis de la coordinación de aislamiento del sistema eléctrico Chumbivilcas", presentado por: Ruth Gladis Ochoa F. y María Negrón V., el 2007, para optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista de la FIEEMM de la UNSAAC, 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.
- "Evaluación y propuesta de mejoramiento de la coordinación de aislamiento en el alimentador Combapata, Yanaoca y Acomayo (CO-03)", presentado por: Juan C. Ccallo C. y Mario A. Jimenes E. el 2008, para optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista de la FIEEMM de la UNSAAC, que presentan como conclusiones más importantes las siguientes: El nivel de aislamiento de los componentes de la línea para una altura de 4000 m.s.n.m, es de 170KV (BIL). Implementar la coordinación de aislamiento del alimentador Combapata, Yanaoca y Acomayo (CO-03) con pararrayos en las tres fases de la línea; esto requiere la instalación de pararrayos de 24KV, Bil

170Kv;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.

1.3.2 BASES TEÓRICAS

En el desarrollo del presente estudio se toma en cuenta los siguientes conceptos de gran importancia para poder lograr su entendimiento que se detalla en el capítulo II:

- Estudio de aislamiento.
- Sobretensiones de origen atmosférico.
- Parámetros del rayo.
- Normas internacionales 60071-1, 60071-2 y 60071-3
- La Norma técnica de calidad de los servicios

1.3.3 HIPÓTESIS Y VARIABLES

1.3.3.1 HIPÓTESIS GENERAL

El estudio de Coordinación de Aislamiento del SSDP HU-04, permitirá proponer la implementación para mejorar la calidad de suministro y la operación, permitiendo disminuir sus indicadores:

1.3.3.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- La evaluación de la operación del SSDP HU-04, permitirá conocer la situación actual y determinar las causas de los elevados indicadores de operación y en base a esto proponer alternativas de solución.
- Las alternativas de solución propuestas, permitirán buscar una solución adecuada a la situación actual de operación del mencionado sub-sistema de acuerdo a la realidad de la zona de estudio.
- El desarrollo de la alternativa más conveniente buscará resolver la problemática de la operación del sub-sistema, proponiendo buscar una operación acorde con los límites establecidos para las normas correspondientes.

1.3.4 VARIABLES E INDICADORES

1.3.4.1 Variables

➤ **VARIABLES INDEPENDIENTES**

- Protección ante descargas atmosféricas del SSDP HU-04.

➤ **VARIABLES DEPENDIENTES**

- Coordinación de aislamiento.
- Selectividad de equipos de protección contra descargas atmosféricas.

1.3.4.2 INDICADORES

- Nivel isoceraunico y características de los tipos de rayos.
- Selección del equipamiento en el SSDP HU-04 para atender las descargas atmosféricas.
- Tipo y ubicación del equipamiento en función a la descarga atmosférica.

1.4 METODOLOGÍA

1.4.1 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

Por la naturaleza del estudio, se utiliza el método de investigación tecnológico; por que pretende modificar un proceso para mejorar la protección del SSDP HU-04, ante la presencia de fenómenos atmosféricos en la zona de operación.

La investigación es de tipo **Exploratoria**, debido al poco o ningún conocimiento de las características de las descargas atmosféricas en la zona de estudio y existe solamente información referencial de los niveles probables isoceraunicos. **Descriptiva** por que se medirán las características de las variables. Finalmente es **Correlativa** por que la buena selectividad de los equipos de protección contra descargas atmosféricas mejorará la coordinación de aislamiento.

1.4.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

1.4.2.1 POBLACIÓN

Está compuesta por el equipamiento existente para contrarrestar los efectos de las descargas atmosféricas del SSDP HU-04 y los que deben ser implementados de acuerdo al presente estudio, que abarcaran el recorrido de la ruta de este Sub Sistema.

1.4.2.2 MUESTRA

La muestra abarca el equipamiento de protección contra descargas atmosféricas en la línea existente, que se encuentre en condiciones operativas en las zonas con mayor número de incidencias de descargas atmosféricas y el propuesto en el presente estudio.

1.4.3 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Los datos son tomados básicamente de los archivos del sistema estadístico de la empresa concesionaria, también se realizó mediciones en campo (puesta a tierra) y recolección de información tanto bibliográfico y técnico de la zona de estudio.

1.4.4 TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS

Se utiliza herramientas informáticas para la organización y clasificación de datos, entre ellos:

- a) Microsoft Office Excel 2010
- b) Microsoft Office Word 2010
- c) Microsoft Office Access 2010
- d) Software de ArcGis 10.0
- e) AutoCad 2013
- f) Software ATPDraw de simulación (modelamiento de rayo)

En base a estos, se desarrollaran las siguientes etapas:

- Evaluativa
- Comparativa.
- Estadística.
- Y otros.

1.4.5 PROCESAMIENTO DE ANÁLISIS DE DATOS

- Primero, se realiza la recolección de la información técnica al SSDP HU-04 (estadística de interrupciones, evaluación actual del sub sistema, características técnicas de los equipos, elementos de aislamientos y medidas en campo).
- Análisis e interpretación de la recolección de la información a mediano plazo.
- Ingreso y procesamiento de los datos analizados.
- Análisis e interpretación de los resultados obtenidos.

- Luego, se selecciona la alternativa de solución propuesta de la coordinación de aislamiento.

Finalmente validar la hipótesis planteada.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se estudia los principales conceptos, como se describe a continuación; el cual comprende principalmente, el origen de sobretensiones, análisis de los parámetros distribuidos, fenómenos atmosféricos, elementos de protección, calidad de suministro y criterios de evaluación económica, que son bases teóricas el que será el sustento para la elaboración de la presente tesis.

2.2 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

2.2.1 DEFINICIÓN

Comprende la selección de la soportabilidad o resistencia eléctrica de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles. [1]

2.2.2 MÉTODOS

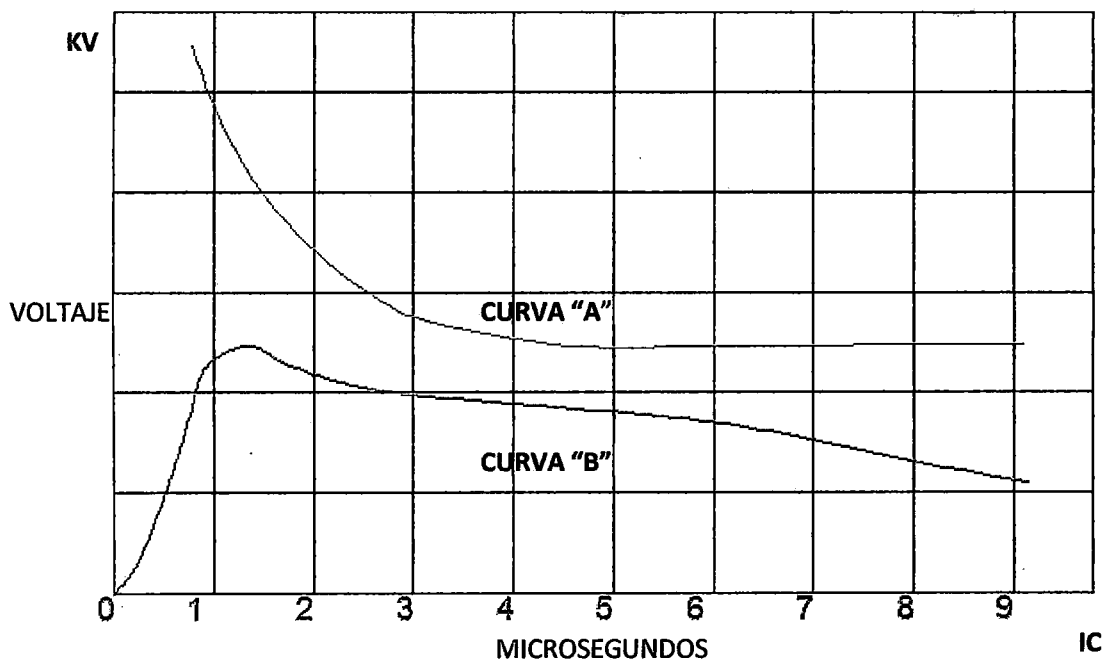
Existen dos métodos para la determinación de los niveles de aislamiento frente a eventos de sobretensiones transitorias: un método convencional o determinístico y otro estadístico o probabilístico.

2.2.2.1 MÉTODO CONVENCIONAL

Es aplicable para tensiones $U_m \leq 245\text{kV}$, se basa en la elección del aislamiento cubriendo las incertidumbres de modo que haya un margen suficiente para el escalamiento entre la mínima tensión de sostenimiento y la máxima sobretensión, esta última impone la rigidez dieléctrica mínima. [2]

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 sobrevoltajes transitorios. En la curva B representa las características de operación de un descargador, mientras en la curva A es el voltaje – tiempo de un 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. [3]

Figura 2. 1 Coordinación de aislamiento entre la característica de operación de un descargador (curva B), y la (curva A) voltaje – tiempo de un aislamiento.



Fuente: "Coordinación de aislamiento centrales y subestaciones"- Tesis Universidad la Salle – Colombia. [3]

2.2.2.2 MÉTODO ESTADÍSTICO (PROBABILÍSTICO)

Se basa en la adopción de un riesgo de falla aceptable, a partir de la experiencia de operación y del análisis técnico-económico, dicho indicador da la probabilidad de falla del aislamiento expresada en forma de una tasa anual, según el tipo de suceso de sobretensión.

- Tasa de fallas, líneas aéreas de Alta Tensión: De 0.1 hasta 2.0 fallas/100km/año.
- Tasa de fallas, líneas aéreas de Distribución: De 1 hasta 20 fallas/100km/año.
- Tasa de fallas, Sobretensión Maniobra: De 0.01 hasta 0.001 fallas/maniobra.

Se requiere el conocimiento de las funciones de distribución de frecuencia de las sobretensiones Fase-Tierra en valor cresta, forma de onda normalizada, la de mayor amplitud y de la probabilidad de sostenimiento del aislamiento, con lo cual se obtiene el parámetro de evaluación comparativa riesgo de falla entre fase-tierra de un aislamiento. [2]

2.3 ORIGEN DE LAS SOBRETENSIONES

2.3.1 DEFINICIÓN

Es una sollicitación variable en el tiempo cuyo valor máximo es superior al valor de cresta de la tensión nominal. [4] Cuyo valor o valores de cresta sobrepasan el valor de $(U_m * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}})$ ó $(U_m * \sqrt{2})$ respectivamente.

2.3.2 ORIGEN

Las características de las sollicitaciones dieléctricas, o de tensión, a las cuales está sometida una red eléctrica, tales como forma de onda y amplitud, dependen del origen de las mismas, al tipo de proceso transitorio y al tiempo de duración.

2.4 CLASIFICACIÓN DE SOBRETENSIONES

En la actualidad el cálculo de sobretensiones se realiza generalmente con ordenador. Existen varias razones por las que la simulación digital puede ser necesaria: el tamaño de la red a simular, la complejidad de los modelos matemáticos que se han de emplear, la precisión que se puede conseguir en cálculos por ordenador, y el ahorro que puede suponer un cálculo preciso y riguroso de sobretensiones.

La primera clasificación de las sobretensiones se basa en el origen, ya que la causa puede ser interna o externa a la red.

Las sobretensiones de **origen interno** son causadas por el propio sistema (dispositivos de desconexión de la red eléctrica), rechazo de carga en el extremo alejado de la línea, a su vez se dividen en sobretensiones temporales y de maniobra. Las sobretensiones de **origen externo** se deben al impacto del rayo en forma directa o indirectamente a la línea.

Una clasificación más completa pueden distinguir las siguientes categorías [4]:

a) **SOBRETENSIONES TEMPORALES:** Son de larga duración (desde varios milisegundos a varios segundos), poco amortiguadas y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación.

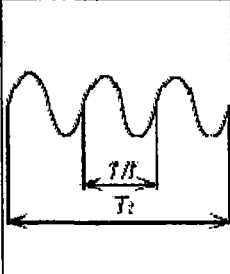
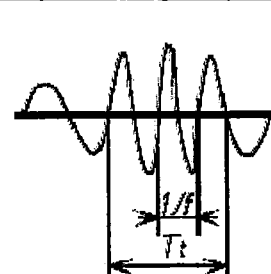
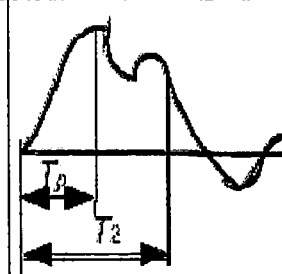
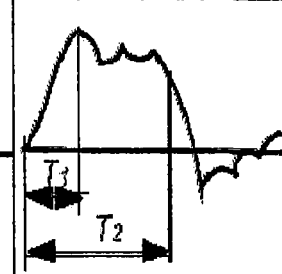
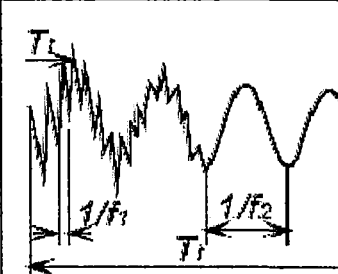
b) **SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO:** Son de corta duración (pocos milisegundos), fuertemente amortiguadas y se presentan con una gama de frecuencias que varía entre 2 y 20 KHz.

c) **SOBRETENSIONES DE FRENTE RÁPIDO:** Son generalmente unidireccionales, de duración muy corta y amplitud muy superior a la tensión de cresta nominal. Su rango de frecuencia varía de 10KHz – 3MHz.

d) **SOBRETENSIONES DE FRENTE MUY RÁPIDO:** Dependiendo del origen pueden ser oscilatorias o unidireccionales, su duración es de pocos microsegundos, y su frecuencia es generalmente varía de 100KHz - 50 MHz.”

Según la norma: **IEC 60071-1**, la clasificación de las sobretensiones según la forma de la onda y el tiempo de duración se observa en el cuadro 2.1

Cuadro 2. 1 Formas de onda de sobretensiones normalizadas según IEC- 60071-1

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

*) to be specified by the relevant apparatus committees

Fuente: Norma IEC 60071-1, Coordinación de Aislamiento, parte 1: Definiciones, principios y reglas. [1]

2.5 NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO (BIL)

Llamado también 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 través de un aislante: [5]

- ✓ 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.

BSL: Tensión soportada al impulso tipo maniobra.

A continuación se muestra los niveles de aislamiento nominales, con su respectiva tensión normalizada soportada, según la norma IEC – 60071-1.

Cuadro 2. 2 Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ($1\text{Kv} < U_m \leq 245\text{Kv}$)

Tensión más elevada para el material(equipo) Um 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
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72.5	140	325
123	185	450
	230	550
145	185	450
	230	550
	275	650
170	230	550
	275	650
	325	750
245	275	650
	325	750
	360	850
	395	950
	460	1050

Fuente: Norma IEC 60071-1, Coordinación de Aislamiento, parte 1: Definiciones, principios y reglas.

[6]

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.

Para la definición de los parámetros no se utilizan tensiones de prueba de valores intermedios, la elección del nivel de aislamiento se considera basándose en:

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

2.6 ANÁLISIS DE UNA LÍNEA IDEAL CON PARÁMETROS DISTRIBUIDOS

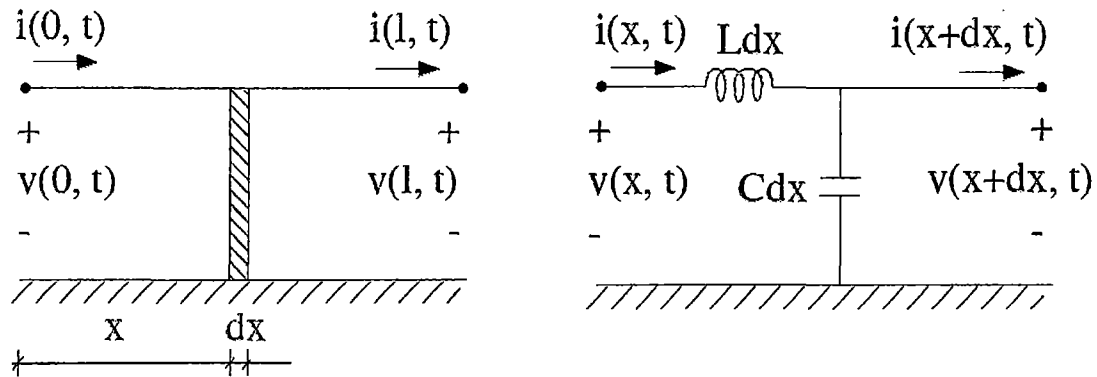
La función de las líneas de distribución es el transporte de la energía eléctrica entre dos puntos. Se clasifican por el tipo de Corriente: c.c. ó c.a.; por su ubicación puede ser: aérea, subterránea o submarina; por su función en el sistema: radial, anillo o malla; por su nivel de tensión puede ser: baja, media o alta tensión; por su sistema de aislamiento puede ser: aérea o cables.

Los Parámetros Eléctricos de las Líneas de Distribución son: la Resistencia (R), Inductancia (L), Capacitancia (C) y la Conductancia (G).

La representación de una línea de distribución por su longitud puede ser: Corta, Media o Larga, modelado con parámetros concentrados o distribuidos, dependiendo del tipo de análisis que se requiera en un sistema.

Para el análisis de transitorios electromagnéticos en líneas de distribución, se hace uso de un modelo más simple para entender el comportamiento, para lo cual se toma una línea ideal sin pérdidas, sistema monofásico, con parámetros distribuidos considerando su longitud. [4] Como se muestra en la figura 2.2.

Figura 2. 2 Línea de distribución ideal y su circuito equivalente, con respecto a la longitud.
[4]



Del circuito se obtienen las ecuaciones de la línea de distribución.

$$\frac{\partial v(x, t)}{\partial x} = -L \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} \quad (2.3)$$

$$\frac{\partial i(x, t)}{\partial x} = -C \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} \quad (2.4)$$

Siendo:

$v(x, t)$: Tensión inducida en el punto x de la línea.

$i(x, t)$: Corriente en el punto x de la línea.

L : Inductancia (Henrio/m).

C : Capacitancia (Faradio/m).

X : Distancia respecto a uno de sus terminales (m).

De la aplicación de la transformada de Laplace se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\partial V(x, s)}{\partial x} = -sLI(x, s) \quad (2.5)$$

$$\frac{\partial I(x, s)}{\partial x} = -sCV(x, s) \quad (2.6)$$

Al derivar de nuevo estas ecuaciones con respecto a la variable x se obtiene:

$$\frac{\partial^2 V(x, s)}{\partial x^2} = \beta^2(s)V(x, s) \quad (2.7)$$

$$\frac{\partial^2 I(x, s)}{\partial x^2} = \beta^2(s)I(x, s) \quad (2.8)$$

Siendo:

β : Relación entre inductancia y capacitancia.

$$\beta(s) = s\sqrt{LC} \quad (2.9)$$

La solución de la primera de estas ecuaciones tiene la siguiente forma general:

$$V(x, s) = A_1(s)e^{-\beta(s)x} + A_2(s)e^{+\beta(s)x} \quad (2.10)$$

Donde:

A_1, A_2 : Son constantes de la ecuación 2.10, se determinan ahora con la ayuda de las condiciones iniciales.

Para comprobar este resultado, bastará con sustituir la expresión en la ecuación (2.4) y verificar que se cumple la igualdad.

Al derivar la expresión de la tensión queda:

$$\frac{\partial V(x, s)}{\partial x} = -\beta(s)[A_1(s)e^{-\beta(s)x} - A_2(s)e^{+\beta(s)x}] \quad (2.11)$$

De este resultado y de la ecuación (2.3) se puede deducir la expresión de la intensidad.

$$I(x, s) = -\frac{1}{sL} \frac{\partial V(x, s)}{\partial x} \quad (2.12)$$

$$I(x, s) = \frac{[A_1(s)e^{-\beta(s)x} - A_2(s)e^{+\beta(s)x}]}{Z_c} \quad (2.13)$$

Siendo Z_c la impedancia característica de la línea

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.14)$$

La impedancia característica de una línea ideal tiene las dimensiones de una resistencia, por lo que se designará indistintamente como impedancia o resistencia característica.

Para una línea ideal se tiene:

$$v = \frac{\omega}{\beta(\omega)} = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (2.15)$$

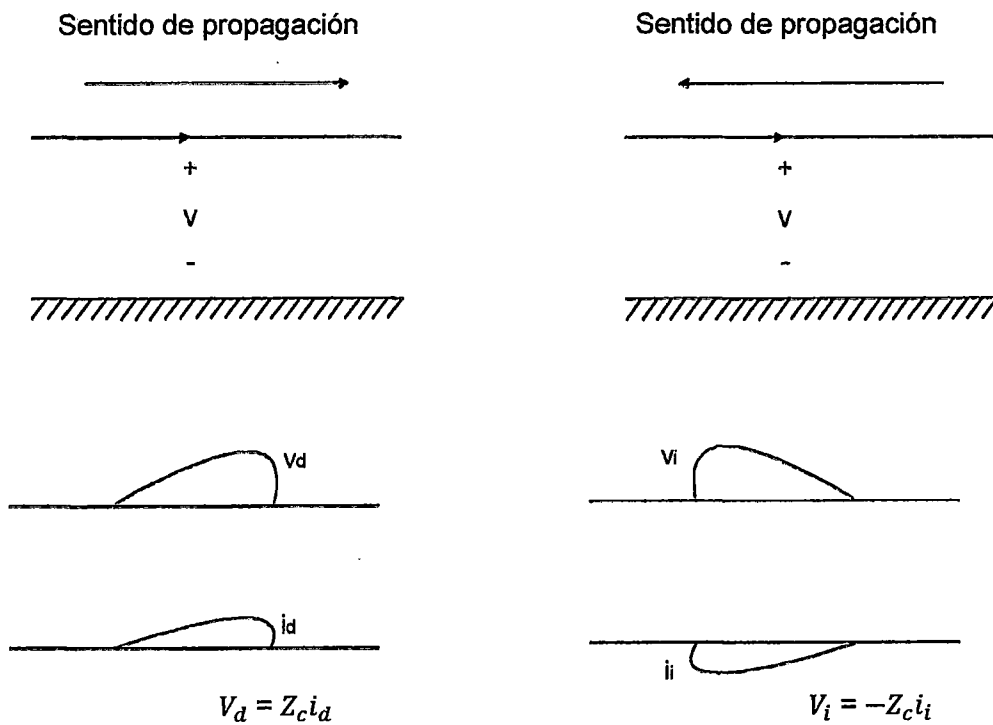
$$\tau = \frac{1}{v} \quad (2.16)$$

Siendo v la velocidad de propagación de ondas, τ el tiempo de propagación de ondas en la línea.

2.7 PROPAGACIÓN DE ONDAS EN LA LÍNEA

La relación entre ondas de tensión y de corriente es la impedancia característica de la línea, siendo esta relación positiva para ondas que se desplazan en un sentido, y negativa para ondas que se desplazan en sentido contrario, ver figura 2.3.

Figura 2. 3 Relación entre ondas de tensión y de corriente. [4]



La existencia de ondas que se propagan en ambos sentidos es debida a los puntos de discontinuidad que puede haber en una línea. El principio físico de esto puede resumirse de la siguiente forma: [5]

1. Cuando una línea es energizada se inicia la propagación de una onda de tensión y de una onda de corriente, estando ambas relacionadas por la impedancia característica.
2. La propagación de ambas ondas se realiza sin distorsión ni atenuación, y sólo sufrirá un cambio cuando se encuentre una discontinuidad en el medio de propagación.
3. Cuando la onda de tensión, o de corriente, se encuentra con un medio de características distintas a las del medio en el que se propaga se origina una nueva onda, conocida como onda reflejada, que se superpone a la onda incidente.

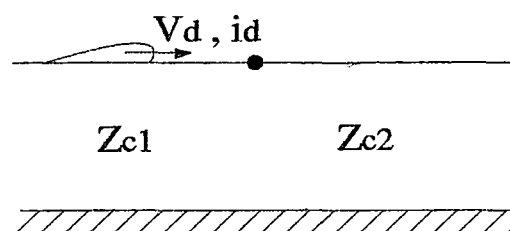
Un cambio en el medio de propagación puede producirse en muchas situaciones, como es el cambio en el valor de la impedancia característica del medio, la terminación de la línea, o un punto de bifurcación.

El cálculo de las ondas que se originan como consecuencia de una discontinuidad se realizará con los siguientes casos.

2.7.1 PUNTO DE TRANSICIÓN

Se muestra el diagrama de un sistema formado por dos líneas con distinta impedancia característica. Por la línea 1 se propaga una onda hacia la línea 2.

Figura 2. 4 Punto de transición. [4]



Cuando la onda incidente (v_i, i_i) alcanza el punto de transición tiene lugar un cambio en el medio de propagación, y se origina una onda refleja (v_r, i_r), que se propagará por la línea 1 en sentido contrario al de la onda incidente, y una onda refractada (v_t, i_t), que se propagará por la línea 2. La relación entre ondas de tensión y de corriente se puede anotar de la siguiente forma:

$$v_t = v_i + v_r \quad (2.17)$$

Teniendo en cuenta que:

$$i_t = i_i + i_r \quad (2.18)$$

$$v_i = Z_{c1} i_i \quad (2.19)$$

$$v_r = -Z_{c1} i_r \quad (2.20)$$

$$v_t = Z_{c2} i_t \quad (2.21)$$

Donde:

v_i, i_i : Tensión y corriente de onda incidencia

v_r, i_r : Tensión y corriente de onda reflejada

v_t, i_t : Tensión y corriente de onda refractada

Z_{c1}, Z_{c2} : Impedancia característica en las líneas 1 y 2

se deduce:

$$v_r = r v_i \quad v_t = (1 + r) v_i = t v_i \quad (2.22)$$

Siendo

$$r = \frac{Z_{c2} - Z_{c1}}{Z_{c2} + Z_{c1}}; \quad t = \frac{2Z_{c2}}{Z_{c2} + Z_{c1}} \quad (2.23)$$

donde r es el coeficiente de reflexión y $t = (1 + r)$ el coeficiente de refracción o transmisión en el punto de discontinuidad.

Por lo que respecta a la intensidad de corriente, se obtiene:

$$i_r = -r i_i \quad ; \quad i_t = (1 - r) i_i \quad (2.24)$$

Conviene tener en cuenta que en este caso la onda incidente también podría propagarse originalmente por la línea 2 hacia la línea 1. En este caso la expresión del coeficiente de reflexión sería la opuesta de la anterior, es decir,

$$r' = \frac{Z_{c1} - Z_{c2}}{Z_{c1} + Z_{c2}} \quad (2.25)$$

Se puede observar que el cálculo de los coeficientes de reflexión sigue una ley muy simple. Cuando una onda incidente alcanza un punto de discontinuidad, el coeficiente de reflexión se obtiene a partir de la relación entre la diferencia y la suma de impedancias equivalentes, colocando en

primer lugar en ambas expresiones la impedancia equivalente de la red en la que incide la onda viajera, vista desde el punto de discontinuidad.

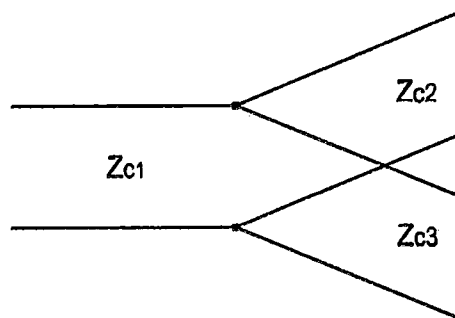
$$r' = \frac{Z_{eq} - Z_{c1}}{Z_{eq} + Z_{c1}} \quad (2.26)$$

2.7.2 PUNTO DE BIFURCACIÓN

El análisis del caso de la Figura 2.5 es similar al de los casos anteriores. Los coeficientes de reflexión y de transmisión se obtienen a partir de: la impedancia equivalente que ve la onda incidente cuando alcanza un punto de discontinuidad, y de la impedancia característica del medio en el que se propaga.

Los coeficientes de reflexión y de transmisión para una onda que se propaga por la línea 2 cuando alcanza el punto de discontinuidad, serán:

Figura 2. 5 Punto de bifurcación. [4]



Coefficiente de reflexión:

$$r = \frac{Z_{c1} // Z_{c3} - Z_{c2}}{Z_{c1} // Z_{c3} + Z_{c2}} \quad (2.27)$$

Coefficiente de transmisión:

$$t = 1 + r = \frac{2Z_{c1} // Z_{c3}}{Z_{c1} // Z_{c3} + Z_{c2}} \quad (2.28)$$

Siendo $Z_{c1} // Z_{c3}$ la impedancia equivalente que resulta del paralelo entre Z_{c1} y Z_{c3} .

Así pues, la onda de tensión que se refleja en la línea 2 y que se propaga en sentido opuesto a la onda incidente, y las ondas de tensión transmitidas a las líneas 1 y 3, vienen relacionadas con la onda de tensión incidente según las siguientes relaciones:

$$v_{r2} = r v_{i2} \quad v_{t2} = v_{t3} = t v_{i2} \quad (2.29)$$

De todos los posibles coeficientes de reflexión interesan algunos casos particulares, como los tres que se presentan a continuación.

2.7.2.1 LÍNEA EN VACÍO

La onda incidente que alcanza un terminal de línea en circuito abierto o en vacío se encuentra con una impedancia de valor infinito, por lo que de la fórmula general (2.25) se obtiene.

$$r = 1 \quad (2.30)$$

En consecuencia, con una línea en vacío se obtiene

$$v_r = v_i \quad i_r = -i_i \quad (2.31)$$

De donde se deduce

$$v_f = v_i + v_r = 2v_i \quad i_f = i_i + i_r = 0 \quad (2.32)$$

Según estos resultados, cuando una onda alcanza un terminal de línea en circuito abierto la onda de tensión incidente se dobla, lo que puede originar sobretensiones importantes, mientras que la onda de corriente se anula, como era lógico esperar.

2.7.2.2 LÍNEA EN CORTOCIRCUITO

La onda incidente que alcanza un terminal de línea en cortocircuito se encuentra con una impedancia de valor nulo, por lo que la fórmula general (2.25) se obtiene:

$$r = -1 \quad (2.33)$$

Con una línea en cortocircuito resulta por tanto

$$v_r = -v_i \quad i_r = i_i \quad (2.34)$$

de donde se deduce

$$v_f = v_i + v_r = 0 \quad i_f = i_i + i_r = 2i_i \quad (2.35)$$

Según estos resultados, cuando una onda alcanza un terminal de línea en cortocircuito la onda de corriente incidente se dobla, lo que puede originar sobrecorrientes importantes, mientras que la onda de tensión se anula, como era lógico esperar.

2.7.2.3 LÍNEA EN ADAPTADA

Se dice que una línea está adaptada cuando la impedancia equivalente instalada en su terminal es igual a la impedancia característica. De la fórmula general (2.25) resulta:

$$r = 0 \quad (2.36)$$

Así pues, con una línea adaptada se tiene

$$v_r = 0 \quad i_r = 0 \quad (2.37)$$

de donde se deduce

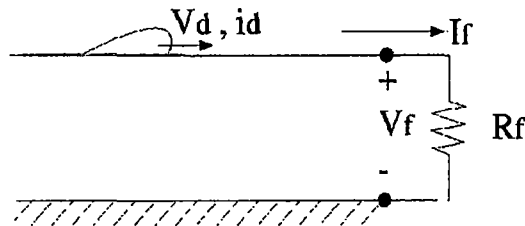
$$v_f = v_i \quad i_f = i_i \quad (2.38)$$

Cuando una onda alcanza un terminal de línea adaptada, no se origina ninguna reflexión de ondas.

2.7.2.4 TERMINACIÓN DE LÍNEA

Se tiene una línea ideal por la que se propaga una onda incidente, que alcanza el extremo en el que se ha instalado una resistencia.

Figura 2. 6 Terminación de línea. [4]



En final de línea se tienen las siguientes relaciones entre las ondas de tensión y de corriente:

$$v_f = v_i + v_r \quad i_f = i_i + i_r \quad (2.39)$$

Donde los subíndices $i, r, y f$ se usan para designar ondas incidentes, reflejadas y en final de línea, respectivamente.

Por otra parte, las ondas de tensión y de corriente están relacionadas según las siguientes expresiones:

$$v_f = R_f i_f \quad (2.40)$$

$$v_i = Z_c i_i \quad (2.41)$$

$$v_r = -Z_c i_r \quad (2.42)$$

que sustituidas en las anteriores expresiones permiten obtener

$$v_r = r_f v_i \quad i_r = -r_f i_i \quad (2.43)$$

Siendo:

$$r_f = \frac{R_f - Z_c}{R_f + Z_c} \quad (2.44)$$

el coeficiente de reflexión de ondas en final de línea.

Las ondas de tensión y corriente en final de línea son el resultado de sumar las ondas incidentes y reflejadas. Si se tiene en cuenta la relación entre ambas resulta. [4]

$$v_f = (1 + r_f)v_i \quad i_f = (1 - r_f)i_i \quad (2.45)$$

2.8 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

La descarga atmosférica conocida como rayo, es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o, entre nubes. [17]

El fenómeno de la descarga atmosférica es de carácter aleatorio, por estas razones el efecto de las descargas debe expresarse en términos de probabilidades. [6]

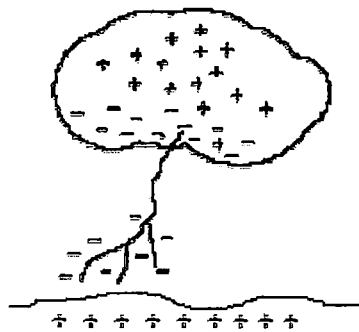
Una de las teorías más aceptadas para explicar este fenómeno, es la de "Schonland" la cual se desarrolla a continuación.

2.8.1 DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO RAYO (TEORÍA DE SCHONLAND)

El ciclo de la nube de tormenta y la consecuente descarga, denominada rayo, se puede resumir en las siguientes etapas: [7]

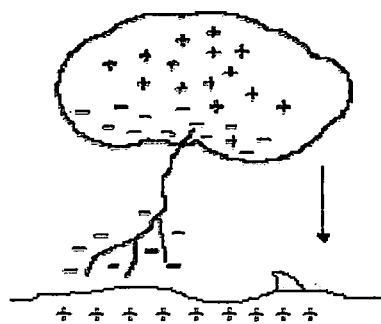
- a) Las cargas eléctricas en la nube se encuentran distribuidas en forma no homogénea, existiendo por consiguiente, concentraciones desiguales de carga en el seno de la misma.
- b) Una vez que el gradiente eléctrico sobrepasa el valor crítico, comienza a ocurrir pequeñas descargas en el seno de la nube. Estas en virtud de la ionización por choque en el aire, van degenerando en formas de avalancha, denominada descarga piloto, la cual según lo medido, avanza a una velocidad promedio de 150 km/s (aproximadamente 1/20 de la velocidad de la luz). En la figura 2.7 se muestra la descarga del rayo.

Figura 2. 7 Descarga de un rayo. [26]



c) La rama de la descarga piloto logra imponerse en su crecimiento hacia la tierra, viéndose acompañada de pequeños puntos luminosos, son los característicos de las denominadas "Descargas Escalonadas". Durante este proceso, la luminosidad es baja y la corriente no excede de unos pocos amperios. El incremento del gradiente eléctrico de la tierra al aproximarse la descarga a esta favorece a la formación de un canal llamado "Canal de Recepción", recorriendo un trayecto aproximado de solo 50m. En la figura 2.8 se observa lo siguiente.

Figura 2. 8 Cargas de tierra. [26]



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

e) Para neutralizar la carga en la nube, una gran cantidad de cargas eléctricas positivas abandonan la Tierra, utilizando naturalmente, el mismo canal o sendero previamente ionizado. A través de él ocurrirán todas las descargas sucesivas, la primera de las cuales se denomina, descarga de retorno (Return Stroke). La velocidad de propagación de esta descarga es de aproximadamente el 10% de la velocidad de la luz (30,000 km/s), siendo

apreciable el valor de la intensidad de corriente que la caracteriza (hasta 200 kA). Mientras la descarga principal requiere un tiempo aproximado de 20,000 μ s en llegar a Tierra, la descarga de retorno acusa un tiempo promedio de solo 100 μ s en lograr su cometido.

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

Este dúo de descarga de retorno y descarga secundaria, puede repetirse un número apreciable de veces, hasta 7 combinaciones sucesivas. Las cargas positivas procedentes de la nube se observa solo en estados avanzados de la tormenta, cuando la doble descarga se las trae a la tierra. En la figura.2.9 se muestra el impacto de las cargas eléctricas.

Figura 2. 9 Impacto de Cargas Eléctricas. [26]

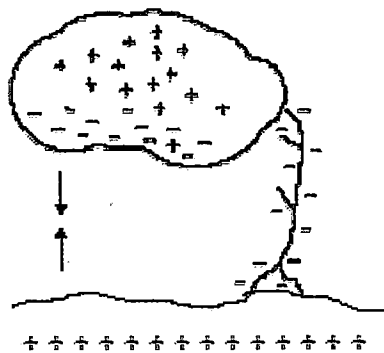
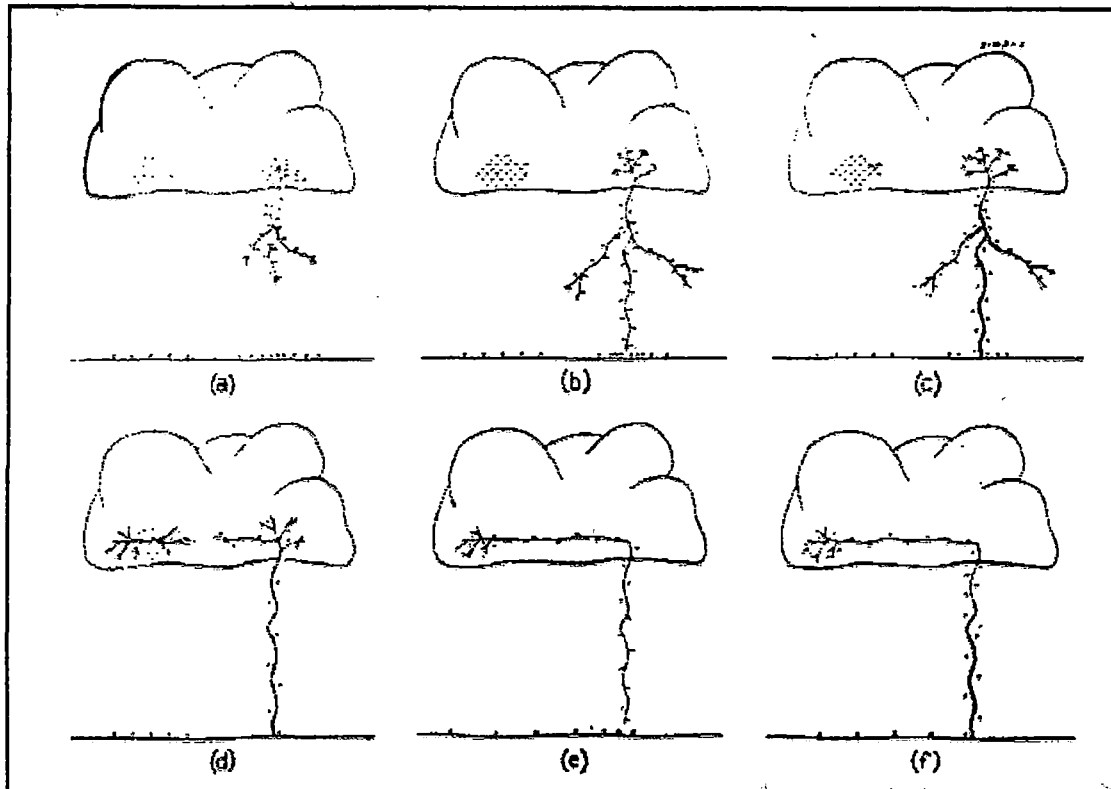


Figura 2. 10 Distribución de cargas en el proceso de formación de la descarga atmosférica. [26]



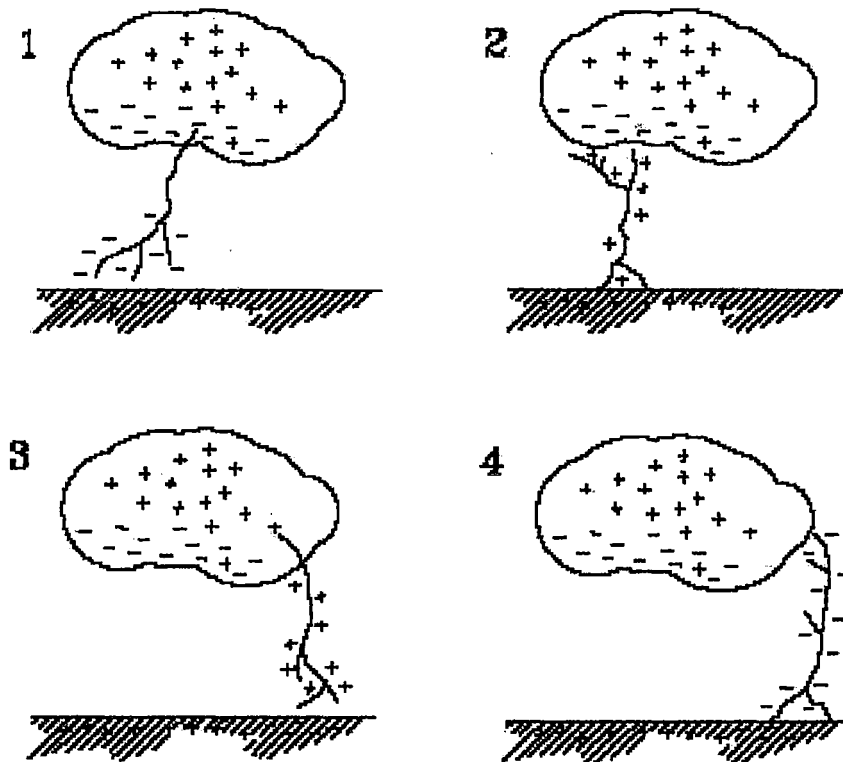
2.8.2 PROCESO DE DESCARGA DE UNA NUBE

a) El rayo es una descarga transitoria de elevada intensidad; la mitad de estos fenómenos ocurren en el interior de la nube, y la otra mitad entre nube y tierra.

b) El rayo puede ser visto como una fuente de corriente, por sus distintas polaridades; positiva, negativa o ambas. 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 descargas son positivas (categoría 3). También existen descargas iniciadas desde tierra hasta la nube (categoría 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.

En la Figura 2.11 se puede ver las diferencias entre las cuatro categorías mencionadas.

Figura 2. 11 Tipos de rayo entre nube y tierra. [26]



c) En las regiones de clima templado como el Perú, entre el 80% y 90% de las descargas por rayo, son de polaridad negativa. [2]

d) El 90% de los Rayos que caen en la Tierra son electronegativos, lo que hace suponer que el rayo proviene de la parte inferior de la nube. Solo 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:

e) El 50% de las descargas atmosféricas acusan una intensidad de corriente inferior los 20 KA.

f) Sin embargo, el 5% de los rayos que caen en la tierra acusa intensidades de corriente de 160 KA, habiéndose registrado descargas de hasta 400kA.

g) La energía de un rayo es de aproximadamente 10^{10} Kw. 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.

2.8.3 PARÁMETROS DEL RAYO

La determinación de los diferentes indicadores que derivan del impacto de rayos en el suelo, se basan como mínimo en los datos de un ciclo estacional normal completo.

El Sistema de Registro Automático de Descarga de Rayos, captan y procesan en tiempo real parámetros de rayos Nube – Suelo, entregando tablas, histogramas, mapas y datos de base para la selección de una ruta o aérea.

Su uso fue desde la década del 70 (contador CIGRE), sistema que fue mejorado por Krider origino en los años 80 los localizadores de “Búsqueda Direccional – DF” y de “Tiempo de Llegada- TOA” solo para las descargas Nube – Tierra.

El sistema DF que capta las descargas de captura del rayo, es 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: [2]

- ✓ 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.

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

- 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.

2.8.3.1 PARÁMETROS DE INCIDENCIA DEL RAYO

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

a) NIVEL ISOCERAUNICO (Td)

Se define como el número promedio de días al año en los que se presentan tormentas eléctricas [6], este indicador ha sido uno de los más importantes para el diseño de sistemas eléctricos y de protección contra las descargas atmosféricas del rayo.

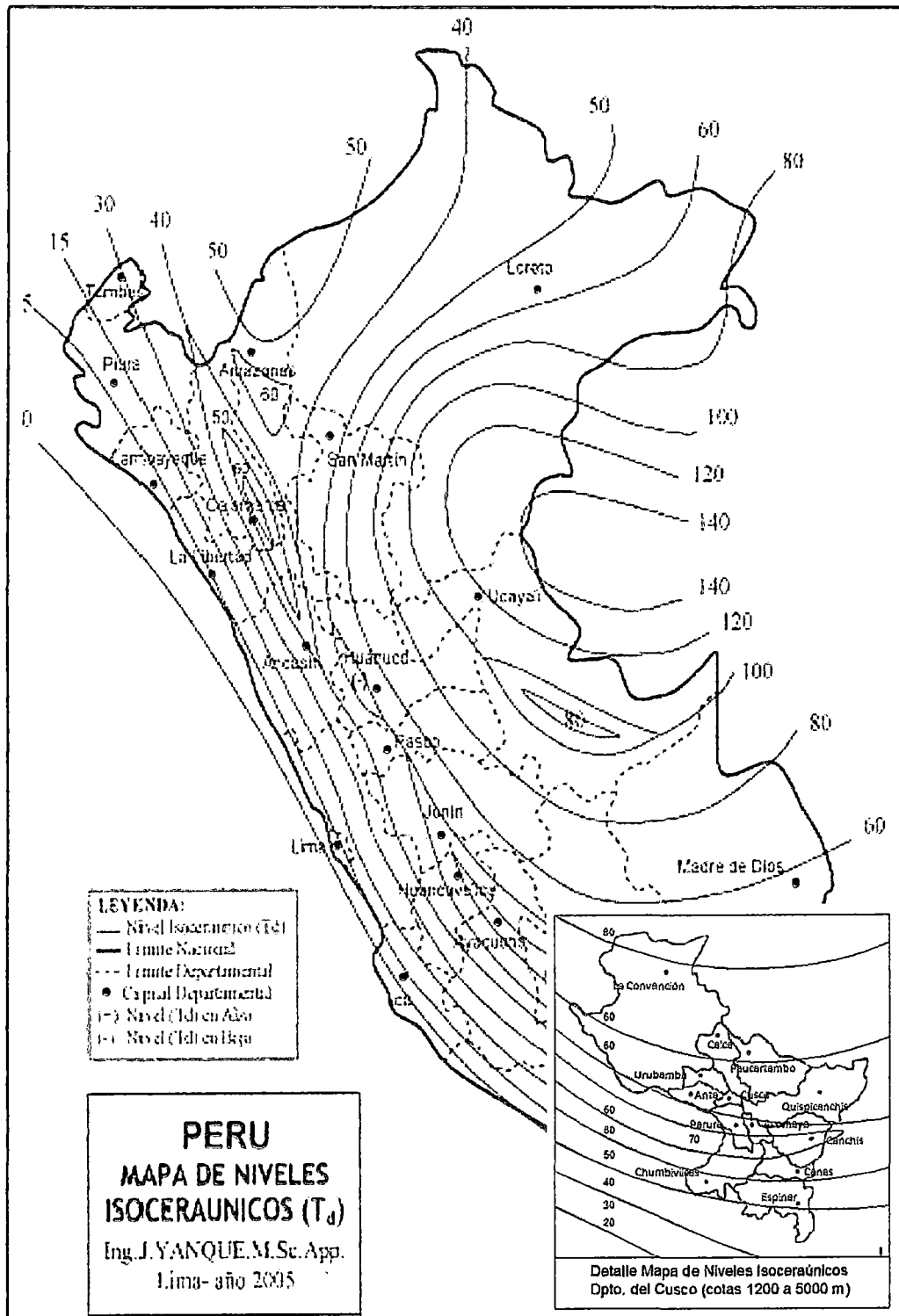
Un día de tormenta, se define como aquel en el que se escucha el trueno, aunque no se produzcan descargas atmosféricas ni lluvia en el lugar que se escogió para la observación. [2]

El nivel isoceraunico es un parámetro natural generalmente muy variable, es necesario un registro de datos de varios años para inferir el promedio del sitio. [2]

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

El mapa de niveles isoceraunicos del Perú, incluye datos satelitales, información continental, registros dispersos compatibilizados con la geografía y orografía territorial; destacan las siguientes zonas ecológicas de habidad natural. [2]

Figura 2. 12 Mapa de Niveles Isoceraunicos de Perú - Cusco



Fuente: "Mapa de niveles isoceraunicos TD" –Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.- UNI. [2]

Cuadro 2. 3 Coeficientes Isoceraunicos – Países y Zonas

Lugar de observación	NI (Días de tormentas/año)
Europa Central	0.1
Círculo Polar	11
EUA	10...50
África Central	150
Perú (Costa)	10-30
Perú (Valle de Sierra)	30-50
Perú (Alturas de Sierra)	51-80
Perú (Selva)	100-120

Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI. [2]

Cuadro 2. 4 Coeficientes Isoceraunicos – Perú

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

Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI. [2]

b) DENSIDAD DE DESCARGA (N_g)

Se define como el número promedio de descargas en un área de un kilómetro cuadrado durante un periodo de un año. [6] El número de rayos sobre la línea depende de las características geométricas de la línea y de las condiciones isoceraunicas de la zona geográfica donde esté ubicada.

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

$$N_g = a * T_d^b \frac{\text{descargas}}{\text{km}^2 \cdot \text{año}} \quad (2.46)$$

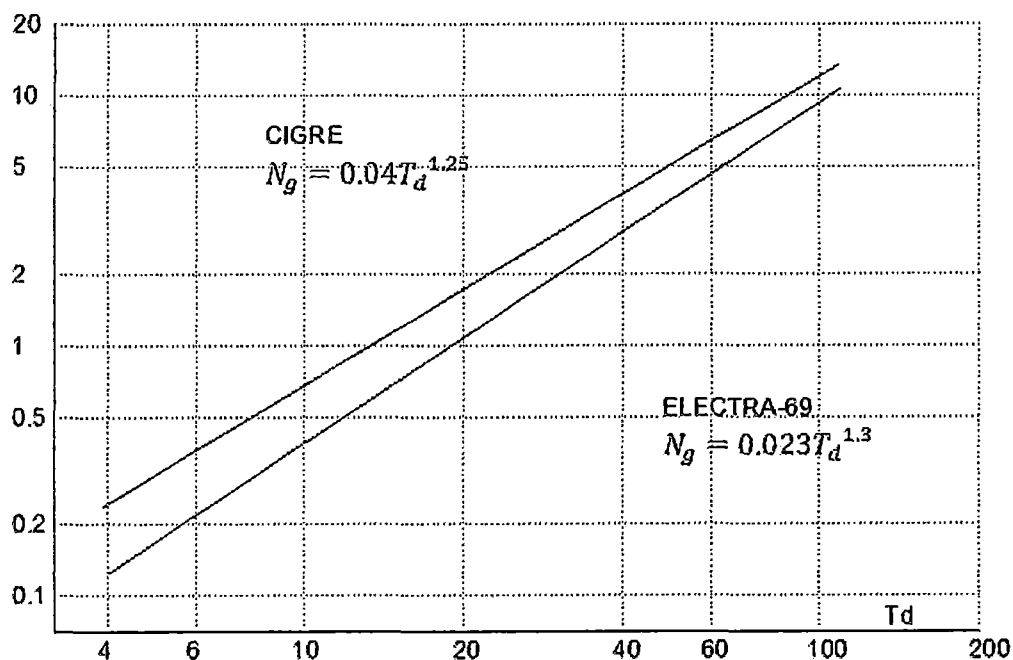
Donde:

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 2. 13 Gráfico de la Densidad de Rayos & Nivel Isoceraunico.



Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI. [2]

2.8.3.2 PARÁMETRO DE AMPLITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO

Uno de los parámetros más representativos y de mayor importancia del rayo, es la magnitud de corriente pico de la descarga. Anderson (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: [6]

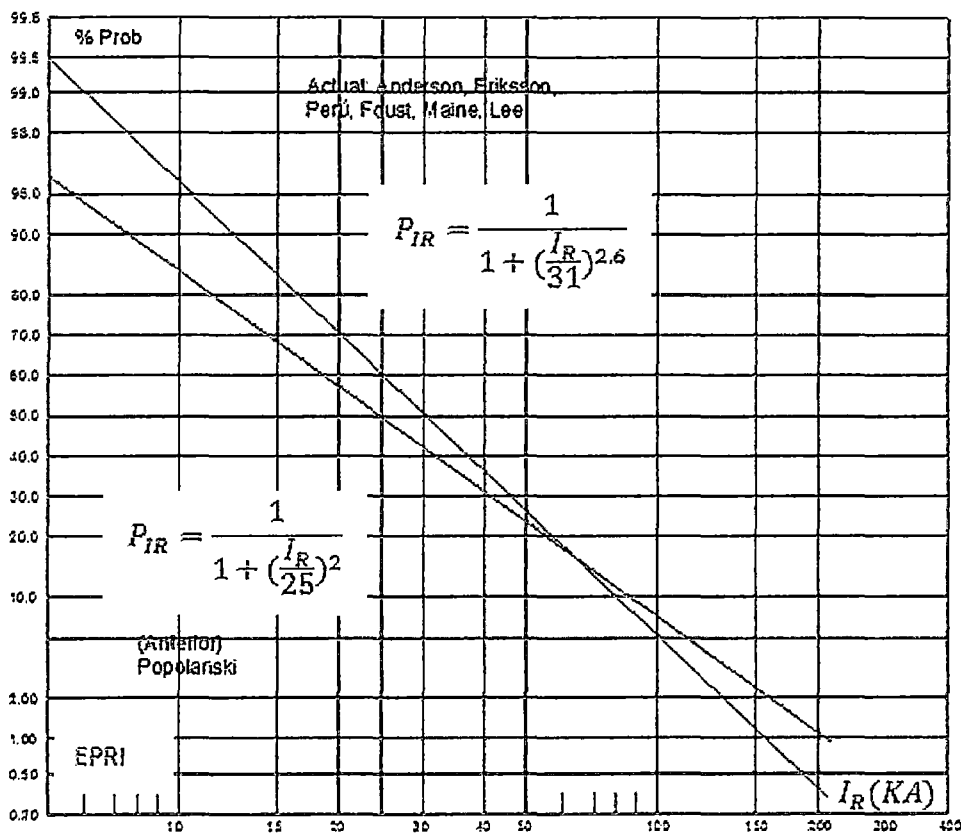
$$P_{IR} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_R}{31}\right)^{2.6}} \tag{2.47}$$

Donde:

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

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

Figura 2. 14 Gráfico de la Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo.



Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI. [2]

2.8.3.3 PARÁMETRO DE LA FORMA DEL IMPULSO DE LA CORRIENTE DEL RAYO

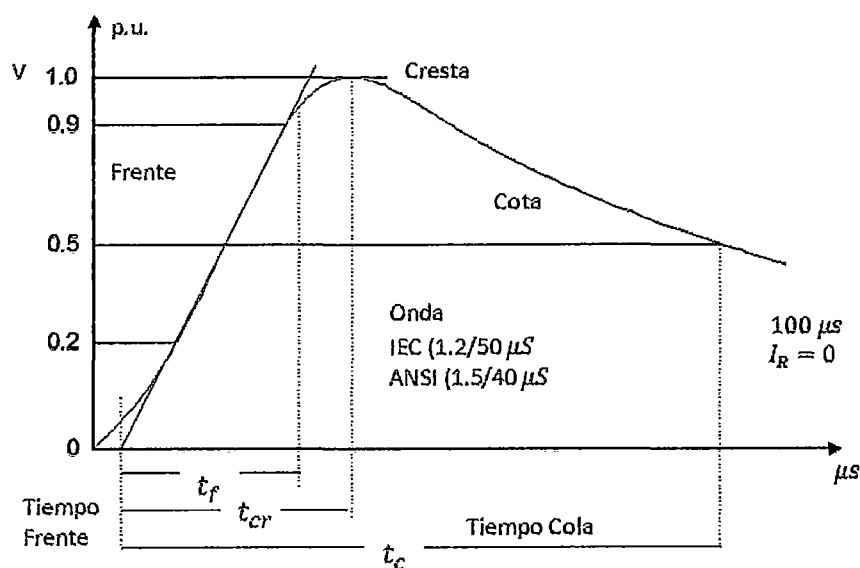
La descarga del rayo produce fenómenos de inducción de campo electrostático y electromagnético en forma de Sobretensión Impulsional STI de alta frecuencia, que pueden ocasionar la disrupción de los aislamientos.

- 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. [2]
- Las ondas STI cumplen con las leyes de propagación, su velocidad en los conductores eléctricos es próxima a la velocidad de la luz.

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

La onda normalizada IEC (1.2/50 μ s) es unidireccional y unipolar, se compone de un frente ($t_f = 1.2\mu$ s) lineal (rápido o lento), una cresta (KV_c) y una cola ($t_c = 50\mu$ s) de suave descenso; con tolerancias de 20%, 3% y 30%. [2]

Figura 2. 15 Onda de Sobretensión Normalizada



Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI. [2]

2.9 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

La utilización del Cable de Guarda, Pararrayos, Explosores, Aisladores y Puesta a Tierra está relacionado con la protección que deben tener las líneas eléctricas, contra sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas. Por razones de seguridad, confiabilidad y economía es necesario conocer el comportamiento de las descargas atmosféricas para lograr la protección de las vidas humanas y lograr diseños adecuados de los sistemas de protección.

2.9.1 CABLE DE GUARDA (CG)

2.9.1.1 DEFINICIÓN

Los cables de guarda son elementos empleados para la protección de los equipos contra descargas atmosféricas directas, la altura de instalación está en función de la altura del equipo a proteger. [5] La corriente de la descarga tipo rayo es desviada a tierra a través de una línea de tierra en el soporte. Para que sea efectivo, el cable de guarda deberá tener su puesta a tierra en cada soporte.

La protección contra el impacto de los rayos se basa en el principio de apantallamiento del campo eléctrico de Faraday, la posición más óptima se establece por el medio del Modelo Electrogeométrico.

El conocimiento del nivel isoceraunico es de suma importancia, pues se logran ahorros sustanciales al dimensionar el apantallamiento y las distancias mínimas entre fases y tierra. Así mismo cumple la función de:

- Amortiguar las sobretensiones transitorias.
- Disminuir el potencial estático de los conductores debido a la presencia de nubes tormentosas.
- Atenúa el campo magnético que perturba las tele transmisiones durante los cortocircuitos.

2.9.1.2 MODELO ELECTROGEOMÉTRICO (ME)

El modelo electrogeométrico, se basa en determinar el lugar geométrico de los puntos equidistantes del elemento protector (cable de guarda) y protegido (conductor de fase), u los puntos equidistantes del elemento protector y la tierra.

El rayo avanza a saltos cuya longitud está ligada al arco al valor de la corriente, y se orienta al azar, salvo a distancia muy próxima se encuentre un punto donde se descargarse. Con el modelo electro geométrico queda definida una zona en la cual el rayo penetra, es probable que alcance el elemento protegido, pero solo podrá penetrar a ella si su corriente no supera cierto valor. La base de este modelo es el establecimiento de una relación entre la intensidad de corriente del rayo y la región de alcance del extremo de la descarga piloto (líder), la que permite establecer que un rayo en su trayectoria hacia la tierra tiene preferencia en alzar los objetos más próximos.

Para la mayoría de las aplicaciones se acepta la siguiente relación simplificada:

$$d_c = \alpha * I^\gamma \quad (2.48)$$

Siendo:

d_c : Distancia de ruptura en metros.

α, γ : Constantes que dependen del objeto y la corriente de descarga.

I : Corriente mínima del rayo en kA.

Cuadro 2. 5 Constantes para el Cálculo de la Distancia de Ruptura.

EXPRESIONES	DISTANCIA A TIERRA		DISTANCIA A UN CABLE	
	α	γ	α	γ
Wagner	14.2	0.32	14.2	0.32
Young	27	0.32	β^a	0.32
Armstrong	6	0.8	6.7	0.80
Brown	6.4	0.75	7.1	0.75
Anderson	6.4, 8 ó 10	0.65	8.0	0.65
IEEE 1243-1997	β^a	0.65	10.0	0.65
Love	10	0.65	10.0	0.65
IEEE Working Group 1993	8	0.65	8.0	0.65
Whitehead	9.4	0.66	9.4	0.66
Suzuki	3.3	0.78	3.3	0.78
Darveniza	$2 * I + 30(1 - e^{\frac{-I}{6.8}})$			
$\beta = 0.9$				

Fuente: Distancia de Ruptura, Tesis "Estudio de Coordinación de Aislamiento de la línea de Transmisión San Gabán – Mazuco – Puerto Maldonado: Perú. [15]

En el presente estudio se tomaran los valores de Love ($\alpha=10$, $\beta=0.9$ y $\gamma=0.65$).

2.9.1.3 CRITERIOS BÁSICOS DEL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO (ME)

Los fundamentos teóricos fueron enunciados en 1963 por Young, Clayton y Hileman, luego posteriormente Armstrong, Brown, Whitehead (1968 – 1969) y Love (1973) contribuyeron a perfeccionar el método aplicado al diseño de la ubicación del Cable de Guarda en las líneas eléctricas. [2]

- Con las dimensiones de un soporte y la ubicación del conductor más expuesto al rayo, se determina el lugar y el ángulo de protección más eficaces del CG.
- El CG ubicado según el modelo (ME) no intercepta todo los rayos, solo a aquellos que representan peligro de falla del aislamiento al caer en los conductores.

A) HIPÓTESIS DEL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO

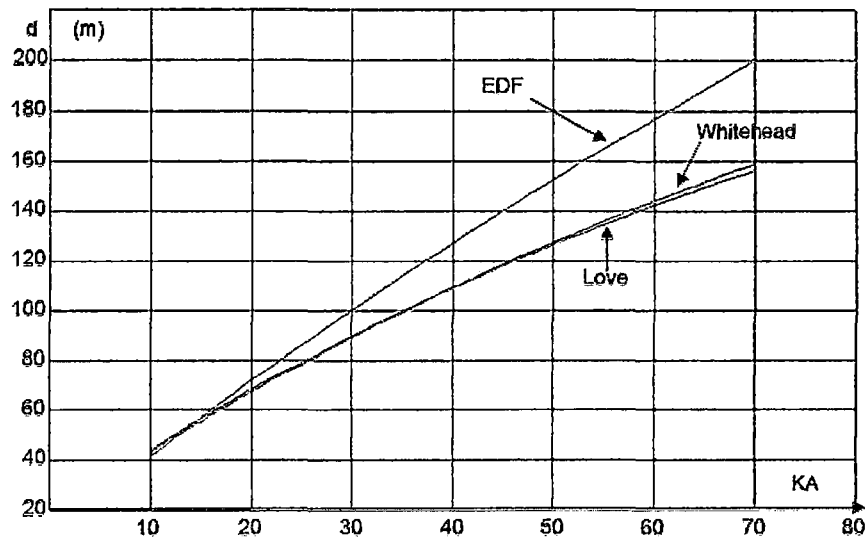
El análisis de los fenómenos electrostáticos del desarrollo de un rayo, se dificulta por su coincidencia aleatoria y por su rapidez de la secuencia de eventos; el modelo electrogeométrico se basa en correlaciones gráficas y geométricas de estos. [2]

B) DISTANCIA DE RUPTURA (DISTANCIA DE SALTO DE LA DESCARGA DE CAPTURA)

El rayo que desciende, recibe la influencia de los objetos protuberantes del suelo, al llegar a una distancia (d_c), da un salto final para establecer el contacto. [2]

- La distancia (d_c) da un salto final para establecer el canal de descarga, es decir depende de la corriente del rayo (I_R).
- Al acercarse el piloto el campo eléctrico en el suelo (gradiente superficial), supera los 400KV/m. antes de producirse descargas parciales ascendentes.
- Registros ópticos permiten correlacionar empíricamente la distancia piloto suelo de salida de la descarga de captura, con la corriente del rayo (I_R).

Figura 2. 16 Grafico de la Distancia de salto & Corriente de Rayo.



Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI. [2]

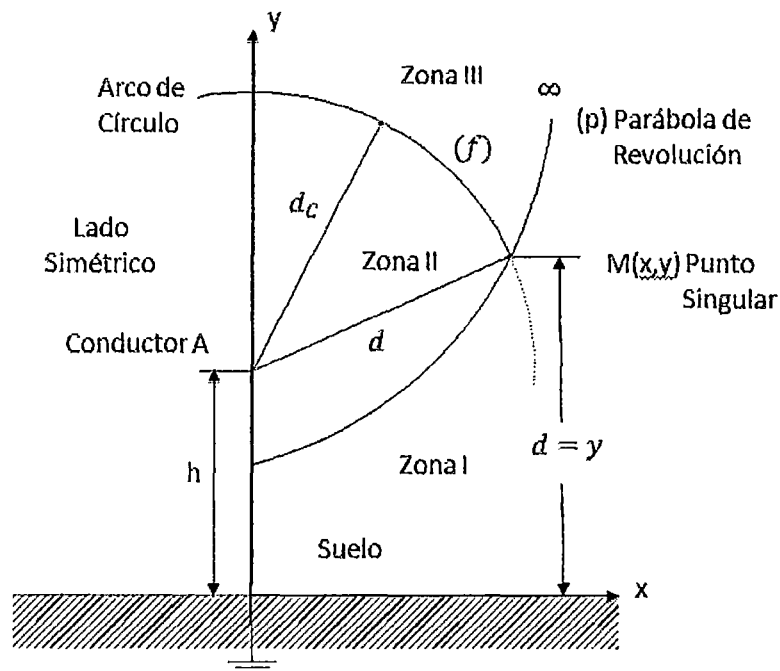
2.9.1.4 APLICACIÓN DEL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO (ME)

Se basa en la obtención sobre la superficie del suelo, de un volumen con exposición nula al impacto directo o a la penetración de rayos de corriente superior a un valor considerado crítico ($I_R \geq I_C$) mediante apantallamiento por CG o Franklin. [2]

- El principio geométrico deriva de las observaciones del mecanismo de rayo en la etapa final previa al salto de la “descarga de captura” caracterizada por una distancia (d) entre un punto del suelo y la descarga líder del rayo.
- La distancia (d) también denominada radio de protección se inicia en un punto del suelo o en una protuberancia, su longitud es mínima y esta correlacionada en la carga estática involucrada $Q = f(I_R, t)$.
- El método se aplica con buenos resultados a la protección contra descargas atmosféricas prácticamente para toda la infraestructura en el suelo.
- La eficacia de la protección requiere de un buen desempeño del aterramiento (PAT), con baja impedancia para la dispersión de la corriente (I_R), en el suelo.

- La protección diseñada se cumple aunque la descarga del rayo no sea vertical, no solo para protuberancias sino también para suelo inicial plano.

Figura 2. 17 Determinación de la Zona Apantallada.



Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI. [2]

2.9.1.5 DIAGRAMA DE APLICACIÓN (ME)

- El eje (y) es coincidente con la altura media (h) del conductor (A), mientras que el eje (x) representa el plano del suelo que se considera llano.
- Los rayos que bajan o se aproximan podrán alcanzar indistintamente el conductor en el punto (A) a ser protegido o también el suelo, será necesario establecer dicha frontera espacial.
- La parábola (p), es el lugar geométrico de todos los puntos equidistantes del conductor (A) y del suelo (es la frontera) se le determina mediante la ecuación: $h^2 - 2hy + x^2 = 0$ (divide el espacio en las zonas I y II).

- Para separar los rayos que no ocasionan falla ($I_R < I_c$), con la distancia critica (d_c) se traza el arco del circulo (f) tomando como centro el conductor (A). [2]

$$d_c = 6.7(I_c)^{0.8} \quad (\text{Divide la zona II en nuevas: Zona II y III})$$

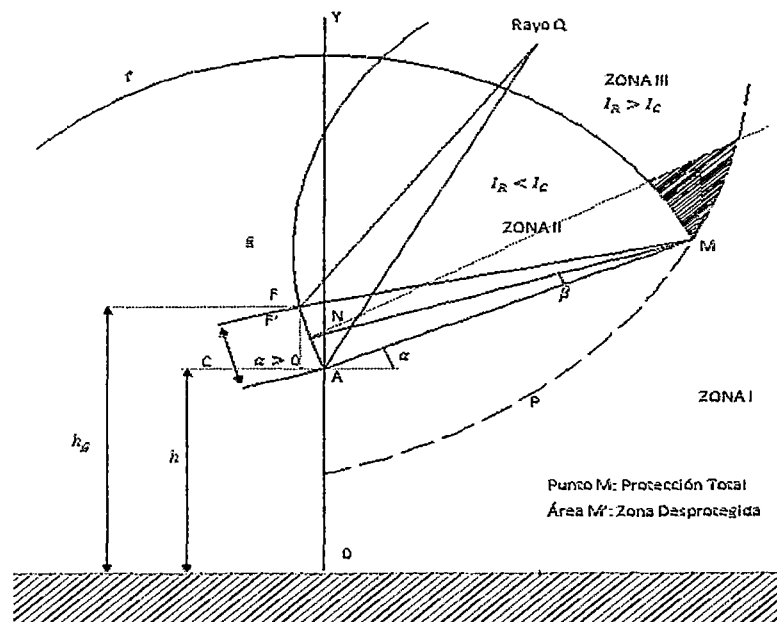
- El punto de intersección de la parábola (p) con el arco de circulo (f) forma el punto (M) singular que pertenece a las tres zonas, en el que:
 $AM = d_c = d = y$

2.9.1.6 PROTECCIÓN DE CONDUCTORES DE LÍNEAS ELÉCTRICAS

El objetivo es evitar los impactos directos de los rayos que bajando de la nube puede aproximarse al suelo produciendo la descarga de captura desde: [2]

- La zona I ($d = d_c$): En cuyo caso todos los rayos caerán al suelo.
- La zona II ($d < d_c$): Los rayos pueden caer en el conductor (A), no fallara.
- La zona III ($d \geq d_c$): Los rayos caerán en el cable de guarda o habrá falla.

Figura 2. 18 Modelo Electrogeométrico del Cable de Guarda.

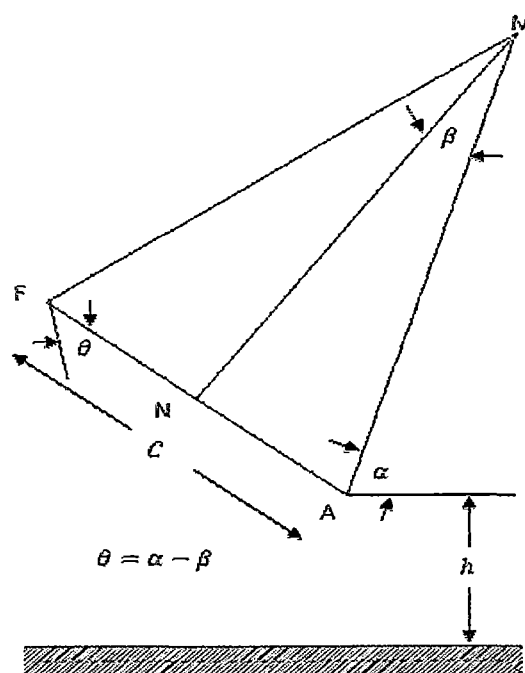


Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI. [2]

Para la ubicación óptima del cable de guarda en el gráfico, haciendo centro en (M) se traza un arco de círculo (g) con radio (d_c).

- El arco (g) pasara sobre un punto (A), describiendo el lugar geométrico de todos los puntos que brindaran protección por encima al conductor (A).
- Todo punto (F) del arco (g) formara con (A) y (M), un triángulo isósceles cuyos puntos de la mediatriz (NM) serán equidistantes de (A) y (F).
- Todo rayo que se aproxima por el punto (Q), por encima (NM), tendrá una trayectoria $QF < QA$ que cumple con la condición de protección de (A), si se aproxima por (M) tiene 50% de la probabilidad de caer en (A) o en el suelo.

Figura 2. 19 Determinación del Angulo de Apantallamiento.



Fuente: Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI. [2]

El ángulo de protección (θ), formado por la vertical que baja del CG (F) y la recta que une al conductor (A), resulta de haber calculado los ángulos α y β (ángulos de incidencia):

Donde: $\theta = \alpha - \beta$ (2.49)

$$\alpha = \arcsen \left[1 - \frac{h}{d_c} \right] \quad (2.50)$$

$$\beta = \arcsen \frac{C}{2d_c} \quad (2.51)$$

$$C = \frac{U_r}{528} \quad ; \quad C = \frac{6 * U_{BIL}}{1000} \quad (2.52)$$

C: Distancia entre el cable de guarda y conductor más próximo.

La distancia (C) entre CG (F) y el conductor (A), no podrá ser menor que el intervalo mínimo para el sostenimiento de la máxima STM.

Este método implicará el concepto de distancia de ruptura (distancia de encebamiento), con la indeterminación del punto de caída del rayo hasta el momento en que su orientación sigue la distancia del campo más intenso. Así, permite determinar en función de las dimensiones de una estructura, el ángulo de protección del cable de guarda más eficaz. [2]

2.9.2 PARARRAYOS

2.9.2.1 DEFINICIÓN

Un pararrayos es un dispositivo capaz de derivar o descargar en forma rápida e inofensiva a tierra aquellas sobretensiones que ponen en peligro al aislamiento del sistema. [7]

Un descargador se emplea para la protección, frente a sobretensiones (externas) de origen atmosférico e internas (de maniobra), que podrían afectarlos irreversiblemente, para lo cual deberán instalarse lo más cerca posible del dispositivo a proteger.

La función del descargador es derivar a tierra las tensiones que alcancen un nivel peligroso para la aislación del equipamiento protegido. Por otro lado no deben operar cuando las sobretensiones no son peligrosas.

En condiciones normales, cuando está aplicada entre sus bornes la tensión fase - tierra, adoptan un alto valor de resistencia interna, que da lugar a una circulación de corriente de unos pocos mA. En ocasión de una sobretensión como las mencionadas anteriormente, su característica no lineal hace que su resistencia descienda a valores muy bajos, limitando el valor de la sobretensión a un valor conocido como tensión residual.

Su ventaja es que no presentan corrientes de fuga y evitan que la red quede sometida a un corto circuito fase-tierra y sin tensión después del cebado. [8]

2.9.2.2 CARACTERÍSTICAS

Las características para definir el pararrayos son:

- **VOLTAJE NOMINAL O ASIGNADO:** Es el valor eficaz de la tensión alterna a frecuencia industrial que el pararrayos puede soportar en forma permanente, además que permite la desionización o interrupción de la corriente de descarga por el pararrayos. [5]
- **VOLTAJE DE OPERACIÓN A FRECUENCIA NOMINAL:** Es el valor de voltaje eficaz a frecuencia industrial que soporta el pararrayos continuamente. [6]
- **VOLTAJE DE OPERACIÓN AL IMPULSO:** El valor de voltaje de una onda de impulso básico que hace operar el pararrayos.
- **CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA:** Es la corriente que conduce por el pararrayos después de su operación sin dañarse. [5]
- **CORRIENTE DE SEGUIMIENTO:** Es la corriente que suministra la red y pasa por el pararrayos después del paso de la corriente de descarga.
- **VOLTAJE RESIDUAL:** Es el valor máximo del voltaje registrado en el pararrayos cuando este conduce a tierra la intensidad de corriente de derivación. [7]

2.9.2.3 CLASES DE PARARRAYOS

Las clases de pararrayos según la norma IEC 60099-4, son de tipo: Distribución, Intermedia y Estación. Las diferencias entre estos son en el rango de voltaje, la característica de protección, durabilidad y alivio de presión. [9]

a) PARARRAYOS TIPO DISTRIBUCIÓN

Son los más utilizados en los sistemas eléctricos, porque son de menor peso y tamaño, equipados de cebadores externos y en general equipo que opera a voltaje de distribución.

- Los rango de voltaje estándar para estos pararrayos oscila 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 unas 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.

- 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

Representan las construcciones más avanzadas con las mejores características de protección y con la máxima capacidad para soportar un servicio severo.

- 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.

2.9.2.4 PARARRAYOS UTILIZADOS EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En el sistema de distribución tenemos dos tipos de pararrayos, con y sin explosores:

a) PARARRAYOS CARBURO DE SILICIO (CONVENCIONALES)

Los pararrayos autovalvulares de carburo de silicio o denominado también tipo resistor no lineal, consiste en uno o varios descargadores conectados en serie con uno más resistores no lineales. Estos elementos están encerrados en una capsula de porcelana que los protege del medio ambiente. [6]

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).

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. [8]

Este tipo de pararrayos se caracteriza por: [8]

- 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 O ÓXIDO DE ZINC (ZnO)

Están constituidos únicamente por varistancias y reemplazan, cada vez más, a los pararrayos a 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). [8]

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

Esta no linealidad es tal que la resistencia pasa de 1,5 MΩ 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.

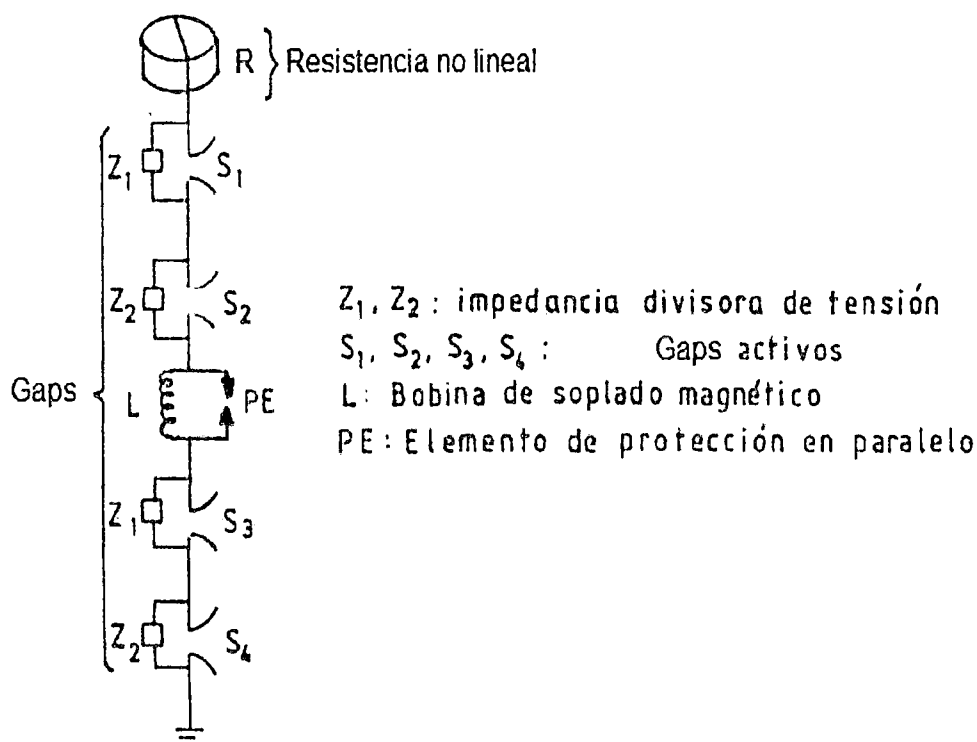
Un pararrayos de ZnO se caracteriza por:

- La tensión máxima de servicio permanente.
- El nivel de protección, definido arbitrariamente como la tensión residual del 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).

Los pararrayos de óxido de zinc están disponibles: [8]

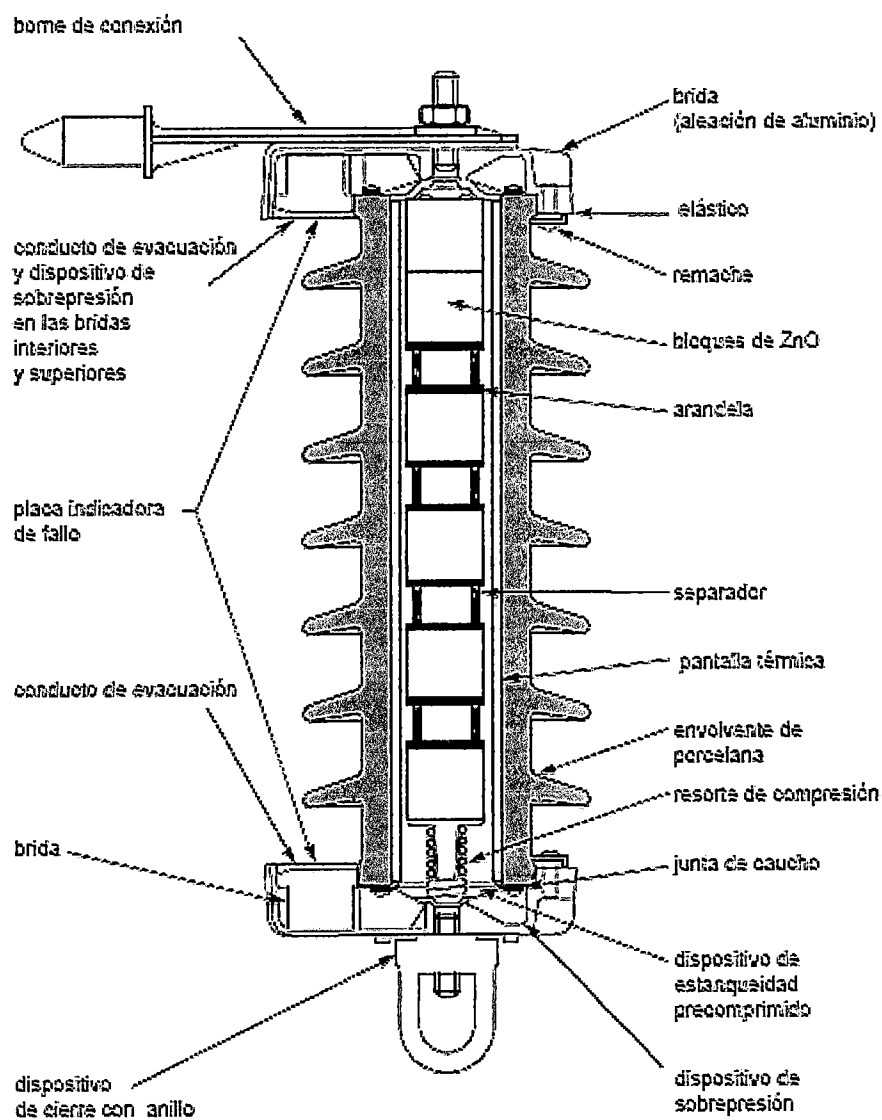
- Con envolventes de porcelana para casi todas las tensiones de servicio.
- Con envolventes sintéticas (fibra de vidrio y resina) para las redes de distribución.

Figura 2. 20 Composición de un Pararrayos de SiC.



Fuente: Coordinación de Aislamiento II, Pararrayos con Equipos de Protección. Colombia, Leonardo Carmona. [25]

Figura 2. 21 Estructura de un Pararrayos ZnO con envolvente de porcelana



Fuente: Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento- Cuaderno Técnico nº151 - D. Fulchiron. [8]

2.9.2.5 CÁLCULO DE PARARRAYOS

2.9.2.5.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Los pararrayos deben seleccionarse tomando en cuenta los siguientes criterios: [14]

- Máxima tensión de operación continua MCOV ó 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 Ó 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.

$$MCOV \geq K_m \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (2.53)$$

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.

$$TOV \geq K_e * \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (2.54)$$

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.

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

$$U_o = \frac{MCOV}{K_o} \quad (2.55)$$

$$U_e = \frac{TOV}{K_t} \quad (2.56)$$

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_e por lo consiguiente la tensión nominal del pararrayo U_r es igual a:

$$U_r = U_e * 1.05 \quad (2.57)$$

2.9.3 EXPLOSORES**2.9.3.1 DEFINICIÓN**

El explosor es un mecanismo de protección contra sobretensiones (impulsos), el cual consiste en un espacio abierto con aire entre los terminales (un electrodo bajo tensión y un electrodo conectado a tierra) del equipo protegido.

La distancia entre los dos electrodos permite ajustar el nivel de protección [8]

2.9.3.2 CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO

El principio de funcionamiento se basa en la ruptura de la rigidez dieléctrica del aire cuando el campo eléctrico entre ellos alcanza la tensión necesaria para iniciar los procesos de

ionización que han de crear el camino conductor entre ellos, la que se ve afectada por las condiciones atmosféricas y ambientales.

Algunas veces la onda incidente (STR) tiene un frente muy escarpado ($<1.0\mu\text{s}$), en este caso la tensión disruptiva de la brecha puede ser mayor que la del aislamiento, entonces no la protegerá contra sobretensiones de frente lineal.

En el caso de las (STM), no hay impulsos de frente escarpado, el mal funcionamiento podrá deberse a los reencendidos del arco, debido a la alta energía de impulso, lo cual conduce a una falla franca.

La tensión de cebado en el cebamiento de un explosor depende principalmente de la distancia entre electrodos y del frente de onda. [8]

El tiempo de operación está formado por:

El tiempo **estadístico** de demora, es el tiempo transcurrido desde que se cumple la condición de que la tensión aplicada es mayor o igual a la tensión de ruptura hasta que aparece el primer electrón libre capaz de iniciar la avalancha.

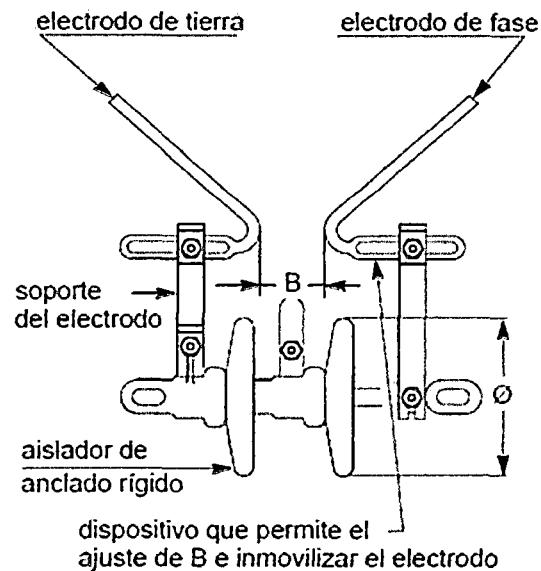
El tiempo **formativo** de demora, es el tiempo requerido por la descarga para desarrollarse después de la aparición del primer electrón que produce una avalancha exitosa, que provoca la ruptura dieléctrica de aire.

2.9.3.3 DIMENSIONAMIENTO DE LAS BRECHAS DE LOS EXPLOSORES

Se realiza a partir del nivel básico de aislamiento (BIL) con las correcciones necesarias debido a las condiciones de sitio.

- Se toma el valor del BIL correspondiente a la tensión nominal de U_n del equipo a ser protegido.
- Se asume un margen de protección de 20% menor al BIL, esto es por debajo de dicha magnitud, será la tensión de encebamiento U_a .
- Se determina la longitud física de la brecha "B" a partir de las características experimentales.

Figura 2. 22 Explosor de protección contra sobretensiones



Fuente: Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento- Cuaderno Técnico n°151 - D. Fulchiron. [8]

Los explosores fueron desplazados paulatinamente en los sistemas de energía como protectores primarios por tales razones: [7]

- Los explosores, sin embargo, denotan un tiempo inherente de disparo.
- Los explosores provocan un corto circuito al funcionar, el cual da origen a ondas de choque de frente vertical y amplitud igual al voltaje de descarga, las que entonces se propagan en ambos sentidos, exponiendo al aislamiento a fuertes sollicitaciones dieléctricas. Por la cual esta forma de protección se ha visto restringida en sistemas de distribución.

2.9.4 AISLADORES

2.9.4.1 DEFINICIÓN

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 coediciones de viento, contaminación, esfuerzos de cortocircuito que generan esfuerzos y tensiones sobre ellos. [6]

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.

2.9.4.2 CONDICIONES ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS DEL AISLADOR

Todo aislador debe cumplir con las siguientes condiciones: [10]

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

2.9.4.3 MATERIALES DE LOS AISLADORES

Los materiales de los aisladores en su construcción son de porcelana, vidrio, y materiales compuestos, y la evolución ha ocurrido en la búsqueda de mejores características y reducción de costos. Cada uno de estos materiales tiene sus ventajas y desventajas según el área de trabajo donde se ubica.

A) AISLADORES DE PORCELANA

Su estructura debe ser homogénea y para dificultar la adherencia de la humedad y polvo, la superficie exterior está cubierta por una capa de esmalte que contribuye a incrementar la resistencia de la porcelana por cuanto su coeficiente de dilatación es ligeramente menor.

Están fabricados con caolín, feldespato, cuarzo o alúmina se le da forma, la temperatura de cocción es aproximadamente de 1400°C. [10]

B) AISLADORES DE VIDRIO

Estos aisladores generalmente están fabricados con sílice, óxido de calcio y óxido de sodio lo que da como resultado un comportamiento eléctrico excelente.

Por la naturaleza y homogeneidad de vidrio, su rigidez dieléctrica es superior a la de las mejores porcelanas. [10]

C) AISLADORES COMPUESTOS

Generalmente se componen de un núcleo de fibra de vidrio con resinas epóxicas o de vinylesters de alta resistencia mecánica y dieléctrica. Los discos de goma del aislador son instalados a lo largo del núcleo, son fijos y forman una sola pieza con el núcleo. [10]

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.

A continuación se mostrara las ventajas y desventajas de los aisladores en sistemas de distribución.

Cuadro 2. 6 Ventajas y Desventajas de los Aisladores.

AISLADORES UTILIZADOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION				
TIPO	PIN		SUSPENSION	
MATERIAL	PORCELANA	VIDRIO	PORCELANA	SILICONA(RPP-25)
VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> - Baja porosidad. - No absorción de agua. - Dureza. - Alta resistencia mecánica. - Resistencia al calor. - Alta temperatura de combustión. - Buena performance. - Fácil recambio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Excelente comportamiento eléctrico. - Fácil detección de fallas. - Buena performance. - Fácil detección de fallas. 	<ul style="list-style-type: none"> - El número de elementos que conforma la cadena puede acomodar a diferentes condiciones ambientales. - La distancia de fuga depende del número de elementos de la cadena. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alta resistencia mecánica. - Alta resistencia dieléctrica. - No vulnerables a impacto por daños vandálicos. - Menor peso del accesorio. - Bajo costo de instalación. - Conformado de un solo cuerpo.
DESVENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> - Peso elevado. - Susceptibles al vandalismo. - Defectos ocultos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Vulnerables a impacto por daños vandálicos. - Fragilidad. - Resistencia mecánica Baja. - Mayor coeficiente de dilatación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Vulnerables a impacto por daños vandálicos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo relativamente alto. - Daños por materiales orgánicos. - Difícil recambio.

Fuente: "Características de los Aisladores de Pin y Suspensión, Según Catálogos de Fabricantes".

2.9.4.4 CARACTERÍSTICAS

RIGIDEZ DIELECTRICA (kv/m).- La intensidad máxima de campo eléctrico que puede resistir un material dieléctrico sin que se presente una ruptura. [18]

Por ejemplo tenemos el aire de 30 kv/m.

CARGA DE ROTURA MECÁNICA (Kg).- Es la carga la que tiene lugar la rotura del aislador, en las condiciones establecidas en el ensayo.

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.

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.

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

Cuadro 2. 7 Niveles de Aislamiento

Nivel de contaminación	Distancia nominal de fuga(mm/Kv)
Ligero	16
Medio	20
Alto	25
Muy alto	31

Fuente: Norma IEC 815 tabla I y II. [24]

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

$$L_{\text{minfuga}} = L_{\text{min fuga especifica}} * V_{\text{max serv.}} * F_c \quad (2.58)$$

$$F_c = 1 + 1.25(h - 1000) * 10^{-4} \quad (2.59)$$

Donde:

$L_{\text{mínfuga}}$: Longitud de fuga unitaria en $\frac{\text{mm}}{\text{kv}}$.

$V_{\text{maxserv.}}$: 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 solicitaciones de la línea.

2.9.4.5 DIMENSIONAMIENTO DEL AISLAMIENTO PARA LÍNEAS ELÉCTRICAS TENSIÓN DE AISLAMIENTO A FRECUENCIA INDUSTRIAL

Esta sobretensión se produce debido a fallas en el sistema y ésta dado por la siguiente expresión: [15]

$$V_{fi} = \frac{f_s * V_{\text{max}} * H}{\sqrt{3} * (1 - N * \sigma) * \delta^n * f_1} \quad (2.60)$$

$$\log b = \log 76 - \frac{msnm}{18336} \quad (2.61)$$

$$\delta = \frac{3.92 * b}{273 + t} \quad (2.62)$$

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_1 : Factor por lluvia.

b : Presión barométrica (en cm Hg).

t : Temperatura °C

2.9.4.6 DIMENSIONAMIENTO DEL AISLAMIENTO PARA LÍNEAS ELÉCTRICAS TENSIÓN DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO

Sigue una secuencia basada en las condiciones atmosféricas, meteorológicas y ambientales: [15]

$$V_i = \frac{BIL}{(1 - N * \sigma) * \delta} \quad (2.63)$$

Dónde:

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.

2.9.5 PUESTAS A TIERRA (PAT)

2.9.5.1 DEFINICIÓN

La puesta a tierra es la unión eléctrica, con la tierra, de una parte de un circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo. [11]

De acuerdo a este principio, la necesidad de una puesta a tierra se establece para conducir a tierra, las corrientes (pequeñas o de gran intensidad) de 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. [16]

El sistema de puesta a tierra debe contar con baja impedancia para dispersar la energía de la descarga atmosférica. 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.

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 de 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.

2.9.5.2 RESISTIVIDAD DEL TERRENO (ρ)

La resistividad del terreno es la resistencia que tiene la tierra para oponerse al paso de la corriente eléctrica por unidad de longitud ($\Omega\text{-m}$). 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: **[16]**

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

Cuadro 2. 8 Valores de resistividad

Tipos de terreno	Resistividad aparente (ohmios-metro)
Terrenos vegetales	10 – 50
Arcilla, limus	20 – 80
Tierras de cultivo	50 – 100
Arenas arcillosas	80 – 200
Fangos turbos	150 – 300
Tierra aluvional	200 – 500
Arenas y eriales	250 – 800
Pedregales y dunas	300 – 3000
Rocas compactas	2500 – 10000
Feldespatos secos	3000 – 30000
Concreto de cimentación	10000 – 50000

Fuente: Puesta a tierra, Notas del curso-versión 2004 - Ing. Justo Yanque M.-UNI. [2]

2.9.5.3 ELECTRODO EN POSICIÓN VERTICAL

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

$$R_0 = \frac{\rho}{2\pi L} \times \ln \left(\frac{4L}{1.36d} \times \frac{2h + L}{4h + L} \right) \quad (2.64)$$

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)

La norma UNE-EN 60071-2, en relación con las sobretensiones producidas por la difusión de la corriente de rayo por la impedancia de puesta a tierra de los apoyos, indica que cuando la puesta a tierra del apoyo está situado dentro de un radio de 30 m, la impedancia de puesta a tierra puede sustituirse por un valor de puesta a tierra (R), teniendo en cuenta la corriente límite I_g que produce la ionización del terreno.

$$R = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (2.65)$$

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \times \frac{E_0 \rho}{R_0^2} \quad (2.66)$$

Donde:

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

I : Corriente de descarga (15kA)

I_g : Corriente limite (kA), que representa la corriente que produce la ionización del terreno.

E_0 : Gradiente de ionización del terreno (Valor recomendado: 400kV/m)

ρ : Resistividad del terreno (Ohms-m)

Cuadro 2. 9 Valores de corrientes límites de ionización

R_0	ρ	I_g	R	ρ	I_g	R
1	100	6366.18	1.00	1000	63661.83	1.00
5	100	254.65	4.86	1000	2546.47	4.99
10	100	63.66	9.00	1000	636.62	9.88
20	100	15.92	14.35	1000	159.15	19.12
30	100	7.07	16.98	1000	70.74	27.25
40	100	3.98	18.31	1000	39.79	34.09
50	100	2.55	19.05	1000	25.46	39.66
100	100	0.64	20.18	1000	6.37	54.59
200	100	0.16	20.49	1000	1.59	61.94
300	100	0.07	20.55	1000	0.71	63.66
400	100	0.04	20.57	1000	0.40	64.30
500	100	0.03	20.58	1000	0.25	64.60

Fuente: Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión – J. Martinez. [23]

2.10 CALIDAD DE SUMINISTRO

La calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, de acuerdo a las interrupciones del servicio. [12]

Se toma en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas, no se

consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de 3 min. Ni las relacionadas con caos de fuerzas mayores debidamente comprobadas.

2.10.1 INDICADORES DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO

La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

2.10.1.1 NÚMERO TOTAL DE INTERRUPCIONES POR CLIENTE POR SEMESTRE (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

N = Número de Interrupciones; (*expresada en: interrupciones / semestre*).

El número de interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

2.10.1.2 DURACIÓN TOTAL PONDERADA DE INTERRUPCIONES POR CLIENTE (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un periodo de control de un semestre:

$$D = \sum (K_i * d_i) \quad (\text{expresada en horas}) \quad (2.67)$$

Dónde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

K_i : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones, programadas* por expansión o reforzamiento: $K_i = 0.25$
- Interrupciones programadas* por mantenimiento: $K_i = 0.50$
- Otras: $K_i = 1.00$

* El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por

Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo (Δ):

$K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada

$K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada

2.10.2 TOLERANCIAS

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

2.10.2.1 NÚMERO DE INTERRUPCIONES POR CLIENTE (N')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: 2 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión : 4 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 6 Interrupciones/semestre

2.10.2.2 DURACIÓN TOTAL PONDERADA DE INTERRUPCIONES POR CLIENTE (D')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: 4 horas/semestre
- Clientes en Media Tensión : 7 horas/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre

Tratándose de Clientes en baja tensión en servicios calificados como urbano-rural y rural, incrementar para ambos la tolerancia del Número de Interrupciones por Cliente (N') en 50% y la tolerancia de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') en 100% para el servicios urbano-rural y 250%, para el servicio rural

2.10.3 COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD DE SUMINISTRO

Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Compensaciones por interrupciones} = e \cdot E \cdot \text{ENS} \quad (2.68)$$

Dónde:

e : Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

Primera Etapa	:	e = 0,00 US\$/kW.h
Segunda Etapa	:	e = 0,05 US\$/KW.h
Tercera Etapa	:	e = 0,35 US\$/kW.h

E : Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D'] \quad (2.69)$$

En caso que se produzca una interrupción no programada de duración superior a treinta y cuatro (34) horas continuas, el cálculo de las compensaciones se realizará Considerando el factor de ponderación E calculado mediante la siguiente fórmula

$$E = [1 + (N - N')/N' + (24 - D')/D' + 1/3 \cdot (D - D')/D'] \quad (2.70)$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad, mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

ENS : Es la Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum di) \cdot D; \text{ (expresada en: kW.h)} \quad (2.71)$$

Dónde:

ERS : Es la energía registrada en el semestre.

NHS : Es el número de horas del semestre.

$\sum di$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

2.11 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

2.11.1 EL VAN Y EL TIR

Estos métodos tienen en común que ambos consideran la cronología de los flujos de caja.

2.11.1.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto es uno de los métodos financieros que si toma en cuenta los flujos de efectivo en función del tiempo. [20]

Consiste en encontrar la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficio y el valor actualizado de las inversiones y otros egresos de efectivo.

La tasa que se utiliza para descontar los flujos de rendimiento mínimo aceptable de la empresa (k), por debajo del cual los proyectos de inversión no deben efectuarse.

$$VAN = -I_0 + \frac{Fn1}{(1+k)} + \frac{Fn2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Fn}{(1+k)^n} \quad (2.72)$$

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^n \frac{Fn}{(1+k)^n} \quad (2.73)$$

Donde:

$-I_0$: Inversión Inicial

k : Costo de Capital

Fn : Flujo Neto de Efectivo Anual

Para proyectos mutuamente excluyentes se escoge el proyecto con el mayor VAN.

Para proyectos independientes rige la siguiente regla: [20]

VAN > 0, Se elige el proyecto

VAN < 0, No se acepta el proyecto

VAN = 0, Financieramente No se elige, pero estratégicamente puede ser elegido

2.11.1.2 TASA DE INTERNA DE RETORNO (TIR)

Se define como aquel tipo de actualización o descuento que iguala el valor actual de los flujos netos de caja con el desembolso inicial, es decir, es la tasa de actualización o descuento que iguala a cero el valor actual neto. La expresión que permite el cálculo de la TIR es la siguiente: [21]

$$-I_0 = \frac{Fn1}{(1+k)} + \frac{Fn2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Fn}{(1+k)^n} \quad (2.74)$$

$$VAN = -I_0 + \frac{Fn1}{(1+k)} + \frac{Fn2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Fn}{(1+k)^n} = 0 \quad (2.75)$$

Donde:

$-I_0$: Inversión Inicial

k : Costo de Capital

F_n : Flujo Neto de Efectivo Anual

Este indicador representa la rentabilidad promedio de todo el capital invertido. [22]

Para proyectos mutuamente excluyentes se escoge el proyecto con el mayor TIR.

Para proyectos independientes rige la siguiente regla de decisión:

$TIR > K$; $VAN > 0$, Se elige el proyecto

$TIR < K$; $VAN < 0$, No se acepta el proyecto

$TIR = 0$; $VAN = 0$, No se elige el proyecto

Las razones que justifican la mayor utilización del VAN frente a otros métodos, incluida la tasa interna de retorno, son las siguientes: [21]

- El VAN mide la rentabilidad absoluta neta de un proyecto.
- El VAN supone tasas de reinversión iguales al costo de capital.
- El VAN permite evaluar tanto proyectos simples como no simples, mientras que la TIR puede representar inconsistencias en la evaluación de estos últimos.
- El VAN tiene mayor facilidad de cálculo que la TIR.

2.11.2 RAZÓN BENEFICIO – COSTO (B/C)

Es un indicador que permite hallar la relación existente entre el valor actual de los ingresos (beneficios) y el valor actual de los costos del proyecto. La fórmula que nos permite calcular es: [13]

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}} \quad (2.76)$$

Donde:

$\frac{B}{C}$: Relación (beneficio/costo)

B_t : Beneficio en el periodo t.

C_t : Costo en el periodo t.

i : Tasa de rendimiento.

t : Periodos de tiempo.

n : Numero de periodos.

Es necesario interpretarlo para poder tomar una decisión con respecto a la realización del proyecto. El criterio de decisión para este indicador es: **[13]**

$\frac{B}{C} > 1$, significa que los flujos de beneficios es mayor al valor presente de los flujos de los costos. Se recomienda su ejecución.

$\frac{B}{C} = 1$, significa que los flujos de beneficios será igual al valor presente de los flujos de los costos; pero antes de decidir si se ejecuta o no el proyecto, es recomendable realizar algunos ajustes y volver a evaluar el proyecto.

$\frac{B}{C} < 1$, significa el valor presente de los flujos de los costos será mayor que los flujos de beneficios, en este caso se toma la decisión de desechar el proyecto pues no es rentable.

2.11.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN (PR)

Se define como el tiempo en años que tarda en recuperarse el monto de la inversión inicial de un proyecto. **[20]**

El periodo de recuperación se puede calcular de dos formas:

Si los flujos netos de efectivo son iguales en cada periodo, entonces:

$$PR = \frac{I_0}{F_n} \quad (2.77)$$

Donde:

I : Inversión inicial

F_n : Flujo neto de efectivo actual

Si los flujos netos de efectivo no son iguales, el PR se calcula acumulando los flujos de efectivo sucesivos (positivos o negativos), hasta que su suma sea igual a la inversión.

$$PR = N^\circ \text{ de años antes de cubrir } I_0 + \frac{\text{Monto no cubierto de } I_0}{\text{Flujo del año en que se cubre } I_0} \quad (2.78)$$

Según este método, las mejores inversiones son aquellas que tienen un plazo de recuperación más corto.

CAPITULO III

EVALUACION OPERATIVA ACTUAL DEL SSDP HU-04

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describen las características físicas del sub sistema de distribución primaria Huaró 04 (SSDP HU-04), como son: datos de la placa del centro de transformación, tipos de conductores y sus longitudes de la línea, el número y tipo de subestaciones, tipos de pararrayos de línea y de subestación, sistemas de puesta a tierra, tipos de aisladores de alineamiento, anclaje y suspensión.

La línea del SSDP HU-04, comienza desde la subestación de transformación HUARO (distrito de Huaró) hasta las subestaciones de distribución que se encuentran en los diferentes localidades de los distritos: Urcos, Ccatcca, Ocongate y Ccarhuayo; la línea está compuesto de sistemas monofásico, bifásico y trifásico, y tiene una longitud radial total de 301.39 Km, la mayor parte de esta línea se encuentra en zona rural y están ubicadas entre 3100 a 4500m.s.n.m; por cuanto el nivel cerámico es 70 días de tormenta por año; y por lo tanto la línea está expuesta a las constantes descargas atmosféricas; provocando las salidas de servicio.

El SSDP HU-04, de acuerdo al reporte de Electro Sur Este S.A.A. de las interrupciones de servicio de energía eléctrica de los 3 últimos años 2011, 2012 y 2013. Es la línea que reporta con mayor frecuencia número de interrupciones, debido a sobretensiones de origen externo ocasionadas por fenómenos naturales y/o descargas atmosféricas.

Es importante conocer el estado actual de operación de SSDP HU-04, para así determinar y especificar las deficiencias del sistema, las condiciones operativas y evaluar la coordinación de aislamiento del sistema.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL SSDP HU-04 ACTUAL

3.2.1 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El punto de inicio se ubica en la subestación de Quencoro 33kv y este a su vez conectado al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), saliendo una línea de subtransmisión denominada L370 hacia la subestación de Huaro. El centro de transformación ubicado en la localidad de Huaro (3.5/2.0/1.5MVA).

El subsistema eléctrico Huaro suministra energía eléctrica a los distritos de Quispicanchi con cuatro alimentadores:

HU-01: Distrito de Urcos y comunidades de la parte baja de Urcos. En 10KV, topología radial.

HU-02: Capital del distrito de Huaro. En 10KV, topología radial.

HU-03: Comunidades del distrito de Huaro y todas las comunidades del distrito de Andahuaylillas. En 10KV, topología radial.

HU-04: Comunidades de los distritos de Urcos parte alta, Ccatcca, Ocongate y Ccarhuayo. En 22.9KV, topología radial.

El alimentador HU-04, opera en una topología radial con cargas ubicadas entre 3100 a 4500msnm.

Se citará algunas especificaciones técnicas más importantes de la subestación Huaro. Tales como Recloser, pararrayos de salida HU-04, y transformador de potencia de Huaro.

Cuadro 3. 1 Especificaciones técnicas del recloser (Salida HU-04)

Lugar de Instalación	Exterior
Marca	G & W ELECTRICO
Nro. Serie	R06-0165
Bil Interno	150
mecanismo de Operación	Eléctrico-Mecánico
Tensión Nominal (KV)	38

Fuente: Inventario técnico de la subestación Huaro del año 2014, de Electro Sur Este S.A.A [28]

Cuadro 3. 2 Especificaciones técnicas de pararrayo (Salida Hu-04)

Lugar de Instalación	Exterior
Marca	-
Tipo	Polimérico
Nro. Serie	Ilegible
Tensión Nominal (KV)	-

Fuente: Inventario técnico de la subestación Huaro del año 2014, de Electro Sur Este S.A.A [28]

Cuadro 3. 3 Datos técnicos del transformador de potencia

DATOS DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA "HU"	
Razón social de la empresa titular de la concesión	Empresa regional de distribución eléctrica del Sur Este S.A.
Código de la empresa asignado por OSINERG	ELSE
CÓDIGO TRAF0. Empresa	T1
MARCA	DELCROSA
N° DE SERIE	164350T
TENSION NOMINAL	33/24/10.5 KV.
N° TAPS	33(+2*2.5%)
POTENCIA	3.5/2.0/1.5 MVA.
CONEXIÓN	Delta/Estrella/Estrella
REFRIGER.	ONAN
BIL INTERNO	170 KV
BIL EXTERNO	250 KV
AÑO DE FABRICACIÓN	1995
Vcc%	4.5

Fuente: Base de datos técnicos de GIS, de placa del transformador de potencia HU del año 2014, de Electro Sur Este S.A.A [29]

3.2.2 LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

La línea del SSDP HU-04, está encargada de transportar energía eléctrica desde la subestación de transformación HUARO, hasta las subestaciones de distribución primaria que se encuentran en diferentes localidades de los distritos de: Urcos, Ccatcca, Ccarhuayo y Ocongate. Todos los cables y/o conductores y sus accesorios están proyectados para operar a tensión nominal de distribución primaria (22.9KV). Las redes troncales de todos los circuitos de HU-04 tienen una topología radial.

Cuadro 3. 4 Resumen de componentes técnicos de SSDP HU-04

N°	LINEA DEL SSDP HU-04.	
1	TENSION	22.9 KV
2	N° DE TERNAS	1
3	SISTEMA	3 ϕ , 2 ϕ y 1 ϕ
4	LONGITUD	301.39 Km
5	CONDUCTOR	AAAC y COBRE
6	SECCION	70,50,35,25 y 16 mm ²

Fuente: Base de datos técnicos de GIS, de la línea de SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A [29]

La longitud total de la red del SSDP HU-04 es de 301.39 Kilómetros que se detalla en el siguiente resumen.

Cuadro 3. 5 Resumen de longitudes de conductores de SSDP HU-04.

SSDP HU-04	
Sección y tipo del conductor	Total Km
1X16mm ² AAAC	1.77
1X25mm ² AAAC	8.02
2X16mm ² AAAC	0.75
2X25mm ² AAAC	126.06
2X35mm ² AAAC	21.67
2X70mm ² AAAC	5.21
3X16mm ² AAAC	19.97
3X25mm ² AAAC	47.82

3X35mm ² AAAC	52.48
3X35mm ² COBRE	0.13
3X50mm ² AAAC	17.51
TOTAL	301.39

Fuente: Base de datos técnicos de GIS, de la línea del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A [29]

En el cuadro 3.5, cabe mencionar que el alimentador del SSDP HU-04, sale desde el centro de transformación Huaro con un conductor de calibre de 3x50mm² AAAC, y también encontramos en un tramo del distrito de Ccarhuayo un conductor de calibre 2x70mm² AAAC, lo que significa que es un error o está mal dimensionado el conductor en aquel tramo de la línea.

3.2.3 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

En la actualidad el radial del SSDP HU-04, cuenta con un total de 173 subestaciones de distribución en media tensión (22.9 KV) ,173 soportes de subestaciones de distribución del tipo monoposte, biposte y caseta; y 173 subestaciones de diferentes potencias que operan con una tensión de 22.9/440-380-220 KV como se muestran en los siguientes cuadros.

Cuadro 3. 6 Niveles de tensión de subestaciones de distribución

Tensión Nominal Red Trifásica (V)	Red Monofásica (V)
220	220
380/220	440/220

Fuente: Elaboración propia

- 220 V, trifásico, 3 conductores (activos)
- 380/ 220 V, trifásico, 4 conductores (3 conductores activos y un conductor Neutro con puesta a tierra múltiple).
- 220V, monofásico, 2 conductores (activos).
- 440/220V, monofásico, 3 conductores (dos conductores activos y un conductor neutro con puesta a tierra múltiple).

Cuadro 3. 7 Datos tipos, materiales y potencias de los transformadores de distribución

TIPOS DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
MONOPOSTE	133
BIPOSTE	39
CAS	1
TIPO Y MATERIAL DEL SOPORTE	
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
CONCRETO	115
MADERA	57
PISO	1
POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	
POTENCIA EN KVA	CANTIDAD
5	33
10	19
15	20
20	1
25	71
30	3
50	16
80	2
100	5
160	2
400	1
TOTAL SED	173

Fuente: Base de datos técnicos de GIS, de las subestaciones del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A [29]

En el cuadro 3.7 (tipo y material de soporte), se encuentra 57 soportes de madera de transformadores de distribución, los cuales se encuentran en mal estado, por lo tanto muchas de las estructuras son peligrosas, y de alto riesgo para las personas y para la continuidad del suministro de energía.

3.2.4 PARARRAYOS

➤ PARARRAYOS DE LÍNEA

Los pararrayos son de Óxido de Zinc, de conexión directa, para la tensión nominal de 21 KV. Existen 10 pararrayos entre derivaciones de línea y en línea recta, estos están netamente destinados a la protección contra descargas atmosféricas.

En el siguiente cuadro se detallan sus especificaciones técnicas más importantes.

Cuadro 3. 8 Resumen de datos técnicos de los pararrayos de línea

PARARRAYOS DE LÍNEA	
MARCA	Diferentes
TIPO	Auto valvulares
TENSION NOMINAL DE LA RED	22.9 KV.
TENSION NOMINAL DE PARARRAYO	21 KV
TENSION DE OPERACIÓN CONTINUA	17KV
CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA	10 KA
NIVEL DE AISLAMIENTO	125 KV
FRECUENCIA	60 HZ.
LÍNEA DE FUGA	1030 mm
INSTALACION	Exterior
NEUTRO DEL SISTEMA	Sistema Aislado
Nro. DE PARARRAYOS DE LÍNEA	10

Fuente: Base de datos técnicos de GIS, de pararrayos de línea del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A [29]

➤ PARARRAYOS DE SUBESTACIÓN

Están destinados a la protección de los transformadores aéreos contra sobretensiones externas y se ubican en la parte superior de las subestaciones. Los pararrayos son de Óxido de Zinc.

En el siguiente cuadro se detallan sus especificaciones técnicas más importantes.

Cuadro 3. 9 Resumen de datos técnicos de los pararrayos de subestación

PARARRAYOS DE SUBESTACIÓN	
MARCA	Diferentes
TIPO	Auto valvulares
TENSION DE NOMINAL DE LA RED	22.9 KV.
TENSION NOMINAL DE PARARRAYO	21 KV
TENSION DE OPERACIÓN CONTINUA	17KV
CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA	10 KA
NIVEL DE AISLAMIENTO	125 KV
FRECUENCIA	60 HZ.
LÍNEA DE FUGA	1030 mm
INSTALACION	Exterior
NEUTRO DEL SISTEMA	Sistema Aislado
Nro. PARARRAYOS EN SUBESTACION	173

Fuente: Base de datos técnicos de GIS, de pararrayos de subestación del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A [29]

3.2.5 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA (SPAT)

Es importante que las resistencias de sistema de puesta a tierra de los pararrayos de la línea HU-04 sean valores bajos ($R_o \leq 10 \Omega$), *Segunda Edición – Ing. Favio Casas Ospina*. ya que ello permita liberar en forma rápida las corrientes de las descargas atmosféricas.

Cuadro 3. 10 Valores máximos de resistencia de puesta a tierra

PARA SER USADAS EN:	VALOR MÁXIMO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (OHMS)
Estructuras de líneas de transmisión	10 – 25
Subestaciones de media tensión en poste	1
Subestaciones de media tensión tipo interior	10
Protección contra rayos	10
Neutro de acometida en baja tensión	25
Descargas electrostáticas	25
Equipos electrónicos sensibles	5
Telecomunicaciones	5

Fuente: Valores tomados del texto "Tierras – Soporte de la Seguridad Eléctrica"- Segunda Edición – Ing. Favio Casas Ospina

Para tener un conocimiento real del sistema de puesta a tierra se realizó mediciones de resistencia en campo, en una muestra de 09 PATs.

Cuadro 3. 11 Mediciones de puesta a tierra de los pararrayos de línea del SSDP HU-04

MEDICIONES DE RESISTENCIA DE PATs				
Medición	Derivación ó de línea	Estructura Nro.	R(Ohm)	Ubicación
Medición 01	LÍNEA	2210	27.17	Comunidad Pinchimuro-distrito de Ocongate
Medición 02	LÍNEA	2433	127.33	Pacchanta baja sector Chumpicalle-distrito de Ocongate
Medición 08	LÍNEA	2314	42.13	Comunidad Pacchanta Alta trayectoria baños termales-distrito de Ocongate

Medición 09	DERIVACIÓN	2213	26.87	Comunidad Pacchanta Baja central derivacion a la comunidad Upis-distrito de Ocongata
Medición 03	LÍNEA	2195	30.97	Comunidad de Ccoñamuro-distrito de Ocongata
Medición 04	LÍNEA	2388	361	Comunidad de Maranpaqui sector Misani-distrito de Ocongata
Medición 05	LÍNEA	861	12.13	Comunidad Pataparparo-distrito de Ccarhuayo
Medición 06	LÍNEA	3371	26.1	Comunidad de Jcallhua-distrito de Ccarhuayo
Medición 07	LÍNEA	1315	46.2	Comunidad de Ccunucunca-distrito de Urcos
Valor Mínimo			12.13	
Valor Máximo			361	
Valor Promedio			77.77	

Fuente: Elaboración propia. Según las mediciones hechas en campo con el instrumento Teluometro.

De las 09 mediciones de resistencias de sistemas de puestas a tierras del Cuadro 3.11, se encuentra resistencias desde 12.13 hasta 361 Ohmios, en resumen todas las mediciones, superan los límites de resistencias de puesta a tierra para pararrayos que es $R_o \leq 10 \text{ Ohm}$), según el Cuadro 3.10 (Valores tomados del texto "Tierras – Soporte de la Seguridad Eléctrica"-Segunda Edición – Ing. Favio Casas Ospina).

3.2.6 AISLADORES

La línea del SSDP HU-04, está equipado con aisladores tipo pin de clase 56-2, 56-3 y 56-4 para armados de alineamiento, aisladores RPP-25 y para armados de anclaje, y por cadena de aisladores 52-3 para armados de suspensión y anclaje.

En el cuadro siguiente se muestra sus características más importantes de aisladores tipo pin y suspensión.

Cuadro 3. 12 Resumen de datos técnicos de los aisladores tipo pin y de suspensión

AISLADORES				
Clase ANSI	56-2	56-3	56-4	RPP-25
MATERIAL	PORCELANA	PORCELANA	PORCELANA	GOMA DE SILICON
LINEA DE FUGA	432mm	533mm	686mm	778mm
ALTURA	165mm	191mm	241mm	455mm
DIAMETRO	229mm	267mm	305mm	88mm
PESO	5.20Kg	7.00Kg	11.00Kg	1.38Kg
TENSIÓN NOMINAL DE LA RED	22.9KV	22.9KV	22.9KV	22.9KV
FRECUENCIA	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ

Fuente: Base de datos técnicos de GIS, de aisladores del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A y catálogo de aisladores

3.2.7 ESTRUCTURAS DE SOPORTE (POSTES).

La línea HU-04 cuenta con 1140 estructuras de material concreto, madera, fierro galvanizado y fierro negro del tipo monoposte, biposte, triposte y estructura.

Las cuales describen en el siguiente cuadro:

Cuadro 3. 13 Resumen de cantidades, materiales y tipos de estructura del SSDP HU-04

ESTRUCTURAS EN MT	
DESCRIPCION	CANTIDAD
CONCRETO	899
MADERA	224
FIEGAL	9
FIENEG	8
TIPO DE ESTRUCTURA	

MONOPOSTE	870
BIPOSTE	257
TRIPOSTE	11
EST	2
TOTAL ESTRUCTURAS	1140

Fuente: Base de datos técnicos de GIS, de estructuras del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A
[29]

En el cuadro 3.13 (estructuras en MT), encontramos 224 estructuras de madera en toda la línea de SSDP HU-04, los cuales se encuentran en mal estado, por lo tanto muchas de las estructuras son peligrosas, y de alto riesgo para las personas y para la continuidad del suministro.

3.3 EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

La coordinación de aislamiento en el SSDP HU-04, frente a descargas atmosféricas está compuesta por pararrayos de línea, pararrayos de subestación, sistemas de puestas a tierra y aisladores.

- Pararrayos de línea y subestación
- Sistemas de puesta a tierra (SPAT)
- Aisladores

3.3.1 DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO Y SELECCIÓN DE AISLADORES

Condiciones de Operación del Sistema:

- Tensión nominal del sistema :22,9 KV
- Máxima tensión de servicio :25,0 KV
- Contaminación ambiental del área del proyecto: Ligero (Norma IEC 815).
- Altitud máxima sobre el nivel del mar : 4500 m.s.n.m.
- Altitud mínima sobre el nivel del mar : 3100 m.s.n.m.

3.3.2 NIVELES DE AISLAMIENTO

La mínima línea de fuga total a considerar, será el resultado del producto de la mínima longitud de fuga específica por la máxima tensión de servicio entre fases, considerando los factores de corrección:

$$L_{\min fuga} = L_{\min fuga\ específica} * V_{\max serv.} * F_c$$

Hallando Factor de corrección por altitud F_c :

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

Dónde:

$$L_{\min fuga\ específica} = 16mm/KV$$

$$V_{\max serv.} = 25KV.$$

$h = 4500$ m.s.n.m. (altitud en metros sobre el nivel del mar).

$$F_c = 1.44$$

$$L_{\min fuga} = 576mm$$

3.3.2.1 AISLAMIENTO NECESARIO POR SOBRETENSIONES AL IMPULSO DEL RAYO

Esta sobretensión se determina mediante la expresión:

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

Dónde:

NBI = 170 Nivel Básico de Aislamiento (KV-BIL)

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

σ = 2% Desviación estándar

δ = 0.58 Densidad relativa del aire

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

$$\log b = \log 76 - \frac{4500}{18336}$$

$$b = 43.65$$

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

$$\delta = \frac{3.92 * 43.65}{273 + 20} = 0.58$$

$$V_i = 300.31 \text{ Kv}$$

Cuadro 3. 14 Valores de línea de fuga y aislamiento necesario por sobretensiones de impulso de rayo

AISLADOR		
CARACTERÍSTICAS	EXISTENTE (56-2)	CALCULADO
LÍNEA DE FUGA	430	576mm
AISLAMIENTO NECESARIO POR SOBRETENSIONES DE IMPULSO DE RAYO	225KV	300.31kv
NIVELES DE CONTAMINACIÓN	Ligero	Ligero

Fuente: -Elaboración propia, según los cálculo de longitud de fuga y aislamiento por sobretensión al impulso de rayo, y datos técnicos de aisladores tipo pin 56-2

Según el **Cuadro 3.14**, los aisladores tipo pin 56-2, no cumplen con los valores calculados de línea de fuga y aislamiento necesario por sobretensiones de impulso de rayo.

3.4 EVALUACIÓN OPERATIVA

3.4.1 EVALUACIÓN DE LA ESTADÍSTICA DE INTERRUPCIONES

Reporte de interrupciones de la salida de subsistema de distribución primaria Huaro HU-04 (SSDP HU-04), correspondientes a los años 2011, 2012 y 2013. Dichos reporte describe las causas que originaron las interrupciones de suministro de energía eléctrica que se detalla a continuación.

- Falla por tormentas eléctricas en la zona
- Falla por contacto de red con árbol
- Falla por caída de poste de MT
- Fuertes vientos en la zona

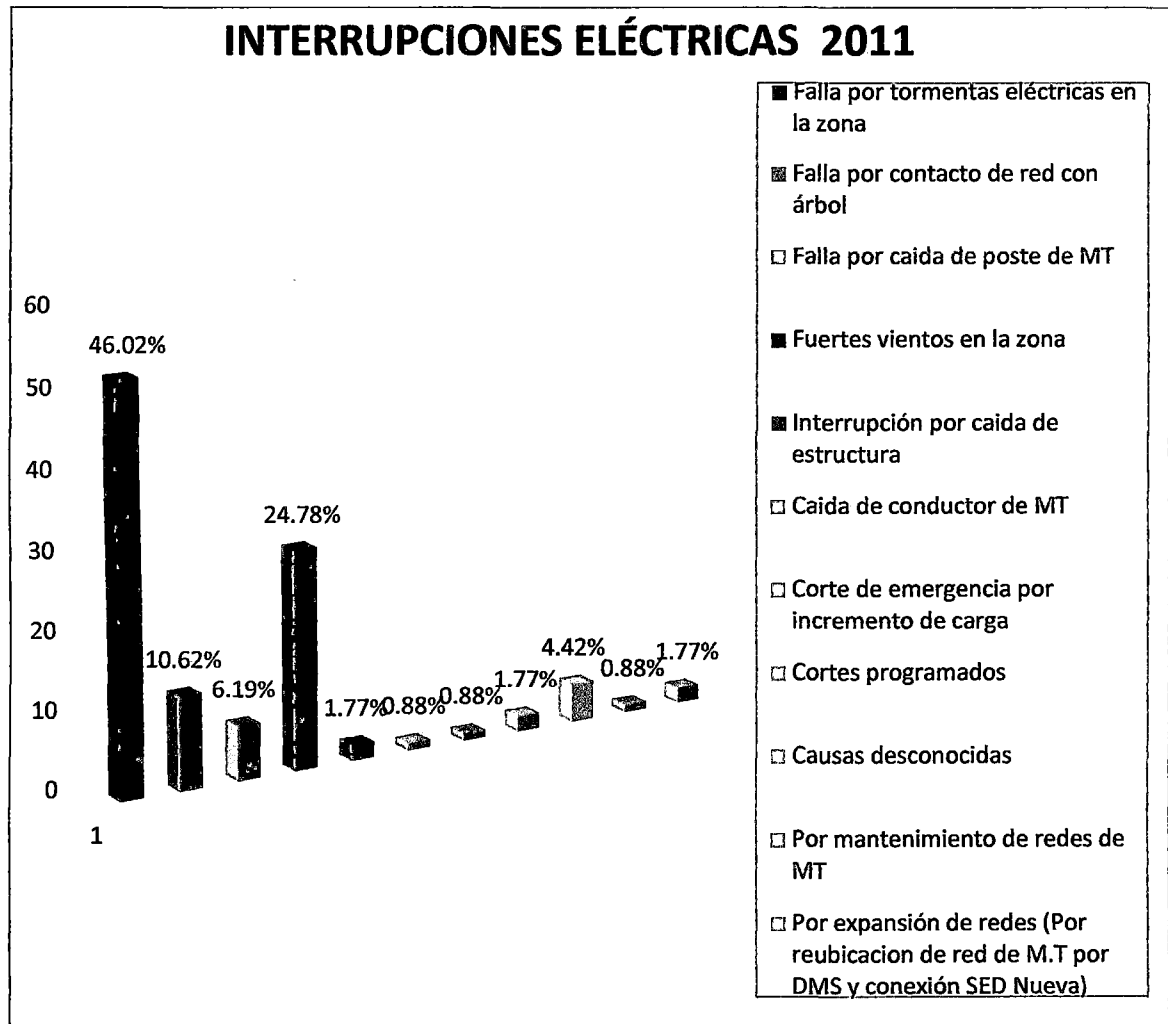
- Interrupción por caída de estructura
- Caída de conductor de MT
- Corte de emergencia por incremento de carga
- Cortes programados
- Causas desconocidas
- Por mantenimiento de redes de MT
- Por expansión de redes (Por reubicación de red de M.T por DMS y conexión SED Nueva)
- bloqueo en el recloser por falla en el transformador por sobrecarga

Cuadro 3. 15 Resumen de interrupciones eléctricas por diferentes causas del año 2011

Causas de las interrupciones	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
Falla por tormentas eléctricas en la zona	4	6	16	8			1		4	2	1	10	52
Falla por contacto de red con árbol		1					6	3			2		12
Falla por caída de poste de MT			1	2				3			1		7
Fuertes vientos en la zona				2		6	8	6	1		2	3	28
Interrupción por caída de estructura					1						1		2
Caída de conductor de MT						1							1
Corte de emergencia por incremento de carga								1					1
Cortes programados									2				2
Causas desconocidas										2	3		5
Por mantenimiento de redes de MT										1			1
Por expansión de redes (Por reubicación de red de M.T por DMS y conexión SED Nueva)											1	1	2
TOTAL													113

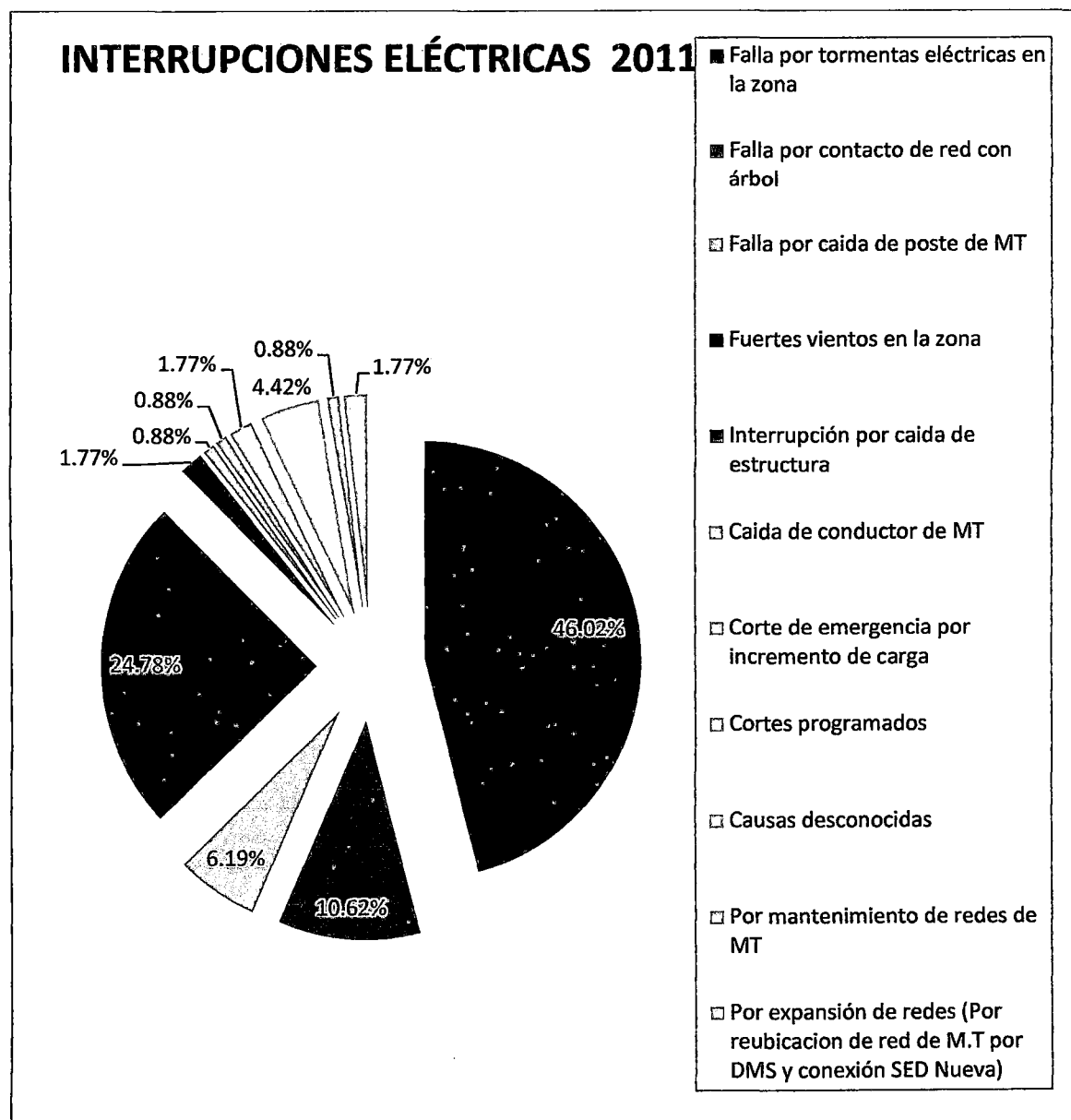
Fuente: Reporte de Interrupciones eléctricas del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A [27]

Figura 3. 1 Diagrama de barras de interrupciones eléctricas del año 2011 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electro Sur Este S.A.A



Fuente: Elaboración propia

Figura 3. 2 Diagrama circular de interrupciones eléctricas del año 2011 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electro Sur Este S.A.A



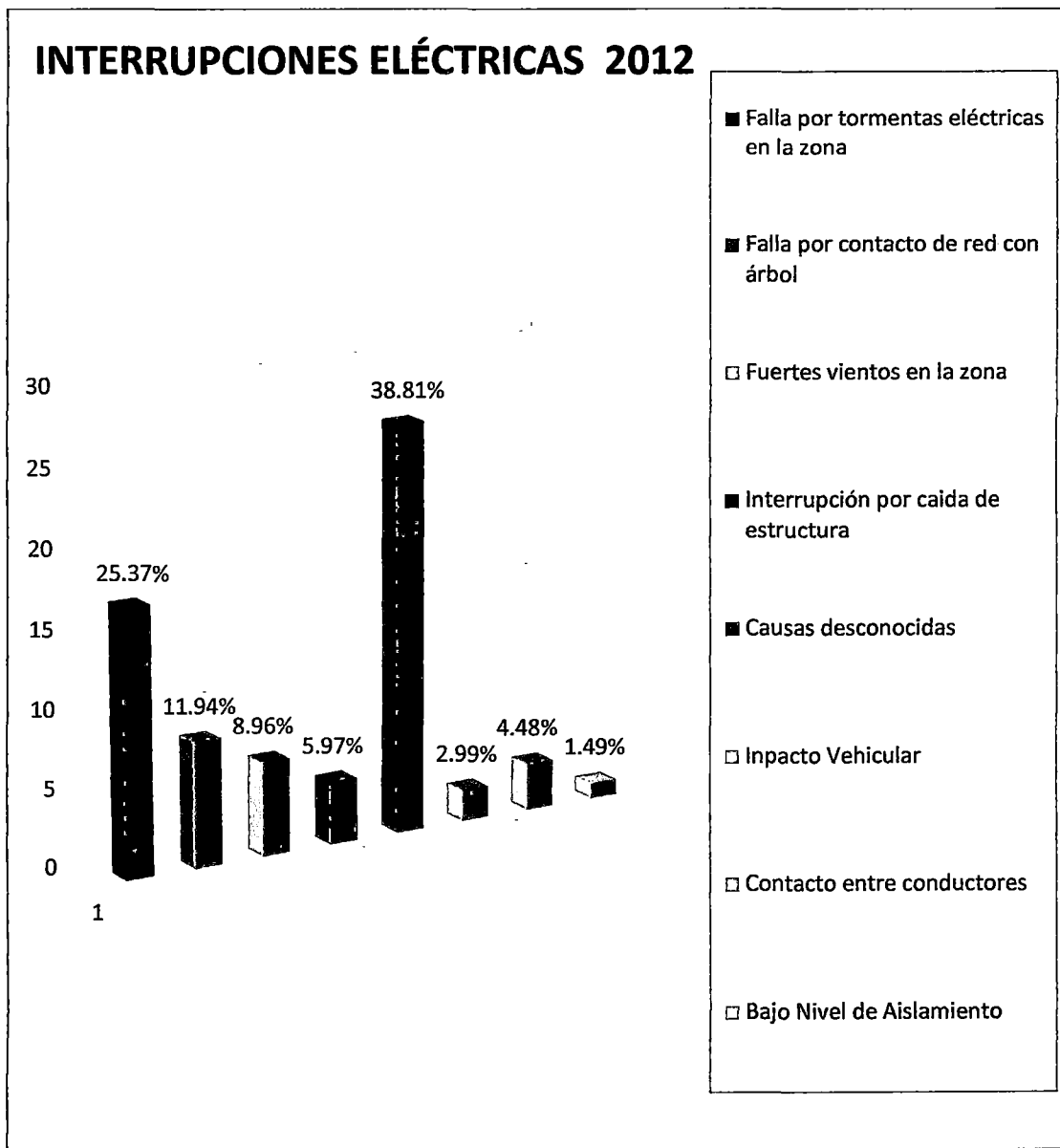
Fuente: Elaboración propia

Cuadro 3. 16 Resumen de interrupciones eléctricas por diferentes causas del año 2012

Causas de las interrupciones	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
Falla por tormentas eléctricas en la zona	6									3	4	4	17
Falla por contacto de red con árbol		1	2		2	1					1	1	8
Fuertes vientos en la zona		1	1		1		2			1			6
Interrupción por caída de estructura				1		2					1		4
Causas desconocidas	2	7	2	2	4	3		2	4				26
Impacto Vehicular			1		1								2
Contacto entre conductores											3		3
Bajo Nivel de Aislamiento												1	1
TOTAL													67

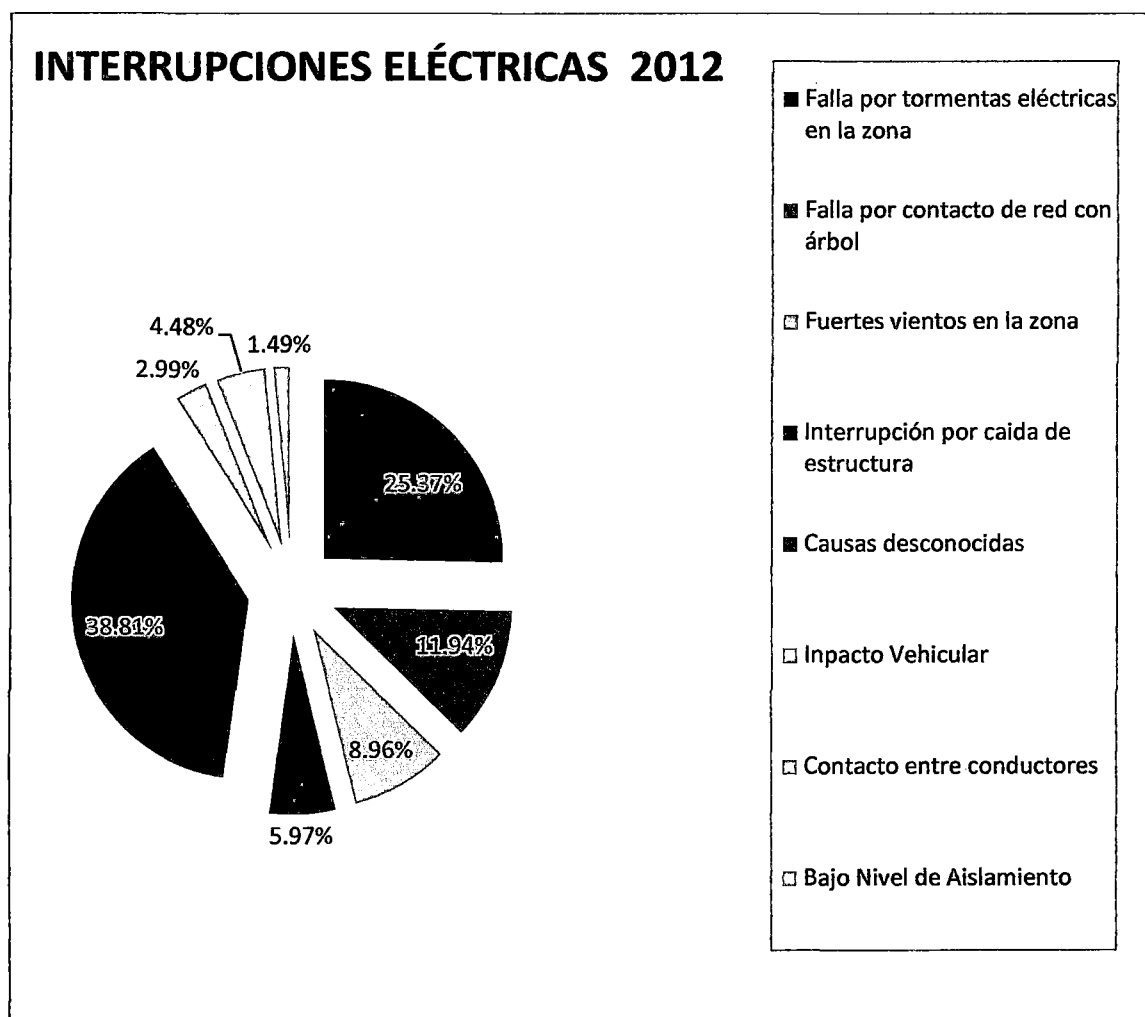
Fuente: Reporte de Interrupciones eléctricas del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A [27]

Figura 3. 3 Diagrama de barras de interrupciones eléctricas del año 2012 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electro Sur Este S.A.A



Fuente: Elaboración propia

Figura 3. 4 Diagrama circular de interrupciones eléctricas del año 2012 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electro Sur Este S.A.A



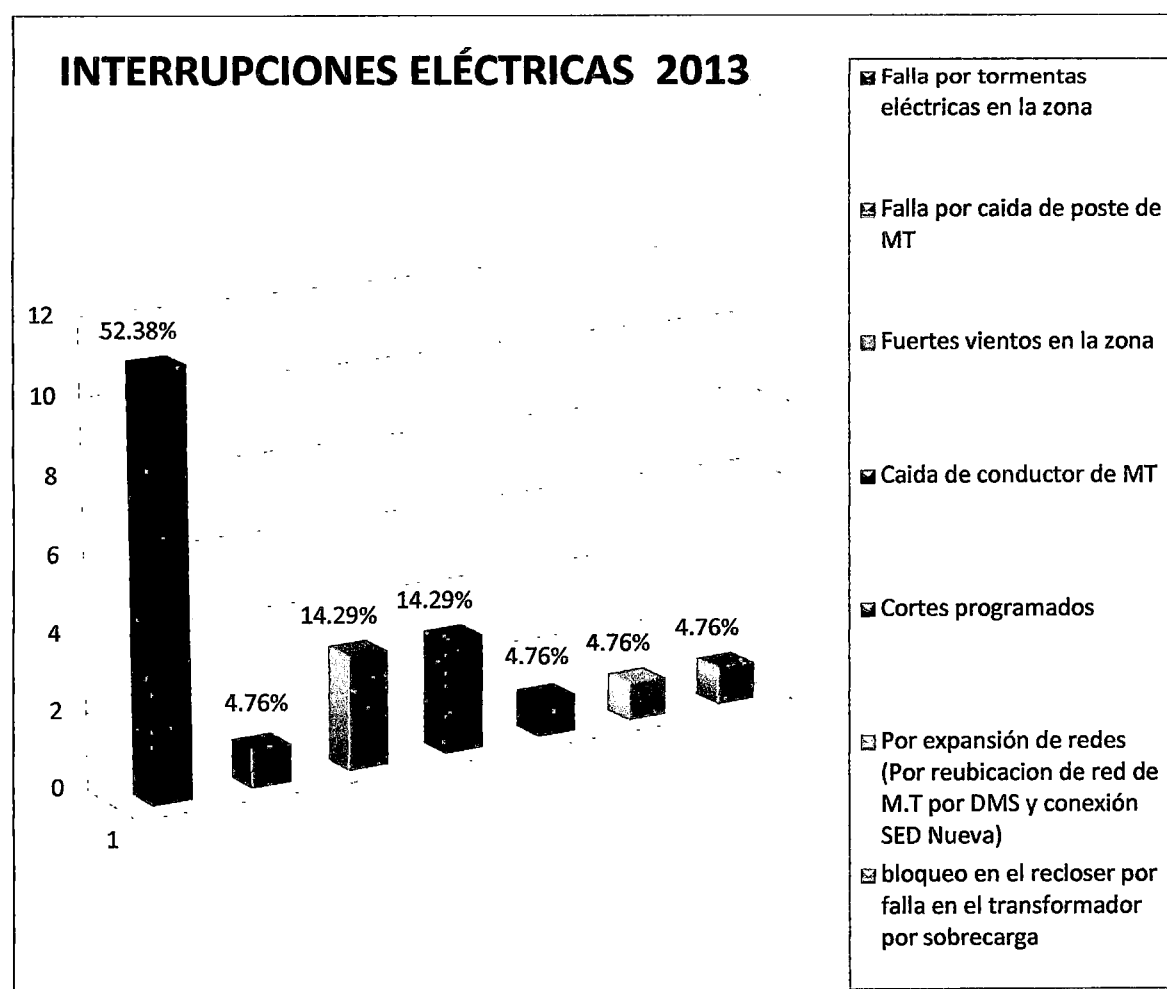
Fuente: Elaboración propia

Cuadro 3. 17 Resumen de interrupciones eléctricas por diferentes causas del año 2013

Causas de las interrupciones	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
Falla por tormentas eléctricas en la zona	4	2	2	1							1	1	11
Falla por caída de poste de MT									1				1
Fuertes vientos en la zona		1	2										3
Caída de conductor de MT		1		2									3
Cortes programados						1							1
Por expansión de redes (Por reubicación de red de M.T por DMS y conexión SED Nueva)		1											1
bloqueo en el recloser por falla en el transformador por sobrecarga					1								1
TOTAL													21

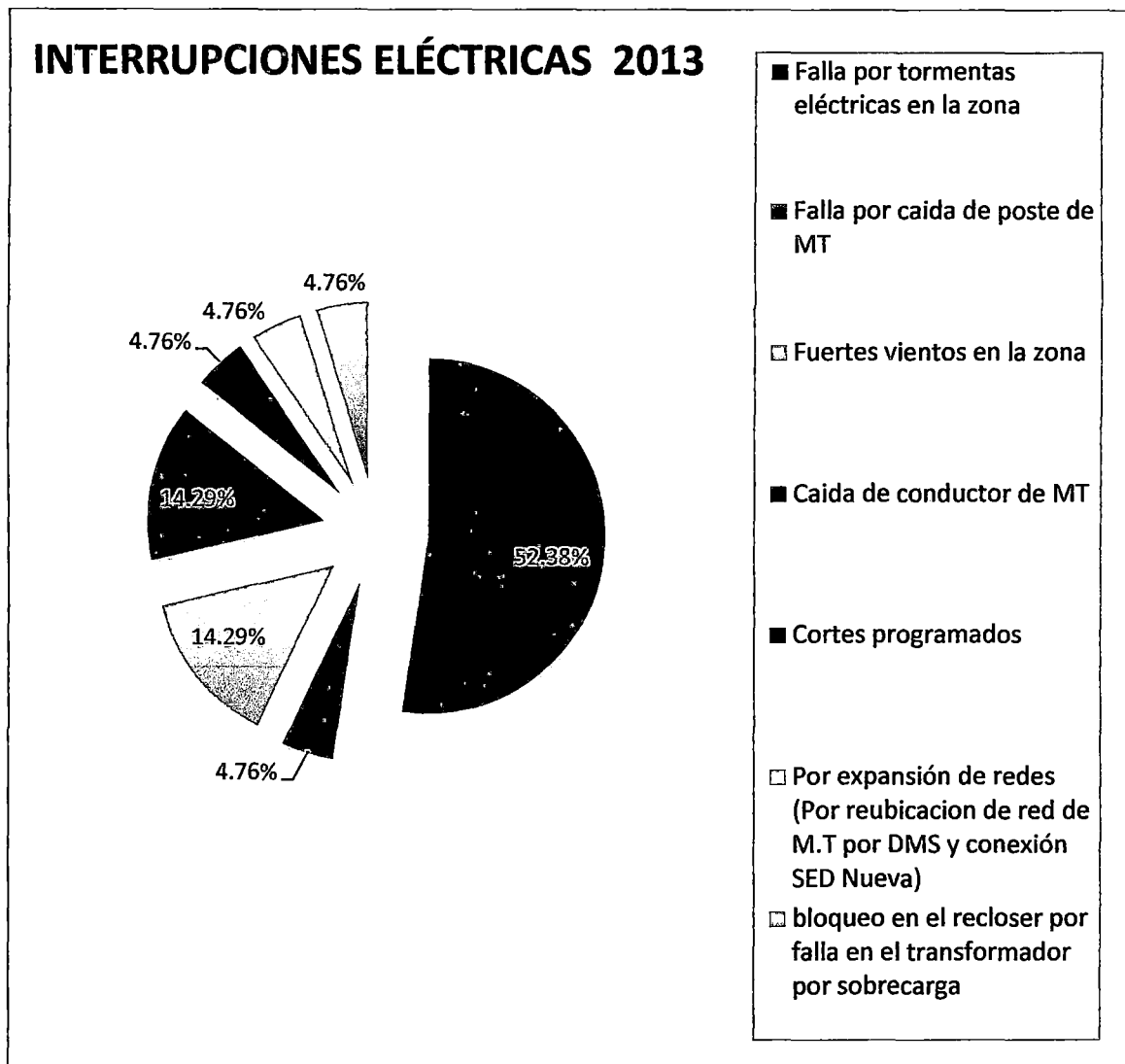
Fuente: Reporte de Interrupciones eléctricas del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A [27]

Figura 3. 5 Diagrama de barras de interrupciones eléctricas del año 2013 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electro Sur Este S.A.A



Fuente: Elaboración propia

Figura 3. 6 Diagrama circular de interrupciones eléctricas del año 2013 del SSDP HU-04, según al reporte de Interrupciones de Electrô Sur Este S.A.A



Fuente: Elaboración propia

De la evaluación de las estadísticas de interrupciones eléctricas en los años 2011, 2012 y 2013 se puede afirmar lo siguiente:

- Las interrupciones por Falla por tormentas eléctricas en la zona (descargas atmosféricas sobre la línea) son las que más se presentan a lo largo de los años

2011, 2012 y 2013. Se registraron en los porcentaje de 46.02%, 25.37% y 52.38% respectivamente.

- Los índices de mayor interrupciones electricas por descargas atmosfericas son los meses Octubre a Marzo (temporada de avenida).
- Las interrupciones por Fuertes Vientos en la Zona a lo largo de los años 2011, 2012 y 2013 se registraron en los porcentajes de 24.78%, 8.96% y 14.29% respectivamente.
- Las interrupciones a causas desconocidas se registraron a lo largo de los años 2011, 2012 y 2013 en los porcentajes de 4.42%, 38.81% y 0.00% respectivamente.
- Otras causas de acuerdo a los reportes de interrupciones electricas son: Falla por contacto de red con árbol, Interrupción por caída de estructura, Caída de conductor de media tensión y Por expansión de redes (Por reubicación de red de M.T por DMS y conexión SED Nueva).

3.5 RESUMEN DE LA EVALUACIÓN

- Los valores de resistencia de los sistemas de puesta a tierra en el SSDP HU-04, son inadecuados. Ya que el promedio de valores de resistencia de las mediciones hechos en campo es (77.77Ohm) en comparación a lo que propone en su Segunda Edición-ing. Favio Casas Ospina es ($R_o \leq 10\ Ohm$). Por tanto, es necesario su mantenimiento.
- Los aisladores existentes en el sub sistema de distribución primaria Huaró 04 (SSDP HU-04), no son los adecuados para el nivel de altura y el nivel cerámico de la zona.
- Los pararrayos de línea y los pararrayos de subestación, tienen un BIL de 125KV, el cual no es suficiente para el nivel de altura de la zona; por lo que no asegura una adecuada coordinación de aislamiento.
- De análisis de las estadísticas de reporte de interrupciones eléctricas del SSDP HU-04, se concluye que la principal causa de interrupciones en los últimos años es por descargas atmosféricas (el sistema se encuentra en una zona de alto Nivel Isocerámico de 70).

CAPITULO IV

DESARROLLO Y DETERMINACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se estudia la aplicación de los métodos: Electrogeométrico y probabilístico, así mismo también el cálculo de pararrayos, selección de nivel de aislamiento, cálculo de aisladores para la protección de los dispositivos de apantallamiento y el conjunto de elementos instalados, con objetivo principal de proteger los equipos y componentes de la línea del SSDP HU-04, frente a descargas atmosféricas directas, como también se calculará las compensaciones por mala calidad de suministro y el cálculo económico de las propuestas de apantallamiento: Metrado, presupuesto, indicadores de rentabilidad etc.

4.2 AISLAMIENTO DE LA LÍNEA CON CABLE DE GUARDA (PROPUESTA I)

La protección con cable de guarda consistirá en instalar cable de guarda sobre las mismas estructuras (postes) del SSDP HU-04, a un nivel mayor de los conductores de fase. Dicho cable se conecta a tierra uniformemente, siendo su función principal proteger los conductores de fase contra descargas atmosféricas.

A continuación, se evalúa la necesidad de la operación del SSDP HU-04 con Cable de Guarda por el método electrogeométrico y método probabilístico.

4.2.1 APLICACIÓN DEL MÉTODO ELECTROGEOMÉTRICO

Se tiene los siguientes datos:

$U_n = 22.9KV$, Tensión nominal (Norma DGE-018)

$U_{BIL} = 125KV$, Nivel básico de aislamiento (Norma IEC 60071-1)

$F_c = 1.44$ Factor de corrección por altura (Norma DGE-018)

$U_{BIL.correg.}$ = Nivel básico corregido, considerando el factor de corrección
por altura

$U_{BIL.correg.} = 125KV * 1.44 = 170$ (Según IEC-71 y Norma DGE)

$h_m = 11.0m$ (Altura del conductor de fase)

$I_R = 15KA$, Corriente de rayo (probabilidad de ocurrencia 84%)

$I_f = 1.2 \mu\text{seg}$, Tiempo de frente (Norma IEC 60071-2)

- I. Radio equivalente del conductor para la condición de efecto corona
- Campo eléctrico superficial $E_{co} = 15$ a $20 KV/cm$. Limite.

$$r_c \cdot \ln\left(\frac{2h_m}{r_c}\right) = \frac{V}{E_{co}} \quad (4.1)$$

Dónde:

r_c : Radio por efecto corona

V : Máxima tensión soportada por el aislamiento de los aisladores para una onda de impulso con polaridad negativa (310KV)

E_{co} : Campo eléctrico superficial crítico del aire e condiciones Normales ($15 KV/cm$), según la bibliografía Justo Yanque. [2]

Radio bajo efecto corona: $r_c = 0.03$ m (Anexo 05)

- II. impedancia característica para condición de efecto corona:
- requiere la altura media del conductor (h_m) y el radio equivalente corona (r_c)

$$Z_{co} = 60 \ln\left(\frac{2h_m}{r_c}\right) \quad (4.2)$$

$$Z_{co} = 60Ln\left(\frac{2 * 11.0}{0.03}\right) = 395.86\Omega$$

III. corriente crítica de sostenimiento del aislamiento.

➤ Se puede asumir que toma el valor del nivel básico de aislamiento $U_{BIL} \approx U_{ci}$.

$$I_C = \frac{2U_{BIL.correg.}}{Z_C} \quad (4.3)$$

$$I_C = \frac{2 * 170KV}{395.86\Omega} = 0.86KA$$

IV. Distancia crítica de salto de carga de captura.

➤ Se toma la corriente crítica de falla del aislamiento.

$$d_c = 10 * I_c^{0.65} \quad (4.4)$$

$$d_c = 10(0.86)^{0.65} = 9.06m$$

V. Calculo de la sobretensión de Rayo (STR), para $I_R = 15KA$

➤ Se asume el impacto de rayo sobre un conductor, de onda de sobretensión.

$$U_R = \frac{(I_R * Z_{co})}{2} \quad (4.5)$$

$$U_R = \frac{15KA * 395.86\Omega}{2} = 2968.95KV$$

VI. Distancia entre cable de guarda (CG) y el conductor más próximo.

La mínima distancia Fase- Tierra (conductor- estructura o CG) según formula de laboratorio, de la ecuación (2.52) se tiene:

$$C = \frac{U_R}{528} \quad (\text{Según bibliografía Ing. Justo Yanque})$$

$$C = \frac{2968.95KV}{528} = 5.62m$$

Para hallar el ángulo de apantallamiento se toma en cuenta las siguientes ecuaciones anteriores (2.49), (2.50) y (2.51):

$$\theta = \alpha - \beta$$

$$\alpha = \text{ArcSen}\left(1 - \frac{h_m}{d_c}\right)$$

$$\beta = \text{ArcSen}\left(\frac{C}{2d_c}\right)$$

Dónde:

α, β : Ángulos de incidencia para la protección.

θ : Angulo de apantallamiento con cable de guarda.

$$\alpha = \text{ArcSen} \left(1 - \frac{11.0}{9.06} \right) = -12.36$$

$$\beta = \text{ArcSen} \left(\frac{5.62}{2 * 9.06} \right) = 18.07$$

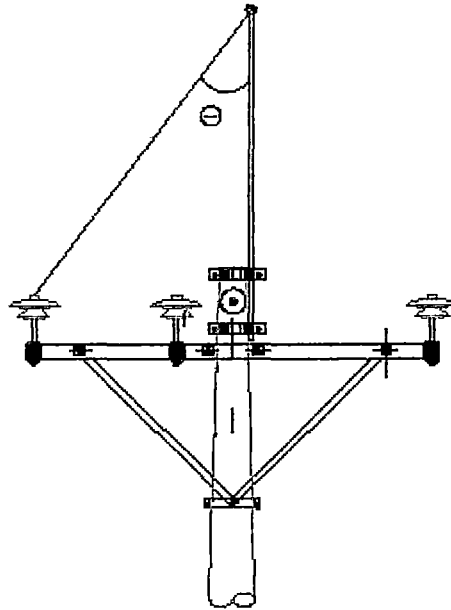
$$\theta = \alpha - \beta = -12.36 - 18.07 = -30.42$$

$$\theta = 30.42^\circ$$

Determinación de la altura del cable de guarda, respecto a los conductores de fase.

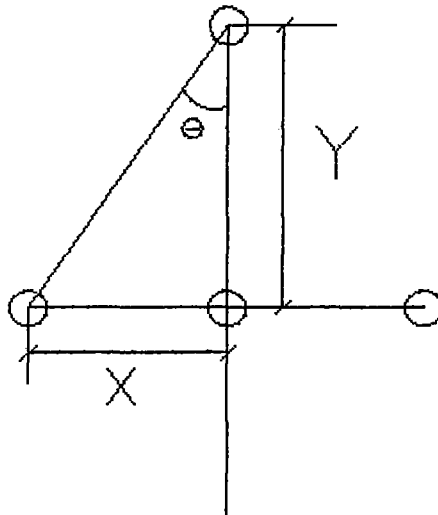
Para una configuración que se muestra a continuación, con 01 cable de guarda, con una separación entre conductores de fase ($W=2X=2.40$ m)

Figura 4. 1 Ángulo de apantallamiento de la estructura utilizada



Fuente: Elaboración propia

Figura 4. 2 Disposición de Conductores



Fuente: Elaboración propia

$$\text{Tan}\theta = \frac{x}{y} \quad (4.5a)$$

Despejando "y"

$$y = \frac{1.20}{\text{Tan}30.42^\circ} = 2.04m$$

Hallando radio de protección d:

$$d = \frac{h+y}{2} + d_c \text{Sen}\theta \quad (4.5b)$$

$$d = \frac{11.0 + 2.04}{2} + 9.06 * \text{Sen}30.42^\circ$$

$$d = 11.11m$$

Entonces:

 $d_c = 9.06$ (Distancia crítica de salto de carga de captura) $d = 11.11$ (Radio de protección)

Zona I: $d = d_c$, en cuyo caso, todos los Rayos caerán a tierra.

Zona II: $d < d_c$, los Rayos pueden caer al conductor de fase, por tanto es

Necesario proteger la línea

Zona III: $d \geq d_c$, los Rayos caerán al cable de Guarda.

Con el resultado de los cálculos obtenidos se muestra un apantallamiento adecuado.

4.2.2 MÉTODO PROBABILÍSTICO

Está en función del número e intensidad de descargas atmosféricas que permite determinar la probabilidad del número de descargas que pueden caer en un conductor de fase.

4.2.2.1 CON CABLE DE GUARDA

Se determina el índice de Flameo:

$$I_F = N_L * P_\theta * P * 10^{-4} \quad (4.6)$$

Dónde:

I_F : Número de contorneos anuales por 100 Km. de línea.

N_L : Número de descargas anuales por 100 Km de línea.

P_θ : Probabilidad de falla de apantallamiento del cable de guarda.

P : Probabilidad que la corriente crítica de descarga I_c produzca flameo.

➤ P_θ , se calcula considerando ángulo óptimo de apantallamiento.

$\theta = 30^\circ$, según la bibliografía Justo Yanque (Ángulo de protección vs $\frac{c}{d_c}$).

$$P_\theta = \frac{\theta}{20} - 2 \quad (4.7)$$

$$P_\theta = \frac{30}{20} - 2 = -0.5$$

➤ Donde P, está definida por:

$$P = 10^{2-I_c/60} \quad (4.8)$$

$$I_c = \frac{2U_{BIL.correg.}}{Z_c} \quad (4.9)$$

Dónde:

I_c : Corriente crítica de sostenimiento del aislamiento.

$$U_{BIL.correg.} = 170$$

$$Z_c = 395.86\Omega$$

$$I_c = \frac{2 * 170KV}{395.86\Omega} = 0.86KA$$

$$P = 10^{2 \cdot \frac{0.86}{60}} = 96.75$$

➤ N_L , definido por:

$$N_L = (4h + b) * N_g * L \quad (4.10)$$

$$N_g = K * N_c^{1.25} \frac{\text{descargas}}{\text{Km}^2} * \text{año} \quad (4.11)$$

Dónde:

N_L : Número de descargas anuales por 100 Km de línea.

b: Distancia horizontal entre cables de guarda.

N_g : Número de descargas por Km² por año.

N_c : Nivel isocerámico 70 días de tormentas /año (Según tabla de coeficientes Isocerámicos-Peru, Ing. Justo Yanque). [2]

K: Constante según CIGRE (0.04).

h: Altura efectiva sobre el terreno del cable de guarda (13.04 m).

L: Línea por 100 Km de tramo.

$$N_g = 0.04 * 70^{1.25}$$

$$N_g = 8.10 \frac{\text{descargas}}{\text{Km}^2} * \text{año}$$

$$N_L = (4 * 0.01304 + 0) * 8.10 * 100$$

$$N_L = 42.25 \frac{\text{descargas}}{\text{año}} \text{ en } 100\text{km de línea}$$

Entonces el Índice de flameo es:

$$I_F = 42.25 * (-0.5) * 96.75 * 10^{-4}$$

$$I_F = -0.20$$

Finalmente se calcula el número de salidas:

$$NS = n \cdot I_F \quad (4.12)$$

Dónde:

n : Probabilidad, de contorneos producidos en el aislamiento ocasionen disparo del interruptor (0.7 a 0.85).

$$NS = 0.85 * -0.20 = -0.17 \text{ salidas/ descargas/ año en 100 km de línea}$$

$$NS = 0.17$$

4.2.2.2 SIN CABLE DE GUARDA

Análogamente:

$$I_F = N_L \cdot PI \quad (4.13)$$

Considerando $PI = 0.9$, que viene a ser la proporción de descargas que causan flameo en el aislamiento.

$$I_F = 42.25 * 0.9 = 38.03$$

El número de salidas viene dado por la ecuación anterior (4.12):

$$NS = n \cdot I_F$$

$$NS = 0.85 * 38.03 = 32.32 \text{ salidas por } \frac{\text{descargas}}{\text{año}} \text{ en 100km de línea}$$

$$NS = 32.32$$

De acuerdo a lo calculado, se nota claramente la diferencia en la reducción del número de salidas de servicio en un año por cada 100 km de línea considerando el cable de guarda.

En conclusión:

Cuadro 4. 1 Indicador de flameos y salidas del sistema con y sin cable de guarda

Indicador	Con CG	Sin CG
I_F	0.20	38.03
NS	0.17	32.32

Fuente: Elaboración propia, según los cálculos de indicadores de flameos y salidas del sistema con y sin CG

Según el Cuadro 4.1, el Método probabilístico de salidas del sistema con cable de guarda y sin cable de guarda. Indica que sin cable de guarda registra 32.32 salidas de descargas por año en 100 km de línea, mientras con cable de guarda registra 0.17 salidas de descargas por año en 100km de línea. Por lo tanto es recomendable con cable de guarda.

4.3 AISLAMIENTO DE LA LÍNEA CON SISTEMA DE PARARRAYOS (PROPUESTA II)

Esta alternativa de protección con pararrayos, se ubicarán de acuerdo a la configuración geométrica de los conductores. La protección con el pararrayos será en todas las fases.

4.3.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

Para la determinación del nivel de aislamiento se ha considerado su altitud, y tomado en cuenta los siguientes aspectos, según la Norma IEC 71-1:

- Sobretensiones a frecuencia industrial en seco.
- Sobretensiones atmosféricas.
- Contaminación ambiental.
- Nivel de protección para impulso tipo atmosférico (NPR).
- Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM).

Condiciones de Operación del Sistema:

- Tensión nominal del sistema: 22,9KV.
- Tensión máxima del equipo: 25 KV.
- Contaminación ambiental del área del proyecto: Ligero (Norma IEC 815).
- Altitud máxima sobre el nivel del mar: 4500 m.s.n.m.

4.3.2 FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTURA

Según normas vigentes, así como recomendaciones de la Norma IEC 71-1, para líneas ubicadas a más de 1000 m.s.n.m., el aislamiento se incrementará con los factores de corrección determinados mediante la relación siguiente:

a) FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTITUD F_C :

$$F_C = 1 + 1.25(h - 1000) * 10^{-4} \quad (4.14)$$

Dónde:

h = altitud en metros sobre el nivel del mar.

h = 4500 m.s.n.m.

$F_C = 1.44$

4.3.3 CÁLCULO DE PARARRAYOS**4.3.3.1 NORMAS PARA EL CÁLCULO DE PARARRAYOS**

Los pararrayos deben cumplir con los requerimientos estipulados en la norma IEC 60099-4 y la publicación IEC 61264.

4.3.3.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Los pararrayos más óptimos serán de Óxido de Zinc (ZnO), sin explosores, equipados con dispositivos de alivio de presión. Los pararrayos se conectaran entre fase y tierra. El criterio de selección se debe para la protección contra sobretensiones atmosféricas o de maniobra.

4.3.3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Los pararrayos deben seleccionarse tomando en cuenta los siguientes criterios:

- Máxima tensión de operación continua MCOV ó 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).

4.3.3.4 MÁXIMA TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA MCOV Ó 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.

Se tiene una línea que opera a 22.9 KV.

Entonces:

$V_L = 22.9$ KV.

$U_m = 25$ KV (Tensión máxima de servicio, según norma DGE-018)

$k_m = 1.05$ (Factor de seguridad para aislamiento externo, según la bibliografía de Mejía Villegas, pág. 87). [6]

$$MCOV \geq k_m \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (4.15)$$

Dónde:

$$MCOV \geq 15.15KV = 15KV$$

4.3.3.5 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).

$$TOV \geq K_e * \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (4.16)$$

Dónde:

K_e : Factor de falla a tierra (Anexo 07, según norma IEC 60071-2).

$K_e = 1.73$ Para sistemas con neutro aislado.

$K_e = 1.4$ Para sistemas con neutro aterrado.

Como es un sistema con neutro aislado por tanto, $K_e = 1.73$

$$TOV \geq 1.73 * \frac{25}{\sqrt{3}}$$

$$TOV = 24.97KV$$

4.3.3.6 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.

La tensión nominal del pararrayos es U_r , se elige seleccionando el mayor valor entre U_o y U_e .

Donde:

U_o : Máxima tensión de la relación entre $MCOV$ y K_o .

U_e : Máxima tensión de la entre TOV y K_t .

- Hallando U_o

Utilizando la Máxima tensión de operación continua MCOV ó U_c .

$$U_o = \frac{MCOV}{K_o} \quad (4.17)$$

Donde:

K_o : Es el factor de diseño según el fabricante es 0.8 (Catalogo de Pararrayos).

$$U_o = \frac{15.15KV}{0.8} = 18.94KV$$

- Hallando U_e

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

$$U_e = \frac{TOV}{K_t} \quad (4.18)$$

Dónde:

K_t : Es la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales el cual depende del tiempo de duración de la sobretensión. [Norma IEC 60099-4]

$K_t = 1.15$, para 1 segundo.

$K_t = 1.10$, para 10 segundos.

$$U_e = \frac{24.97V}{1.10} = 22.7KV$$

$$U_e = 22.7KV$$

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

$$U_r = U_e * 1.05 = 22.7KV * 1.05$$

$$U_r = 23.84KV$$

Considerando la normativa IEC 60099-5, recomienda que se debe utilizar una tolerancia de al menos 5%, para tomar en cuenta las armónicas que se presentan en la tensión del sistema. Considerando la tensión inmediato superior normalizado es:

$$U_r = 24KV$$

4.3.3.7 NIVEL DE PROTECCIÓN PARA IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO

El NPR de un pararrayos ZnO (Óxido de Zinc), Según datos de fabricante:

- 10KA ($U_m \leq 420KV$)
- 15KA ($420 < U_m \leq 550KV$)
- 20KA ($U_m > 550KV$)

Como la tensión máxima de servicio es 25KV, entonces la corriente de rayo es 10 KA

De acuerdo al Anexo 01, se tiene:

$$NPR = 79.06 KV$$

4.3.3.8 NIVEL DE PROTECCIÓN PARA IMPULSO TIPO MANIOBRA

El NPM de un pararrayos ZnO (Óxido de Zinc), Según datos de fabricante:

- 0.5KA ($U_m < 145KV$)
- 1KA ($145 \leq U_m \leq 362KV$)
- 2KA ($U_m > 362KV$)

Como la tensión máxima de servicio es 25KV, entonces la corriente de rayo es 0.5 KA

De acuerdo al Anexo 01 es: NPM =55.9KV

4.3.3.9 LONGITUD DE FUGA DE PARARRAYO

$$L_{\min fuga} = L_{\min fuga\ especifica} * V_{\max serv.} * F_c \quad (4.19)$$

Dónde:

$L_{\min fuga\ especifica} = 16mm/Kv$. Longitudes de fuga unitaria.

$V_{\max serv.} = 25kv$ Tensión máximo de servicio.

$h = 4500\ msnm$ Altura sobre el nivel del mar.

$$F_c = 1.44$$

Factor de corrección por altura.

$$L_{\min fuga} = 576mm$$

4.4 SELECCIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

4.4.1 TENSIÓN SOPORTADA AL IMPULSO TIPO MANIOBRA (BSL)

Es el valor pico de la tensión soportada al impulso tipo maniobra, el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se debe especificar en seco y/o bajo lluvia.

4.4.2 TENSIÓN SOPORTADA AL IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO (BIL)

Es el valor pico de tensión soportada al impulso atmosférico, esta tensión se especifica solamente en seco, ya que la soportabilidad de los equipos a estos impulsos se afecta poco por la lluvia.

4.4.3 FACTOR DE SEGURIDAD

Son las relaciones entre las tensiones soportadas con impulsos tipo maniobra o atmosférico y las tensiones máximas encontradas, según norma IEC-71y DGE-018.

4.4.4 CÁLCULO DEL NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO (BIL)

Hay dos métodos para el cálculo del nivel de aislamiento: Un método convencional que es utilizado para tensiones menores a 300kV y un método estadístico que es utilizado para tensiones mayores a 300KV. (Normas IEC 71-1, 71-2)

$$BIL = K_e * NPR \quad (4.20)$$

$$BSL = K * BIL_{\text{normalizado}} \quad (4.21)$$

$$K_F = \frac{BSL}{NPM} \quad (4.22)$$

Dónde

BIL : Tensión soportada al impulso tipo atmosférico.

BSL : Tensión soportada al impulso tipo maniobra.

BIL_{normalizado}: 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.
- K_e : Factor de seguridad para relacionar el NPR y el BIL (Según Normas IEC 71-2 es 1.4).
- K_M : Factor de seguridad para relacionar el NPM y el BSL (Según Normas IEC 71-2 es 1.15).
- K : Factor de seguridad que relaciona el BSL y el $BIL_{normalizado}$. (Según Normas IEC 71-2 es 0.65 para equipos aislados al aire).
- K_F : Factor de seguridad que relaciona entre BSL y NPM.

Como la línea en 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 (K_e) 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 K_e más utilizado es 1.4, según la ecuación (4.20) se tiene:

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

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

El BIL inmediato superior normalizado es:

$$BIL_{normalizado} = 125 \text{KV}$$

- Se aplica un factor de seguridad K_M para relacionar el NPM y el BSL. Donde $K_M = 1.15$
- Existe un factor de seguridad K , que relaciona el BSL y el $BIL_{normalizado}$ y que depende del medio aislante, reemplazando en la ecuación (4.21) se tiene:

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

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

- Para obtener el factor de seguridad K_F , según a la ecuación (2.22) se tiene:

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

$$K_F = 1.45$$

Luego como el valor de K_F es mayor que K_M por lo tanto el BIL seleccionado es:

$$BIL = 125KV$$

Por consiguiente, se corrobora lo que estipula la norma DGE- 18 –MEM.

Finalmente el Nivel Básico de Aislamiento para impulsos tipo rayo es:

$$BIL = 125KV, \text{ Según IEC-71 y Norma DGE.}$$

$$BIL_d = BIL * F_c \quad (4.23)$$

Dónde:

BIL : Nivel básico de aislamiento para impulso atmosférico.

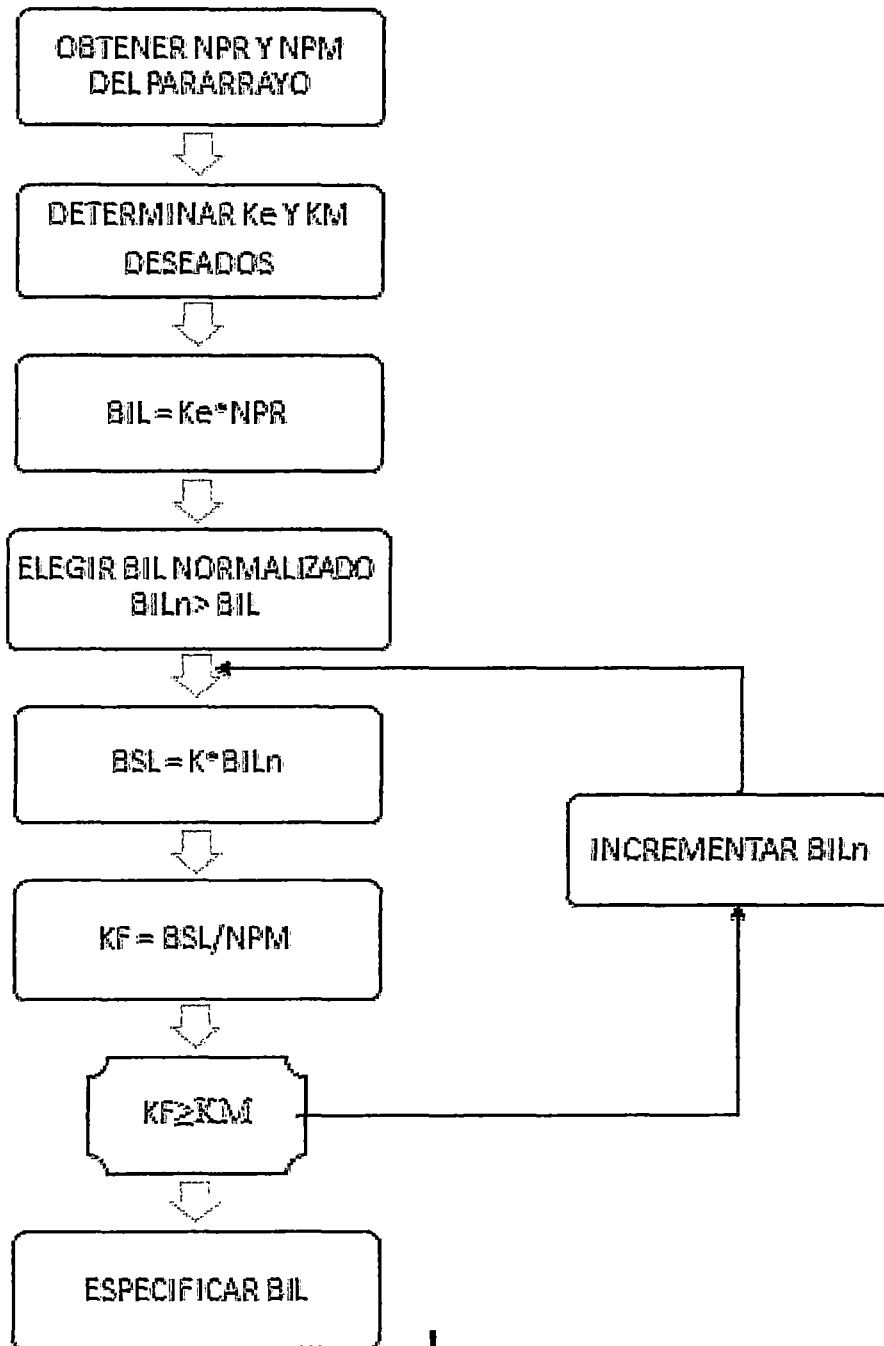
BIL_d : Nivel Básico de Aislamiento diseñado.

F_c : Factor de corrección por altura.

$$BIL_d = 125 * 1.44 = 180$$

$$BIL_d = 170KV$$

Figura 4. 3 Diagrama de flujo del procedimiento para obtener el BIL de un equipo por el método convencional



Fuente: Elaboración propia

Los pararrayos serán autovalvulares de Óxido de Zinc, Clase Distribución, de conexión directa, para la tensión nominal de 22.9 KV; están destinados a la protección del SSDP HU-04 contra sobretensiones externas. Se ubicarán de acuerdo a la configuración de los conductores, la protección con el pararrayos será en todas las fases.

Las características de los pararrayos en SSDP HU-04, serán las que se describen a continuación:

- Tensión nominal de la Línea : 22.9 KV
- Máx. tensión de servicio : 25 KV
- Tensión Nominal del Pararrayos : 24 KV
- Corriente Nominal Descarga : 10 KV
- Frecuencia nominal : 60 Hz
- Máximo voltaje de descarga con onda de
Corriente de 8/20 μ seg de 10 KA : 170 KV
- Distancia Mínima de Fuga : 576 mm
- Instalación : Exterior
- Régimen de Servicio : Semi intenso
- Altura máx. de trabajo : 4500 msnm
- Neutro de la red : Aislado

Los pararrayos calculados se instalaran en las derivaciones de línea y cada 2000m en la línea; con fines de atenuar las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, de manera que la sobretensión en el SSDP HU-04, sean fácilmente disipadas.

4.5 CÁLCULO DE CUERNOS DE ARQUEO O EXPLOSORES (PROPUESTA III)

Para calcular los cuernos de arqueo (explosores), se considera los siguientes

$U_{BIL} = 125KV$, Nivel básico de aislamiento (Norma IEC 60071-1)

$U_{BIL.correg.}$ = Nivel básico corregido, considerando el factor de corrección

Por altura

- $U_{BIL.correg.} = 125KV * 1.44 \approx 170KV$
- Densidad relativa del Aire a nivel del mar
h: 0.00msnm
t: 20°C

La densidad relativa del aire se puede calcular utilizando la fórmula de Halley

$$\delta_1 = \frac{3.92 * b}{273 + t} \quad (4.24)$$

La presión barométrica se relaciona con la altitud (h, en metros) sobre el nivel del mar de acuerdo a la ecuación.

$$\log b = \log 76 - \frac{msnm}{18336} \quad (4.25)$$

$$\log b = \log 76 - \frac{0.00}{18336}$$

$$b = 75.86 \text{ cm Hg}$$

$$\delta_1 = \frac{3.92 * 75.86}{273 + 20} = 1.01$$

➤ Densidad relativa del aire a nivel de la línea en estudio

h: 4500msnm

t: 20°C

$$\log b = \log 76 - \frac{4500}{18336}$$

$$b = 43.65$$

$$\delta = \frac{3.92 * 43.65}{273 + 20} = 0.58$$

Tensión de sostenimiento a impulso de seria:

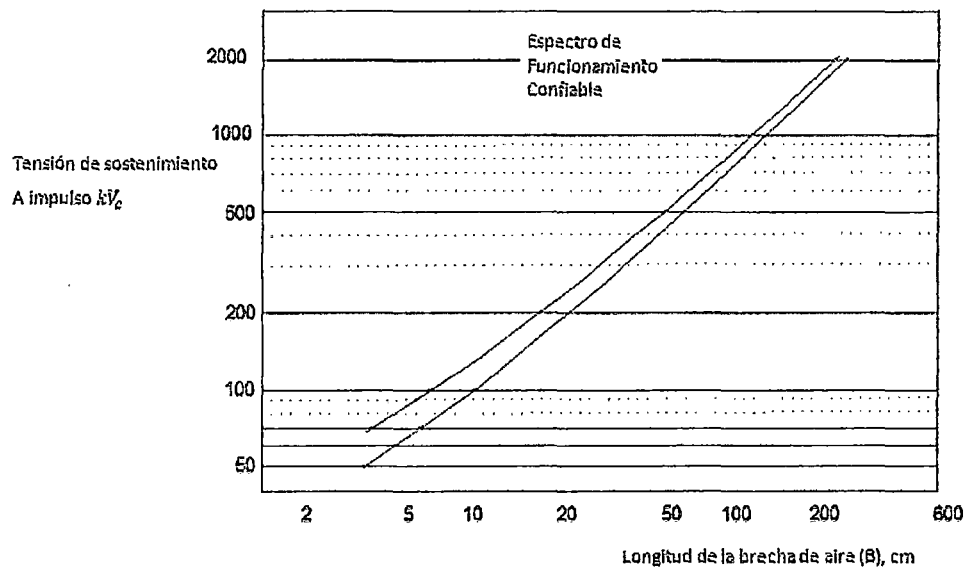
$$KV_i = \frac{U_{BIL.correg.}}{\delta_1} \quad (4.26)$$

$$KV_i = \frac{170}{1.01} = 168.32KV \quad \text{A nivel del mar}$$

$$KVc = \frac{KVi}{\delta_1} \quad (4.27)$$

$$KVc = \frac{168.32}{0.58} = 290.21KV \quad \text{A la altura de la línea}$$

Figura 4. 4 Distancia disruptiva del Explosor



Fuente: Alta tensión y sistemas de transmisión [7]

De la figura 4.4 con las características de la polaridad negativa, se obtiene $d=29\text{cm}$ (Distancia disruptiva del explosor)

Cabe mencionar que los explosores fueron desplazados paulatinamente en los sistemas de energía como protectores primarios por tales razones:

- Los explosores, sin embargo, denotan un tiempo inherente de disparo.
- Los explosores provocan un corto circuito al funcionar, el cual da origen a ondas de choque de frente vertical y amplitud igual al voltaje de descarga, las que entonces se propagan en ambos sentidos, exponiendo al aislamiento a fuertes sollicitaciones dieléctricas. Por la cual esta forma de protección se ha visto restringida en sistemas de distribución.

4.6 CALCULO DE AISLADORES

Los aisladores que se utilicen en el SSDP HU-04, serán de porcelana, vidrio o de cualquier otro material de características eléctricas y mecánicas similares.

La superficie del aislador deberá ser vidriada y estará completamente Libre de imperfecciones. Las partes metálicas componentes del aislador deberán ser resistentes a la corrosión. Según el Código Nacional de Electricidad- Suministro.

4.6.1 DISTANCIA DE FUGA

La publicación IEC 60815 (1986) se refiere a la selección de los aisladores para trabajo bajo condiciones de contaminación tipo poste. De acuerdo con las recomendaciones, se definen cuatro niveles de contaminación y para cada nivel de contaminación, se especifica la correspondiente distancia de fuga nominal mínima en (mm/kv ϕ - ϕ) (fase fase), tal como se presenta en anexo 04.

4.6.2 NIVEL DE CONTAMINACIÓN

Esta definición determina la longitud de la línea de fuga requerida. El área geográfica del proyecto se caracteriza por ser zona limpia, sin la presencia de industrias contaminantes del medio ambiente y con frecuentes lluvias.

Según las recomendaciones del IEC 815, la zona del proyecto corresponde a la categoría de polución Ligero (I: Light) a la que se le asigna una longitud de línea de fuga unitaria de 16 mm/ Kv fase-fase, tal como se puede apreciar en el Anexo 04. "Recomendaciones para distancia de fuga en aisladores para ambientes contaminados"

La línea de fuga fase – tierra está determinada por la siguiente expresión:

4.6.3 AISLAMIENTO NECESARIO POR CONTAMINACIÓN

Datos:

$$L_{minfuga} = 16 \frac{mm}{kv} \text{ (Longitud de fuga unitaria en) .}$$

$$V_{maxserv.} = 25kv \text{ (Tensión Máxima de Servicio).}$$

$$h = 4500 \text{ msnm (altura sobre el nivel del mar).}$$

$$F_c = 1.44 \text{ Factor de corrección por altura}$$

Según la ecuación (4.19)

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

$$L_{minfuga} = L_{minfuga\ especifica} * V_{maxserv.} * F_c$$

$$L_{fuga/fase-tierra} = 576 \text{ mm.}$$

4.6.4 AISLAMIENTO NECESARIO POR SOBRETENSIONES A FRECUENCIA INDUSTRIAL EN SECO

La sobretensión representativa se determina en base a la tensión de referencia más importante, que es la tensión de servicio continuo máximo $V_{maxserv.}$ (25kv eficaz, fase-fase). Esta sobretensión se produce debido a fallas en el sistema y ésta dado por la siguiente expresión:

$$V_{fi} = \frac{f_s * V_{max} * H}{\sqrt{3} * (1 - N * \sigma) * \delta^n * f_1} \quad (4.28)$$

La presión barométrica se relaciona con la altitud (h, en metros) sobre el nivel del mar de acuerdo a la ecuación anterior (4.25).

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

$$\log b = \log 76 - \frac{4500}{18336}$$

$$b = 43.65 \text{ cm Hg}$$

4.6.4.1 EFECTO DE LA DENSIDAD DEL AIRE (δ)

Un componente de la aislación de una línea se ve afectado por la densidad del aire. Lo fundamental es que la capacidad de resistir de un elemento de aislación se reduce al disminuir la densidad del aire, o sea que un aumento de la densidad es "favorable" para la aislación.

La densidad relativa del aire se puede calcular utilizando la fórmula de Halley, de la ecuación anterior (4.24)

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

$$\delta = \frac{3.92 * 43.65}{273 + 20} = 0.58$$

4.6.4.2 EFECTO DE LA LLUVIA (f_1)

Básicamente la lluvia disminuye la capacidad de resistir de un elemento de aislación, lo cual ha sido comprobado experimentalmente. Esta disminución es a su vez mayor al aumentar la intensidad de la lluvia.

El factor, se considera igual a 0,9 para cadenas de aisladores e igual a 0,95 para espaciamento en aire para sobrevoltajes de maniobra. Por otro lado, para sobrevoltajes de frecuencia industrial, el factor se muestra en la Cuadro 4.2.

Cuadro 4. 2 Factor de lluvia f_1 para los sobrevoltajes de frecuencia industrial

Intensidad de la lluvia (mm/min)	Factor f_1
0	1
1.27	0.83
2.5	0.77
3.8	0.73
5.1	0.71
6.3	0.68

Datos:

f_s	=	1.5	Factor de sobretensión a frecuencia industrial
V_{max}	=	25KV	Tensión máximo de servicio
H	=	1	Factor por Humedad
N	=	1.2	Número de desviaciones estándar alrededor de la Media
σ	=	2%	Desviación estándar (CEI-60-1, para rayos)
δ	=	0.58	Densidad relativa del aire
n	=	1	Exponente empírico
f_1	=	0.77	Factor por lluvia
b	=	43.65	(Presión barométrica (en cm Hg)).
T	=	20	Temperatura °C

Reemplazando en la ecuación anterior (4.28):

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

$$V_{fi} = 49.67 \text{ KV}$$

4.6.5 AISLAMIENTO NECESARIO POR SOBRETENSIONES AL IMPULSO DEL RAYO

Esta sobretensión se determina mediante la expresión:

$$V_i = \frac{BIL}{(1 - N * \sigma) * \delta} \quad (4.29)$$

De la ecuación anterior (4.25) se tiene:

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

$$\log b = \log 76 - \frac{4500}{18336}$$

$$b = 43.65 \text{ cm Hg}$$

De la ecuación anterior (4.24) se tiene:

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

$$\delta = \frac{3.92 * 43.65}{273 + 20} = 0.58$$

Dónde:

BIL = 170 Nivel Básico de Aislamiento (KV-BIL)

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

σ = 2% Desviación estándar (CEI-60-1, para rayos)

δ = 0.58 Densidad relativa del aire

$$V_i = 300.31 \text{ KV}$$

RESUMEN DE SELECCIÓN DE AISLAMIENTO DEL SSDP HU-04**Cuadro 4. 3** Resumen de Selección de aisladores tipo pin y RPP

Requerimientos	Valores Calculados	Porcelana ANSI	Porcelana ANSI	Porcelana ANSI	POLIMERICO
		Pin 56-2	Pin 56-3	Pin 56-4	RPP
Longitud de la línea de fuga L [mm/pulg]	576	432/17	533/21	686/27	810
Aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial Vfi (KV)	49.67	110	125	140	160
Aislamiento necesario por sobretensiones al impulso de rayo Vi (KV)	300.3	225	265	310	290

Fuente: Elaboración propia, según los cálculo de longitud de fuga, aislamiento por sobretensión a frecuencia industrial, aislamiento por sobretensión al impulso de rayo y catálogo de aisladores tipo pin

Sobre los 4500 msnm los aisladores que cumplen son ANSI 56-4 y RPP, cuyas características se muestran en el Anexo 2.

Según el cuadro 4.3. Los aisladores existentes tipo pin en el SSDP HU-04, son: 56-2, 56-3, 56-4 y sus líneas de fuga en mm son: 432, 533 y 686. Según el cálculo de línea de fuga es 576mm. Por consiguiente el más adecuado, es el aislador tipo pin 56-4. Como también los aisladores existentes RPP-25 son de Goma de silicon, con línea de fuga de 778mm. Según el cálculo de línea de fuga es 576mm por lo tanto el más adecuado, es RPP con línea de fuga 810mm.

Cuadro 4. 4 Características Principales de los Aisladores Tipo Pin ANSI 56-2

DESCRIPCION	ANSI 56-2 (22.9 KV)
Material	Vidrio, Porcelana
Dimensiones Principales	
Diámetro	229 mm.
Altura	165 mm.
Longitud de línea de fuga	432 mm.
Diámetro agujero pin roscado	35 mm.
Características mecánicas	
Carga de flexión	13 KN
Peso neto aproximado	5.20 Kg
Características eléctricas	
<input type="checkbox"/> Tensión con onda de frente	
Escarpado de 1.2/50 µseg.	
Positiva	175 KV
Negativa	225 KV
<input type="checkbox"/> Tensión mínima de descarga.	
En seco a 60 Hz	110 KV
En lluvia a 60 Hz	70 KV
<input type="checkbox"/> Tensión mínima de perforación a 60 Hz	145 KV
<input type="checkbox"/> Voltaje típico de aplicación	23 KV
<input type="checkbox"/> Voltaje de radio influencia	
Voltaje prueba RMS a tierra	22 KV
RIV máximo a 1000 KHz	12000/100 µV

Fuente: Datos técnicos de catálogo de aisladores tipo pin

Cuadro 4. 5 Características Principales de los Aisladores Tipo Pin ANSI 56-3

DESCRIPCION	ANSI 56-3 (22.9 KV)
Material	Vidrio, Porcelana
Dimensiones Principales	
Diámetro	267 mm.
Altura	191 mm.
Longitud de línea de fuga	533 mm.
Diámetro agujero pin roscado	35 mm.
Características mecánicas	
Carga de flexión	13 KN
Peso neto aproximado	7.00 Kg
Características eléctricas	
□ Tensión con onda de frente	
Escarpado de 1.2/50 µseg.	
Positiva	200 KV
Negativa	265 KV
□ Tensión mínima de descarga.	
En seco a 60 Hz	125 KV
En lluvia a 60 Hz	80 KV
□ Tensión mínima de perforación a 60 Hz	165 KV
□ Voltaje típico de aplicación	34.5 KV
□ Voltaje de radio influencia	
Voltaje prueba RMS a tierra	30 KV
RIV máximo a 1000 KHz	16000/200 µV

Fuente: Datos técnicos de catálogo de aisladores tipo pin

Cuadro 4. 6 Características Principales de los Aisladores Tipo Pin ANSI 56-4

DESCRIPCION	ANSI 56-4 (22.9 KV)
Material	Vidrio, Porcelana
Dimensiones Principales	
Diámetro	305 mm.
Altura	241 mm.
Longitud de línea de fuga	686 mm.
Diámetro agujero pin roscado	35 mm.
Características mecánicas	
Carga de flexión	13 KN
Peso neto aproximado	11.00Kg
Características eléctricas	
<input type="checkbox"/> Tensión con onda de frente Escarpado de 1.2/50 µseg.	
Positiva	225 KV
Negativa	310 KV
<input type="checkbox"/> Tensión mínima de descarga.	
En seco a 60 Hz	140 KV
En lluvia a 60 Hz	95 KV
<input type="checkbox"/> Tensión mínima de perforación a 60 Hz	185 KV
<input type="checkbox"/> Voltaje típico de aplicación	46 KV
<input type="checkbox"/> Voltaje de radio influencia	
Voltaje prueba RMS a tierra	30 KV
RIV máximo a 1000 KHz.	16000/200 µV

Fuente: Datos técnicos de catálogo de aisladores tipo pin

Cuadro 4. 7 Características de Aisladores de Suspensión (RPP)

DESCRIPCIÓN	RPP
Material	Goma de Silicón
Dimensiones Principales	
- Diámetro	90 mm.
- Altura	517 mm.
- Long. De la línea de fuga	810 mm.
Características Mecánicas	
- Carga de trabajo	45 KN.
- Peso máximo	1.55 Kg
Características Eléctricas	
• Tensión disruptiva crítica de impulso	
- Positiva	250 KV.
- negativa	265 KV.
• Tensión mínima de descarga	
- En seco a 60 Hz	160 KV.
- En lluvia a 60 Hz	140 KV.
• Tensión mínima de perforación a 60 Hz	160 KV.
• Voltaje típico de aplicación	25/35 KV.

Fuente: Datos técnicos de catálogo de aisladores de suspensión (RPP)

4.7 CALCULO DE COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD DE SUMINISTRO

De acuerdo a los reportes de interrupciones de los años 2011, 2012 y 2013 (Anexo 03), se calcula los costos de penalización por interrupciones: no programadas, programadas por mantenimiento y programadas por expansión.

- Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)

$$D = \sum (K_i * d_i) \quad (\text{expresada en horas}) \quad (4.30)$$

- Compensaciones por interrupciones (CI)

$$CI = e \cdot E \cdot ENS \quad (4.31)$$

- Factor que toma los indicadores de calidad de suministro (E)

$$E = \left[1 + \frac{N - N'}{N'} + \frac{D - D'}{D'} \right] \quad (4.32)$$

- Energía teóricamente no suministrada (ENS)

$$ENS = ERS / (NHS - \sum di) \cdot D; \quad (\text{expresada en: kW.h}) \quad (4.33)$$

Dónde:

N : Número de interrupciones.

N' : tolerancias de número de interrupciones.

D' : tolerancias de duración total ponderada de interrupciones.

E : Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de Calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

ERS : Es la energía registrada en el semestre.

NHS : Es el número de horas del semestre.

$\sum di$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

di : Es la duración individual de la interrupción i.

Ki: Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones, programadas* por expansión o reforzamiento: $K_i = 0.25$

- Interrupciones programadas* por mantenimiento: $K_i = 0.50$

- Otras: $K_i = 1.00$

Tercera Etapa : $e = 0,35 \text{ US\$/kW.h}$

4.7.1 COMPENSACIÓN POR EL NÚMERO DE INTERRUPCIONES DEL SSDP HU-04, DEL AÑO 2011

Cuadro 4. 8 Interrupción semestral del año 2011 (enero-junio)

Tipo de interrupción	Cantidad	Duración de interrup. (h)	Factor ki	Por tipo de interrup. (ki*di)
Program. por expansión	0	0.00	0.25	0.00
Program. por mantenim.	0	0.00	0.5	0.00
No program.	59	93.52	1	93.52
Total $\Sigma(Ki*di)$				93.52
Total Σdi		93.52		

Fuente: Elaboración propia, según datos de interrupciones del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A. y la norma de calidad de suministro

Cuadro 4. 9 Compensación por interrupción semestral del año 2011 (enero-junio)

N	59
$D = \Sigma(Ki*di)$	93.52
Σdi	93.52
N'	4
D'	7
ERS (KW.H)	839345.8
NHS (H)	4320
$E=[1+(N-N')/N'+(D-D')/D']$	27.11
$ENS=ERS/(NHS-\Sigma di)*D$	18571.66
e	0.35
$CI=E*e*ENS$	\$ 176,214.12

Fuente: Elaboración propia, según los cálculos de la norma, calidad de suministro

La compensación por interrupción semestral del año 2011 (enero-junio), por mala calidad de suministro es \$ 176,214.12 (ciento setenta y seis mil doscientos catorce con 100/12) dólares.

Cuadro 4. 10 Interrupción semestral del año 2011 (julio-diciembre)

Tipo de interrupción	Cantidad	Duración de interrup. (h)	Factor ki	Por tipo de interrup. (ki*di)
Program. por expansión	3	3.16	0.25	0.79
Program. por mantenim.	1	0.50	0.5	0.25
No program.	59	182.55	1	182.55
Total $\Sigma(Ki*di)$				183.59
Total Σdi		186.21		

Fuente: Elaboración propia, según datos de interrupciones del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A. y la norma de calidad de suministro

Cuadro 4. 11 Compensación por interrupción semestral del año 2011 (julio-diciembre)

N	65
$D = \Sigma(Ki*di)$	183.59
Σdi	186.21
N'	4
D'	7
ERS (KW.H)	897996.90
NHS (H)	4416.00
$E=[1+(N-N')/N'+(D-D')/D']$	41.48
$ENS=ERS/(NHS-\Sigma di)*D$	38976.85
e	0.35
$CI=E*e*ENS$	\$ 565,828.22

Fuente: Elaboración propia, según los cálculos de la norma, calidad de suministro

La compensación por interrupción semestral del año 2011 (julio-diciembre), por mala calidad de suministro es \$ 565,828.22 (quinientos sesenta y cinco mil ochocientos venti ocho con 100/22) dólares.

La compensación por interrupción del año 2011, por mala calidad de suministro será la sumatoria de las dos compensación semestrales (enero-junio) y (julio-diciembre). Entonces es \$742,042.34 (setecientos cuarenta y dos mil cuarenta y dos con 100/34) dólares.

4.7.2 COMPENSACIÓN POR EL NÚMERO DE INTERRUPCIONES DEL SSDP HU-04 DEL AÑO 2012

Cuadro 4. 12 Interrupción semestral del año 2012 (enero-junio)

Tipo de interrupción	Cantidad	Duración de interrup. (h)	Factor ki	Por tipo de interrup. (ki*di)
Program. por expansión	0	0	0.25	0.00
Program. por mantenim.	0	0	0.5	0.00
No program.	42	102.28	1	102.28
Total $\Sigma(Ki*di)$				102.28
Total Σdi		102.28		

Fuente: Elaboración propia, según datos de interrupciones del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A. y la norma de calidad de suministro

Cuadro 4. 13 Compensación por interrupciones semestral del año 2012 (enero-junio)

N	42
$D = \Sigma(Ki*di)$	102.28
di	102.28
N'	4
D'	7
ERS (KW.H)	925664.7
NHS (H)	4368
$E=[1+(N-N')/N'+(D-D')/D']$	24.11
$ENS=ERS/(NHS-\Sigma di)*D$	22195.58
e	0.35
$CI=E*e*ENS$	\$ 187,312.23

Fuente: Elaboración propia, según los cálculos de la norma, calidad de suministro

La compensación por interrupción semestral del año 2012 (enero-junio), por mala calidad de suministro es \$ 187,312.23 (ciento ochenta y siete mil trescientos doce con 100/23) dólares.

Cuadro 4. 14 Interrupción semestral del año 2012 (julio-diciembre)

Tipo de interrupción	Cantidad	Duración de interrup. (h)	Factor ki	Por tipo de interrup. (ki*di)
Program. por expansión	0	0	0.25	0.00
Program. Por mantenim.	0	0	0.5	0.00
No program.	27	50.77	1	50.77
Total $\Sigma(Ki*di)$				50.77
Total Σdi		50.77		

Fuente: Elaboración propia, según datos de interrupciones del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A. y la norma de calidad de suministro

Cuadro 4. 15 Compensación por interrupciones semestral del año 2012 (julio-diciembre)

N	27
$D = \Sigma(Ki*di)$	50.77
di	50.77
N'	4
D'	7
ERS (KW.H)	1008698.30
NHS (H)	4416.00
$E=[1+(N-N')/N'+(D-D')/D']$	13.00
$ENS=ERS/(NHS-\Sigma di)*D$	11730.93
e	0.35
$CI=E*e*ENS$	\$ 53,385.51

Fuente: Elaboración propia, según los cálculos de la norma, calidad de suministro

La compensación por interrupción semestral del año 2012 (julio-diciembre), por mala calidad de suministro es \$ 53,385.51 (cincuenta y tres mil trescientos ochenta y cinco con 100/51) dólares.

La compensación por interrupción del año 2011, por mala calidad de suministro será la sumatoria de las dos compensación semestrales (enero-junio) y (julio-diciembre). Entonces es \$240,697.74 (doscientos cuarenta mil seiscientos noventa y siete con 100/74) dólares.

4.7.3 COMPENSACIÓN POR EL NÚMERO DE INTERRUPCIONES DEL SSDP HU-04 DEL AÑO 2013

Cuadro 4. 16 Interrupción semestral del año 2013 (enero-junio)

Tipo de interrupción	Cantidad	Duración de interrup (h)	Factor ki	Por tipo de interrup (ki*di)
Program por expansión	1	2.25	0.25	0.56
Program por mantenim	0	0	0.5	0.00
No program	17	28.12	1	28.12
Total $\Sigma(KI*DI)$				28.69
Total ΣDI		30.37		

Fuente: Elaboración propia, según datos de interrupciones del SSDP HU-04, de Electro Sur Este S.A.A. y la norma de calidad de suministro

Cuadro 4. 17 Compensación por interrupciones semestral del año 2013 (enero-junio)

N	18
$D = \Sigma(Ki*di)$	28.69
di	30.37
N'	4
D'	7
ERS (KW.H)	1,013,013.50
NHS (H)	4,344.00
$E=[1+(N-N')/N'+(D-D')/D']$	7.60
$ENS=ERS/(NHS-\Sigma di)*D$	6736.59
e	0.35
$CI=E*e*ENS$	\$ 17,914.56

Fuente: Elaboración propia, según los cálculos de la norma, calidad de suministro

La compensación por interrupción semestral del año 2013 (enero-junio), por mala calidad de suministro es \$ 17,914.56 (diecisiete mil novecientos catorce con 100/56) dólares.

La compensación por interrupción semestral del año 2013 (julio-diciembre), por mala calidad de suministro es \$ 0.00 (cero con 100/00) dólares. Por qué el número total de interrupciones por semestre es 3 y la duración ponderada de interrupciones es 1.45 horas, los cuales están dentro de las tolerancias de calidad de suministro.

Cuadro 4. 18 Resumen de compensaciones de los años 2011, 2012 y 2013

Compensaciones	semestre (enero-junio)	semestre (julio-diciembre)	total	porcentaje
Compensación por interrupciones del año 2011	\$176,214.12	\$565,828.22	\$742,042.34	74.16%
Compensación por interrupciones del año 2012	\$187,312.23	\$53,385.51	\$240,697.74	24.05%
Compensación por interrupciones del año 2013	\$17,914.56	\$0.00	\$17,914.56	1.79%
Total			\$1,000,654.64	

Fuente: Elaboración propia, según el resumen de cálculos de calidad de suministro

Del análisis de compensaciones por mala calidad de suministro durante los años 2011, 2012 y 2013, se puede afirmar lo siguiente:

Del total de compensaciones por mala calidad de suministro en el intervalo de los años 2011-2013, se muestra una decreciente de las compensaciones por mala calidad de suministro por que la empresa Electro Sur Este sede Quispicanchi ya está cambiando de alguna otra manera los accesorios del SSDP HU-04, en términos numéricos es lo siguiente: el 74.16% corresponden al año 2011, el 24.16% corresponden al año 2012 y 1.79% corresponden al año 2013.

4.8 CÁLCULO ECONÓMICO

4.8.1 FLUJO DE CAJA

Para medir la rentabilidad del proyecto los elementos a considerar son:

- los ingresos (Benéficos incrementales del SSDP HU-04):
 - Venta de energía.
 - Cargo fijo, que está relacionado con el número de clientes del SSDP HU-04.
- Dentro de los egresos (Costos incrementales o costos de la propuesta del SSDP HU-04):
 - Compra de energía.
 - Costos de operación y mantenimiento
 - Impuesto a la renta

4.8.2 PROPUESTA DE LA INVERSIÓN CON CABLE DE GUARDA

La primera propuesta planteada, es la implementación con cable de guarda a lo largo de los 301.39 Km del SSDP HU-04, incluye instalación del mástil, cable de guarda, aisladores RPP, sistemas de puesta a tierra etc.

Cuadro 4. 19 Metrado y presupuesto con cable de guarda

PROPUESTA CON CABLE DE GUARDA					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	METRADO	COSTO UNITARIO	TOTAL
A-SUMINISTRO DE MATERIALES					
1.00	MASTIL SOPORTE PARA CABLE DE GUARDA. compuesto por:				
1.01	Mastil sólido A°G° de 1" diámetro x2.04 m de altura, adecuado en la punta con 02 perno ojo en la dirección de 180 grados	Jgo.	1140.00	351.00	S/. 400,140.00
1.02	02 Abrazadera de A°G° para mastil de punta de poste, tipo U				
1.03	02 Grapa de anclaje tipo pistola				
1.04	02 Grilletes de A°G°, 16mm diámetro, 19mm abertura, 77mm pasador-seguridad				
1.05	01 Conector AL-AL Tipo Doble Via 2 pernos P/Conductor AAAC 16-120mm2				
2.00	Aislador RPP				
2.01	Aislador Suspensión de goma de Silicon RPP-25. Constituido por:	Jgo.	6160.00	150.00	S/. 924,000.00
2.02	01 Perno doble armado de 16mm x 508mm, con 4 tuercas, arandelas y contratueras.				
2.03	02 Tuerca ojo de F°G° de 16mm diámetro.				
2.04	02 Grapa de anclaje tipo pistola				
2.05	01 Conector AL-AL Tipo Doble Via 2 pernos P/Conductor AAAC 16-120mm2				
3.00	CONDUCTORES				
3.01	Conductor ACSR de 25 mm2	m	301390.00	4.00	S/. 1,205,560.00
4.00	PUESTAS A TIERRA	Jgo.	1140.00	678.00	S/. 772,920.00
4.01	Sistema de puesta a tierra constituido por:				
4.02	* 18 m de conductor de cobre desnudo, electrolítico temple suave cableado de 25 mm2.				
4.03	* 01 Pza Varilla de Cobre de 19mmx2.40 m. con punta y rosca en extremo con tuerca/contratu.				
4.04	* 01 Plantina de Bronce de 400mm x 150mm x 6 mm con Agujero al centro de 21mmØ				
4.05	* 01 Arandela Cuadrada Plana de Bronce de 150mm x 150 mm x 6mm (19mmØ)				
4.06	* 01 Conector tipo Anderson de Bronce				
4.07	* 01 Pza Conector de Al/Cu 16-70 mm2				
4.08	* 01 Cubierta Aislante de Conector				
4.09	* 50 Kilos de Sal Industrial.				
4.10	* 50 Kilos de carbon vegetal				
4.11	* Caja de Registro 50cm x 50cm x 40cm de altura, 5 cm de espesor				
4.12	* Arcilla o Bentonita				
SUB TOTAL MATERIALES					S/. 3,302,620.00
5.00	B-MONTAJE				
5.01	Desmontaje de aisladores por estructura y incluye traslado de material al almacén central de electro sur este S.A.A	Gib.	1140.00	25.00	S/. 28,500.00
5.02	Montaje de Mastil sólido A°G° de 1" diámetro x2.67m de altura, adecuado en la punta con 02 perno ojo en la dirección de 180 grados	Und.	1140.00	32.00	S/. 36,480.00
5.03	Montaje de Aislador Suspensión de goma de Silicon RPP-25, con todo sus accesorios.	Und.	6160.00	40.00	S/. 246,400.00
5.04	Tendido de Conductor ACSR de 25 mm2	km	301.39	400.50	S/. 120,706.70
5.05	Desmontaje de conductores existentes del SSDP HU-04 y tendido de las mismas.	km	301.39	620.00	S/. 186,861.80
5.06	Instalación de sistema de puesta a tierra. Incluye la instalación de todo sus accesorios.	Gib.	1140.00	172.00	S/. 196,080.00
SUB TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO					S/. 815,028.50
A	MATERIALES		S/. 3,302,620.00		
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO		S/. 815,028.50		
C	TRANSPORTE (7% DE A)	7%	S/. 231,183.40		
	GASTOS GENERALES (12% DE A+B)	12%	S/. 494,117.82		
	SUB TOTAL		S/. 4,842,949.71		
	IGV (18%)	18%	S/. 871,730.95		
TOTAL PRESUPUESTO			S/. 5,714,680.66		

Fuente: Elaboración propia, presupuesto con cable de guarda

Cuadro 4. 20 Análisis general del consumo total de energía del SSDP HU-04

ANÁLISIS GENERAL DE LA DEMANDA DEL SERVICIO, DEL SSDP HU-04																					
DESCRIPCIÓN	Años																				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Población Total	26,410	26,542	26,675	26,808	26,942	27,077	27,212	27,348	27,485	27,622	27,761	27,899	28,039	28,179	28,320	28,462	28,604	28,747	28,891	29,035	29,180
Grado de Electrificación	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
Abonados Totales	5,414	5,441	5,468	5,496	5,523	5,551	5,578	5,606	5,634	5,663	5,691	5,719	5,748	5,777	5,806	5,835	5,864	5,893	5,923	5,952	5,982
Número de abonados domésticos	3,482	3,499	3,517	3,535	3,552	3,570	3,587	3,605	3,624	3,642	3,660	3,679	3,697	3,715	3,734	3,753	3,771	3,790	3,810	3,828	3,847
Número de abonados comerciales																					
Número de abonados de Uso General	1,800	1,809	1,818	1,827	1,836	1,846	1,855	1,864	1,873	1,883	1,892	1,901	1,911	1,921	1,930	1,940	1,950	1,959	1,969	1,979	1,989
Número de abonados de peq. Industrias	132	133	133	134	135	135	136	137	137	138	139	139	140	141	142	142	143	144	144	145	146
Consumo anual por abonado doméstico	240	244	247	251	255	259	262	266	270	274	279	283	287	291	296	300	305	309	314	318	323
Consumo anual por abonado comercial																					
Consumo anual por abonado de Usos Generales	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432
Consumo anual por abonado de peq. Industrias	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400
Consumo anual de abonados domésticos (kW.h)	835,680	852,356	869,592	887,154	904,791	923,017	941,323	960,238	979,778	999,414	1,019,419	1,040,082	1,060,848	1,082,003	1,103,850	1,126,109	1,148,483	1,171,583	1,195,432	1,219,096	1,243,524
Consumo anual de abonados comerciales (kW.h)																					
Consumo anual de abonados uso general (kW.h)	777,600	781,488	785,376	789,264	793,152	797,472	801,360	805,248	809,136	813,456	817,344	821,232	825,552	829,872	833,760	838,080	842,400	846,288	850,608	854,928	859,248
Consumo anual de abonados peq. industrial (kW.h)	316,800	319,200	319,200	321,600	324,000	324,000	326,400	328,800	328,800	331,200	333,600	333,600	336,000	338,400	340,800	340,800	343,200	345,600	345,600	348,000	350,400
Consumo de energía (kW.h)	1,930,080	1,953,044	1,974,168	1,998,018	2,021,943	2,044,489	2,069,083	2,094,286	2,117,714	2,144,070	2,170,363	2,194,914	2,222,400	2,250,275	2,278,410	2,304,988	2,334,083	2,363,471	2,391,640	2,422,024	2,453,172
Calculo del consumo de Alumbrado Público																					
Puntos de Iluminación del Sistema	1,579	1,586	1,594	1,603	1,610	1,619	1,626	1,635	1,643	1,651	1,659	1,668	1,676	1,684	1,693	1,701	1,710	1,718	1,727	1,736	1,744
Consumo anual de AP del sistema (kW.h)	409,277	411,091	413,165	415,498	417,312	419,645	421,459	423,792	425,866	427,939	430,013	432,346	434,419	436,493	438,826	440,899	443,232	445,306	447,638	449,971	452,045
Consumo Total de energía del SSDP HU-04 (kW.h)	2,339,357	2,364,136	2,387,333	2,413,515	2,439,255	2,464,134	2,490,543	2,518,078	2,543,580	2,572,010	2,600,376	2,627,259	2,656,819	2,686,768	2,717,296	2,745,888	2,777,315	2,808,777	2,839,279	2,871,995	2,905,217

Fuente: Elaboración propia, según el número total de abonados, tasa de crecimiento poblacional (INEI) y consumo de energía mensual por abonados (Electro Sur Este S.A.A)

Cuadro 4. 21 Costos incrementales por compra de energía, operación, mantenimiento e impuesto a la renta

COSTOS INCREMENTALES DEL SSDP HU-04																					
A precios privados (S/.)																					
RUBRO	Años																				
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
COSTO TOTAL INVERSION del PIP (precios privados)	5714681																				-1904894
B. Costo de Operación y Mantenimiento con Proyecto																					
Compra de Energía		749714	757071	765374	773536	781426	789801	798533	806620	815635	824631	833156	842530	852028	861690	870776	880742	890719	900392	910767	921302
Costo de Operación y Mantenimiento		114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294	114294
Impuesto a la Renta		297576	301457	305809	310187	314314	318807	323394	327686	332496	337283	341757	346762	351835	356941	361790	367062	372397	377520	383015	388666
COSTO TOTAL de OyM		1161584	1172821	1185477	1198017	1210033	1222901	1236220	1248599	1262425	1276207	1289207	1303586	1318157	1332924	1346859	1362097	1377409	1392206	1408076	1424262
C. Costo de Operación y Mantenimiento sin Proyecto																					
Compra de Energía																					
Costo de Operación y Mantenimiento																					
Impuesto a la Renta																					
COSTO TOTAL de OyM																					
TOTAL COSTOS INCREMENTALES	5714681	1161584	1172821	1185477	1198017	1210033	1222901	1236220	1248599	1262425	1276207	1289207	1303586	1318157	1332924	1346859	1362097	1377409	1392206	1408076	-480631

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 4. 22 Beneficios incrementales por venta de energía

BENEFICIOS INCREMENTALES DEL SSDP HU-04																					
(A precios privados S/.)																					
RUBRO	Años																				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	A. SITUACION CON PROYECTO																				
Venta de energía domésticos	850387	867584	885104	902701	920885	939149	958020	977515	997106	1017064	1037679	1058398	1079504	1101300	1123508	1145830	1168877	1192671	1216280	1240652	
Venta de energía comerciales																					
Venta de energía uso general	779683	783562	787441	791320	795630	799509	803388	807267	811577	815456	819335	823645	827955	831834	836144	840454	844333	848643	852953	857263	
Venta de energía peq. Industrial	318463	318463	320857	323252	323252	325646	328040	328040	330435	332829	332829	335224	337618	340013	340013	342407	344802	344802	347196	349591	
Venta de energía alumbrado público	57240	57529	57854	58107	58431	58684	59009	59298	59586	59875	60200	60489	60777	61102	61391	61716	62004	62329	62654	62943	
Cargo Fijo	253477	254734	256039	257297	258601	259859	261163	262468	263819	265123	266428	267779	269130	270481	271832	273183	274534	275931	277282	278680	
Beneficios con Proyecto	2259250	2281871	2307295	2332676	2356799	2382847	2409620	2434588	2462523	2490348	2516471	2545534	2574984	2604730	2632887	2663589	2694550	2724376	2756366	2789128	
B. SITUACION SIN PROYECTO																					
Beneficios sin Proyecto																					
C. BENEFICIOS INCREMENTALES (A-B)	2259250	2281871	2307295	2332676	2356799	2382847	2409620	2434588	2462523	2490348	2516471	2545534	2574984	2604730	2632887	2663589	2694550	2724376	2756366	2789128	

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 4. 23 Beneficios netos

VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS																						
(A Precios Privados)																						
SUB SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA HUARO 04 (SSDP HU-04)																						
RUBRO	Años																					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
1	BENEFICIOS INCREMENTALES		2,259,250	2,281,871	2,307,295	2,332,676	2,356,799	2,382,847	2,409,620	2,434,588	2,462,523	2,490,348	2,516,471	2,545,534	2,574,984	2,604,730	2,632,887	2,663,589	2,694,550	2,724,376	2,756,366	2,789,128
2	COSTOS INCREMENTALES	5,714,681	1,161,584	1,172,821	1,185,477	1,198,017	1,210,033	1,222,901	1,236,220	1,248,599	1,262,425	1,276,207	1,289,207	1,303,586	1,318,157	1,332,924	1,346,859	1,362,097	1,377,409	1,392,206	1,408,076	-480,631
	BENEFICIOS NETOS	-5,714,681	1,097,666	1,109,050	1,121,818	1,134,659	1,146,765	1,159,945	1,173,400	1,185,989	1,200,098	1,214,140	1,227,264	1,241,947	1,256,828	1,271,805	1,286,028	1,301,492	1,317,141	1,332,170	1,348,290	3,269,759

INDICADORES	Indicadores
ECONOMICOS	SSDP HU-04
Tasa de Descuento %	10%
VAN \$/.	4,639,498
TIR (%)	19.9%

Fuente: Elaboración propia, según VAN y TIR

4.8.3 PROPUESTA DE INVERSIÓN CON SISTEMA DE PARARRAYOS

La segunda propuesta planteada, es la implementación con pararrayos a lo largo de 301.39 Km del SSDP HU-04, serán ubicados cada 2000m de línea y en las derivaciones de línea, de tal forma se instalarán 336 unidades de pararrayo. En 151 estructuras trifásicas, bifásicas y monofásicas.

Cuadro 4. 24. Metrado y presupuesto con pararrayos

PROPUESTA CON PARARRAYOS					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	METRADO	COSTO UNITARIO	TOTAL
A-SUMINISTRO DE MATERIALES					
1.00	PARARRAYOS. Constituido por:	Jgo.	366.00	370.00	S/. 135,420.00
1.10	01 Pararrayos unipolares de 24 KV. de tension nominal y 10 KA., 170 KV BIL.				
1.20	01 Conector AL-AL Tipo Doble Via 2 pemos P/Conductor AAAC 16-120mm2				
2.00 AISLADORES Y ACCESORIOS					
2.01	Aislador de porcelana tipo PIN clase ANSI 56 - 4. Constituido por:	Jgo.	3080.00	95.00	S/. 292,600.00
2.02	01 Espiga para cruceta de F°G°, para Aislador PIN 56-4				
2.03	01 Varilla de armar preforma simple				
2.04	2m Alambre para amarre de aluminio recocido de 10 mm2				
2.05	01 Grilletes de A°G°, 16mmdiametro, 19mm abertura, 77mm pasador-seguridad				
3.00 Aislador RPP					
3.01	Aislador Suspension de goma de Silicon RPP-26. Constituido por:	Jgo.	270.00	150.00	S/. 40,500.00
3.02	01 Perno doble armado de 16mm x 508mm, con 4 tuercas, arandelas y contratuercas.				
3.03	01 Tuerca ojo de F°G° de 16mm diametro.				
3.04	01 Grapa de anclaje tipo pistola				
3.05	01 Cinta plana de armar de aluminio				
4.00 CONDUCTORES					
4.01	Conductor de Aleacion de Aluminio tipo AAAC de 70 mm2.	m	8.00	23.45	S/. 187.56
4.02	Conductor de Aleacion de Aluminio tipo AAAC de 50 mm2.	m	6.00	78.80	S/. 472.77
4.03	Conductor de Aleacion de Aluminio tipo AAAC de 35 mm2.	m	4.20	334.26	S/. 1,403.89
4.04	Conductor de Aleacion de Aluminio tipo AAAC de 25 mm2.	m	4.00	818.55	S/. 3,274.20
4.05	Conductor de Aleacion de Aluminio tipo AAAC de 16 mm2.	m	2.50	67.47	S/. 168.68
5.00 PUESTAS A TIERRA					
5.01	Sistema de puesta a tierra constituido por:	Jgo.	151.00	678.00	S/. 102,378.00
5.02	* 18 m de conductor de cobre desnudo, electrolitico temple suave cableado de 25 mm2.				
5.03	* 01 Pza Varilla de Cobre de 19mmx2.40 m. con punta y rosca en extremo con tuerca/contratu.				
5.04	* 01 Platinilla de Bronce de 400mm x 150mm x 6 mm con Agujero al centro de 21mmØ				
5.05	* 01 Arandela Cuadrada Plana de Bronce de 150mm x 150 mm x 6mm (19mmØ)				
5.06	* 01 Conector tipo Anderson de Bronce				
5.07	* 01 Pza Conector de Al/Cu 16-70 mm2				
5.08	* 01 Cubierta Aislante de Conector				
5.09	* 50 Kilos de Sal Industrial.				
5.10	* 50 Kilos de carbon vegetal				
5.11	* Caja de Registro 50cn x 50cm x 40cm de altitud, 5 cm de espesor				
5.12	* Arcilla o Bentonita				
SUB TOTAL MATERIALES					S/. 676,405.10
B-MONTAJE					
6.01	Desmontaje y montaje de aisladores tipo pin, Incluye la instalació de todo sus accesorios.	Und.	3080.00	65.00	S/. 200,200.00
6.02	Desmontaje de pararrayos extentes	Und.	10.00	45.00	S/. 450.00
6.03	Instalación del Paramayos unipolares de 24 KV. de tension nominal y 10 KA., 170 KV BIL. Incluye la instalación de todo sus accesorios y la conexión del conductor de cobre del sistema de puesta a tierra	Und.	366.00	65.00	S/. 23,790.00
6.04	Instalación del Aislador Suspension de goma de Silicon RPP-25. Incluye la instalación de todo sus accesorios	Und.	270.00	40.00	S/. 10,800.00
6.05	Instalación de sistema de puesta a tierra. Incluye la instalación de todo sus accesorios.	Und.	151.00	172.00	S/. 25,972.00
SUB TOTAL MONTAJE ELECTROMECANICO					S/. 261,212.00
A	MATERIALES			S/. 576,405.10	
B	MONTAJE ELECTROMECANICO			S/. 261,212.00	
C	TRANSPORTE (7% DE A)	7%		40348.35679	
	GASTOS GENERALES (12% DE A+B)	12%		S/. 100,514.05	
	SUB TOTAL			S/. 978,479.51	
	IGV (18%)	18%		S/. 176,126.31	
TOTAL PRESUPUESTO				S/. 1,164,606.82	

Fuente: Elaboración propia, presupuesto con pararrayos

Cuadro 4. 25 Análisis general del consumo total de energía del SSDP HU-04

ANÁLISIS GENERAL DE LA DEMANDA DEL SERVICIO, SSDP HU-04																					
DESCRIPCIÓN	Años																				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Poblacion Total	26,410	26,542	26,675	26,808	26,942	27,077	27,212	27,348	27,485	27,622	27,761	27,899	28,039	28,179	28,320	28,462	28,604	28,747	28,891	29,035
Grado de Electrificación	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
Abonados Totales	5,414	5,441	5,468	5,496	5,523	5,551	5,578	5,606	5,634	5,663	5,691	5,719	5,748	5,777	5,806	5,835	5,864	5,893	5,923	5,952	5,982
Número de abonados domésticos	3,482	3,489	3,517	3,535	3,552	3,570	3,587	3,605	3,624	3,642	3,660	3,679	3,697	3,715	3,734	3,753	3,771	3,790	3,810	3,828	3,847
Número de abonados comerciales																					
Número de abonados de Uso General	1,800	1,809	1,818	1,827	1,836	1,846	1,855	1,864	1,873	1,883	1,892	1,901	1,911	1,921	1,930	1,940	1,950	1,959	1,969	1,979	1,989
Número de abonados de peq. Industrias	132	133	133	134	135	135	136	137	137	138	139	139	140	141	142	142	143	144	144	145	146
Consumo anual por abonado doméstico	240	244	247	251	255	259	262	266	270	274	279	283	287	291	296	300	305	309	314	318	323
Consumo anual por abonado de Usos Generales	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432
Consumo anual por abonado de peq. Industrias	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400
Consumo anual de abonados domésticos (kW.h)	835,680	852,356	869,592	887,154	904,791	923,017	941,323	960,238	979,778	999,414	1,019,419	1,040,082	1,060,848	1,082,003	1,103,850	1,126,109	1,148,483	1,171,583	1,195,432	1,219,096	1,243,524
Consumo anual de abonados uso general (kW.h)	777,600	781,488	785,376	789,264	793,152	797,472	801,360	805,248	809,136	813,456	817,344	821,232	825,552	829,872	833,760	838,080	842,400	846,288	850,608	854,928	859,248
Consumo anual de abonados peq. industrial (kW.h)	316,800	319,200	319,200	321,600	324,000	324,000	326,400	328,800	328,800	331,200	333,600	333,600	336,000	338,400	340,800	340,800	343,200	345,600	345,600	348,000	350,400
Consumo de energía (kW.h)	1,930,080	1,953,044	1,974,168	1,998,018	2,021,943	2,044,489	2,069,083	2,094,286	2,117,714	2,144,070	2,170,363	2,194,914	2,222,400	2,250,275	2,278,410	2,304,989	2,334,083	2,363,471	2,391,640	2,422,024	2,453,172
Calculo del consumo de Alumbrado Público																					
Puntos de Iluminación del Sistema	1,579	1,586	1,594	1,603	1,610	1,619	1,626	1,635	1,643	1,651	1,659	1,668	1,676	1,684	1,693	1,701	1,710	1,718	1,727	1,736	1,744
Consumo anual de AP en el SSDP HU-04 en (kW.h)	409,277	411,091	413,165	415,498	417,312	419,645	421,459	423,792	425,866	427,939	430,013	432,346	434,419	436,493	438,826	440,899	443,232	445,306	447,638	449,971	452,045
Consumo Total de energía en Sist. SSDP HU-04 (kW.h)	2,339,357	2,364,136	2,387,333	2,413,515	2,439,255	2,464,134	2,490,543	2,518,078	2,543,580	2,572,010	2,600,376	2,627,259	2,656,819	2,686,768	2,717,236	2,745,888	2,777,315	2,808,777	2,839,279	2,871,995	2,905,217

Fuente: Elaboración propia, según el número total de abonados, tasa de crecimiento poblacional (INEI) y consumo de energía mensual por abonados (Electro Sur Este S.A.A)

Cuadro 4. 26 Costos incrementales por compra de energía, operación, mantenimiento e impuesto a la renta

COSTOS INCREMENTALES DEL SSDP HU-04																					
A precios privados (\$/.)																					
RUBRO	Años																				
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
COSTO TOTAL INVERSION del PIP (precios privados)	1154606																				-384869
B. Costo de Operación y Mantenimiento con Proyecto																					
Compra de Energía		749714	757071	765374	773536	781426	789801	798533	806620	815635	824631	833156	842530	852028	861690	870776	880742	890719	900392	910767	921302
Costo de Operación y Mantenimiento		23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092	23092
Impuesto a la Renta		366363	370244	374597	378974	383102	387595	392182	396473	401283	406070	410544	415550	420623	425729	430577	435849	441184	446308	451803	457454
COSTO TOTAL de OyM		1139170	1150407	1163063	1175603	1187620	1200488	1213806	1226185	1240011	1253793	1266793	1281172	1295743	1310511	1324445	1339683	1354995	1369792	1385662	1401848
C. Costo de Operación y Mantenimiento sin Proyecto																					
Compra de Energía																					
Costo de Operación y Mantenimiento																					
Impuesto a la Renta																					
COSTO TOTAL de OyM																					
TOTAL COSTOS INCREMENTALES	1154606	1139170	1150407	1163063	1175603	1187620	1200488	1213806	1226185	1240011	1253793	1266793	1281172	1295743	1310511	1324445	1339683	1354995	1369792	1385662	1016980

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 4. 27 Beneficios incrementales por venta de energía

BENEFICIOS INCREMENTALES DEL SSDP HU-04 (A precios privados S/.)																					
RUBRO	Años																				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	A. SITUACION CON PROYECTO																				
Venta de energía domésticos	850387	867584	885104	902701	920885	939149	958020	977515	997106	1017064	1037679	1058398	1079504	1101300	1123508	1145830	1168877	1192671	1216280	1240652	
Venta de energía comerciales																					
Venta de energía uso general	779683	783562	787441	791320	795630	799509	803388	807267	811577	815456	819335	823645	827955	831834	836144	840454	844333	848643	852953	857263	
Venta de energía peq. Industrial	318463	318463	320857	323252	323252	325646	328040	328040	330435	332829	332829	335224	337618	340013	340013	342407	344802	344802	347196	349591	
Venta de energía alumbrado público	57240	57529	57854	58107	58431	58684	59009	59298	59586	59875	60200	60489	60777	61102	61391	61716	62004	62329	62654	62943	
Cargo Fijo	253477	254734	256039	257297	258601	259859	261163	262468	263819	265123	266428	267779	269130	270481	271832	273183	274534	275931	277282	278680	
Beneficios con Proyecto	2259250	2281871	2307295	2332676	2356799	2382847	2409620	2434588	2462523	2490348	2516471	2545534	2574984	2604730	2632887	2663589	2694550	2724376	2756366	2789128	
B. SITUACION SIN PROYECTO																					
Beneficios sin Proyecto																					
C. BENEFICIOS INCREMENTALES (A-B)	2259250	2281871	2307295	2332676	2356799	2382847	2409620	2434588	2462523	2490348	2516471	2545534	2574984	2604730	2632887	2663589	2694550	2724376	2756366	2789128	

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 4. 28 Beneficios netos

VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS																						
(A Precios Privados)																						
SUB SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA HUARO 04 (SSDP HU-04)																						
RUBRO	Años																					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
1	BENEFICIOS INCREMENTALES		2,259,250	2,281,871	2,307,295	2,332,676	2,356,799	2,382,847	2,409,620	2,434,588	2,462,523	2,490,348	2,516,471	2,545,534	2,574,984	2,604,730	2,632,887	2,663,589	2,694,550	2,724,376	2,756,366	2,789,128
2	COSTOS INCREMENTALES	1,154,606	1,139,170	1,150,407	1,163,063	1,175,603	1,187,620	1,200,488	1,213,806	1,226,185	1,240,011	1,253,793	1,266,793	1,281,172	1,295,743	1,310,511	1,324,445	1,339,683	1,354,995	1,369,792	1,385,662	1,016,980
	BENEFICIOS NETOS	-1,154,606	1,120,080	1,131,464	1,144,232	1,157,073	1,169,179	1,182,359	1,195,814	1,208,402	1,222,512	1,236,554	1,249,678	1,264,361	1,279,241	1,294,219	1,308,442	1,323,906	1,339,554	1,354,584	1,370,703	1,772,148

INDICADORES	Indicadores
ECONOMICOS	SSDP HU-04
Tasa de Descuento %	10%
VAN \$.	9,164,453
TIR (%)	98.1%

Fuente: Elaboración propia, según indicadores VAN y TIR

Cuadro 4. 29 Indicadores de rentabilidad

RESUMEN DE INDICADORES DE RENTABILIDAD		
INDICADORES	CON CABLE DE GUARDA	CON PARARRAYOS
INVERSIÓN	S/. 5,714,680.66	S/. 1,154,605.82
VAN	S/. 4,639,497.98	S/. 9,164,453.20
TIR	19.85%	98.08%
BENEFICIOS	S/. 44,839,668.83	S/. 44,839,668.83
COSTOS	S/. 22,972,382.36	S/. 22,572,133.66
B/C	1.95	1.99
PLAZO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN	6 AÑOS	2 AÑOS
PROYECTO	RENTABLE	RENTABLE

Fuente: Elaboración propia.

Del Cuadro 4.29, la primera propuesta con cable de guarda y la segunda propuesta con pararrayos son rentables, porque los indicadores VAN son mayores a cero ($VAN > 0$), y el tiempo de recuperación de las inversiones son de 6 y 2 años respectivamente.

4.8.4 RESUMEN DEL DESARROLLO Y DETERMINACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

- Por el método electrogeométrico se demuestra que:

$$d_c = 9.06 \text{ m}$$

$$d = 11.11 \text{ m}$$

Entonces se encuentra en la Zona III: $d \geq d_c$, los Rayos caerán al cable de Guarda por consiguiente tendrá un apantallamiento adecuado.

- Según el Método probabilístico de salidas del sistema con cable de guarda y sin cable de guarda. Indica que sin cable de guarda registra 32.32 salidas de descargas por año en 100 km de línea, mientras con cable de guarda registra 0.17 salidas de descargas por año en 100km de línea. Por lo tanto es recomendable con cable de guarda.

- Los aisladores existentes tipo pin en el SSDP HU-04, son: 56-2, 56-3, 56-4 y sus líneas de fuga en mm son: 432, 533 y 686. Según el cálculo de línea de fuga es 576mm. Por consiguiente el más adecuado, es el aislador tipo pin 56-4. Como también los aisladores existentes RPP-25 son de Goma de silicon, con línea de fuga de 778mm. Según el cálculo de línea de fuga es 576mm por lo tanto el más adecuado, es RPP con línea de fuga 810mm.
- Los pararrayos autovalvulares de Óxido de Zinc, serán de 24KV, IR=10KV, BIL=170KV, Clase Distribución, de conexión directa, para la tensión nominal de 22.9 KV; Se ubicarán de acuerdo a la configuración de los conductores, la protección con el pararrayos será en todas las fases, Los pararrayos calculados se instalaran en las derivaciones de línea y cada 2000m en la línea; con fines de atenuar las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, de manera que la sobretensión en el SSDP HU-04, sean fácilmente disipadas.
- Del análisis de compensaciones por mala calidad de suministro durante los años 2011, 2012 y 2013, se puede afirmar lo siguiente:
Del total de compensaciones por mala calidad de suministro en el intervalo de los años 2011-2013, se muestra una decreciente de las compensaciones por mala calidad de suministro por que la empresa Electro Sur. Este sede Quispicanchi ya está cambiando de alguna otra manera los accesorios del SSDP HU-04, en términos numéricos es lo siguiente: el 74.16% corresponden al año 2011, el 24.16% corresponden al año 2012 y 1.79% corresponden al año 2013.
- De los resultados de la evaluación económica con cable de guarda y pararrayos, se demuestra que el indicador VAN con pararrayos es mayor, que el VAN con cable de guarda. Entonces se recomienda la propuesta con pararrayos porque brindará mayor beneficio.

Cuadro 4. 30 Comparación de las Ventajas y Desventajas de las Alternativas Evaluadas de la Coordinación de Aislamiento del SSDP HU-04.

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
CABLE DE GUARDA (PROPUESTA I)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Técnicamente la protección es adecuada contra descargas atmosféricas. ➤ Económicamente es rentable. ➤ Plazo de recuperación de la inversión es 6 años. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ La implementación tiene un costo alto. ➤ Según la geometría de los conductores es más complicada la instalación. ➤ La implementación del cable de guarda es en todo el trayecto de la línea. ➤ La utilización del cable de guarda requiere una estructura adicional sobre el poste, lo cual reducirá su capacidad de utilización.
SISTEMA DE PARARRAYOS AUTOVALVULARES (PROPUESTA II)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Técnicamente la protección es adecuada contra descargas atmosféricas. ➤ Económicamente es rentable. ➤ Plazo de recuperación de la inversión es 2 años. ➤ La instalación es sencilla. ➤ En el peso son livianos. ➤ Se puede Instalar en los puntos más convenientes 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Protección de la línea después de las sobretensiones.
CUERNO DE ARQUEO (PROPUESTA III)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ La instalación es sencilla. ➤ Bajo costo de adquisición. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Protección restringida en el sistema de distribución. ➤ La tensión de disparo depende en alto grado de la polaridad. ➤ El arco no se extingue por sí mismo, debido a la naturaleza capacitivo del dispositivo. ➤ los explosores provocan un corto circuito al funcionar

Fuente: Elaboración Propia.

CAPITULO V

SIMULACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS SELECCIONADAS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO, UTILIZANDO EL PROGRAMA ATP

5.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realiza un estudio del comportamiento de las líneas de distribución frente a descargas atmosféricas directas, determinando la magnitud de las sobretensiones ocasionadas por dicho fenómeno, para lo que se ha implementado un modelo con el programa de transitorios electromagnéticos ATP [22] (Alternative Transients Program), describiremos brevemente su funcionamiento y representación de componentes, para luego poder modelar los sistemas deseados. Las magnitudes de las sobretensiones se obtienen mediante simulaciones digitales en dicho programa. También es presentar los resultados del análisis de la simulación del efecto transitorio que se realizan para los casos de impacto de descarga en un conductor de fase, en el cable de guarda y en la estructura considerando distintos valores de resistencias de pie de estructura.

También se realiza el estudio paramétrico mediante el cual se determinan los parámetros de mayor influencia en los valores máximos de las sobretensiones producidas por dicho fenómeno.

Para la simulación del evento se inicia con la descripción del evento, las condiciones previas del mismo y su configuración. Luego con esta información se construye y simula el modelo del sistema bajo el suceso dinámico con el ATP; para luego analizar e interpretar los resultados numéricos - gráficos precisando en valores por unidad, así como las consecuencias y soluciones adoptadas después de la falla en el sistema.

5.2 PROGRAMA DE SIMULACIÓN ATP

El programa computacional ATP (Alternative Transients Programs), es un software que nos permite simular los fenómenos transitorios que son de naturaleza electromagnética, electromecánica y de sistemas de control en sistemas polifásicos y monofásicos de un sistema eléctrico de potencia. [19]

EL ATP fue desarrollado a fines de la década del sesenta por el Dr. Hermann W. DOMMEL, quien cedió el programa a la Bonneville Power Administration (BPA). La comercialización del producto comenzó en 1984 por el "EMTP Development Coordination Group" y por el "Electric Power Research Institute (EPRI)" de Palo Alto, California. El nombre de ATP recién se lo da en 1984 cuando los doctores Meyers y Liu no aprobaron la comercialización del producto EMTP por parte de BPA. Entonces el doctor Meyers en su tiempo libre comenzó un nuevo programa basado en una copia del EMTP de BPA que era de dominio público. Desde entonces el software ATP ha estado desarrollándose continuamente por medio de contribuciones internacionales, por ejemplo en la universidad de Bélgica existe un grupo a cargo del desarrollo del ATP.

Cabe recalcar que ATP no es un software libre, esto quiere decir que para utilizarlo se debe obtener una licencia, la licencia es gratis para todo aquel que no ha participado en la venta o comercio de EMTP.

ATP es una herramienta diseñada para analizar, tanto en individualidad como en su conjunto, los diferentes elementos que componen un sistema eléctrico, así como los sistemas de control asociados a los equipos eléctricos.

El ATP es el programa madre de la variedad de simuladores de género como: ATP/EMTP, EMTP, PSCAD, MatTRAN, NETOMAC, SimPOW, DigSilent, MATHLAB y otros.

Los estudios que utilizan ATP tienen objetivos que se pueden clasificar en 2 categorías:

- 1.- Es el diseño en el cual se incluyen el dimensionamiento de los equipos, coordinación de aislamiento, nivel de tensión, diseño de los elementos de protección.

2.- Es la solución de los problemas de operación, estos suelen ser fallas en las líneas, análisis de sobretensiones, análisis de transitorios.

5.3 ESTRUCTURA DE FUNCIONAMIENTO DEL ATP

Existe el ATP en los sistemas operativos (SO) más usuales, el programa que se utiliza en este trabajo, corren bajo el SO Windows de la Microsoft. El ATP es un programa modular, su simulación se realiza generalmente en tres pasos que se entrelazan y son:
[15]

5.3.1 PREPROCESADOR ATPDRAW

Es un programa en entorno Windows, que actúa como programa central del paquete completo, ya que se pueden controlar la ejecución de cualquier programa integrado en el paquete desde el ATPDraw. Es un editor gráfico (GUI Interfaz de Usuario Gráfica) que dispone de una lista muy completa de modelos de los componentes necesarios para representar un sistema eléctrico en código ATP. Entonces se selecciona el componente del circuito y se tiene que especificar algunos parámetros:

- Editor interno para crear y corregir archivos de datos.
- Editor de iconos para objetos definidos por el usuario, permite además la modificación de los iconos instalados por defecto.
- Posibilidad de emplear varias ventanas.
- Prestaciones para copiar, pegar, importar, exportar, ect.
- Ayuda en línea.

5.3.2 PROCESADOR TPBIG

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

5.3.3 POSTPROCESADORES GRÁFICOS

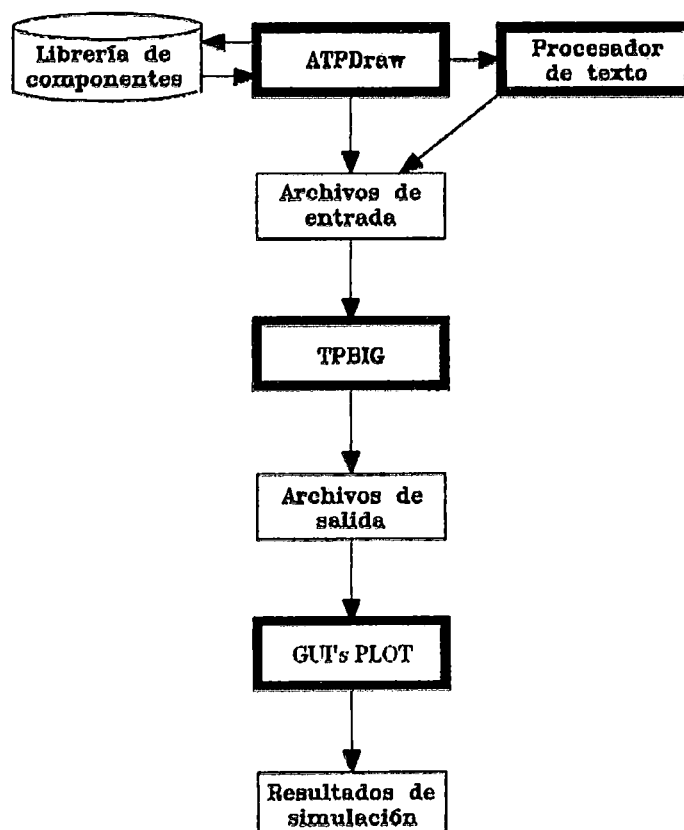
Son programas para procesar los resultados de una simulación de forma gráfica (oscilogramas), llamados también GUI's PLOT (Interfaces de Usuario Gráfica de Curvas), entre los más conocidos son: PlotXY, GTPPLOT, TOP y otros.

Las características principales del programa son:

- Una interfaz gráfica para fácil comunicación entre usuario y programa.
- Corre en código de 32 bits, operación más rápida.
- Escala automática y cursos para ver los valores en formato numérico.
- Graficar hasta tres archivos diferentes en forma simultanea y cada archivo hasta con 8 curvas.

El funcionamiento modular del ATP se muestra en la figura 5.1

Figura 5. 1 Diagrama de funcionamiento del ATP.



Fuente: Programas Auxiliares ATPDraw. [22]

5.4 APLICACIONES DEL ATP

Las aplicaciones que se pueden realizar con el ATP, han sido agrupadas en dos grandes secciones: [15]

1. Desarrollo de modelos.
2. Librerías de componentes y Tipos de estudios a su vez, en este último grupo se tiene (análisis de transitorios, etc.).

En el análisis de transitorios en sistemas eléctricos de potencia, los transitorios son originados por operaciones de maniobra, averías y otras principalmente como las descargas atmosféricas.

Estos procesos pueden originar sobretensiones, sobrecorrientes, tensiones anormales y transitorios electromecánicos. El análisis de este tipo de procesos son de utilidad para estudiar la coordinación entre componentes del sistema y dispositivos de protección o escoger el valor nominal del mencionado.

La simulación de procesos transitorios es un aspecto importante en el diseño de componentes y dispositivos de protección, así como en estudios de coordinación entre ambos.

5.5 MODELO IMPLEMENTADO EN EL ATP DE LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN HU-04

El modelo aplicado es a un tramo de la línea de distribución HU-04, en donde se determina la zona y sus características, con mayor número de incidencias de descargas atmosféricas que ocasiona una falla en el dispositivo de aislamiento lo que ocasiona la salida de la línea.

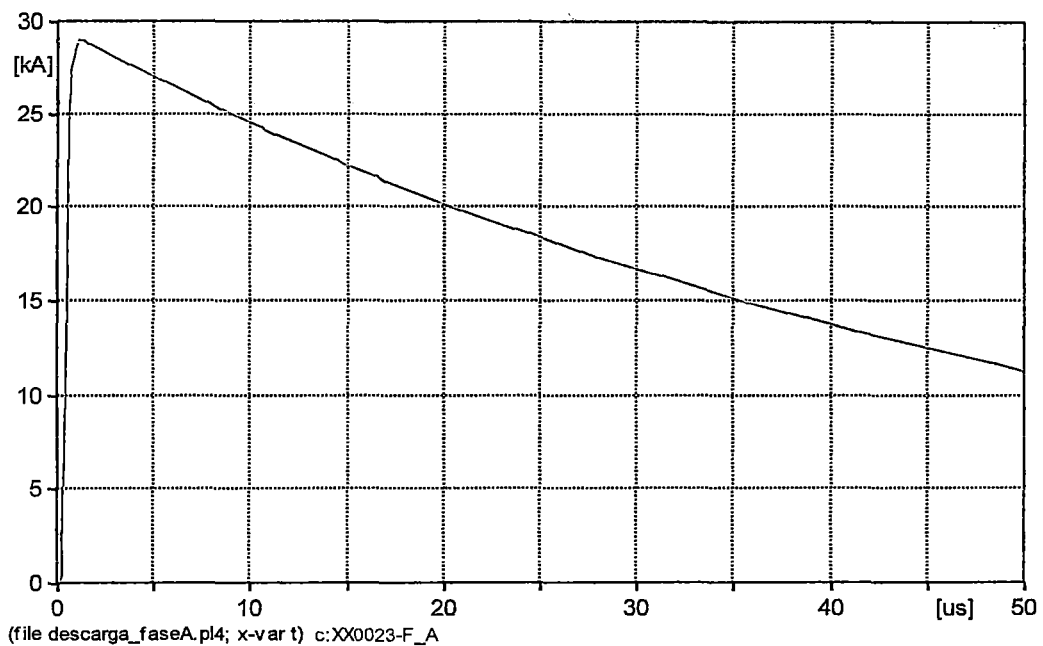
Los elementos representados son los siguientes:

- Descarga atmosférica
- Línea de distribución.
- Estructura de distribución (poste de distribución).
- Resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Aisladores.
- Pararrayos.

5.5.1 DESCARGA ATMOSFÉRICA

Para el estudio, la descarga atmosférica es representada por una fuente de corriente. ATP que dispone de varios modelos de fuentes para la simulación de fenómenos transitorios. En este estudio se utilizó la fuente de corriente (type 15), con una amplitud de 30KA (con variación de corriente) y una onda de 1.2/50 μ s .Ver figura 5.2 que es aceptada por la Comisión Internacional De Electrotecnia (IEC).

Figura 5. 2 Representación de la corriente del rayo.

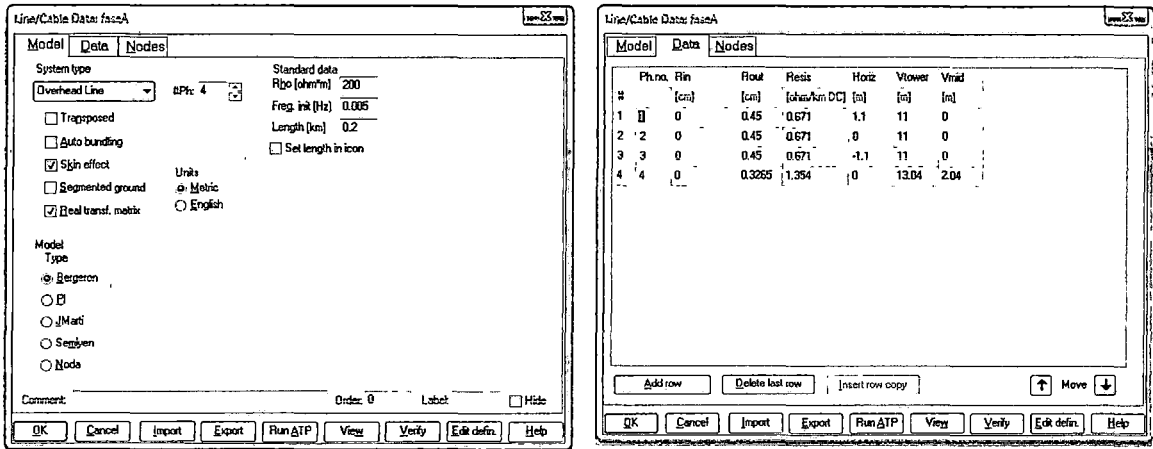


Fuente: Simulación en el programa ATP.

5.5.2 LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN

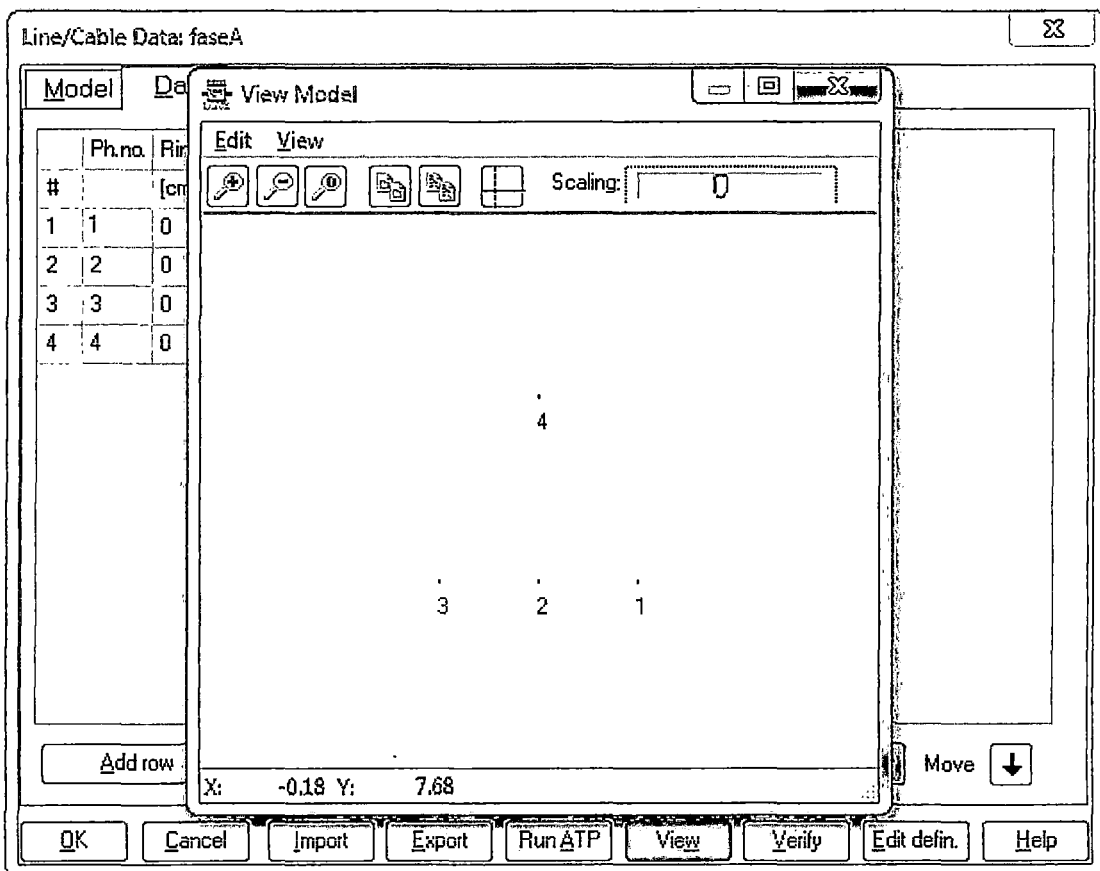
El ATP dispone de la librería llamada "Line Constans" que permite calcular los parámetros de líneas de distribución. Los conductores de fase se modelan como tres fases acopladas entre sí, mediante el modelo LCC, a una frecuencia de 5KHz (lo que se denomina el modelo de Bergerón). La longitud promedio del vano es de 200m. La figura 5.3 muestra el modelo de línea utilizado y en la figura 5.4 se muestra las características de la línea.

Figura 5. 3 Modelo de línea para conductores de fase.



Fuente: Ventanas de ingreso de datos del programa ATP.

Figura 5. 4 Características del modelo de conductor utilizado.

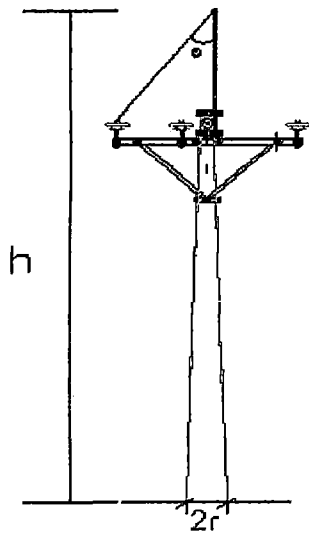


Fuente: Ventana de ingreso de datos del programa ATP.

5.5.3 POSTE DE DISTRIBUCIÓN

Se representa como una impedancia, se modela como un tramo de línea ideal sin pérdidas y está dada por (para poste de concreto):

Figura 5. 5 Poste de distribución según a la geometría aplicada.



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

Donde:

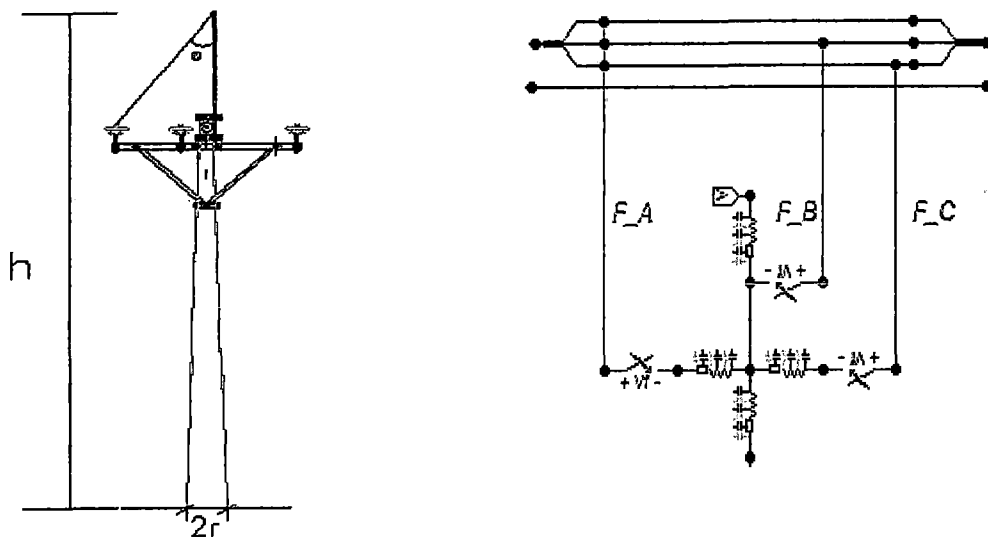
Z_p : Impedancia del poste (Ω)

h : Altura dl poste (m)

r : Radio de la base (m)

Fuente: Elaboración propia.

Figura 5. 6 Modelamiento del poste de distribución en ATP.



Fuente: Elaboración propia.

5.5.4 RESISTENCIA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para determinar la resistencia de puesta a tierra frente a impulsos de frente de onda rápido se utilizó el modelo de resistencia a la base del apoyo, Teniendo en cuenta la corriente límite I_g que produce la ionización del terreno.

$$R = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (5.2)$$

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \times \frac{E_0 \rho}{R_0^2} \quad (5.3)$$

Donde:

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

I : Corriente de descarga (15KA)

I_g : Corriente límite (KA), que representa la corriente que produce la ionización del terreno.

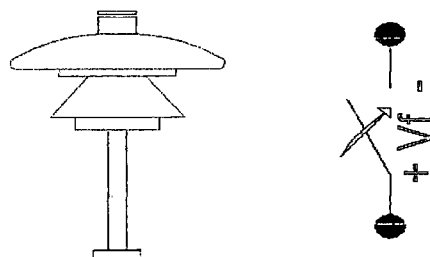
E_0 : Gradiente de ionización del terreno (Valor recomendado: 400kV/m)

ρ : Resistividad del terreno (Ohms-m)

5.5.5 AISLADORES

Los aisladores se modelan como suiches tipo "gap" controlados por voltaje.

Figura 5. 7 Modelamiento de los aisladores mediante interruptores controlados en ATP.

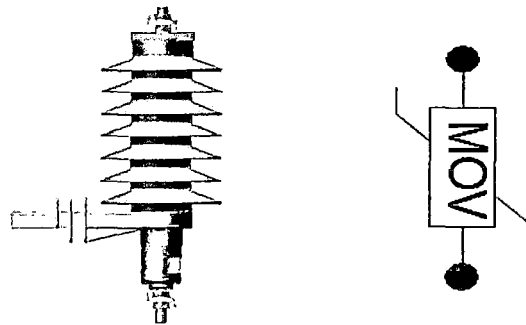


Fuente: Componentes del programa ATP.

5.5.6 PARARRAYOS

El pararrayos debe ser modelado con la característica de operación para descargas atmosféricas (8/20 μ s) proporcionadas por los fabricantes. El modelo utilizado en ATP para representar el pararrayos es el MOV, tipo 92 tal como se muestra en la figura 5.8.

Figura 5. 8 Modelamiento del pararrayos en ATP.



Fuente: Componentes del programa ATP.

5.6 MODELO EQUIVALENTE EN EL ATP DE LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN HU-04

Una vez seleccionado los diferentes modelos para los distintos elementos involucrados en una descarga atmosférica, es necesario armar el sistema a ser simulado.

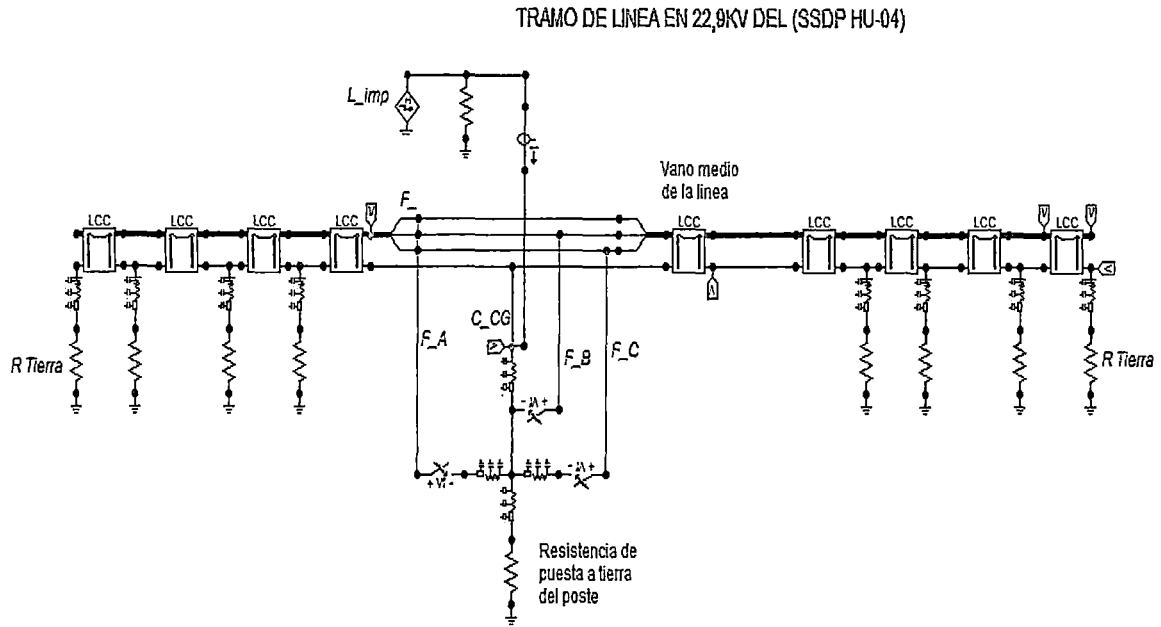
Cuando una descarga atmosférica alcanza una estructura de distribución, a medio vano, etc. La onda de corriente provocada por dicha descarga, viaja hacia los dos lados de la línea produciendo sobretensiones también en los postes más cercanos.

El disturbio no afecta a toda la línea pues a medida que avanza va disminuyendo su efecto hasta atenuarse. El diagrama del modelo a implementarse es mostrado en la figura 5.9

Un aspecto de elevada importancia al simular descarga atmosférica en el conductor de fase es la terminación de la línea de distribución con el fin de evitar las reflexiones.

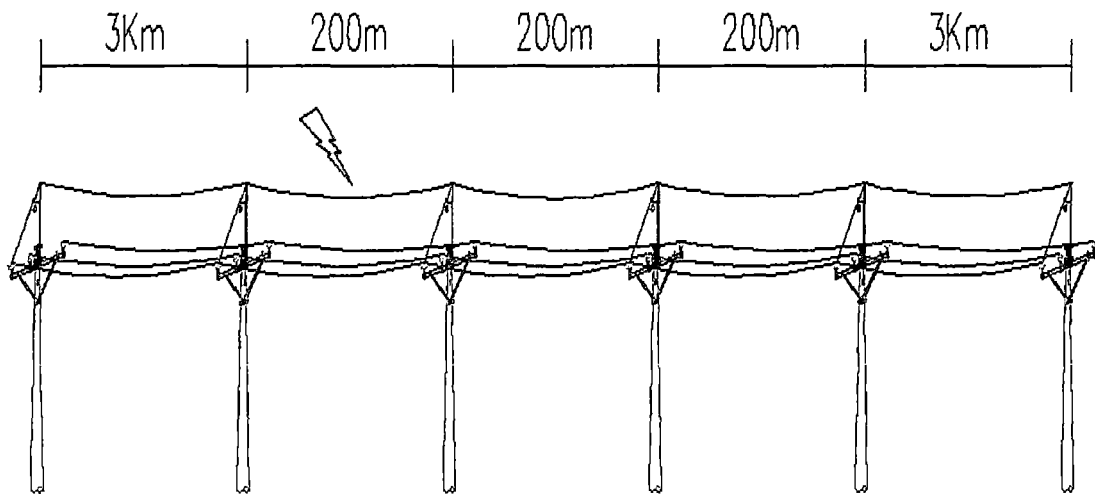
En este trabajo se utilizará la alternativa de colocar vanos de 200 m y un tramo de línea largo de 3km. que aunque presenta ciertos problemas de memoria y velocidad de ejecución de la simulación es el más adecuado para este caso.

Figura 5. 9 Modelo a implementarse de la línea de distribución HU-04 en ATP, con cable de guarda.



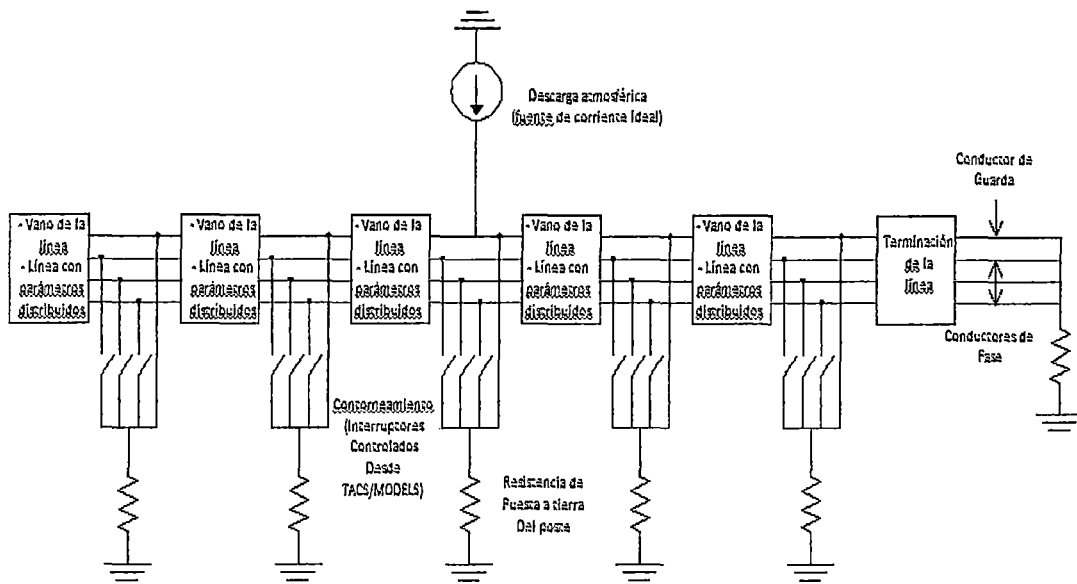
Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Figura 5. 10 Diagrama pictórico del tramo de línea estudiada.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 5. 11 Diagrama de cajas (Postes y vanos representados para la incidencia del Rayo).



Fuente: Elaboración propia.

5.7 SIMULACIONES Y RESULTADOS

5.7.1 SIMULACIONES EN ATP

A continuación se presentan los resultados del análisis de las simulaciones del efecto transitorio debido a una descarga atmosférica en un conductor de fase, cable de guarda y en la estructura de distribución donde se considera distintos valores de resistencia en el SPAT.

Se considera que el sistema trifásico está balanceado, por lo tanto al realizar la simulación aplicando una descarga atmosférica en una fase, el resultado que se obtenga dependerá de la geométrica de la estructura, que a continuación se describen.

5.7.2 SIMULACIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE CUANDO CAE EN EL CONDUCTOR DE LA FASE A.

Se utiliza los siguientes datos:

LÍNEA: CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDA

- Longitud media del vano: 200m
- Altura del conductor de fase: 11m
- Altura del conductor del cable de guarda más mástil: 13.04m
- Sección del conductor: 50mm²

- Sección del conductor del cable de guarda: 25mm²
- Diámetro exterior del conductor: 9.0mm
- Diámetro exterior del cable de guarda: 6.53mm
- Resistencia eléctrica a 20°C del conductor: 0.671Ω/km
- Resistencia eléctrica a 20°C del conductor del cable de guarda : 1.354Ω/km
- Distancia entre las fases del conductor: 1.10m

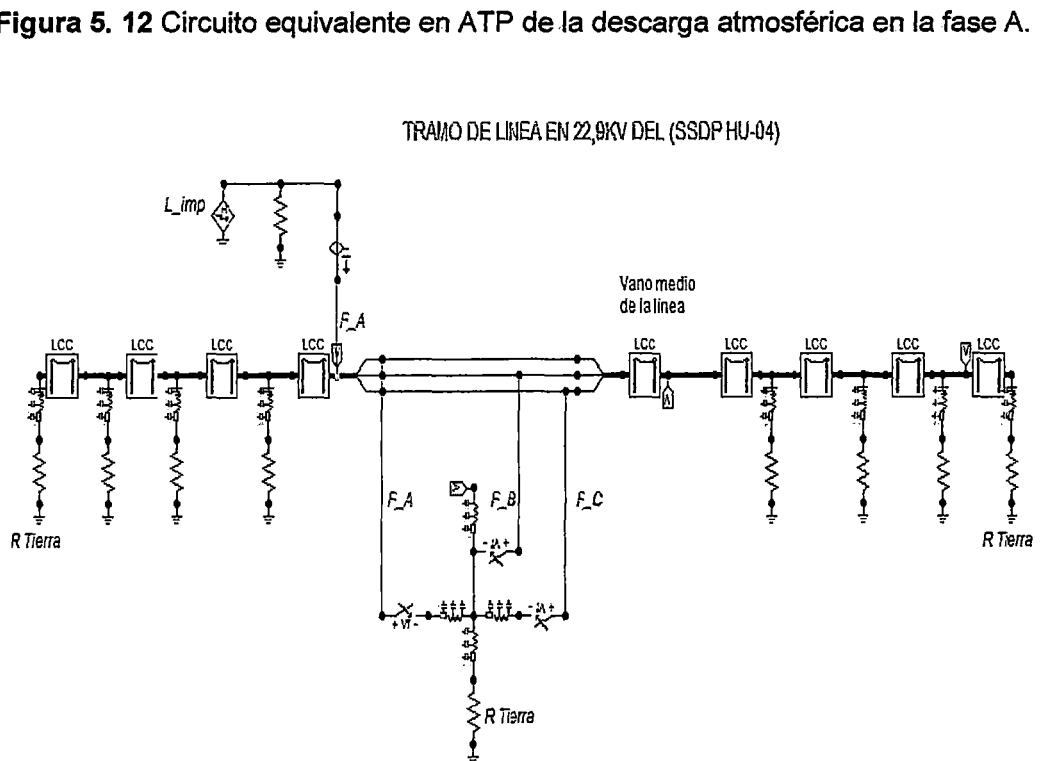
POSTE:

- Altura: 13m
- Diámetro base: 335mm
- Resistencia de puesta a tierra: 10 a 20Ω
- Impedancia del poste concreto: 282Ω

AISLADORES Y PARARRAYOS:

- Aislador pin: 56-4
- Aislador suspensión: RPP 25
- Pararrayos ZnO: 24KV

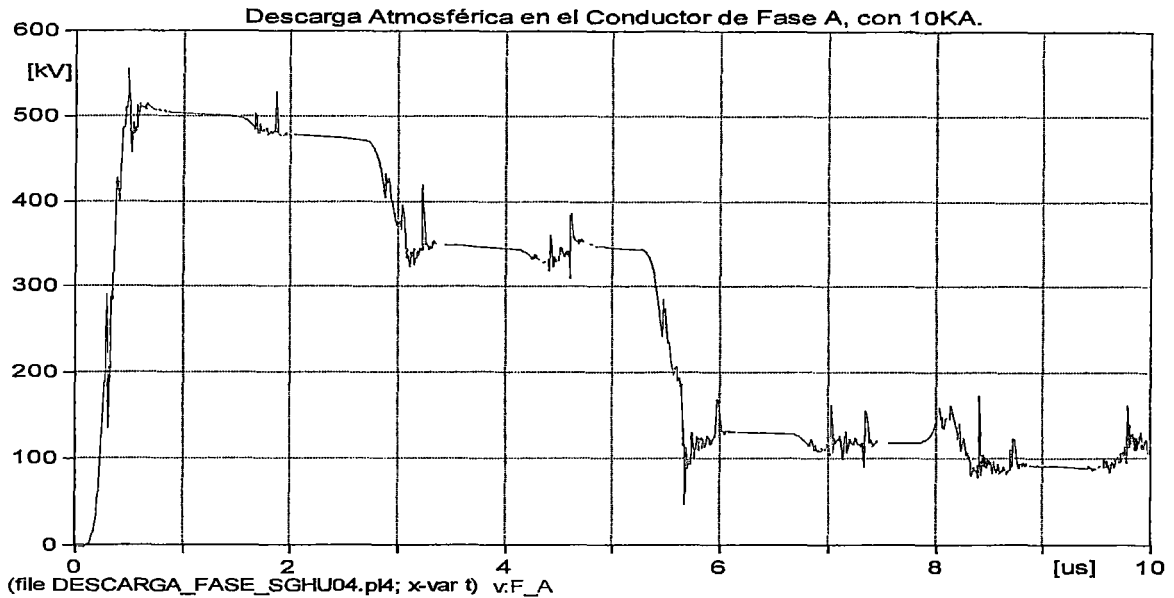
En la figura 5.12 se muestra el circuito actual en ATP para dicho efecto transitorio en la fase A.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

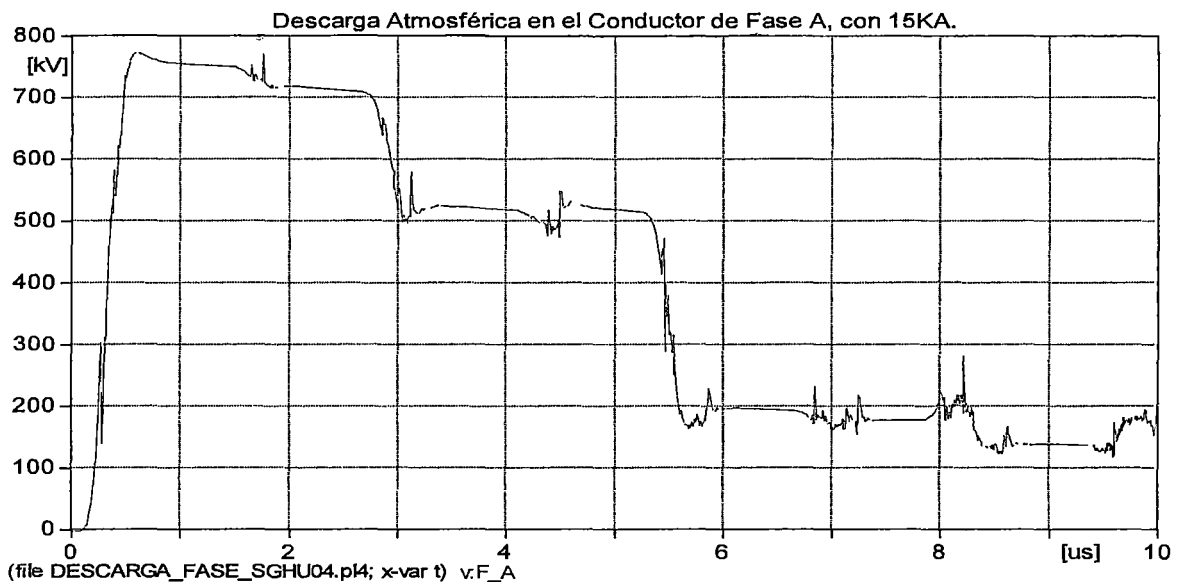
A continuación se muestran en las siguientes figuras 5.13, 5.14 y 5.15 las formas de ondas por la descarga atmosférica en la fase A con diferentes valores de corriente y una resistencia de puesta a tierra de 77.7 Ohms promedio del tramo de línea actual.

Figura 5. 13 Sobretensión en la fase A impactada por el rayo, con 10KA

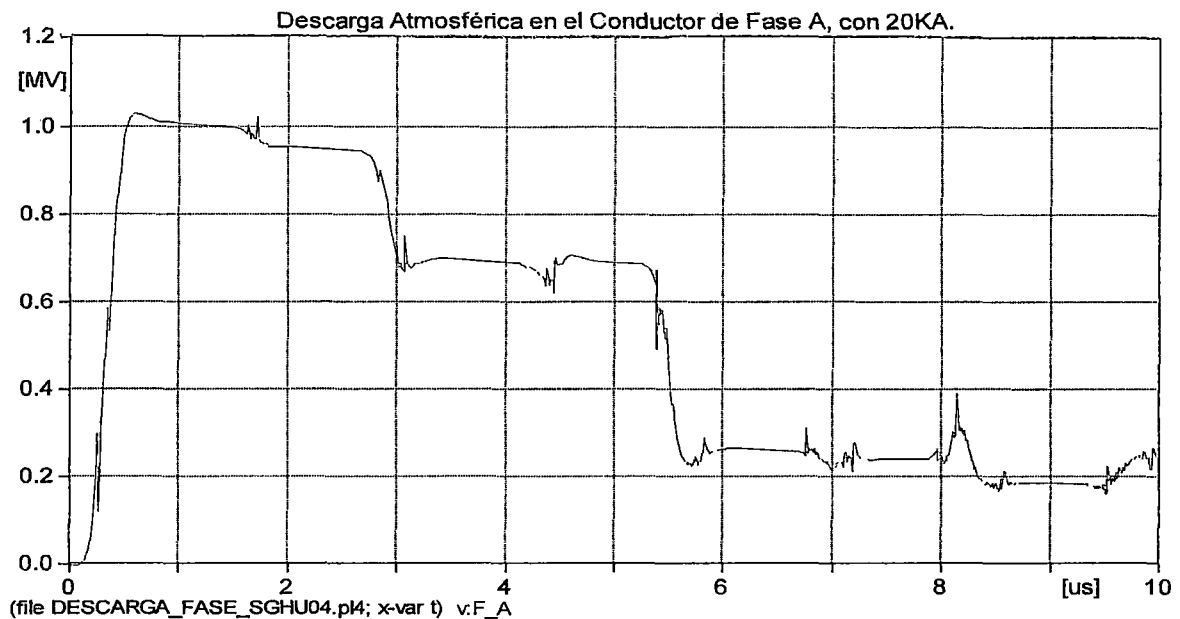


Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Figura 5. 14 Sobretensión en la fase A impactada por el rayo, con 15KA



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Figura 5. 15 Sobretensión en la fase A impactada por el rayo, con 20KA.

Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Como se puede observar las figuras anteriores, que al modificar las corriente de la descarga atmosférica la forma de onda que se produce en el mismo tiempo de onda del rayo establecida en (1.2/50 μ s), lo que provoca una sobretensión en el orden de (MV) con respecto del sistema de 22,9KV.

Al llegar al tiempo de 50 μ s el sistema comienza a estabilizarse y el efecto transitorio tiende a desaparecer. El efecto producido por onda viajera que se refleja y refracta produciendo aumentos de tensión y corriente, se debe a que no encuentra discontinuidades a lo largo de la línea haciendo que la única variación presente sea un amortiguamiento debido a la parte resistiva de la línea.

Cuadro 5. 1 Comparación de la descarga atmosférica en la Fase A

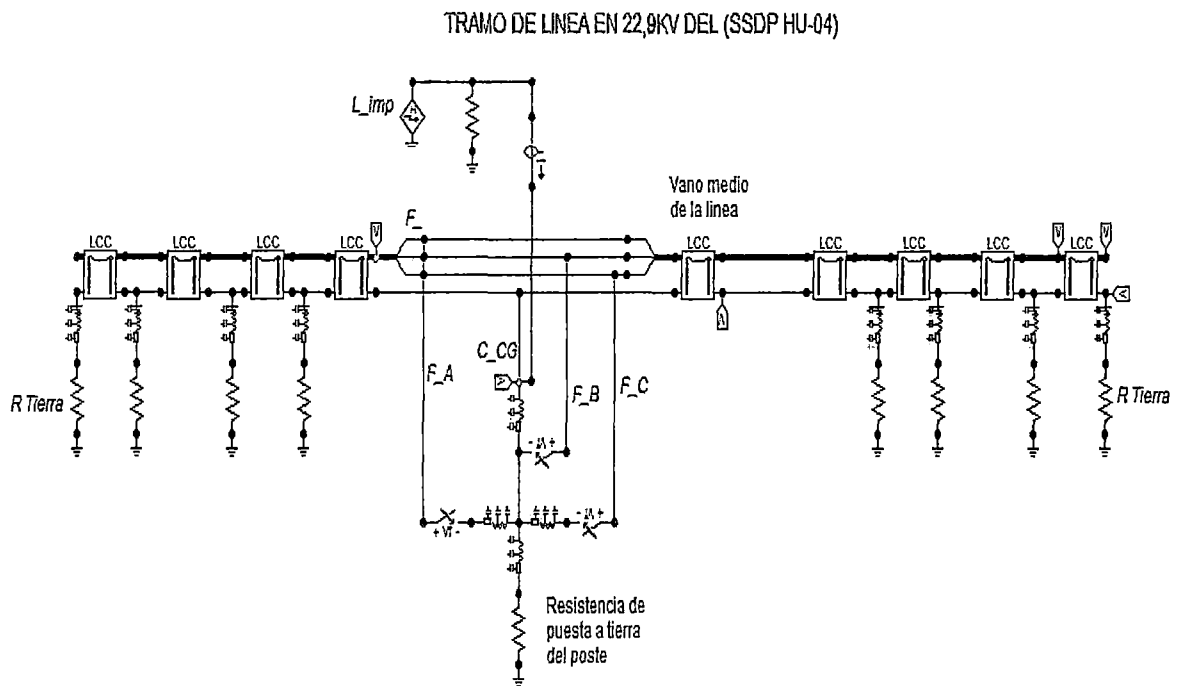
Sobretensión Obtenida al impacto de rayo (KV y MV)	Corriente de la descarga atmosférica (KA)	Tiempo del valor de pico de la onda (μ s)	Tiempo del valor de cola de la onda (μ s)
550 (KV)	10	1.2	50
774 (KV)	15	1.2	50
1.03 (MV)	20	1.2	50

Fuente: Elaboración propia.

5.7.3 SIMULACIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE CUANDO CAE EN EL CABLE DE GUARDA

En la figura 5.16 se muestra el circuito implementado en ATP para dicho efecto transitorio en el cable de guarda.

Figura 5. 16 Circuito equivalente en ATP de la descarga atmosférica en el cable de guarda.

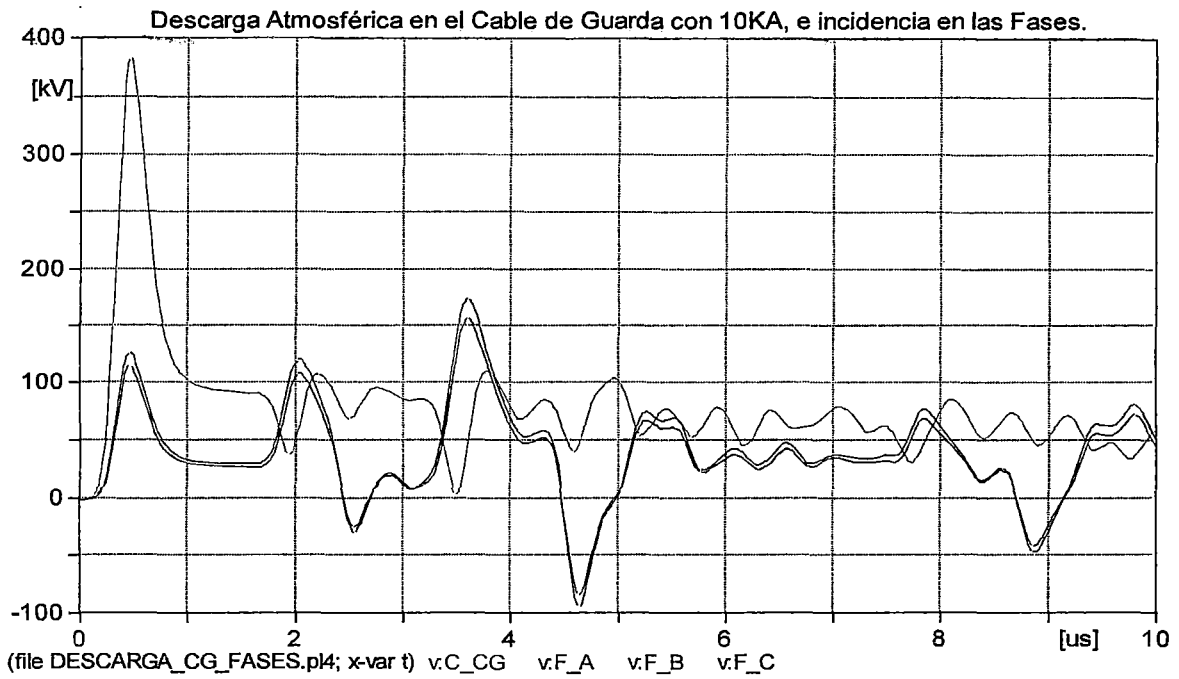


Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

El cable de guarda es un conductor que está diseñado con menor resistencia para que las descargas atmosféricas caigan en él sin afectar el sistema, conduciendo la descarga a tierra, por lo que se disipa en el sistema de puesta a tierra (SPAT) hasta eliminarse.

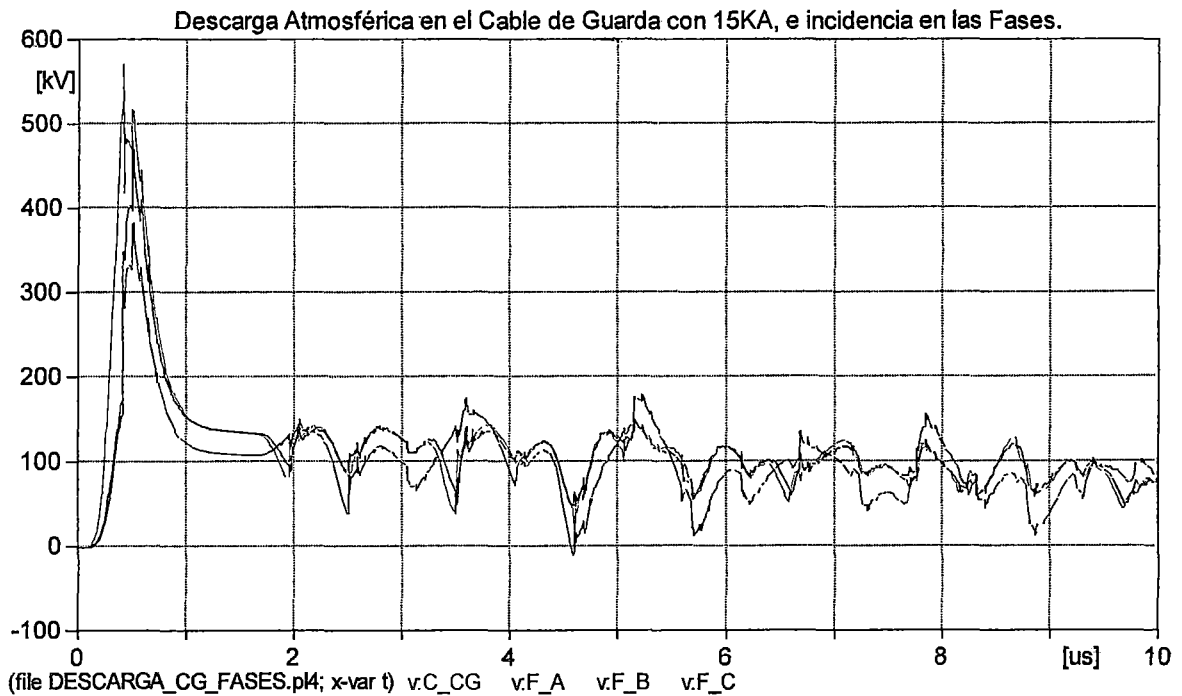
A continuación se muestran en las siguientes figuras 5.17, 5.18 y 5.19 las formas de ondas por la descarga atmosférica en el cable de guarda con diferentes valores de corriente y sobretensiones inducidas en los conductores de fase del circuito, con una resistencia de 10 ohms de PAT.

Figura 5. 17 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 10KA, e incidencia en las fases.



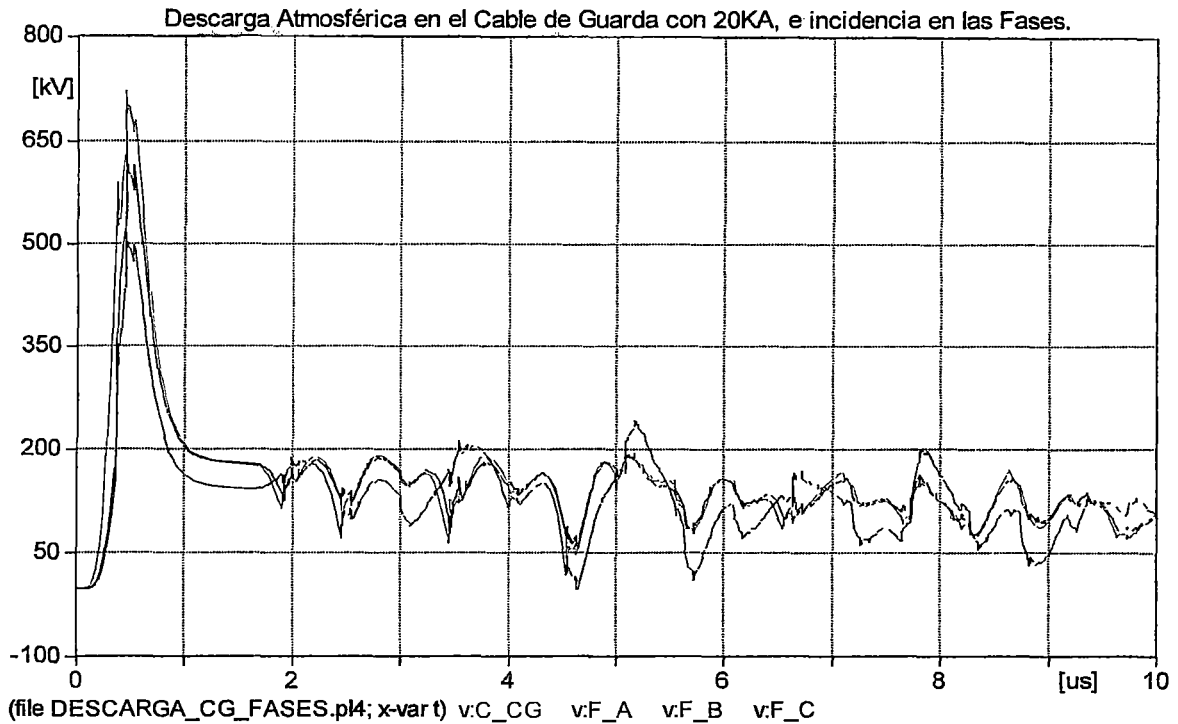
Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Figura 5. 18 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, e incidencia en las fases.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Figura 5. 19 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 20KA, e incidencia en las fases.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Se observa en las figuras anteriores que al llegar a 50μs la onda se va a tierra atenuándose hasta disiparse en el sistema de PAT.

Cuadro 5. 2 Comparación de la descarga atmosférica en el cable de guarda (CG).

Sobretensión obtenida al impacto de rayo en CG (KV)	Corriente de la descarga atmosférica (KA)	Tiempo del valor de pico de la onda (μs)	Tiempo del valor de cola de la onda (μs)
384	10	1.2	50
530	15	1.2	50
723	20	1.2	50

Fuente: Elaboración propia.

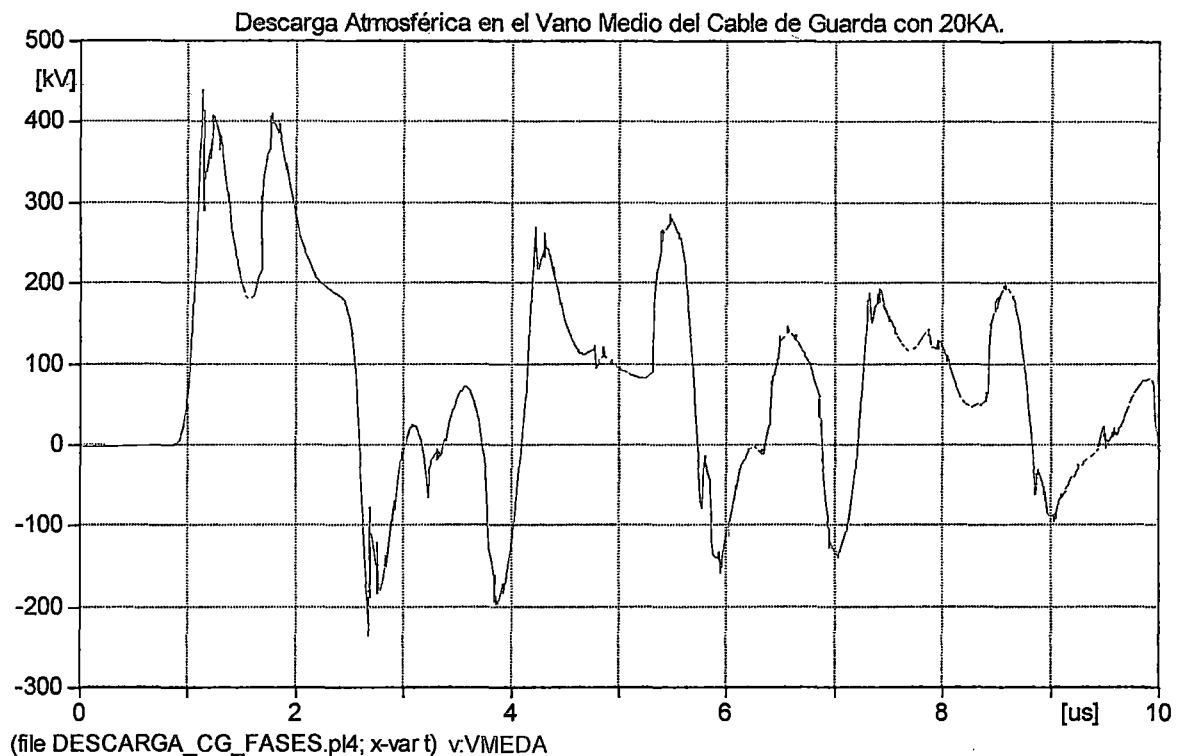
Se considera que una descarga atmosférica que cae en una estructura de distribución ocasiona el mismo efecto que si cae en el cable de guarda, esto, porque están interconectadas a un mismo punto, es decir tanto el cable de guarda como la estructura están conectados a tierra física (SPAT).

Es por eso dicha simulación en la estructura de distribución es igual a la simulación anterior con cable de guarda.

La mayoría de las descargas atmosféricas no impactan directamente en la estructura de distribución sino en algún punto del vano, desde el cual la onda de corriente emprende el viaje hacia las estructuras adyacentes.

La sobretensión ocasionada en el punto de incidencia alcanza alguno Kilovoltios, sin embargo, el valor pico de la onda de sobretensión que llega a la estructura es menor al voltaje producido si la descarga se produciría directamente la estructura. Ver figura 5.20.

Figura 5. 20. Sobretensión en el vano medio del cable de guarda impactada por el rayo con 20KA.

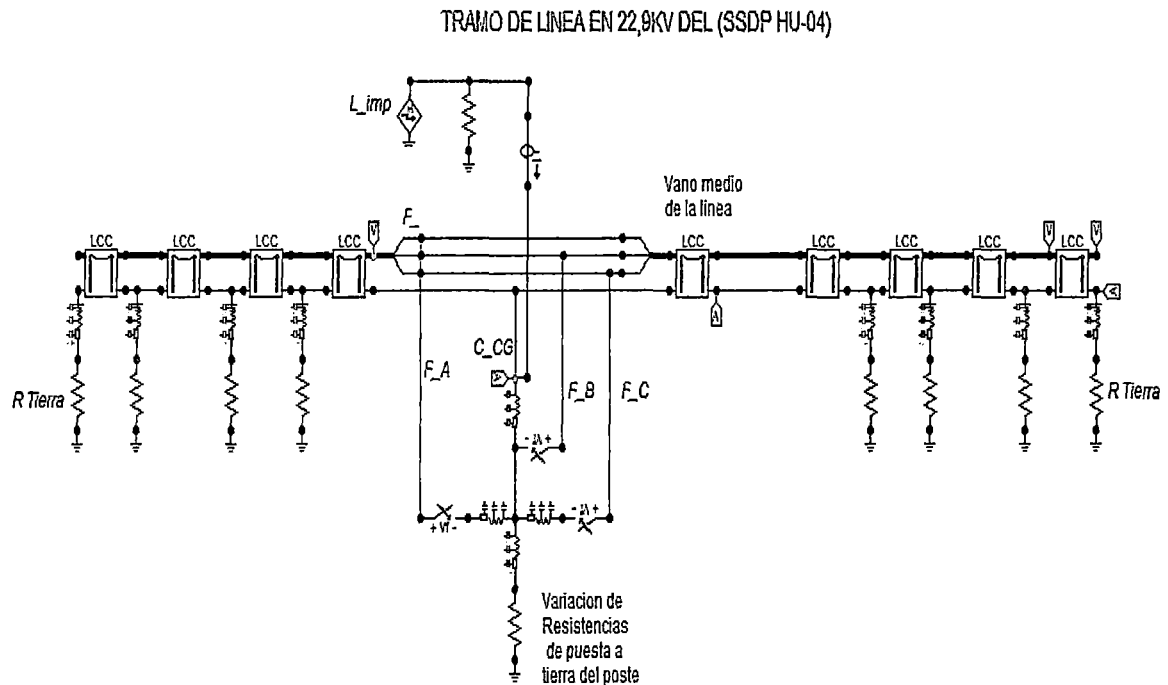


Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

5.7.4 SIMULACIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA CON DISTINTOS VALORES DE RESISTENCIA EN EL PIE DE ESTRUCTURA PARA UNA CORRIENTE DE 15KA

En la figura 5.21 se muestra el circuito implementado en ATP para dicha falla.

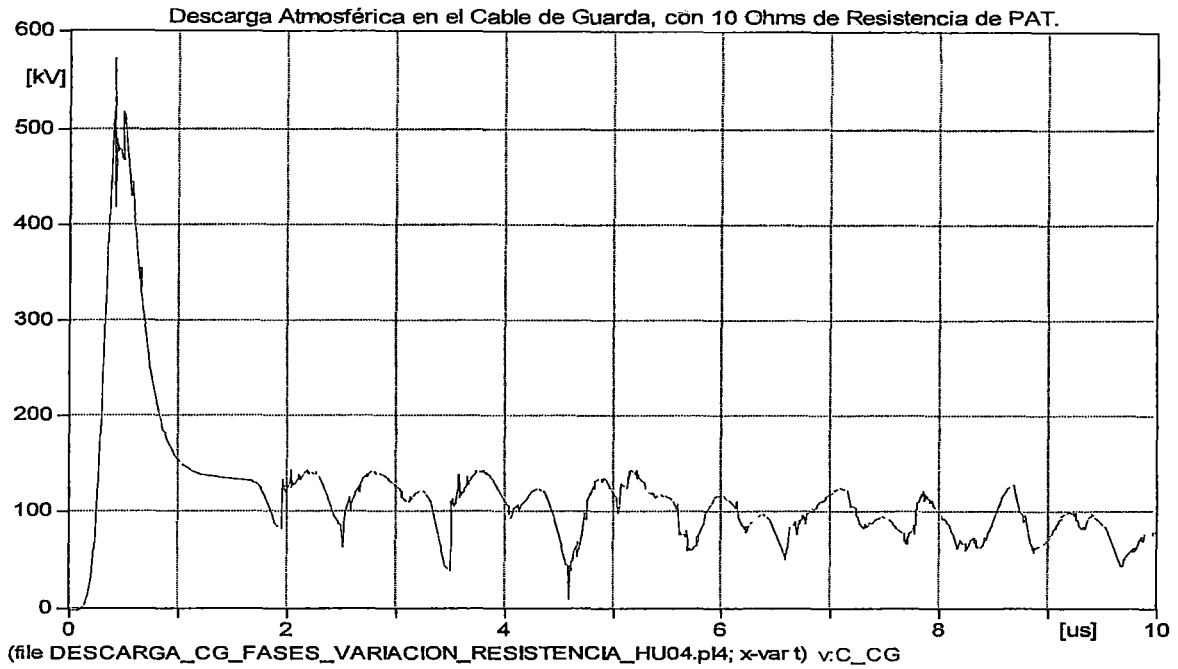
Figura 5. 21 Circuito equivalente en ATP de la descarga atmosférica en el cable de guarda con distintos valores de resistencia.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

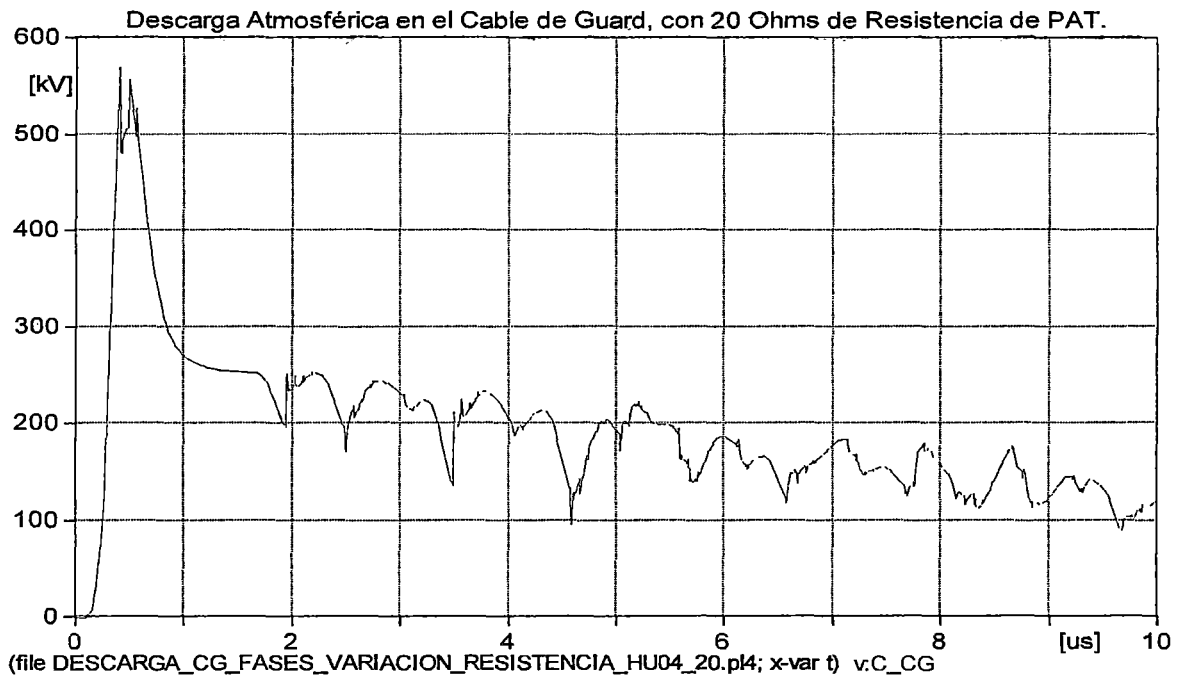
A continuación se muestran en las siguientes figuras 5.22, 5.23 y 5.24 las formas de ondas por la descarga atmosférica en el cable de guarda con distintos valores de resistencia en la PAT, con una corriente de 15KA.

Figura 5. 22 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, con 10 ohms de resistencia de PAT.



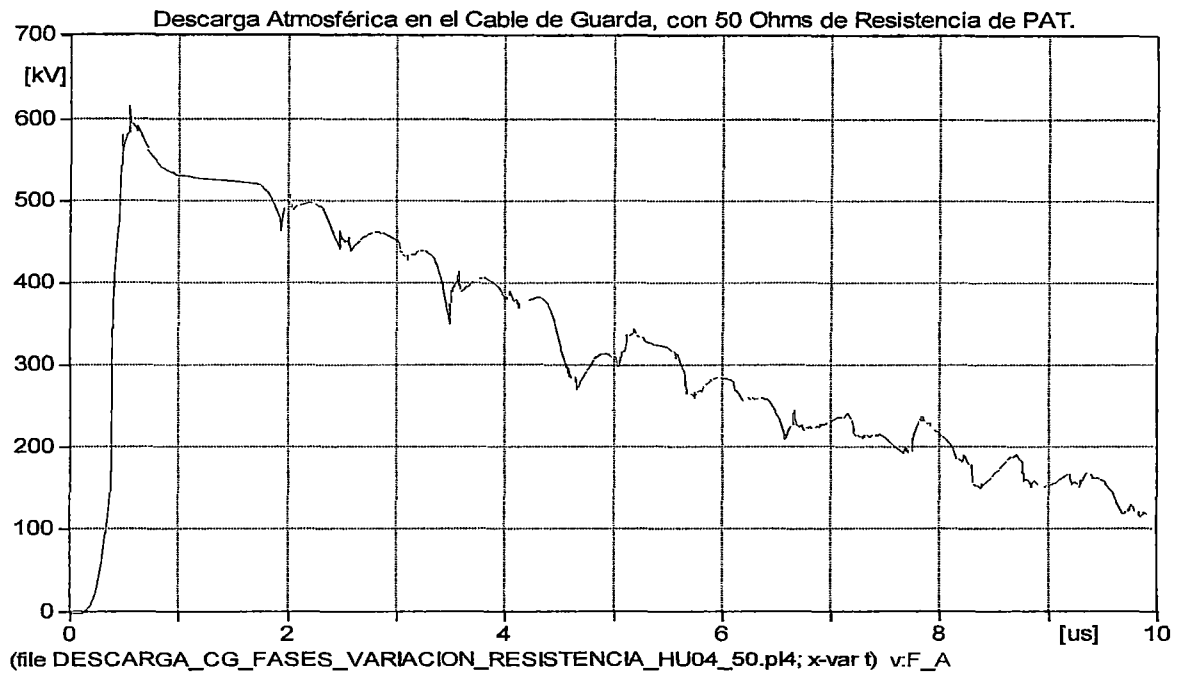
Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Figura 5. 23 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, con 20 ohms de resistencia de PAT.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Figura 5. 24 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, con 50 ohms de resistencia de PAT.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

La PAT no puede ser tan grande, porque existiría contorneamiento inverso, quiere decir que la corriente que se evacua al sistema de PAT, retorna por el poste hacia los apoyos de las fases y si el valor de sobretensión supera la rigidez dieléctrica de los aisladores, este se rompe y la corriente provocada por la sobretensión pasa a la fase ocasionando graves disturbios en el sistema.

5.7.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE SOBRETENSIONES EN EL CABLE DE GUARDA

Un análisis paramétrico o de sensibilidad, permite averiguar fácilmente como fluyen los distintos parámetros en los valores máximos de las sobretensiones y para que rango de valores puede ser necesario tomar alguna medida preventiva.

Se considera para este análisis los siguientes parámetros:

- Amplitud de la corriente de descarga del rayo.
- Tiempo de frente de onda.
- Resistencia de puesta a tierra.

5.7.5.1 SENSIBILIDAD AMPLITUD DE LA CORRIENTE DE DESCARGA DEL RAYO

La relación entre la corriente de descarga y la sobretensión provocada es directa. La figura 5.25 muestra las formas de onda de tensión para distintos valores de corriente de rayo, se ha considerado un frente de onda $1.2 \mu\text{s}$ y 20Ω de puesta a tierra.

5.7.5.2 SENSIBILIDAD DEL FRENTE DE ONDA

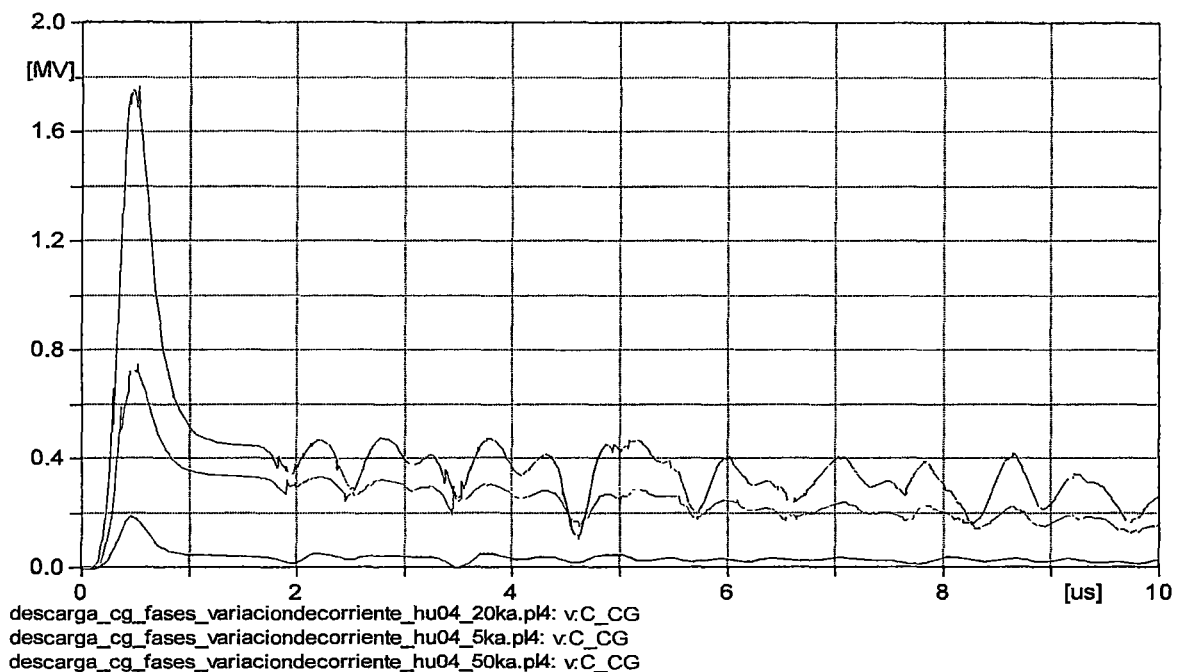
El tiempo de frente de onda es un parámetro muy importante en el incremento del valor máximo de sobretensión. El frente de onda influye no solo en el valor pico de la tensión, sino también en la forma de onda.

De la figura 5.26 se deduce que la característica es inversa, es decir, a menor frente de onda mayor será el valor máximo de tensión producida en la estructura. Este hecho se debe a que si el tiempo de frente de onda es menor, entonces la cresta de onda de corriente se producirá en un espacio de tiempo más corto.

5.7.5.3 SENSIBILIDAD DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

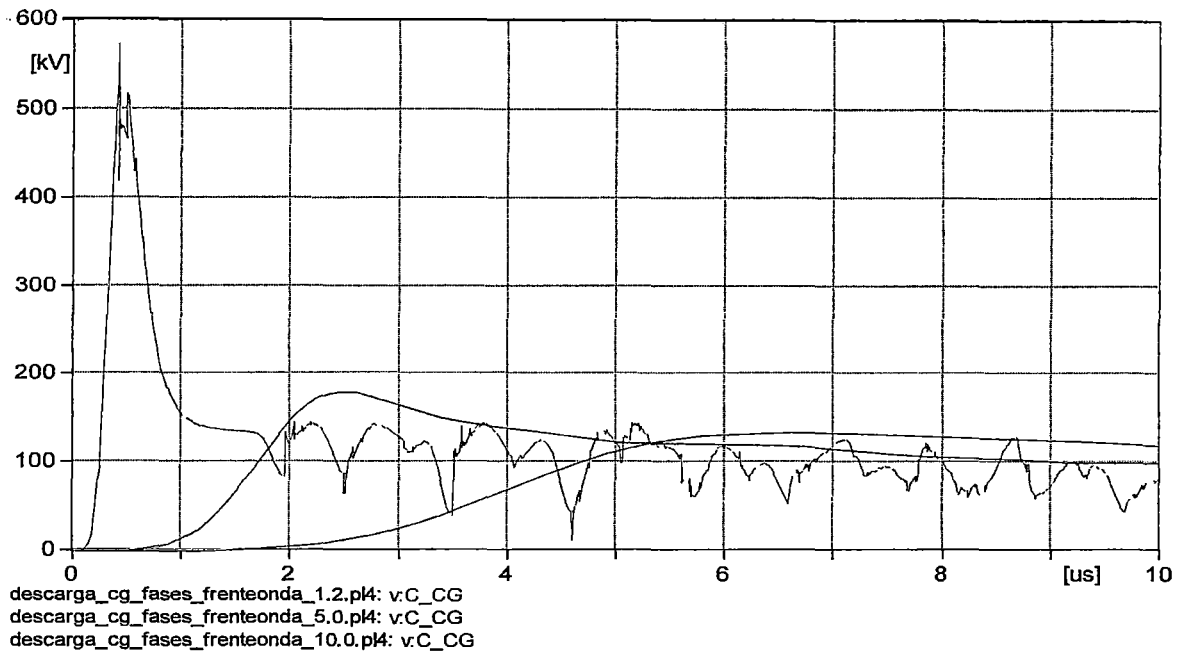
De los parámetros en análisis, únicamente se puede tener control relativo en la resistencia del SPAT. Figura 5.27

Figura 5. 25 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, 10 ohms de resistencia de PAT y con distinto valor de corriente.



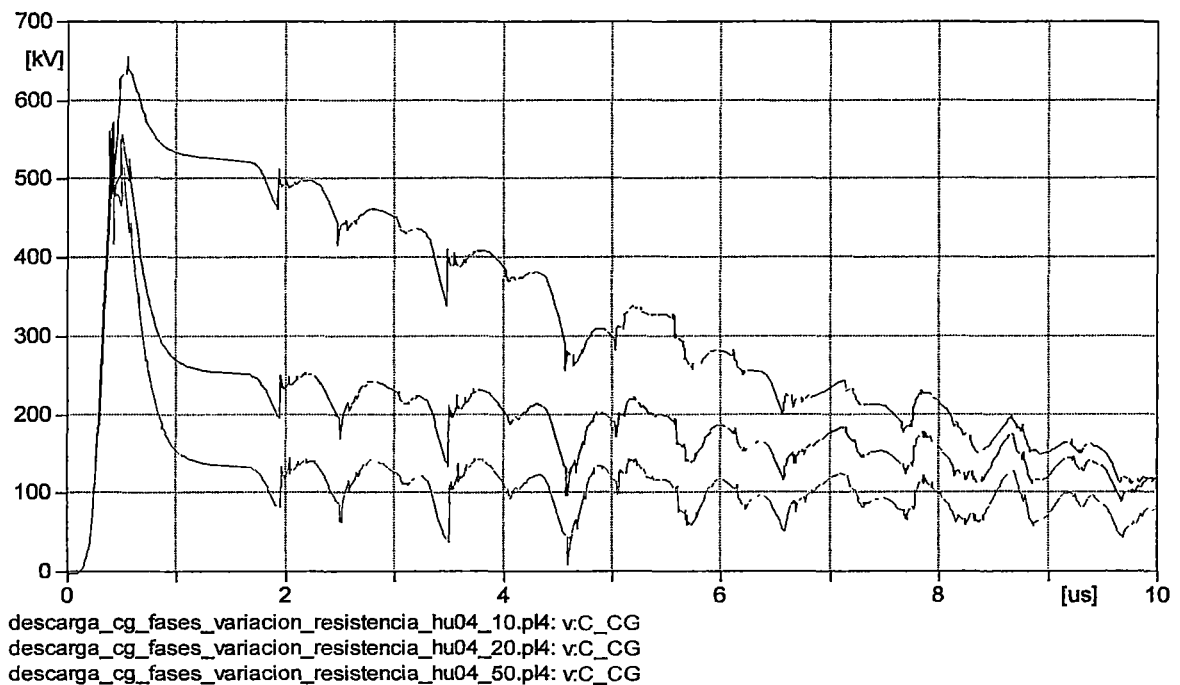
Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Figura 5. 26 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, 10 ohms de resistencia de PAT y con distinto valor de frente.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Figura 5. 27 Sobretensión en el cable de guarda impactada por el rayo con 15KA, con distintos valores de resistencia.



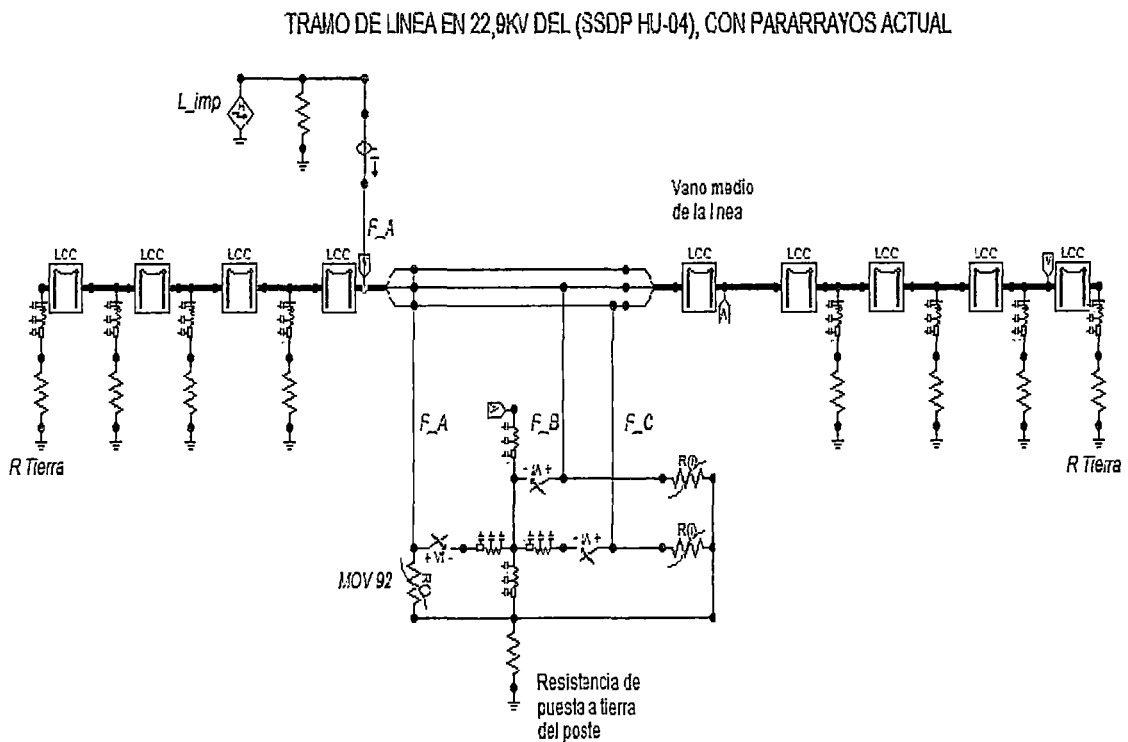
Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

5.7.6 SIMULACIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA EN LA FASE “A” DEL CONDUCTOR CON SISTEMA DE PARARRAYOS ACTUAL.

El pararrayos que dispone el programa ATP se va a utilizar el modelo 92. Este modelo aproxima la curva tensión corriente del pararrayos a una curva de segmentos exponenciales consecutivos que empatan uno con otro. En la figura 5.28 se muestra el circuito implementado en ATP para dicha falla.

La característica voltaje-corriente de un pararrayos es función de la pendiente del impulso. El pararrayos debe ser modelado con la característica de operación para descargas atmosféricas (8/20 μ s) proporcionadas por los fabricantes.

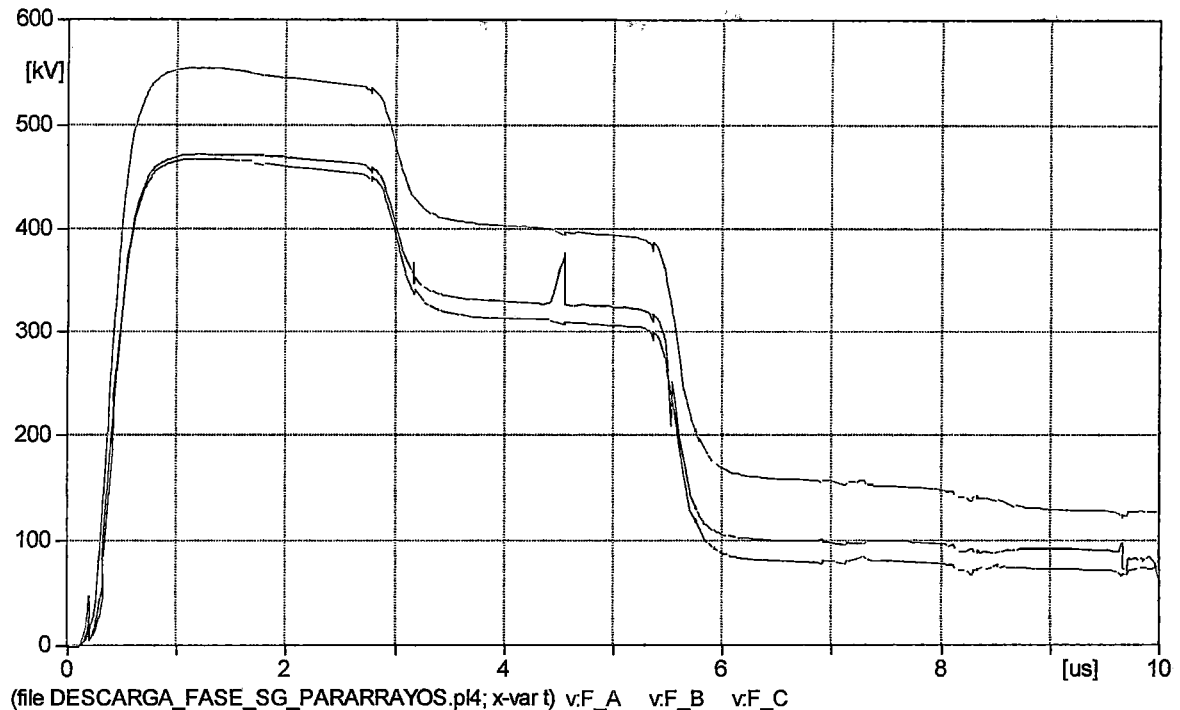
Figura 5. 28 Circuito equivalente en ATP de la descarga atmosférica en el conductor de fase A, con un sistema de pararrayos.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

A continuación se muestran en la siguiente figura 5.29 las formas de ondas por la descarga atmosférica en el conductor de fase A, con un sistema de pararrayos con una corriente de 10KA y una resistencia de 77.7 Ohms tomados en campo.

Figura 5. 29 Sobretensión inducida en las fases del conductor, por impacto de rayo en el cable de guarda impactada con un sistema de pararrayos.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

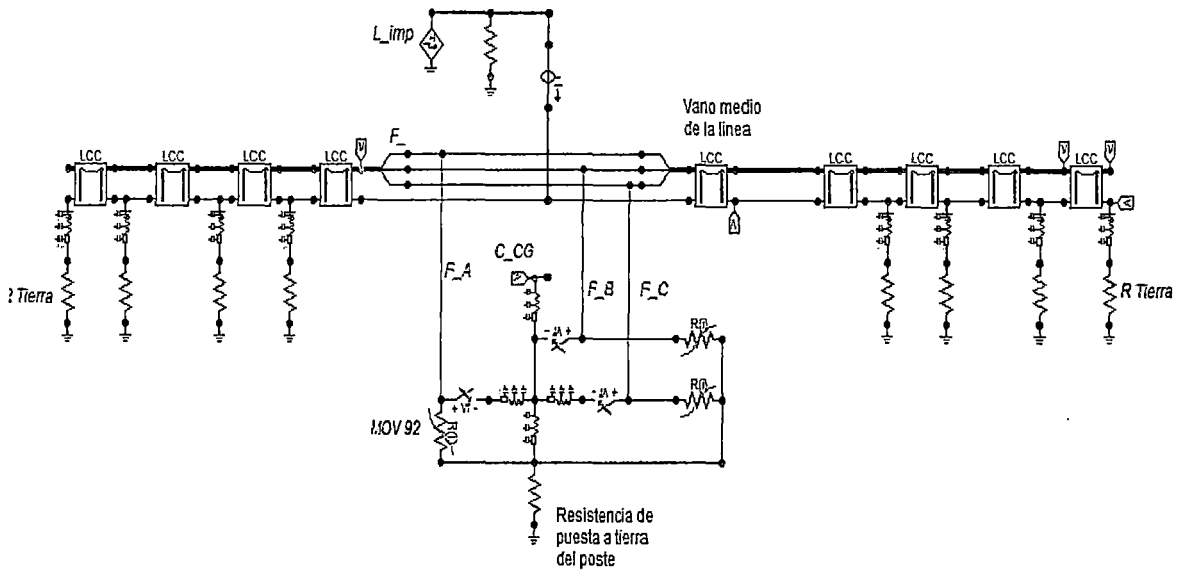
5.7.7 SIMULACIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA EN EL CABLE DE GUARDA CON SISTEMA DE PARARRAYOS EN CADA FASE.

En esta sección se realiza el estudio de las descargas atmosféricas directas incluyendo el cable de guarda y la representación de pararrayos autovalvulares en ATPDRAW, con la intención de observar la disminución de la sobretensión en los conductores de línea cuando se combinan ambos elementos de protección

El pararrayos que dispone el programa ATP se va a utilizar el modelo 92. Este modelo aproxima la curva tensión corriente del pararrayos a una curva de segmentos exponenciales consecutivos que se empujan uno con otro. En la figura 5.30 se muestra el circuito implementado en ATP para dicha falla.

Figura 5. 30 Circuito equivalente en ATP de la descarga atmosférica en el cable de guarda, con un sistema de pararrayos.

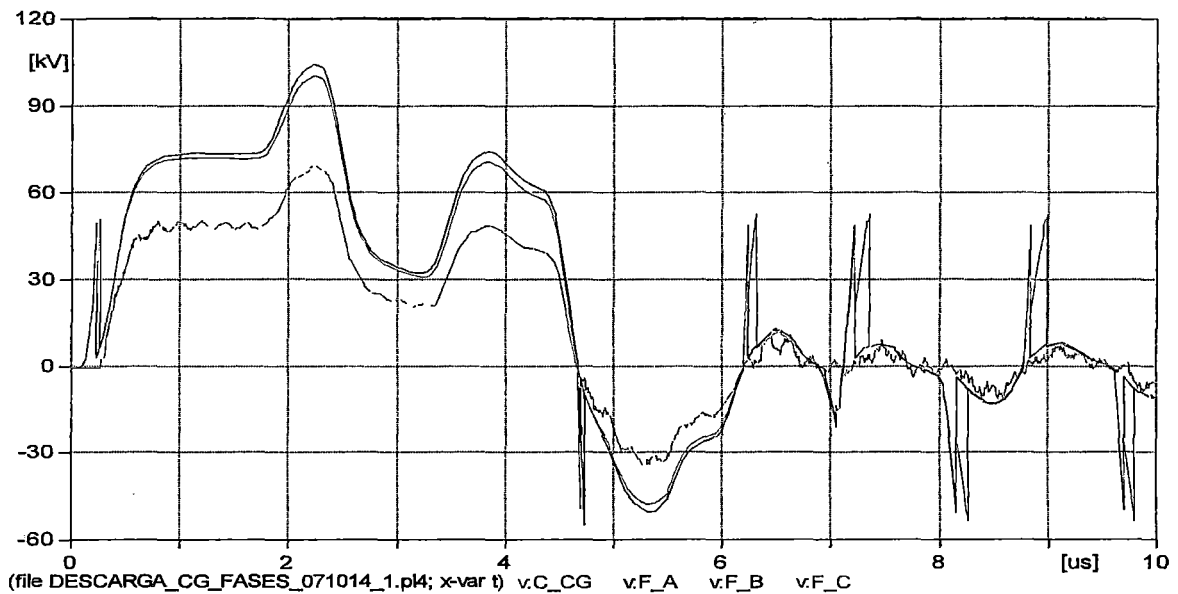
TRAMO DE LINEA EN 22,0KV DEL (SSDP HU-04), CON CABLE DE GUARDA Y PARARRAYOS



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

A continuación se muestran en la siguiente figura 5.31 las formas de ondas por la descarga atmosférica en el cable de guarda, con un sistema de pararrayos con una corriente de 20KA y una resistencia de 10 Ohms.

Figura 5. 31 Sobretensión inducida en las fases del conductor, por impacto de rayo en el cable de guarda impactada con un sistema de pararrayos.



Fuente: Elaboración propia en el programa ATP.

Cuadro 5. 3 Resumen de las Sobretensiones por Descarga Atmosférica, Con/Sin Cable de Guarda y Sistema de Pararrayos.

Corriente de la descarga atmosférica (KA)	Sobretensión en el conductor de la fase A, sin cable de guarda (KV y MV)	Sobretensión en el conductor de cable de guarda. (KV)	Sobretensión inducida en la fase A, por descarga en cable de guarda. (KV)	Sobretensión en el conductor de la fase A, con sistema de pararrayos y cable de guarda (KV)
10	550 (KV)	384	158	53
15	774 (KV)	530	479	76
20	1.03 (MV)	723	645	101

Fuente: Elaboración propia.

5.8 RESUMEN DE LA SIMULACIONES REALIZADAS EN ATP, DEL TRAMO DE LINEA HU-04.

- Cuando la descarga atmosférica cae directamente al conductor de fase A, sin cable de guarda y con una corriente de 10kA, se produce una sobretensión máxima de 550KV. Ver cuadro 5.3.
- Cuando la descarga atmosférica cae directamente al conductor de cable de guarda, con una corriente de 10KA, se produce una sobretensión máxima de 384KV, en el cable de guarda, lo que ocasiona una sobretensión inducida en el conductor de fase A, de 158KV. Ver cuadro 5.3.
- Los niveles de sobretensión bajo la influencia de la resistencia de puesta a tierra (para distintos valores) y el tiempo de frente de onda (1.2/50 μ s), para una corriente de 15KA, en el cable de guarda esta entre 573 -647KV.
- Los niveles de sobretensión implementada con cable de guarda y sistema de pararrayos (10 Ohms) están entre los valores de 53-101KV.
- Las sobretensiones originadas por impacto del rayo en los conductores de fase (fase A), son mucho más elevadas que las originadas por impacto en el cable de guarda. Ver cuadro 5.3.

CONCLUSIONES

1. Para la coordinación de aislamiento del SSDP HU-04, según los cálculos matemáticos desarrollados de las tres propuestas: cable de guarda, pararrayos auto valvulares y cuernos de arqueo, y lo más adecuado técnicamente y simulado en ATP para un buen apantallamiento son: cable de guarda con sistema de pararrayos auto valvulares, para una corriente mínima de 10KA, se obtiene una sobretensión de 53KV que está por debajo de una sobretensión al impulso del rayo de 300KV. Y mediante los cálculos económicos realizados y comparados, el más rentable y viable es la implementación con sistema pararrayos auto valvulares.

2. De la evaluación operativa del Sub Sistema de Distribución Primaria de Huaró HU-04, se tiene:

- Los valores de resistencias hechas en campo de las 09 mediciones de puestas a tierra de los pararrayos de línea tienen valores desde 12.13 hasta 361 Ohmios dando como promedio (77.77Ohm).
- Los pararrayos de línea y de subestación tienen un BIL de 125KV, y también existen todavía aisladores tipo pin 56-2.
- Las descargas atmosféricas directas se registraron por cada año (2011, 2012 y 2013) en los porcentaje de 46.02%, 25.37% y 52.38% respectivamente, del total de fallas por cada año de las interrupciones eléctricas, debido a que el nivel de aislamiento en estos sistemas es bajo, por lo tanto para mejorar se necesitará realizar nuevos cálculos según la altura de estudio y nivel isoceraunico.

3. Del estudio de las diferentes alternativas de solución se obtuvo las siguientes conclusiones:

- La propuesta de implementación mediante el modelo electrogeométrico, con cable de guarda, para una sobretensión de rayo (STR), para $I_R = 15KA$, se determinó el radio de protección (d) que es mayor a la distancia crítica de salto de carga de captura (d_c) donde ($11.11 \geq 9.06$), entonces, lo que significa que los rayos caerán en el cable de guarda y donde se tendrá un apantallamiento adecuado.
- La propuesta de implementación mediante el método probabilístico, con cable de guarda, se determinaron 0.17 salidas/100km/año y sin cable de guarda 32.32 salidas/100km/año, lo que significa con cable de guarda se reduce de manera notorio las interrupciones eléctricas por descargas atmosféricas.

- La propuesta de implementación con pararrayos en las tres fases de la línea a 4500msnm; es otra alternativa técnica que requiere la instalación de pararrayos de 24Kv para una $I_R = 10KA$, BIL 170Kv, aisladores de 56-4 y sistema de puesta a tierra con una resistencia menor a 10 Ohms, donde también se tendrá un apantallamiento adecuado.
- De la evaluación económica, de las propuestas con cable de guarda y pararrayos, se demuestra que las dos son rentables por que los indicadores VAN son mayores a cero ($VAN > 0$), también se sabe que el indicador VAN con cable de guarda es S/.4, 639,497.98 menor que con pararrayo S/.9,164,453.20 y el tiempo de recuperación de las inversiones son de 6 y 2 años respectivamente. Entonces se recomienda la propuesta con sistema de pararrayos, porque brindará mayor beneficio al concesionario.

4. Del desarrollo de estudio de las alternativas seleccionadas, utilizando el programa ATP se tiene:

- Del análisis realizado en ATP, para $I_R = 15KA$, los parámetros de la resistencia de PAT y el tiempo de frente de onda normalizado ($1.2/50\mu s$) resultan determinantes, pues la sobretensión máxima es establecido por las reflexiones de la onda. Los niveles de sobretensión bajo la influencia de estos parámetros están entre 573 - 647KV. Dado que no es posible actuar sobre el parámetro tiempo de frente de onda, lo que significa mantener niveles bajos de resistencia (10 Ohms).
- El estudio de protección de las líneas con pararrayos autovalvulares a través de ATPDRAW, demuestra que en sistemas sin apantallar una distancia de separación de 2000 m es suficiente para proteger al sistema, mientras que en líneas con cable de guarda la distancia protectora más efectiva entre pararrayos alcanza los 4000 m.
- Se ha mostrado la gran utilidad del programa ATPDRAW, para realizar el tipo de análisis comprendidos en este trabajo. El programa es eficaz en la obtención de parámetros, modelación versátil de componentes especializadas así como en la obtención de gráficas de calidad. Adicionalmente, es que son de distribución gratuita controlada. En ese ambiente de solución, la limitación en la representación de los componentes de la línea y los pararrayos queda del lado del usuario. Los datos y los modelos que el usuario utilice limitan la precisión de los estudios.

RECOMENDACIONES

1. A partir del siguiente estudio, se recomienda hacer investigaciones sobre coordinación de aislamiento de subestaciones de distribución ubicadas bajo niveles isoseraúnicos altos.
2. Formular un plan sistematizado para el mantenimiento de puesta a tierra, pararrayos y aisladores. A fin de evitar mayores interrupciones eléctricas.
3. Desarrollar un método eficaz, para determinar el sistema de puesta a tierra más adecuado para la zona de estudio, tomando en cuenta la complejidad de la resistividad del terreno y la facilidad para el mantenimiento.
4. Formular una propuesta técnica para la estadística de fallas del Sub Sistema de Distribución Primaria Huaro 04 (SSDP HU-04), de manera que se pueda identificar con precisión la causa y localización de fallas.
5. Evaluar la incidencia socio-económica de las interrupciones producidas en el SSDP HU-04.
6. Se recomienda la implementación de un laboratorio, en la carrera de ingeniería eléctrica, con el programa ATP (**Alternative Transients Program**), para simular y analizar el comportamiento de una línea frente a descargas atmosféricas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Norma Española (1993). "Coordinación de Aislamiento, parte 1: Definiciones, principios y reglas". UNE-EN 60071-1, pags.51
- [2] Yanque J. (2004). Alta tensión y técnicas de prueba de laboratorio. Perú - UNI: Notas del curso, Prof.Princ.AG-PG, FIEE-UNI, págs. 89.
- [3] Ruiz D. y Lozano D. (2007). "Coordinación de aislamiento centrales y subestaciones"- Tesis: Universidad la Salle-Colombia, págs. 32.
- [4] Gómez Expósito A. (2002). Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica: España, McGraw-Hill.
- [5] Ramiro Herrera V. Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento. UNI: Perú, Págs. 28.
- [6] Mejía Villegas. (2003). Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión: Colombia, 2da edición, Cap. V pg.876
- [7] Siegert C. (1998). "Alta Tensión y Sistemas de Transmisión", 1ra Edición, Editorial Limusa: México, pgs 1006.
- [8] Fulchiron D. (1994). Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento .España, Cuaderno Técnico n°151, Schneider Electric, págs. 29.
- [9] Norma CEI (1999). "Coordinación de Aislamiento, parte 2: Guía de Aplicación". UNE-EN 60071-2, pags.132
- [10] Bautista J. Aisladores para líneas de transmisión. Perú, Material de Enseñanza para los alumnos de la UNI, págs. 24.
- [11] García Márquez R. (1991).La puesta a Tierra de Instalaciones Eléctricas y el R.A.T. Colombia, págs. 161.
- [12] Decreto Supremo N° 020-97-EM (Actualizada 2010). La Norma Técnica De Calidad De Los Servicios, págs. 49
- [13] Beltran Arlette y Cueva H. (2007). Evaluación Privada de Proyectos: Perú-Lima, Universidad del Pacífico - Segunda Edición, págs. 713

- [14] Linares Escobar J. (2009). Tesis "Diseño de Subestaciones de Media Tensión", Universidad Autónoma de Occidente: Colombia, Págs. 80
- [15] Becerra Peña C. y Horque Latorre C. (2008). Tesis "Estudio de Coordinación de Aislamiento de la línea de Transmisión San Gabán – Mazuco – Puerto Maldonado: Perú, Págs. 99
- [16] Tasipanta S. Carlos. (2002). Tesis "Estudio e Implementación de Sistemas de Protección contra Descargas Atmosféricas y Puesta a Tierra de Protección de la Compañía - HELMERICH", Escuela Politécnica del Ejército: Latacunga, Págs. 190
- [17] Marcus O. Durham and R.A. Durham (1995). "Lightning, Grounding and Protection for Control Systems". IEEE Transactions on Industry Applications Jan.
- [18] Wesley Longman A. (1998). Fundamentos de Electromagnetismo para Ingeniería. México, págs. 493.
- [19] Kristian, H. (2009) "Manual ATPDraw", Version 5.6 for windows 9x/TN/2000/XP: Norway, págs. 270.
- [20] Fernández Espinoza S. (2007). Los Proyectos de Inversión: Costa Rica, Editorial Tecnológica de Costa Rica, págs. 238.
- [21] Aguilar Díaz I. (2006). Finanzas Corporativas en la Práctica: España, Delta Publicaciones - Primera Edición, págs. 297.
- [22] <http://www.ece.mtu.edu/ATPDraw/ATPDraw/html>.
- [23] Martínez Velasco J. (2002). Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión: España, Editorial McGraw-Hill, 1ra Edición.
- [24] Norma IEC 815 "GUIDE FOR THE SELECTION OF INSULATORS IN RESPECT OF POLLUTED CONDITIONS".
- [25] Carmona Leonardo. Coordinación de Aislamiento II, Pararrayos con Equipos de Protección. Colombia.
- [26] Turco Aliaga I. Incidencia de la descarga Atmosférica en Líneas Aéreas de Media Tensión sobre los 3800 msnm; Universidad Nacional del Centro del Perú.

[27] Reporte de las Interrupciones Eléctricas, de los Años 2011,2012 y 2013 de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.

[28] Inventario de los Equipamientos Eléctricos, del año 2014 de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.

[29] Base de Datos del GIS, del año 2014 de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.

LISTA DE ABREVIATURAS

ACSR	: Conductor de Aluminio Reforzado con Acero.
ATP	: Alternative Transients Program.
A.T	: Alta Tensión.
BIL	: Tensión soportada al impulso tipo atmosférico (Basic Impulse Level).
BSL	: Nivel básico de aislamiento para impulso por maniobra.
B.T	: Baja Tensión.
B/C	: Beneficio – Costo.
C.A	: Corriente Alterna.
C.C	: Corriente Continua.
CG	: Cable de guarda.
CIGRE	: International Council on Large Electric Systems.
°C	: Grados centígrados.
C	: Capacitancia.
CI	: Compensación por interrupciones.
DF	: Búsqueda Direccional.
DMS	: Distancia mínima de seguridad
EST	: Estructura de fierro.
ENS	: Energía teóricamente no suministrada.
ERS	: Es la energía registrada en el semestre.
Fc	: Factor por corrección por altura.
FIEEMM	: Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Mecánica y Minas.
FIEGAL	: Fierro galvanizado.

FIENEG	: Fierro negro.
G	: Conductancia.
HU-01	: Alimentador Huaro 01.
HU-02	: Alimentador Huaro 02.
HU-03	: Alimentador Huaro 03.
HU-04	: Alimentador Huaro 04.
IEC	: International Electrotechnical Commission.
I_F	: Índice de flameo
I_R	: Corriente de Rayo.
KA	: Kilo Amperio
KV	: Kilo Voltio.
KW	: Kilo Watts.
Km	: Kilómetros.
km/s	: Kilometro por Segundo.
KHz	: Kilo Hertz.
L	: Inductancia.
MHz	: Mega Hertz.
ME	: Modelo Electrogeométrico.
MSNM	: Metros Sobre el Nivel del Mar.
MT	: Media Tensión.
MCOV	: Máxima tensión de operación continua.
NS	: Número de salidas por descargas atmosféricas.
NHS	: Número de horas en el semestre.

BIL_d	: Nivel básico de aislamiento diseñado.
NBI	: Nivel básico de aislamiento para impulso de rayo.
NPR	: Nivel de protección para impulso tipo atmosférico.
NPM	: Nivel de protección para impulso de maniobra.
NTCSE	: Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos.
Ng	: Densidad de descarga.
OSINERGMIN	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
PR	: Periodo de recuperación.
PAT	: Puesta a Tierra
R	: Resistencia.
SiC	: Carburo de Silicio.
STI	: Sobretensión Impulsional.
SED	: Sistema eléctrico de distribución.
SSDP HU-04	: Sub Sistema de Distribución Primaria Huaró 04.
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
SIG	: Sistema Integrado Georeferenciado.
TIR	: Tasa de Interna de Retorno.
TOV	: Sobretensiones temporales a la frecuencia industrial.
T_d	: Nivel Isoceraunico.
$V_{max\,serv}$: Tensión máxima de servicio.
V_{ft}	: Aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial en Seco.
V_i	: Aislamiento necesario por sobretensiones al impulso del rayo.
UNE	: Una Norma Española.

USA	: United State of America.
U_m	: Tensión máxima del equipo, valor eficaz.
U_r	: Tensión nominal del pararrayos.
VAN	: Valor actual neto.
Vcc%	: Porcentaje de tensión de corto circuito.
v	: Velocidad de Propagación de Ondas.
Z_c	: Impedancia Característica.
ZnO	: Óxido de Zinc.
τ	: Tiempo de Propagación de Ondas.
ρ	: Resistividad del terreno.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Aislador: Tiene como función eléctrica proveer el aislamiento para líneas y equipos, como también la retención mecánica de cables, conductores o barrajes rígidos dentro de la subestación. Los aisladores están constantemente sometidos a condiciones de contaminación, viento, esfuerzos de cortocircuito y sismos los cuales generan esfuerzos y tensiones sobre ellos. [1]

Aislamiento externo: Son las distancias y superficies en contacto con aire del aislamiento sólido del equipo, que están sujetas a los esfuerzos dieléctricos, a los efectos atmosféricos y otras condiciones externas, tales como la humedad contaminación, etc. [1]

Aislamiento interno: Corresponde las partes internas sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento del equipo, las cuales se encuentran protegidas de los efectos atmosféricos y demás condiciones externas. [6]

Coordinación de aislamiento: Consiste en la selección de la rigidez dieléctrica de un equipo en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo operará, considerando las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones disponibles. [6]

Corriente de retorno: Corriente que circula entre la tierra y la nube, una vez la guía de un rayo establece una ruta ionizada por la cual la tierra trata de neutralizar la carga de la nube. [6]

Contorneo directo: Descarga que se produce desde el conductor de fase hacia la estructura de torre, debido a la ruptura del medio dieléctrico. [15]

Densidad de rayos a tierra: Número promedio de descargas a tierra por unidad de área y por unidad de tiempo en un sitio determinado. [6]

Distancia de descarga (d_c): Longitud del último paso de la guía de un rayo, bajo la influencia de la tierra o de un terminal que lo atrae. [6]

Electrodo de tierra: Un conductor embebido en la tierra y utilizado para recolectar las corrientes de tierra o disipar corrientes hacia la tierra. [6]

Factor de seguridad (K_e): Es el factor total que debe ser aplicado a la tensión de coordinación soportada. [6]

Nivel cerámico (Ni): Número promedio de días por año durante los cuales se escuchan truenos en un sitio específico. [6]

Nivel de aislamiento normalizado: Es el nivel de aislamiento asignado, cuyas tensiones de soportabilidad normalizadas, están asociadas a U_n , como se recomienda la norma IEC 60071-1 (1993). [1]

Pararrayos autovalvular: Dispositivo de protección conectado sólidamente a tierra que se coloca para drenar sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas y por maniobra a tierra. [6]

Ruptura dieléctrica: Falla dieléctrica de un aislamiento bajo el efecto de un campo eléctrico fuerte y/o debido al deterioro físico químico del material aislante. [6]

Sobretensión: Cualquier tensión entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase cuyo valor pico excede el correspondiente valor pico de la tensión más alta del equipo. Las sobretensiones se pueden clasificar por la forma y la duración, ya sea temporal o transitoria. [1]

Sobretensión transitoria: Sobretensión de corta duración de unos pocos milisegundos o menos oscilatoria o no oscilatoria por lo general altamente amortiguada. [6]

Tensión de soportabilidad: Es el valor de la tensión de prueba a ser aplicado bajo condiciones específicas en una prueba de soportabilidad, mediante la cual se tolera cierto número específico de descargas disruptivas. [1]

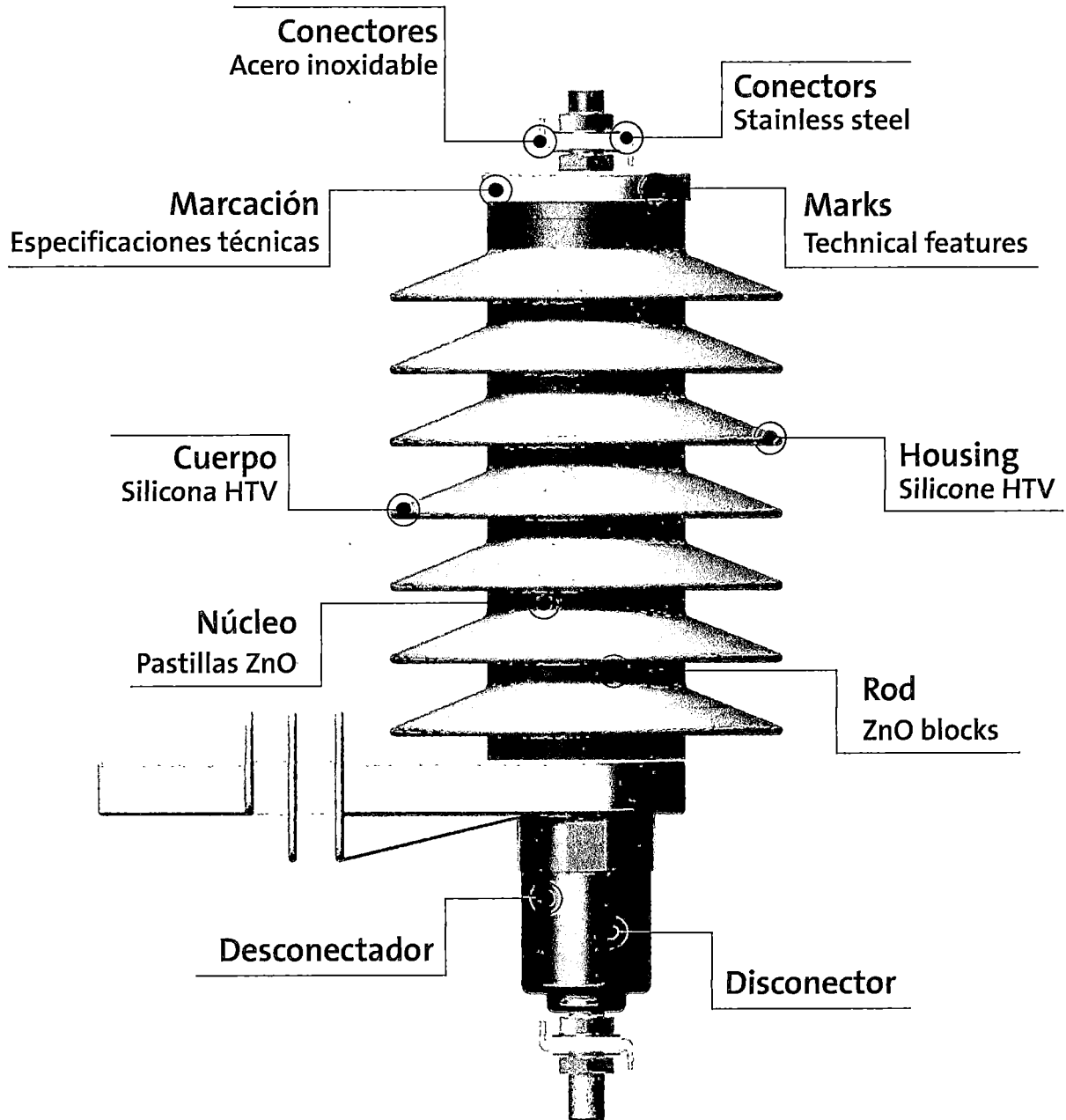
Tensión máxima del sistema (U_m): Es la tensión máxima de operación la cual se puede presentar durante operación normal en cualquier momento y en cualquier punto del sistema. [6]

Tensión soportada a frecuencia industrial (K_v): Es el valor eficaz de la tensión sinusoidal a frecuencia industrial que el equipo puede soportar durante los ensayos realizados bajo condiciones específicas y para un momento específico. [15]

ANEXO 01
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE
PARARRAYOS

GAMMA

Descargadores de sobretensión Poliméricos Polymer Surge Arresters



Descargadores de Sobretensión Poliméricos Media Tensión

Polymer Surge Arresters, Medium voltage

Referencia Reference	Voltaje 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	
			15seg	105seg	Residual voltage (8/20 μ s)				Residual voltage (30/75 μ s)	
	kV	kVrms	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
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

GAMMA

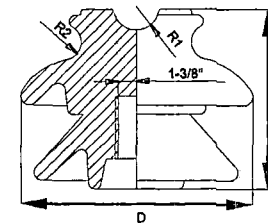
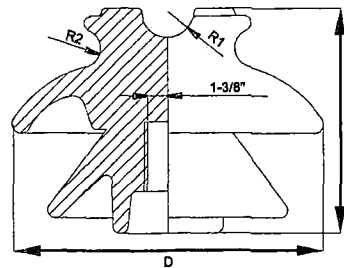
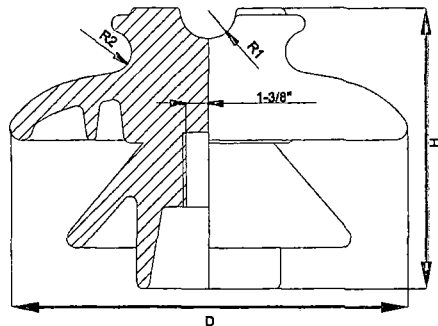
ANEXO 02
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE
AISLADORES

Aisladores tipo Pin TRADIS Norma ANSI

Los aisladores tipo Pin generalmente se emplean como aisladores de soporte y alineamiento en líneas de distribución. Son excelentes para el control de corrientes de fuga.

Rosca interna del aislador y cabezal del palillo

Existen dos tipos de rosca en el aislador tipo Pin, uno de ellos es la rosca de porcelana, y el otro es la rosca de zinc cementada. En la mayoría de los casos, se usan cabezales de palillo de plomo para el primer tipo, mientras que para el segundo se usan cabezales de plomo o de acero.



Aisladores libres de radio interferencia

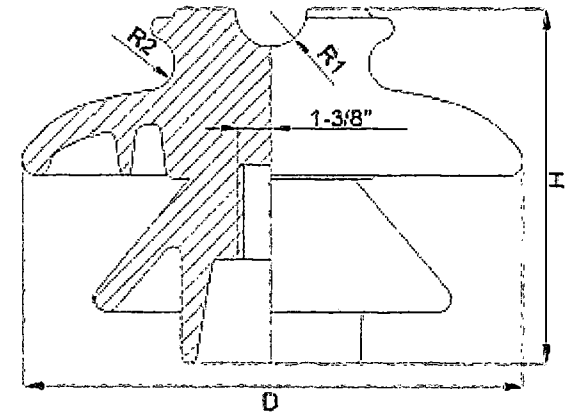
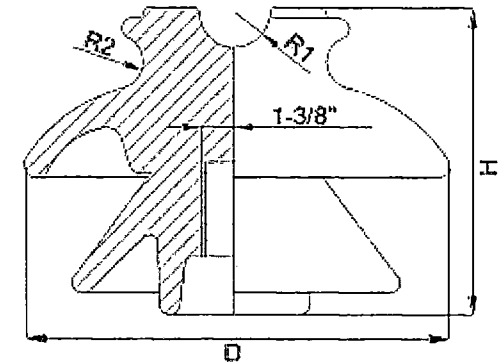
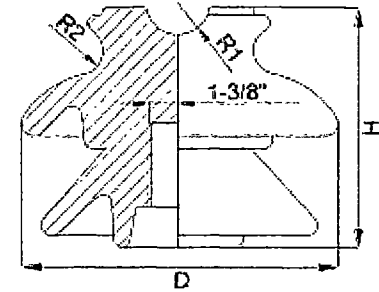
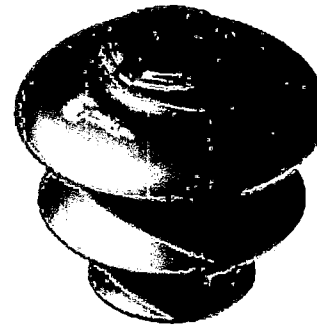
Alrededor de la parte superior de los aisladores, el campo eléctrico está distorsionado, lo cual ocasiona que se produzcan descargas por corona, lo cual causa radio interferencia incluso a voltajes nominales. Pequeños espacios de aire entre el conductor, el arnés y la porcelana también pueden ser causantes de la radio interferencia.

En los aisladores libres de radio interferencia, dicha parte superior, incluyendo las superficies de los canales para el conductor, el arnés, y la rosca para el palillo, están cubiertas con una capa semiconductor que permite reducir los niveles de radio interferencia, al cortocircuitar dichos espacios de aire y minimizar la distorsión del campo eléctrico alrededor de los conductores.

Aisladores tipo Pin Clase 56-1 hasta 56-3

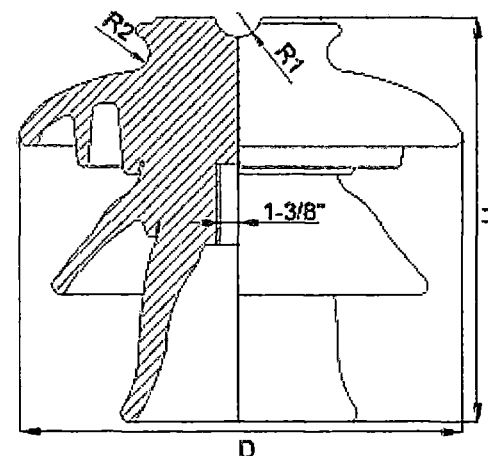
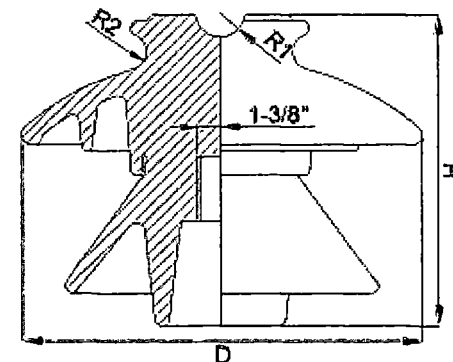
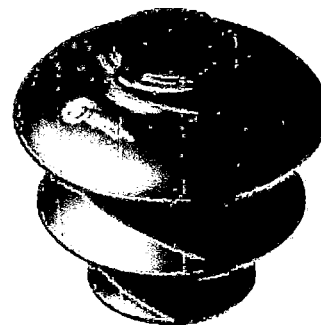
Código	APPA161	APPA261	APPA162	APPA262	APPA163	APPA263
Clase ANSI	56-1		56-2		56-3	
Tipo	normal	libre de RIV	normal	libre de RIV	normal	libre de RIV
Distancias críticas [pulg]						
Distancia de Fuga	17		17		21	
Distancia de Arco libre	7		7		9½	
Dimensiones						
Altura H [pulg]	5¾		7		7½	
Diámetro cuerpo D [pulg]	7½		9		10½	
Diámetro Palillo [pulg]	1¾		1¾		1¾	
Altura mínima Palillo [pulg]	6		7		8	
Radio R1 [pulg]	¾		¾		¾	
Radio R2 [pulg]	9/16		9/16		9/16	
Peso aprox. [lb/kg]	8,40 / 3,80		11,50 / 5,20		15,50 / 7,00	
Valores Mecánicos						
Fuerza Cantiléver [lb/kN]	2500 / 11		3000 / 13		3000 / 13	
Valores Eléctricos [kV]						
Tensión nominal	14,4 / 23		23,0		34,5	
Tensión de ruptura	130		145		165	
Frecuencia Industrial [kV]						
Bajo lluvia	60	60	70	70	80	80
En seco	95	95	110	110	125	125
Impulso Crítico [kV]						
Positivo	150	150	175	175	200	200
Negativo	190	190	225	225	265	265
Radio Influencia						
Tensión de prueba 60 Hz [kV]	15	15	22	22	30	30
RIV máx. a 1000 kHz [µV]	8.000	100	12.000	100	16.000	200

Las dimensiones pueden ser modificadas sin previo aviso.



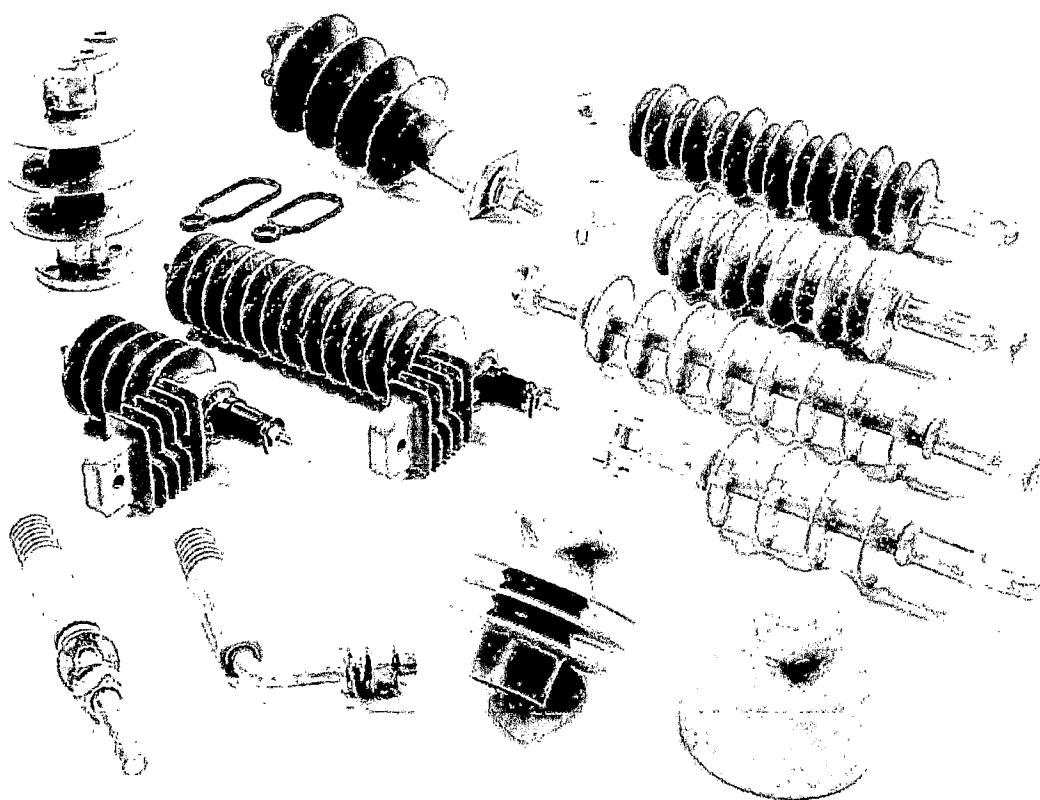
Aisladores tipo Pin Clase 56-4 hasta 56-5

Código	APPA164	APPA264	APPA165	APPA265
Clase ANSI	56-4		56-5	
Tipo	normal	libre de RIV	normal	libre de RIV
Distancias críticas [pulg]				
Distancia de Fuga	27		34	
Distancia de Arco libre	11¼		14	
Dimensiones				
Altura H [pulg]	9½		12½	
Diámetro cuerpo D [pulg]	12		13½	
Diámetro Palillo [pulg]	1¾		1¾	
Altura mínima Palillo [pulg]	10		12	
Radio R1 [pulg]	¾		¾	
Radio R2 [pulg]	9/16		9/16	
Peso aprox. [lb/kg]	24,30 / 11,00		30,50 / 13,80	
Valores Mecánicos				
Fuerza Cantiléver [lb/kN]	3000 / 13		3000 / 13	
Valores Eléctricos [kV]				
Tensión nominal	46,0		69,0	
Tensión de ruptura	185		225	
Frecuencia Industrial [kV]				
Bajo lluvia	95	95	125	125
En seco	140	140	175	175
Impulso Crítico [kV]				
Positivo	225	225	270	270
Negativo	310	310	340	340
Radio Influencia				
Tensión de prueba 60 Hz [kV]	30	30	44	44
RIV máx. a 1000 kHz [µV]	16.000	200	25.000	200



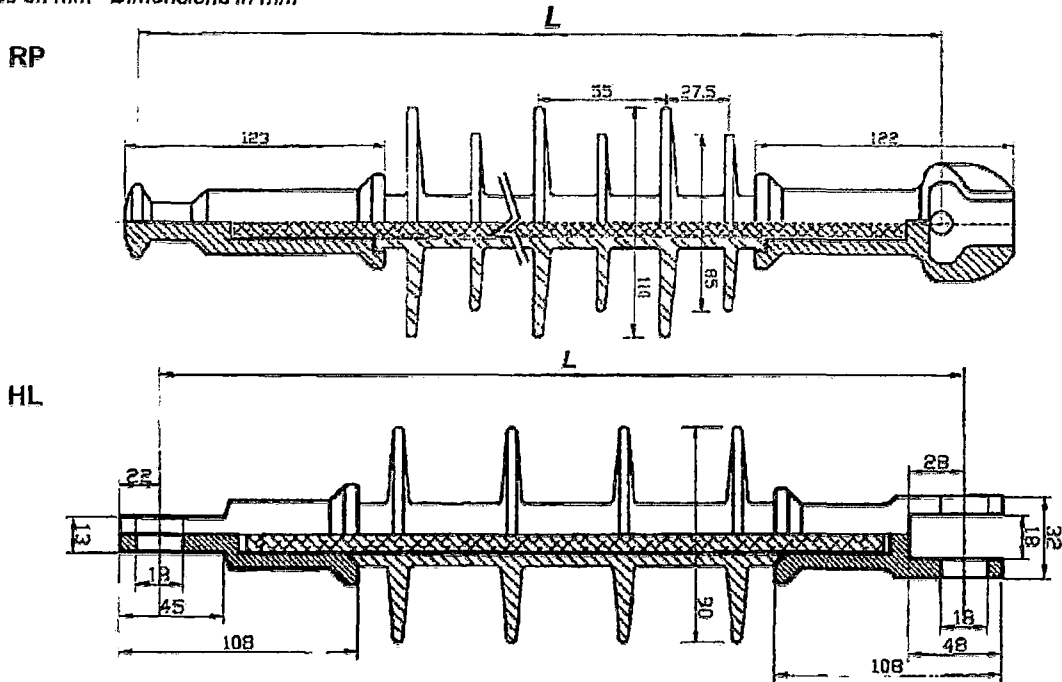
Las dimensiones pueden ser modificadas sin previo aviso.

AVATOR®



www.avator.com.ar

Medidas en mm *Dimensions in mm*



Modelo	Número de aletas	Tensión de servicio (kV)	Carga mecánica nominal (CMN) (KN)	Dimensiones aproximadas (mm)			Performance eléctrica				Peso neto (kg)
				"L": Longitud de Acoples	Distancia de pérdidas	Distancia de arco seco	Tensión Contorneo 50 Hz	Tensión Contorneo impulso		Peso neto (lbs.)	
Model	Number of sheds	Usual Voltage	Specified mechanical load (SML)	"L" Coupling length	Leakage distance	Dry arcing distance	Flashover 50 Hz		Impulse Flashover		
							Seco	Lluvia	Pos.	Neg.	
							Dry	Wet	Pos.	Neg.	
RP4	4	15	45 / 80	280 / 11	370 / 14,6	150 / 5,9	72	59	107	113	1,35 / 3
HP4	4	15	45 / 70	280 / 11,4	370 / 14,6	150 / 5,9	72	59	107	113	1,65 / 3,6
HL4	4	15	45 / 70	345 / 13,6	400 / 15,7	200 / 7,8	95	90	160	160	1,25 / 2,7
RL4	4	15	45 / 80	340 / 13,4	400 / 15,7	200 / 7,8	95	90	160	160	1,25 / 2,7
HL8	8	25 / 35	45 / 70	525 / 20,7	810 / 31,9	380 / 15	160	140	250	265	1,65 / 3,4
RL8	8	25 / 35	45 / 80	517 / 20,3	810 / 31,9	380 / 15	160	140	250	265	1,65 / 3,4
RP10	10	25 / 35	45 / 80	440 / 17,3	900 / 35,4	315 / 12,4	125	105	240	250	1,8 / 4
HP10	10	25 / 35	45 / 70	450 / 17,7	900 / 35,4	315 / 12,4	125	105	240	250	1,8 / 3,5
RP14	14	35	45 / 80	545 / 21,4	1300 / 51,2	420 / 16,5	160	145	280	316	2,2 / 5
HP14	14	35	45 / 70	550 / 21,6	1300 / 51,2	420 / 16,5	160	145	280	316	2,5 / 5,5

Para silicona agregue "S" a continuación del modelo. *For silicone, please add an "S" after the model name.*

Ejemplo de codificación: RP10S (70)

R: Rótula
P: Aletas alternas
10: Cantidad de aletas
S: Silicona
(70): Carga mecánica nominal (CMN) en KN

Codification example: RP10S (70)

R: Socket
P: Alternating sheds
10: Number of sheds
S: Silicone
(70): Specified mechanical load (SML)

ANEXO 03

REPORTE DE INTERRUPCIONES DEL SSDP HU-04 DE LOS AÑOS 2011, 2012 Y 2013

REPORTE DE INTERRUPCIONES DEL SSDP HU-04 DEL AÑO 2011

ALIMENTADOR MT	FECHA INICIO	HORA INICIO	FECHA REPOSICIÓN FINAL	HORA REPOSICIÓN FINAL	NRO. USUARIOS AFECTADOS	DEMANDA AFECTADA	DURACIÓN HORAS SUMINISTRO	DURACIÓN HORAS	DESCRIPCIÓN DE LA CAUSA
REPORTE DE INTERRUPCIONES ENERO-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	02/01/2011	13:38	02/01/2011	13:57	4828	168	00:19		Falla por fuertes vientos y descargas atmosféricas
HU-04	07/01/2011	13:52	07/01/2011	14:05	4828	168	00:13		Falla por fuertes vientos en la zona
HU-04	08/01/2011	14:08	08/01/2011	14:35	4828	168	00:27		Falla por fuertes vientos en la zona
HU-04	09/01/2011	13:38	09/01/2011	13:49	4828	168	00:11		Falla por fuertes vientos en la zona
HU-04	16/01/2011	13:05	16/01/2011	13:13	4828	168	00:08		Falla por tormentas eléctricas
HU-04	17/01/2011	12:05	17/01/2011	12:30	4828	168	00:25		Falla por tormentas eléctricas
HU-04	19/01/2011	12:00	19/01/2011	12:35	4828	168	00:35		Falla por tormentas eléctricas en la zona
HU-04	19/01/2011	13:54	19/01/2011	14:50	4828	168	00:56		Falla por tormentas eléctricas en la zona
HU-04	24/01/2011	11:40	24/01/2011	11:57	4828	168	00:17		Falla por tormentas eléctricas en la zona
HU-04	25/01/2011	08:30	25/01/2011	08:40	4828	168	00:10		Falla por tormentas eléctricas en la zona
HU-04	28/01/2011	12:05	28/01/2011	12:18	4828	168	00:13		Falla por tormentas eléctricas en la zona
HU-04	29/01/2011	05:30	29/01/2011	06:05	4828	168	00:35		Falla por tormentas eléctricas en la zona
REPORTE DE INTERRUPCIONES FEBRERO-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	20/02/2011	06:30	20/02/2011	09:45	254	8	03:15		Falla por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	21/02/2011	06:30	21/02/2011	08:25	532	9	01:55		Falla por contacto de red con árbol
HU-04	22/02/2011	04:00	22/02/2011	05:10	4828	168	01:10		Falla por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	22/02/2011	20:55	22/02/2011	21:10	4828	168	00:15		Falla por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	23/02/2011	06:30	23/02/2011	09:30	532	9	03:00		Falla por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	27/02/2011	05:30			1295	55	06:00		Falla por descargas atmosféricas en la zona (Pararrayos malogrados)
HU-04	27/02/2011	05:30	27/02/2011	14:05	3533	113	08:35		Falla por descargas atmosféricas en la zona (Pararrayos malogrados)
REPORTE DE INTERRUPCIONES MARZO-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	02/03/2011	13:00:00	02/03/2011	13:15:00	4828	168	00:15	0.25	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	08/03/2011	13:15:00	08/03/2011	13:48:00	4828	168	00:33	0.55	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	12/03/2011	13:05:00	12/03/2011	14:15:00	4828	168	01:10	1.17	Falla por caída de poste de MT
HU-04	13/03/2011	13:30:00	13/03/2011	14:30:00	4828	168	01:00	1.00	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	13/03/2011	15:30:00	13/03/2011	16:00:00	4828	168	00:30	0.50	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	16/03/2011	11:15:00	16/03/2011	11:30:00	4828	168	00:15	0.25	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	16/03/2011	13:40:00	16/03/2011	14:05:00	4828	168	00:25	0.42	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	18/03/2011	15:30:00	18/03/2011	15:50:00	4828	168	00:20	0.33	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	19/03/2011	12:30:00	19/03/2011	12:45:00	4828	168	00:15	0.25	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	20/03/2011	02:00:00	20/03/2011	05:30:00	4828	168	03:30	3.50	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	21/03/2011	12:15:00	21/03/2011	12:35:00	4828	168	00:20	0.33	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	24/03/2011	12:30:00	24/03/2011	13:00:00	4828	168	00:30	0.50	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	24/03/2011	14:00:00	24/03/2011	14:20:00	4828	168	00:20	0.33	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	26/03/2011	12:15:00	26/03/2011	12:48:00	4828	168	00:33	0.55	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	27/03/2011	12:55:00	27/03/2011	13:22:00	4828	168	00:27	0.45	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	29/03/2011	15:50:00	29/03/2011	16:10:00	4828	168	00:20	0.33	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	30/03/2011	12:15:00	30/03/2011	12:35:00	4828	168	00:20	0.33	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
REPORTE DE INTERRUPCIONES ABRIL-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	01/04/2011	14:26:00	01/04/2011	14:45:00	4828	300	00:19	0.32	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	08/04/2011	12:05:00	08/04/2011	12:15:00	4828	300	00:10	0.17	Fuertes vientos en la zona
HU-04	10/04/2011	11:00:00	10/04/2011	11:15:00	4828	300	00:15	0.25	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	10/04/2011	19:28:00	10/04/2011	19:48:00	4828	300	00:20	0.33	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona

HU-04	11/04/2011	15:05:00			4707	290	00:25	0.42	Interrupción por caída de poste de MT
HU-04	11/04/2011	15:05:00	12/04/2011	15:50:00	121	10	24:45:00	24.75	Interrupción por caída de poste de MT
HU-04	12/04/2011	15:48:00	12/04/2011	16:05:00	4828	300	00:17	0.28	Fuertes vientos en la zona
HU-04	14/04/2011	17:46	14/04/2011	18:02	4828	300	00:16	0.27	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	14/04/2011	08:00:00	14/04/2011	17:30:00	290	40	09:30	9.50	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	15/04/2011	12:30:00	15/04/2011	12:48:00	4828	300	00:18	0.30	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	19/04/2011	08:28	19/04/2011	08:55:00	4828	300	00:27	0.45	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	20/04/2011	12:30	20/04/2011	12:58:00	4828	300	00:28	0.47	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
REPORTE DE INTERRUPCIONES MAYO-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	07/05/2011	04:30	07/05/2011	06:30:00	5326	300	02:00	2.00	Interrupción por descargas atmosféricas en la zona
HU-04	12/05/2011	16:38:00	12/05/2011	16:50:00	5326	300	00:12	0.20	Interrupción por fuertes vientos en la zona
HU-04	13/05/2011	15:52:00			5309	300	00:25	0.42	Interrupción por caída de estructura
HU-04	13/05/2011	15:52:00	13/05/2011	19:05:00	17	5	03:13	3.22	Interrupción por caída de estructura (Reposición final)
REPORTE DE INTERRUPCIONES JUNIO-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	05/06/2011	13:20:00	05/06/2011	13:45:00	5326	300	00:25	0.42	Interrupción por fuertes vientos en la zona
HU-04	10/06/2011	19:00:00	11/06/2011	09:40:00	5326	300	14:40	14.67	Caída de conductor de MT en Derivación comunidad Sallac
HU-04	17/06/2011	15:05:00	17/06/2011	15:30:00	5326	300	00:25	0.42	Fuertes vientos en la zona
HU-04	18/06/2011	14:30:00	18/06/2011	14:40:00	5326	300	00:10	0.17	Fuertes vientos en la zona
HU-04	25/06/2011	06:25:00	25/06/2011	06:44:00	5326	300	00:19	0.32	Fuertes vientos en la zona
HU-04	28/06/2011	12:10:00	28/06/2011	12:25:00	5414	300	00:15	0.25	Fuertes vientos en la zona
HU-04	28/06/2011	13:15:00	28/06/2011	13:30:00	5414	300	00:15	0.25	Fuertes vientos en la zona
REPORTE DE INTERRUPCIONES JULIO-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	05/07/2011	14:10:00	05/07/2011	14:40:00	5414	300	00:30	0.50	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	08/07/2011	11:30:00	08/07/2011	11:50:00	5414	300	00:20	0.33	Contacto de red MT con árbol
HU-04	09/07/2011	18:25:00	09/07/2011	18:50:00	5414	300	00:25	0.42	Contacto de red MT con árbol
HU-04	14/07/2011	15:32:00	14/07/2011	15:55:00	5414	300	00:23	0.38	Fuertes vientos en la zona
HU-04	17/07/2011	09:35:00	17/07/2011	09:45:00	5414	300	00:10	0.17	Fuertes vientos en la zona
HU-04	17/07/2011	11:18:00	17/07/2011	11:30:00	5414	300	00:12	0.20	Contacto de red MT con árbol
HU-04	17/07/2011	12:15:00	17/07/2011	12:30:00	5414	300	00:15	0.25	Contacto de red MT con árbol
HU-04	17/07/2011	17:40:00	17/07/2011	18:00:00	5414	300	00:20	0.33	Contacto de red MT con árbol
HU-04	20/07/2011	14:00:00	20/07/2011	14:25:00	5414	300	00:25	0.42	Fuertes vientos en la zona
HU-04	21/07/2011	07:42	21/07/2011	13:30	353	50	05:48	5.80	Contacto de red con árbol
HU-04	25/07/2011	15:43	25/07/2011	17:30	50	14	01:47	1.78	Fuertes vientos en la zona
HU-04	29/07/2011	10:20	29/07/2011	10:36	50	14	00:16	0.27	Fuertes vientos en la zona
HU-04	29/07/2011	11:50	29/07/2011	12:10	50	14	00:20	0.33	Fuertes vientos en la zona
HU-04	29/07/2011	16:48	29/07/2011	17:05	50	14	00:17	0.28	Fuertes vientos en la zona
HU-04	31/07/2011	12:15	29/07/2011	12:35	50	14	00:20	0.33	Fuertes vientos en la zona
REPORTE DE INTERRUPCIONES AGOSTO-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	01/08/2011	15:10:00	01/08/2011	15:30:00	5414	300	00:20	0.33	Contacto de red MT con árbol
HU-04	01/08/2011	15:50:00	01/08/2011	16:15:00	5414	300	00:25	0.42	Fuertes vientos en la zona
HU-04	04/08/2011	13:30:00			5063	300	02:15	2.25	Caída de 03 postes de madera de MT
HU-04	04/08/2011	13:30:00	05/08/2011	09:00	318	30	19:30	19.50	Caída de 03 postes de madera de MT
HU-04	04/08/2011	13:30:00	07/08/2011	17:00	33	10	75:30:00	75.50	Caída de 03 postes de madera de MT
HU-04	06/08/2011	19:05:00	06/08/2011	21:35:00	5414	300	02:30	2.50	Corte de emergencia por incremento de carga (SEDA CUSCO)
HU-04	08/08/2011	09:55:00	08/08/2011	10:10:00	5414	300	00:15	0.25	Fuertes vientos en la zona
HU-04	20/08/2011	10:00:00	20/08/2011	10:50:00	5414	300	00:50	0.83	Fuertes vientos en la zona
HU-04	21/08/2011	12:05:00	21/08/2011	12:20:00	5414	300	00:15	0.25	Fuertes vientos en la zona
HU-04	22/08/2011	07:40:00	22/08/2011	08:00:00	5414	300	00:20	0.33	Contacto de red MT con árbol

HU-04	24/08/2011	17:30:00	24/08/2011	19:00:00	585	40	01:30	1.50	Contacto de red MT con árbol
HU-04	25/08/2011	14:54:00	25/08/2011	15:05:00	5414	300	00:11	0.18	Fuertes vientos en la zona
HU-04	27/08/2011	09:00:00	27/08/2011	09:16:00	5414	300	00:16	0.27	Fuertes vientos en la zona
REPORTE DE INTERRUPCIONES SETIEMBRE-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	13/09/2011	11:22:00	13/09/2011	11:37:00	5414	300	00:15	0.25	Fuertes vientos en la zona
HU-04	16/09/2011	12:05:00	16/09/2011	12:31:00	5414	300	00:26	0.43	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	17/09/2011	08:09:00	17/09/2011	08:30:00	5414	300	00:21	0.35	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	20/09/2011	08:00:00	20/09/2011	10:55:00	290	25	02:55	2.92	Corte programado a solicitud de la municipalidad de Ccatcca
HU-04	21/09/2011	08:00:00	21/09/2011	14:00:00	263	20	06:00	6.00	Corte programado a solicitud de la municipalidad de Ccatcca
HU-04	22/09/2011	07:50:00	22/09/2011	08:05:00	5414	300	00:15	0.26	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	24/09/2011	06:30:00	24/09/2011	06:55:00	5414	300	00:25	0.42	Descargas atmosféricas en la zona
REPORTE DE INTERRUPCIONES OCTUBRE-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	03/10/2011	12:45:00	03/10/2011	13:15:00	5414	300	00:30	0.50	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	26/10/2011	10:00	26/10/2011	16:00	1503	90	06:00	6.00	Por mantenimiento de redes de MT
HU-04	27/10/2011	17:00:00			5414	300	02:30	2.50	Causas desconocidas hasta el momento del informe
HU-04	27/10/2011	17:00:00	28/10/2011	12:00:00	4010	200	19:00	19.00	Causas desconocidas
HU-04	28/10/2011	10:50:00	28/10/2011	11:25:00	5414	300	00:35	0.58	Descargas atmosféricas en la zona
REPORTE DE INTERRUPCIONES NOVIEMBRE-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	03/11/2011	06:05:00			3921	200	00:35	0.58	Causas desconocidas
HU-04	03/11/2011	06:05:00			1153	80	01:10	1.17	Causas desconocidas
HU-04	03/11/2011	06:05:00	03/11/2011	08:20:00	345	40	02:15	2.25	Contacto de red con árbol (ramas sobre la línea MT)
HU-04	05/11/2011	08:00:00	05/11/2011	10:30:00	91	15	02:30	2.50	Contacto de red con árbol
HU-04	06/11/2011	16:09:00	06/11/2011	16:40:00	5414	300	00:31	0.52	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	18/11/2011	09:30:00	18/11/2011	15:10:00	351	80	05:40	5.67	Cambio de Postes deteriorados de MT en Derivación comunidad Sallac
HU-04	21/11/2011	05:35:00	21/11/2011	08:55:00	3921	200	03:20	3.33	Causas desconocidas
HU-04	21/11/2011	05:30:00	21/11/2011	17:10:00	351	80	11:40	11.67	Cambio de Armado deteriorados de MT en Derivación comunidad Sonccmarca
HU-04	26/11/2011	08:35:00	26/11/2011	12:19:00	240	36	03:44	3.73	Por expansión de redes (Por reubicación de red de M.T por DMS y conexión SED Nueva)
HU-04	26/11/2011	13:53:00	26/11/2011	14:25:00	5414	300	00:32	0.53	Fuertes vientos en la zona
HU-04	28/11/2011	14:11:00	28/11/2011	14:38:00	5414	300	00:27	0.45	Fuertes vientos en la zona
REPORTE DE INTERRUPCIONES DICIEMBRE-2011 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	02/12/2011	11:48:00	02/12/2011	12:03:00	5414	300	00:15	0.25	Fuertes vientos en la zona
HU-04	02/12/2011	13:01:00	02/12/2011	13:20:00	5414	300	00:19	0.32	Fuertes vientos en la zona
HU-04	05/12/2011	14:31:00	05/12/2011	14:44:00	5414	300	00:13	0.22	Fuertes vientos en la zona
HU-04	07/12/2011	13:50:00	07/12/2011	14:14:00	5414	300	00:24	0.40	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	08/12/2011	14:50:00	08/12/2011	16:00:00	5414	300	01:10	1.17	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	09/12/2011	18:10:00	09/12/2011	18:40:00	5414	300	00:30	0.50	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	11/12/2011	10:50:00	11/12/2011	11:24:00	5414	300	00:34	0.57	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	12/12/2011	20:15:00	12/12/2011	20:30:00	880	60	00:15	0.25	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	16/12/2011	04:30:00	16/12/2011	05:33:00	5414	300	01:03	1.05	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	17/12/2011	10:00:00	17/12/2011	10:33:00	5414	300	00:33	0.55	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	21/12/2011	05:30:00	21/12/2011	08:00:00	5414	300	02:30	2.50	Por reforzamiento y expansión de redes de MT.
HU-04	24/12/2011	13:00:00	24/12/2011	13:15:00	5414	300	00:15	0.25	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	25/12/2011	05:00:00	25/12/2011	05:55:00	5414	300	00:55	0.92	Descargas atmosféricas en la zona
HU-04	26/12/2011	08:00:00	26/12/2011	09:15:00	5414	300	01:15	1.25	Descargas atmosféricas en la zona

REPORTE DE INTERRUPCIONES DEL SSDP HU-04 DEL AÑO 2012

ALIMENTADOR MT	FECHA INICIO	HORA INICIO	FECHA REPOSICIÓN FINAL	HORA REPOSICIÓN FINAL	NRO. USUARIOS AFECTADOS	DEMANDA AFECTADA	DURACIÓN HORAS SUMINISTRÓ	DURACIÓN HORAS	DESCRIPCION DE LA CAUSA
REPORTE DE INTERRUPCIONES ENERO-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	02/01/2012	07:35:00	02/01/2012	08:00:00	5414	300	00:25	0.42	Descargas atmosfericas en la zona
HU-04	04/01/2012	05:35:00	04/01/2012	06:12:00	5414	300	00:37	0.62	Descargas atmosfericas en la zona
HU-04	08/01/2012	19:05:00	08/01/2012	19:34:00	5414	300	00:29	0.48	Descargas atmosfericas en la zona
HU-04	09/01/2012	19:48:00	09/01/2012	19:59:00	5414	300	00:11	0.18	Descargas atmosfericas en la zona
HU-04	17/01/2012	16:16:00	17/01/2012	16:38:00	5414	300	00:22	0.37	Descargas atmosfericas en la zona
HU-04	18/01/2012	13:57:00	18/01/2012	14:26:00	5414	300	00:29	0.48	Descargas atmosfericas en la zona
HU-04	19/01/2012	03:20:00	19/01/2012	06:00:00	5414	300	02:40	2.67	Desconocida
HU-04	28/01/2012	10:15:00	28/01/2012	10:35:00	5414	300	00:20	0.33	Desconocida
REPORTE DE INTERRUPCIONES FEBRERO-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	02/02/2012	16:52:00	02/02/2012	17:23:00	5414	300	00:31	0.52	Desconocida
HU-04	04/02/2012	19:12:00	04/02/2012	19:47:00	5414	300	00:35	0.58	Fuertes vientos en la zona
HU-04	09/02/2012	19:35:00	09/02/2012	19:54:00	5414	300	00:19	0.32	Desconocido
HU-04	12/02/2012	16:24:00	12/02/2012	17:05:00	5414	300	00:41	0.68	Desconocido
HU-04	14/02/2012	06:38:00	14/02/2012	07:05:00	5414	300	00:27	0.45	Desconocido
HU-04	21/02/2012	13:35:00	21/02/2012	14:15:00	5414	300	00:40	0.67	Desconocido
HU-04	24/02/2012	07:05:00	24/02/2012	07:36:00	5414	300	00:31	0.52	Desconocido
HU-04	25/02/2012	06:25:00	25/02/2012	09:38:00	5414	300	03:13	3.22	Desconocido
HU-04	26/02/2012	21:30:00	27/02/2012	09:40:00	5414	300	12:10	12.17	Caida de arbol sobre la linea.
REPORTE DE INTERRUPCIONES MARZO-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	01/05/2012	01:05:00	01/05/2012	03:35:00	5414	300	02:30	2.50	Desconocido
HU-04	01/05/2012	11:48:00	01/05/2012	13:30:00	5414	300	01:42	1.70	Desconocido
HU-04	06/05/2012	14:45:00	06/05/2012	15:05:00	5414	300	00:20	0.33	Desconocido
HU-04	22/05/2012	16:36:00	22/05/2012	16:52:00	5414	300	00:16	0.27	Desconocido
HU-04	22/05/2012	17:15:00	22/05/2012	20:45:00	5414	300	03:30	3.50	Caida de arbol
HU-04	22/05/2012	17:15:00	22/05/2012	21:50	318	30	04:35	4.58	Caida de arbol
HU-04	26/05/2012	20:02:00	26/05/2012	20:50:00	5414	300	00:48	0.80	Impacto Vehicular
HU-04	27/05/2012	13:21:00	27/05/2012	14:45:00	5414	300	01:24	1.40	Fuertes vientos
REPORTE DE INTERRUPCIONES ABRIL-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	02/04/2012	13:38:00	02/04/2012	13:55:00	5414	300	00:17	0.28	Desconocido
HU-04	05/04/2012	13:52:00	05/04/2012	14:20:00	5414	300	00:28	0.47	Desconocido
HU-04	05/04/2012	16:24:00	06/04/2012	12:00:00	101	100	19:36	19.60	Caida de estructura.
REPORTE DE INTERRUPCIONES MAYO-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	01/05/2012	01:05:00	01/05/2012	03:35:00	5414	300	02:30	2.50	Desconocido
HU-04	01/05/2012	11:48:00	01/05/2012	13:30:00	5414	300	01:42	1.70	Desconocido
HU-04	06/05/2012	14:45:00	06/05/2012	15:05:00	5414	300	00:20	0.33	Desconocido
HU-04	22/05/2012	16:36:00	22/05/2012	16:52:00	5414	300	00:16	0.27	Desconocido
HU-04	22/05/2012	17:15:00	22/05/2012	20:45:00	5414	300	03:30	3.50	Caida de arbol
HU-04	22/05/2012	17:15:00	22/05/2012	21:50	318	30	04:35	4.58	Caida de arbol
HU-04	26/05/2012	20:02:00	26/05/2012	20:50:00	5414	300	00:48	0.80	Impacto Vehicular
HU-04	27/05/2012	13:21:00	27/05/2012	14:45:00	5414	300	01:24	1.40	Fuertes vientos

REPORTE DE INTERRUPCIONES JUNIO-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	01/06/2012	21:20:00	01/06/2012	22:05:00	5414	300	00:45	0.75	Caida de estructura
HU-04	01/06/2012	21:20:00	02/06/2012	08:10	581	30	10:50	10.83	Caida de estructura
HU-04	02/06/2012	16:31:00	02/06/2012	16:46:00	5414	300	00:15	0.25	desconocido
HU-04	02/06/2012	16:31:00	03/06/2012	07:15	241	30	14:44	14.73	Contacto de red con arbol
HU-04	08/06/2012	14:02:00	08/06/2012	14:11:00	5414	300	00:09	0.15	Desconocido
HU-04	19/06/2012	08:20:00	19/06/2012	08:43:00	5414	300	00:23	0.38	Desconocido
REPORTE DE INTERRUPCIONES JULIO-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	22/07/2012	14:25:00	22/07/2012	14:40:00	5414	300	00:15	0.25	Fuertes vientos
HU-04	30/07/2012	16:46:00	30/07/2012	17:02:00	5414	300	00:16	0.27	Fuertes vientos
REPORTE DE INTERRUPCIONES AGOSTO-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	06/08/2012	06:02:00	06/08/2012	06:16:00	5414	300	00:14	0.23	Desconocido
HU-04	19/08/2012	16:11:00	19/08/2012	16:38:00	5414	300	00:27	0.45	Desconocido
REPORTE DE INTERRUPCIONES SETIEMBRE-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	02/09/2012	06:28:00	02/09/2012	06:39:00	5414	300	00:11	0.18	Desconocido
HU-04	08/09/2012	15:10:00	08/09/2012	15:32:00	5414	300	00:22	0.37	Desconocido
HU-04	13/09/2012	08:23:00	13/09/2012	08:38:00	5414	300	00:15	0.25	Desconocido
HU-04	26/09/2012	08:52:00	26/09/2012	09:06:00	5414	300	00:14	0.23	Desconocido
REPORTE DE INTERRUPCIONES OCTUBRE-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	21/10/2012	15:17:00	21/10/2012	15:56:00	5414	880	00:39	0.65	Por descarga atmosferica
HU-04	21/10/2012	18:23:00	21/10/2012	19:10:00	5414	400	00:47	0.78	Por descarga atmosferica
HU-04	21/10/2012	18:23:00	22/10/2012	08:30:00	110	20	14:07	14.12	Por descarga atmosferica
HU-04	27/10/2012	16:12:00	27/10/2012	16:38:00	5414	300	00:26	0.43	Fuertes vientos en la zona
REPORTE DE INTERRUPCIONES NOVIEMBRE-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	04/11/2012	14:28:00	04/11/2012	14:52:00	5414	300	00:24	0.40	Contacto entre conductores
HU-04	08/11/2012	15:10:00	08/11/2012	15:38:00	5414	300	00:28	0.47	Fase T en contacto con arbol
HU-04	11/11/2012	11:25:00	11/11/2012	11:56:00	5414	300	00:31	0.52	Caida de estructura
HU-04	13/11/2012	05:55:00	13/11/2012	06:40:00	5414	300	00:45	0.75	Contacto entre conductores
HU-04	15/11/2012	15:00:00	15/11/2012	18:40:00	5414	300	03:40	3.67	descargas atmosfericas
HU-04	16/11/2012	16:11:00	16/11/2012	16:46:00	5414	300	00:35	0.58	Contacto entre conductores
HU-04	19/11/2012	10:30:00	19/11/2012	20:30:00	5414	300	10:00	10.00	descargas atmosfericas
HU-04	20/11/2012	15:30:00	20/11/2012	18:30:00	5414	300	03:00	3.00	Descargas atmosfericas
HU-04	24/11/2012	13:59:00	24/11/2012	16:12:00	5414	300	02:13	2.22	Descargas atmosfericas
REPORTE DE INTERRUPCIONES DICIEMBRE-2012 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	04/12/2012	14:45:00	04/12/2012	15:45:00	5414	300	01:00	1.00	Descargas atmosfericas
HU-04	06/12/2012	20:45:00	06/12/2012	21:00:00	5414	300	00:15	0.25	Descargas atmosfericas
HU-04	07/12/2012	12:16:00	07/12/2012	12:25:00	5414	300	00:09	0.15	Descargas atmosfericas
HU-04	10/12/2012	00:00:00	10/12/2012	09:00:00	5414	300	09:00	9.00	Bajo Nivel de Aislamiento
HU-04	23/12/2012	22:47:00	23/12/2012	23:00:00	5414	300	00:13	0.22	Contacto de red con arbol
HU-04	31/12/2012	21:00:00	31/12/2012	21:20:00	5414	300	00:20	0.33	Descargas Atmosfericas

REPORTE DE INTERRUPCIONES DEL SSDP HU-04 DEL AÑO 2013

ALIMENTADOR MT	FECHA INICIO	HORA INICIO	FECHA REPOSICIÓN FINAL	HORA REPOSICIÓN FINAL	NRO. USUARIOS AFECTADOS	DEMANDA AFECTADA	DURACIÓN HORAS SUMINISTRO	DURACIÓN HORAS	DESCRIPCIÓN DE LA CAUSA
REPORTE DE INTERRUPCIONES ENERO-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	01/01/2013	12:40:00	01/01/2013	13:00:00	5414	300	00:20	0.33	Descargas Atmosfericas
HU-04	03/01/2013	13:39:00	03/01/2013	13:52:00	5414	300	00:13	0.22	Descargas Atmosfericas
HU-04	05/01/2013	22:47:00	06/01/2013	05:00:00	5414	300	06:13	6.22	Descargas Atmosfericas
HU-04	09/01/2013	13:22:00	09/01/2013	13:39:00	5414	300	00:17	0.28	Bloqueo de Recloser, ubicado en la localidad de Tinki, por fuertes descargas atmosféricas en la zona
REPORTE DE INTERRUPCIONES FEBRERO-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	01/02/2013	07:34:00	01/02/2013	07:47:00	5414	300	00:13	0.22	Bloqueo de Recloser, ubicado en la localidad de Pacchanta, por fuertes descargas atmosféricas en la zona
HU-04	03/02/2013	14:23:00	03/02/2013	14:33:00	5414	300	00:10	0.17	Fuertes vientos en la localidad de Ccatca
HU-04	17/02/2013	12:40:00	17/02/2013	13:05:00	5414	300	00:25	0.42	Bloqueo de Recloser, ubicado en la localidad de Ccatcamara y lugares aledañas, por fuertes descargas atmosféricas en la zona
HU-04	18/02/2013	11:41:00	18/02/2013	16:28:00	97	50	04:47	4.78	Cambio de Transformador deteriorado por sobrecarga de 25kv por 100KV
HU-04	26/02/2013	07:14:00	26/02/2013	08:05:00	5414	300	00:51	0.85	Bloqueo de Recloser por caída de conductor en la comunidad de Machacca.
REPORTE DE INTERRUPCIONES MARZO-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	12/03/2013	19:45:00	12/03/2013	23:00:00	4632	168	03:15	3.25	Bloqueo de Recloser, por fuertes vientos en las localidades de CCARHUAYO Y TINKI
HU-04	13/03/2013	06:12:00	13/03/2013	09:05:00	4632	168	02:53	2.88	Bloqueo de Recloser, por fuertes vientos en las localidades de CCARHUAYO
HU-04	19/03/2013	14:35:00	19/03/2013	15:15:00	5414	300	00:40	0.67	bloqueo por actuación de la protección del recloser con indicativo sobrecorriente fase T a tierra ocasionado por descargas atmosfericas
HU-04	29/03/2013	14:05:00	29/03/2013	14:23:00	5414	300	00:18	0.30	bloqueo por actuación de la protección del recloser con indicativo sobrecorriente fase T a tierra ocasionado por descargas atmosfericas

REPORTE DE INTERRUPCIONES ABRIL-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	01/04/2013	03:26:00	01/04/2013	07:09:00	5414	300	03:43	3.72	bloqueo por actuacion del recloser por sobrecorriente fase R a tierra ocasionado por caida de conductor, originado por rotura de cruceta de madera en la localidad de Ccarhuayo
HU-04	01/04/2013	07:08:00	01/04/2013	10:17:00	3258	204	03:09	3.15	Reparacion del conductor caido, en la localidad de CCARHUAYO
HU-04	04/04/2013	15:05:00	04/04/2013	15:19:00	4632	168	00:14	0.23	Bloqueo de Recloser, por descargas atmosfericas en las localidad de Llullucha.
REPORTE DE INTERRUPCIONES MAYO-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	24/05/2013	21:05:00	24/05/2013	21:31:00	5414	300	00:26	0.43	bloqueo por actuacion del recloser por falla en el transformador por sobrecarga ,en la localidad de MACHACA SED00600058
REPORTE DE INTERRUPCIONES JUNIO-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	11/06/2013	08:00:00	11/06/2013	17:00:00	3258	204	09:00	9.00	Corte programado para realizar trabajos de reubicacion de SED en el distrito de OCONGATE.
REPORTE DE INTERRUPCIONES JULIO-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
REPORTE DE INTERRUPCIONES AGOSTO-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
REPORTE DE INTERRUPCIONES SETIEMBRE-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	22/09/2013	13:40:00	22/09/2013	14:30:00	5414	300	00:50	0.83	Bloqueo de Recloser, ocasionado por la caída de poste de madera en la localidad de Coppi Alto
REPORTE DE INTERRUPCIONES OCTUBRE-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
REPORTE DE INTERRUPCIONES NOVIEMBRE-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	11/11/2013	10:03:00	11/11/2013	10:25:00	5414	300	00:22	0.37	Bloqueo por actuacion del recloser de su proteccion con indicativo fase a tierra, la cual fue activado por fuertes descargas atmosfericas en la Comunidad de TOTORANI
REPORTE DE INTERRUPCIONES DICIEMBRE-2013 DEL ALIMENTADOR HU-04									
HU-04	19/12/2013	22:17:00	19/12/2013	22:32:00	5414	300	00:15	0.25	Bloqueo por actuacion del recloser de su proteccion con indicativo fase a tierra, la cual fue activado por fuertes descargas atmosfericas en la Comunidad de MANAYPATA

ANEXO 04

RECOMENDACIONES PARA DISTANCIA DE FUGA EN AISLADORES PARA AMBIENTES CONTAMINADOS

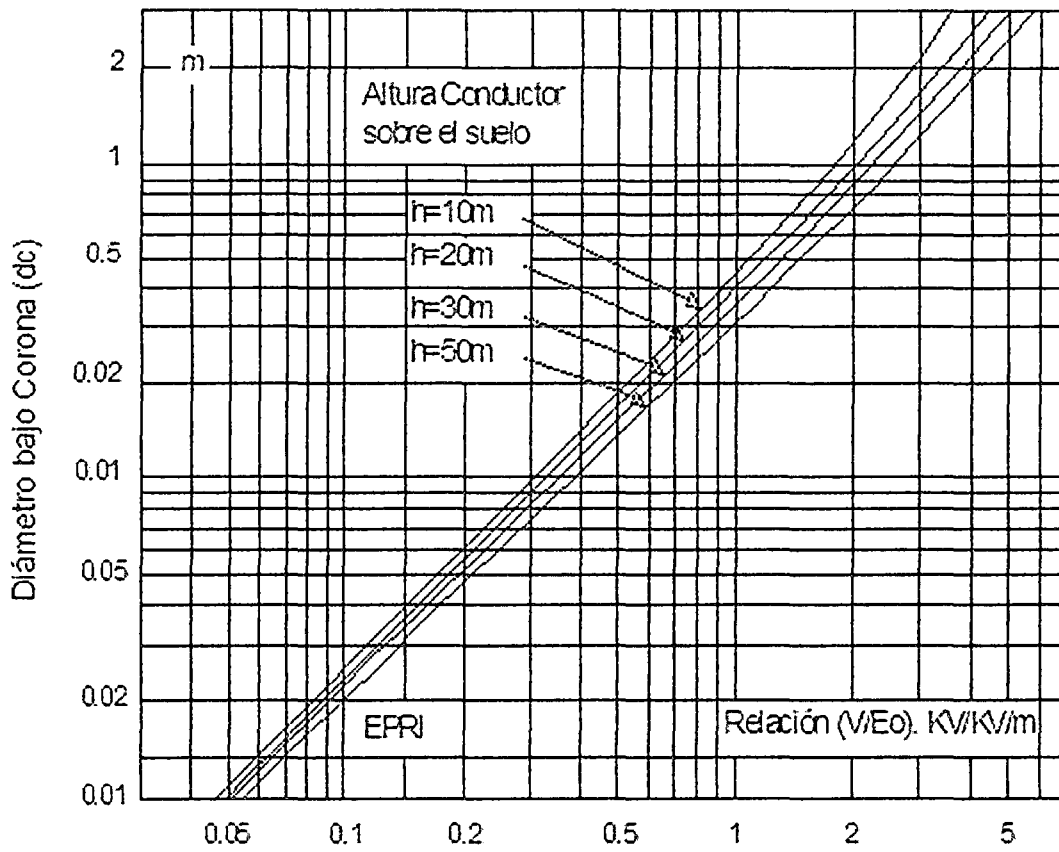
**RECOMENDACIONES PARA LA DISTANCIA DE FUGA EN AISLADORES
PARA AMBIENTES CONTAMINADOS (NORMA IEC 815)**

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

ANEXO 05

**DIÁMETRO DE CONDUCTOR BAJO
EFECTO CORONA**

DIÁMETRO DE CONDUCTOR BAJO EFECTO CORONA



Fuente: Justo Yanque- Alta tensión y técnicas de prueba de laboratorio (2004)

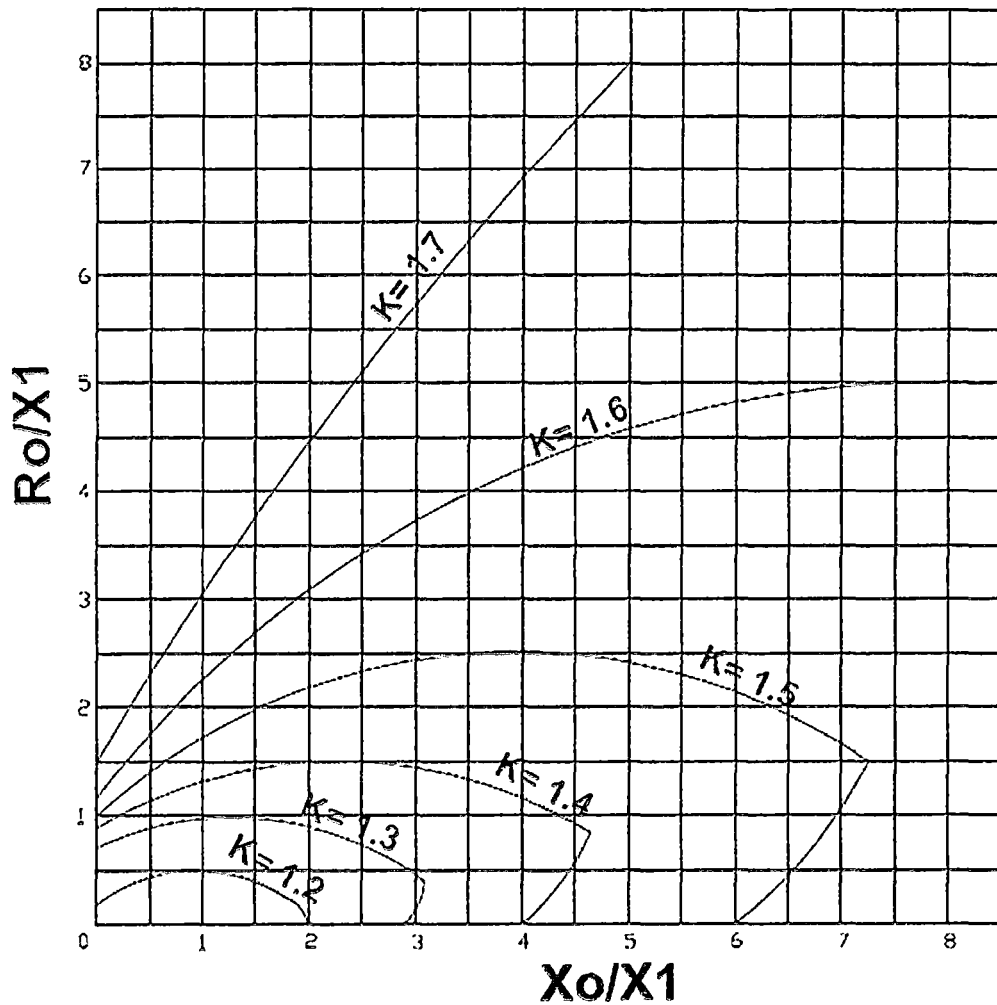
ANEXO 06

**PLANO DE UBICACIÓN DEL SUB
SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA
HU-04**

ANEXO 07
FACTOR A FALLA A TIERRA (Ke)

FACTOR DE FALLA A TIERRA (K_e)

Valor de K_e dependiendo de la reactancia de secuencia y la resistencia del sistema para las resistencias de falla más desfavorable. Puede ser que el factor K_e sea desconocido, para estos casos puede ser estimado como 1.4 para sistemas efectivamente aterrados y 1.73 para sistemas no aterrados efectivamente.



Fuente: Norma IEC

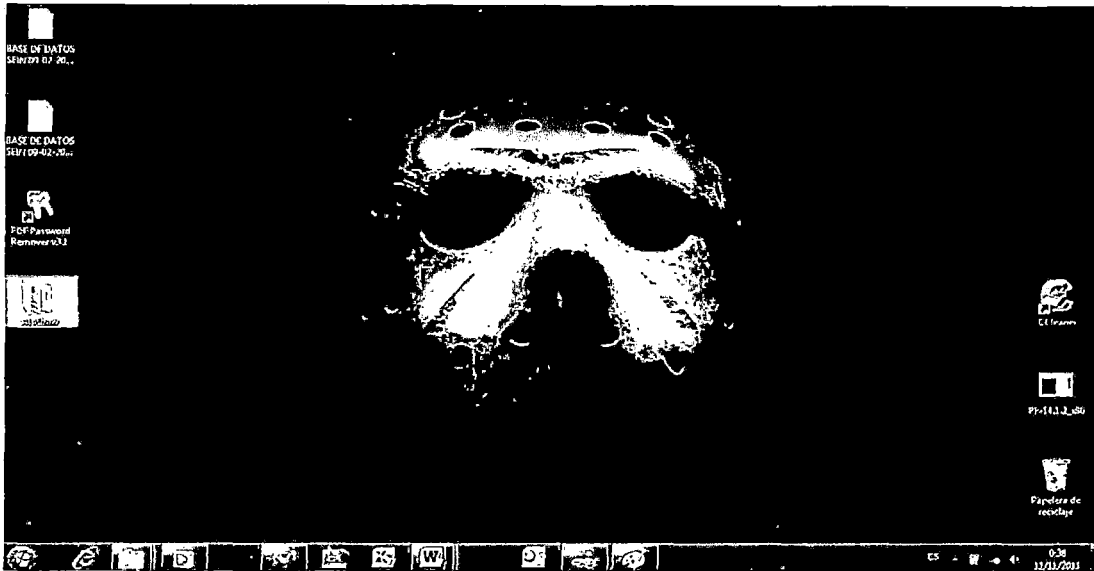
ANEXO 08

TUTORIAL DE INSTALACION DEL

PROGRAMA ATP DRAW 5.7

TUTORIAL DE INSTALACION DEL PROGRAMA ATP DRAW 5.7

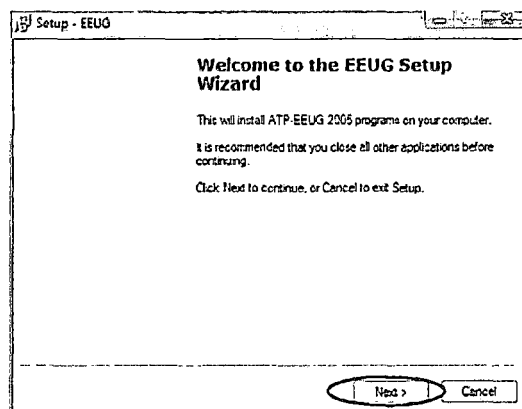
1. Primero ubicamos en el escritorio o lugar donde este la carpeta **ATPDraw**



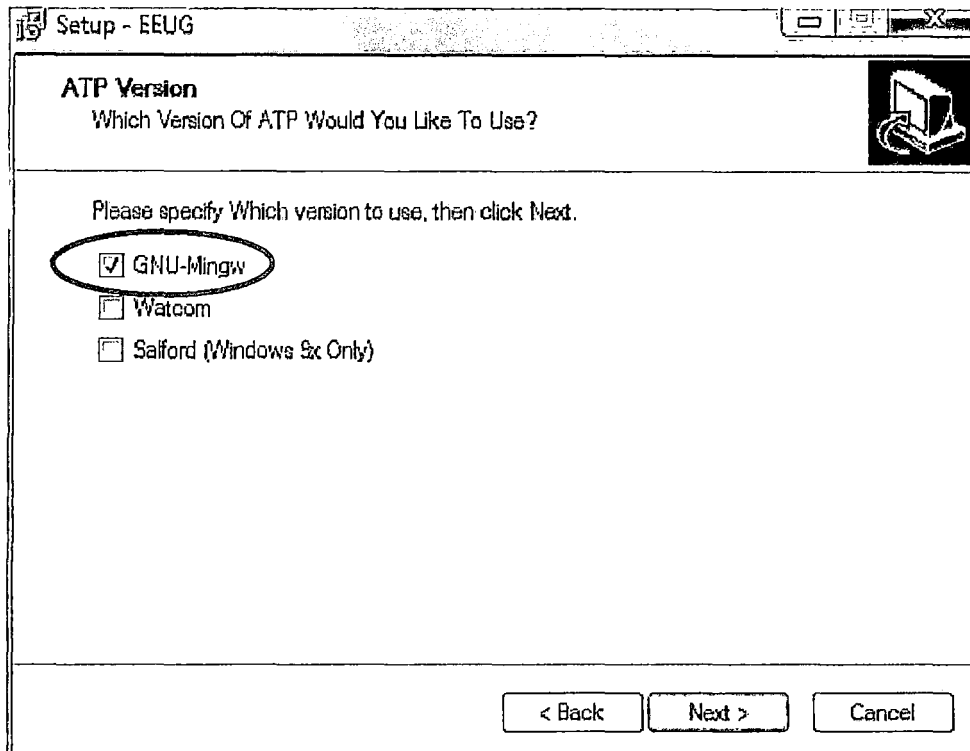
Damos clic en **Netup**

eeug	30/08/2006 1:56	Aplicación	1.041 KB
setup	30/08/2006 1:57	Aplicación	92.972 KB
ATPDraw57_image	28/10/2011 3:59	Archivo WinZip	2.808 KB
Atpdraw57p5	28/10/2011 3:59	Archivo WinZip	1.385 KB
Readme	08/12/2010 9:55	Documento Adob...	60 KB
install_v5	23/11/2007 10:57	Documento de tex...	6 KB
eeug	30/08/2006 1:56	Icono	3 KB
autorun	30/08/2006 1:56	Información sobre...	1 KB

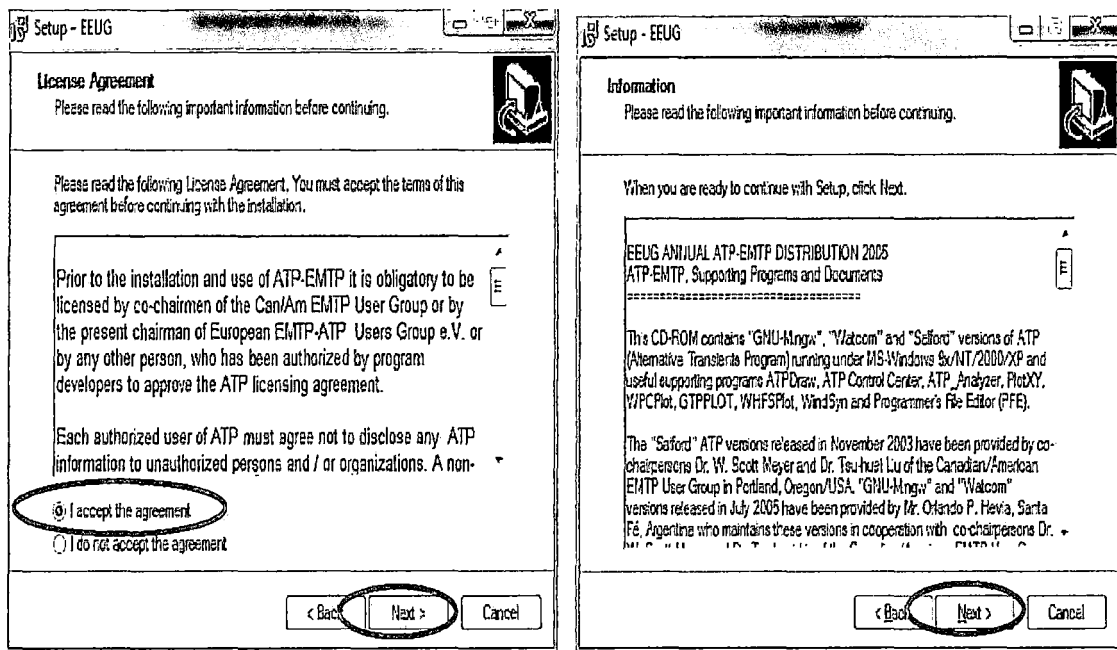
A continuación le damos **Next**



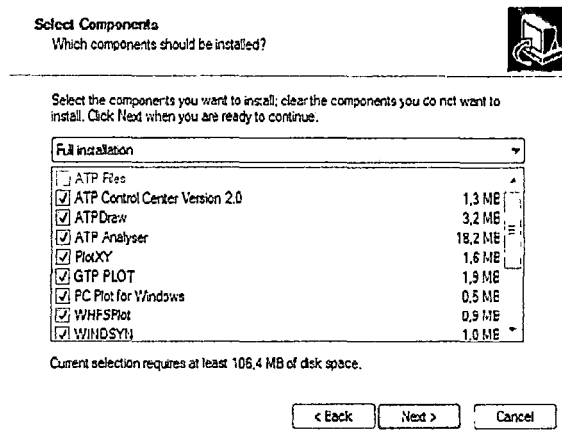
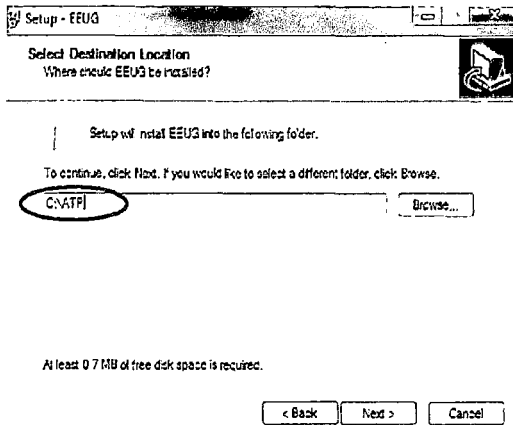
Otra vez **Next** solo se pondrá chek, como se muestra en la siguiente figura



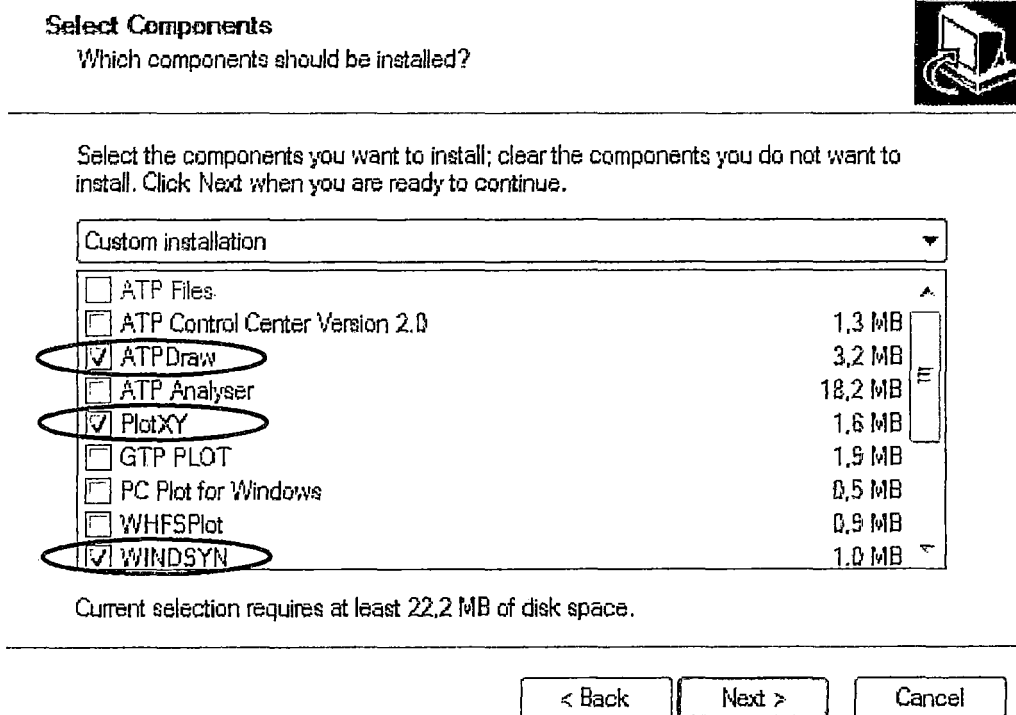
Aceptamos el contrato del programa y damos **Next**



Escogemos el lugar de instalación de preferencia en **C: \ATP**, luego nos saldrá una ventana con todos los chek puestos



Esta parte es importante, solo debemos tener activo 3 chek como se muestra



Luego ponemos ATP en caso no salga otro nombre, y luego le damos Install

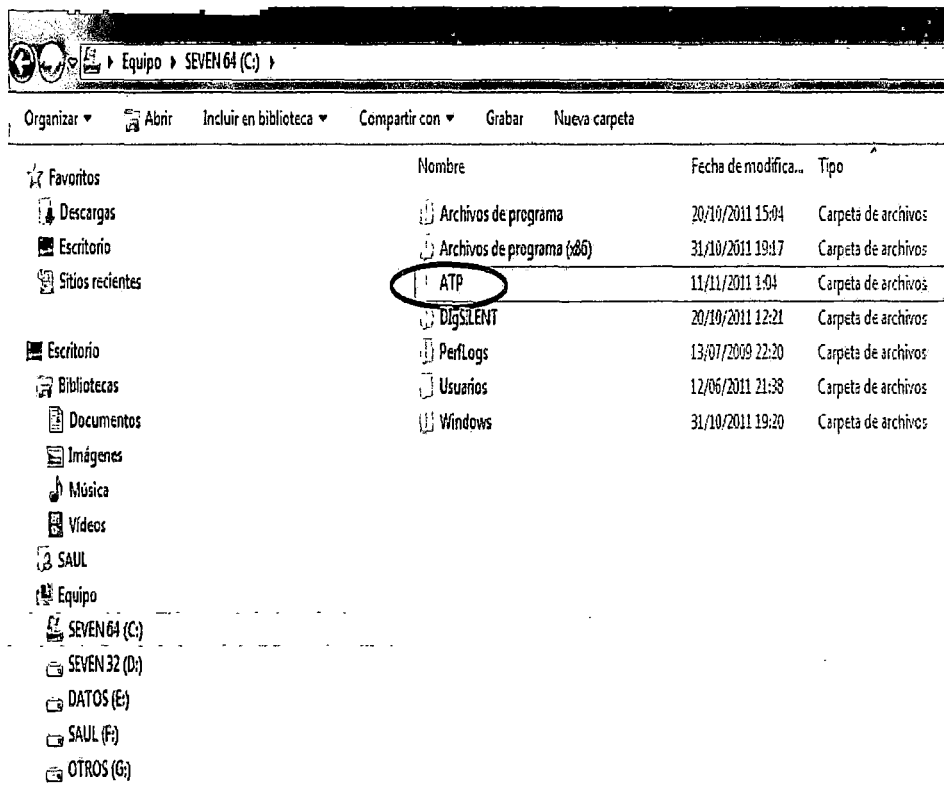
Completing the EEUG Setup Wizard

Setup has finished installing EEUG on your computer. The application may be launched by selecting the installed icons.

Click Finish to exit Setup.



Una vez instalado vamos donde se instaló el programa en la unidad de nuestra PC y entramos a la carpeta ATP



Luego la carpeta PlotXY lo movemos a la ATPDraw

Nombre	Fecha de modifica...	Tipo	Tamaño
ATPCC	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
ATPDraw	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
GNUATP	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
PlotXY	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
WINDSYN	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
unins000	11/11/2011 0:42	Aplicación	654 KB
unins000.dat	11/11/2011 1:04	Archivo DAT	19 KB

Atp	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
ATPDraw 4.2	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
Bct	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
Grp	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
LCC	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
Mod	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
Project	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
usp	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	
Atpdraw	20/09/2005 2:37	Aplicación	1 761 KB
ATPDraw.CNT	20/09/2005 9:01	Archivo CNT	4 KB
ATPDraw	20/09/2005 9:02	Archivo de Ayuda	735 KB
Del:L.lisu	02/10/2005 21:26	Archivo ISU	4 KB
runAF	01/07/1999 22:09	Archivo por lotes ..	1 KB
runatp	11/11/2011 1:04	Archivo por lotes ..	1 KB
runATP_G	29/12/1999 9:04	Archivo por lotes ..	1 KB
runATP_S	04/09/1999 9:46	Archivo por lotes ..	1 KB
runATP_W	03/09/1999 11:29	Archivo por lotes ..	1 KB
ATPDraw.scl	06/07/2005 15:22	Archivo SCL	221 KB
_ISREG32.DLL	07/02/1996 7:07	Extension de la apl..	24 KB
ATPDraw	11/11/2011 1:04	Opciones de confi	1 KB
Readme ATPDraw	26/08/2005 14:55	Rich Text Format	125 KB
PlotXY	11/11/2011 1:04	Carpeta de archivos	

Para actualizar a 5.7p5 en la carpeta donde está el programa de instalación, copiamos los 2 archivos zipeados

Nombre	Fecha de modifica...	Tipo	Tamaño
eeug	30/08/2006 1:56	Aplicación	1.041 KB
setup	30/08/2006 1:57	Aplicación	92.972 KB
ATPDraw57_image	28/10/2011 3:59	Archivo WinZip	2.808 KB
Atpdraw57p5	28/10/2011 3:59	Archivo WinZip	1.385 KB
Readme	08/12/2010 9:55	Documento Adcb...	60 KB
install_v5	23/11/2007 10:57	Documento de tex...	6 KB
eeug	30/08/2006 1:56	Icono	3 KB
autorun	30/08/2006 1:56	Información sobre...	1 KB

En la carpeta ATPDraw le damos pegar, luego seleccionamos el primer Zip le damos clic derecho y extraer aquí, le damos si a todo; los mismos se hace para el otro archivo Zip

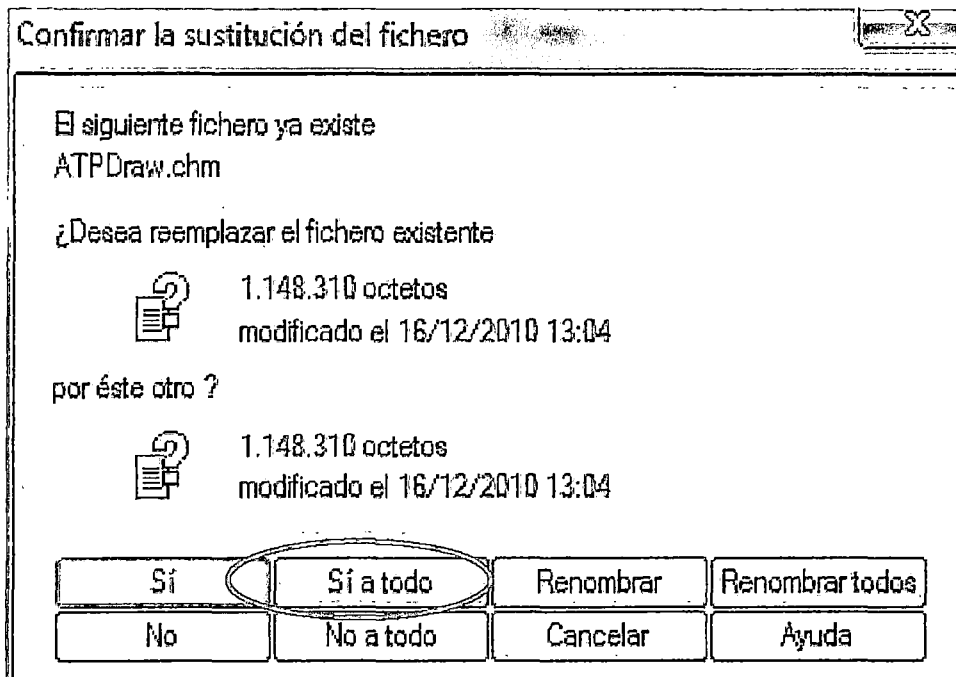
The image shows two side-by-side windows from a Windows file explorer. The left window displays a directory listing with the following files and their modification dates:

- Atp 11/11/2011 1:04
- ATPDraw 4.2 11/11/2011 1:04
- Bct 11/11/2011 1:04
- Grp 11/11/2011 1:04
- LCC 11/11/2011 1:04
- Mod 11/11/2011 1:04
- PlotXY 11/11/2011 1:04
- Project 11/11/2011 1:04
- usp 11/11/2011 1:04
- Atpdraw 20/09/2005 8:37
- ATPDraw.CNT 20/09/2005 9:01
- ATPDraw 20/09/2005 9:02
- DeIsL1.isu 03/10/2005 21:36
- runAF 01/07/1999 22:09
- runatp 11/11/2011 1:04
- runATP_G 29/10/1999 9:04
- runATP_S 04/08/1999 9:46
- runATP_W 03/08/1999 11:29
- ATPDraw.scl 06/07/2005 15:22
- ATPDraw57_image 28/10/2011 3:59
- Atpdraw57p5 28/10/2011 3:59
- ATPDraw 11/11/2011 1:04

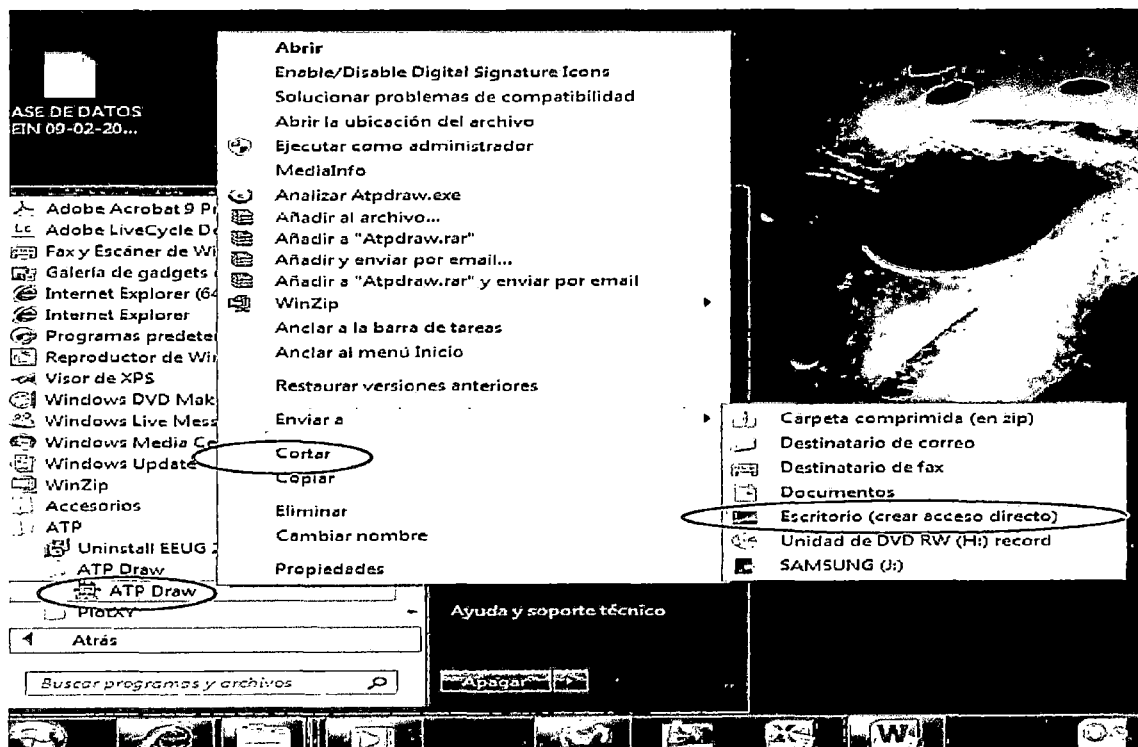
The files 'ATPDraw57_image' and 'Atpdraw57p5' are circled in red. The right window shows a context menu for the file 'ATPDraw57_image.zip'. The menu items are:

- Abrir con WinZip
- Enable/Disable Digital Signature Icons
- Imprimir
- MediaInfo
- Analizar ATPDraw57_image.zip
- Abrir con
- Extraer ficheros
- Extraer aquí
- Extraer en ATPDraw57_image\
- WinZip
- Restaurar versiones anteriores
- Enviar a
- Cortar
- Copiar
- Crear acceso directo
- Eliminar
- Cambiar nombre
- Propiedades

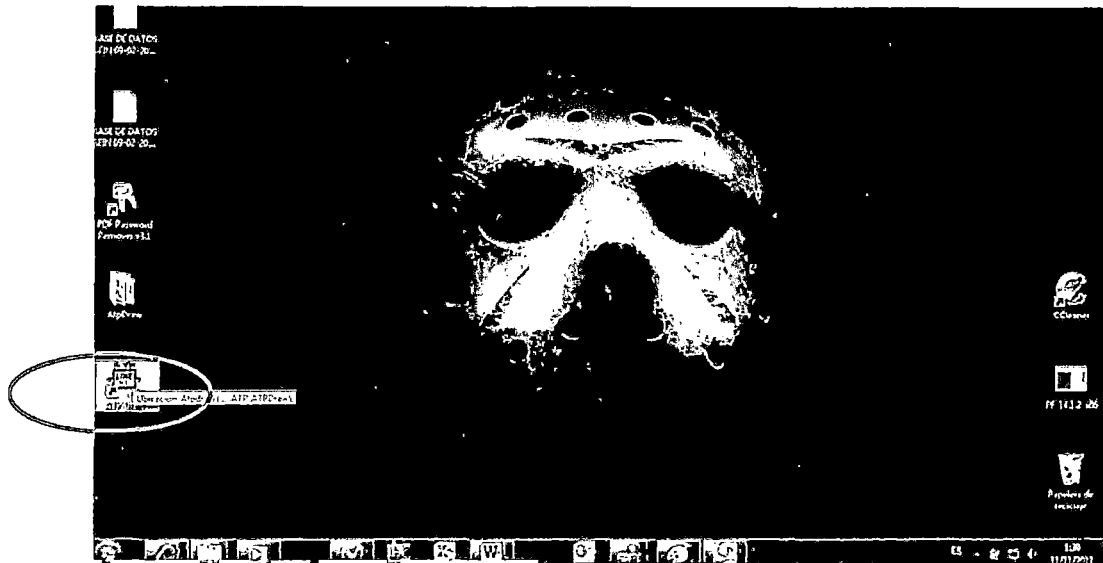
The 'Extraer aquí' option is circled in red.



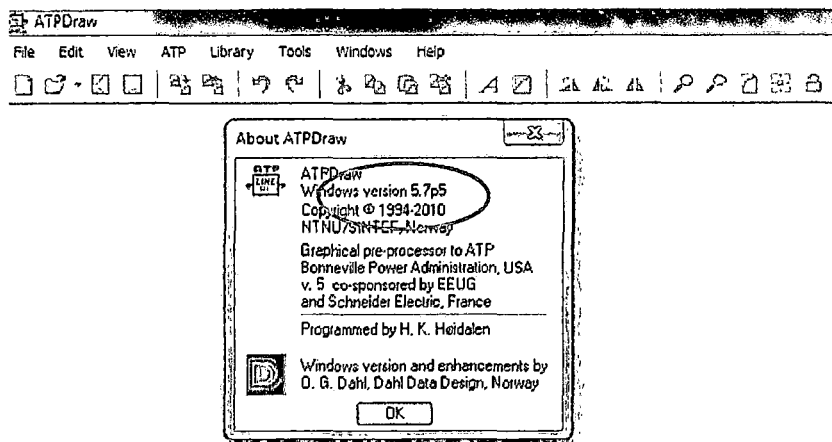
Luego vamos a Inicio de programa buscamos en ATP, ATPDraw, le damos clic derecho y seleccionamos enviar a Escritorio esto para tener facilidad para iniciar el programa

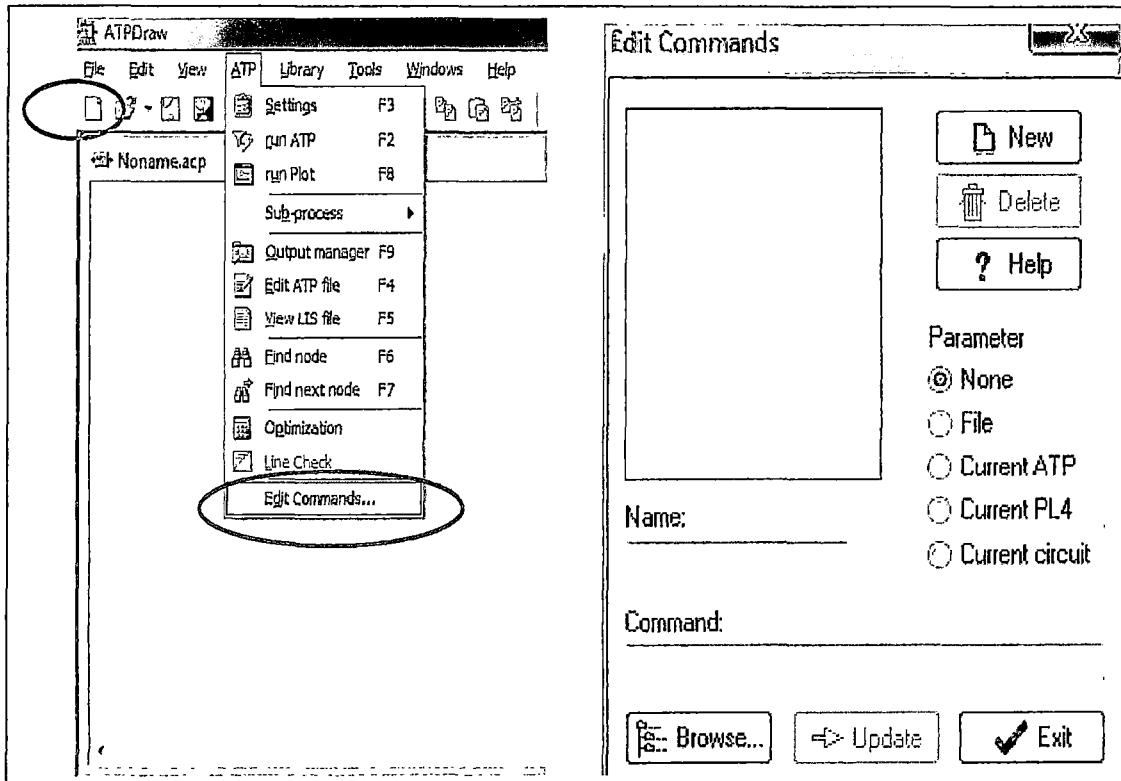


Vemos que en el escritorio ya está el Programa ATP Draw y abrimos el programa



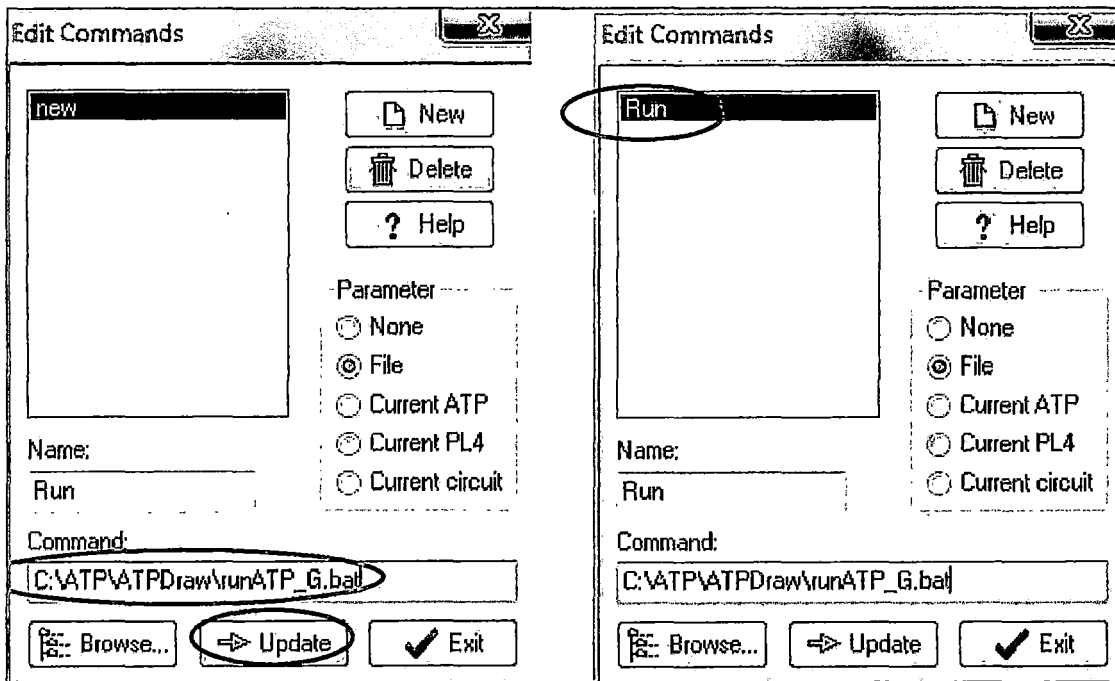
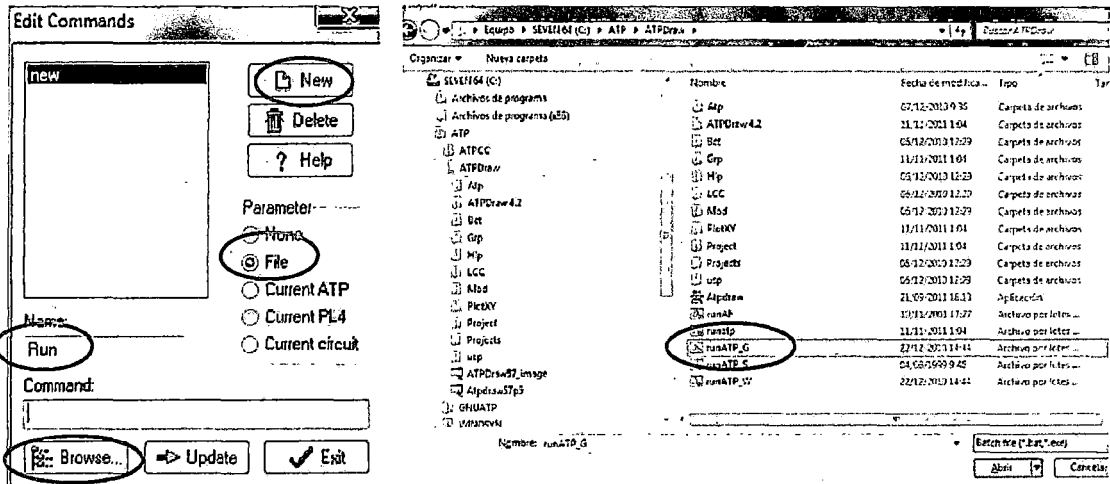
Finalmente el programa ya está instalado





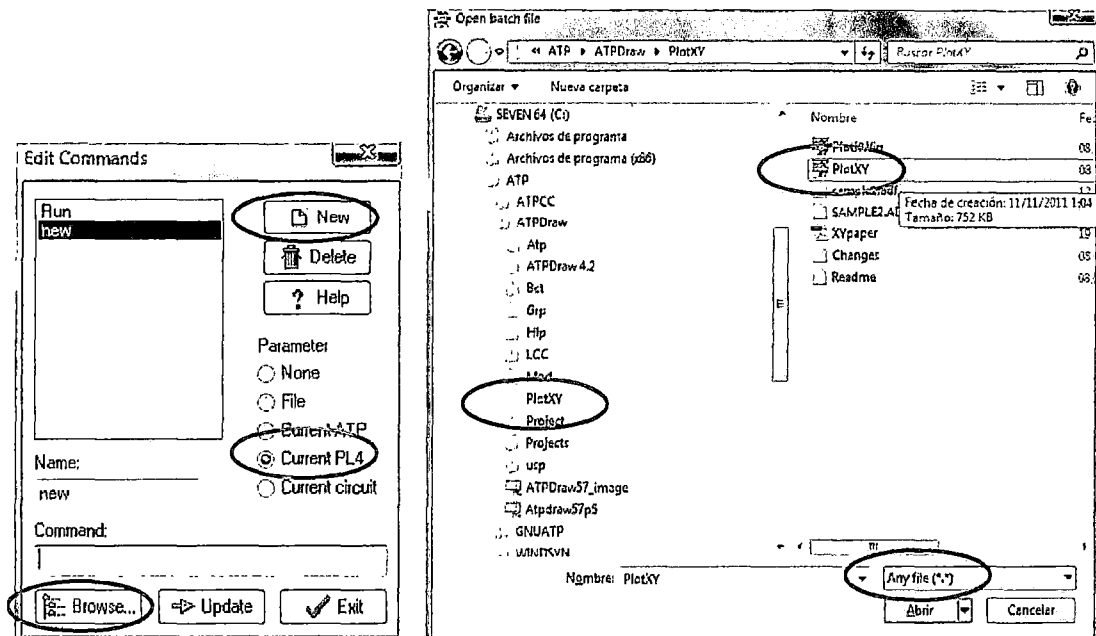
Luego en ATP le damos clic crear **New** y luego en ATP, **Edit Commands** nos sale una ventana pequeña.

Primero le damos clic en **New** luego seleccionamos **File**, luego en **Name** le damos un nombre de **Run**, luego en **Browse** buscamos el archivo **runATP_G** que está ubicado en donde se instaló el programa luego le damos **Abrir**.

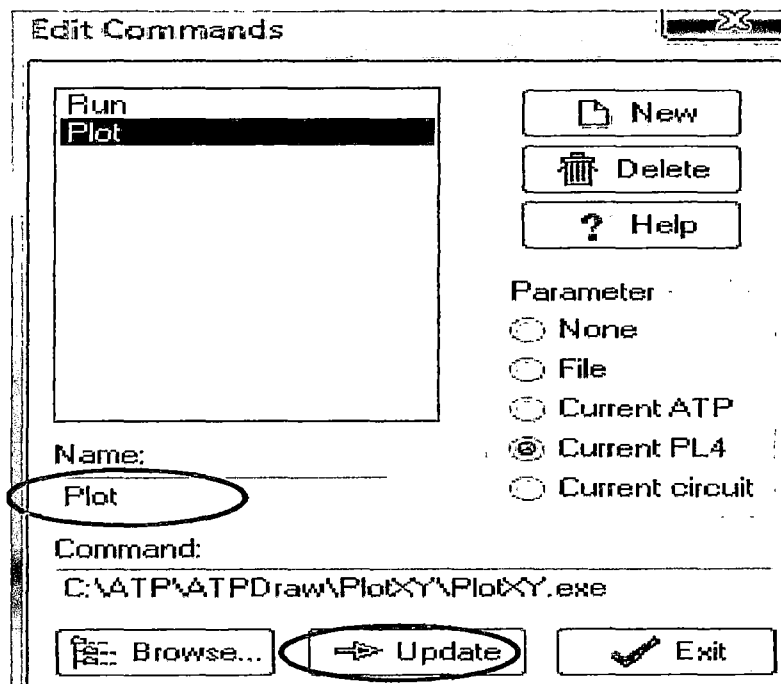


Luego le damos **Update** que nos sirve para actualizar el nombre y ruta de **New** a **Run**, esto se hizo para que le programa pueda correr las simulaciones del ATPDraw.

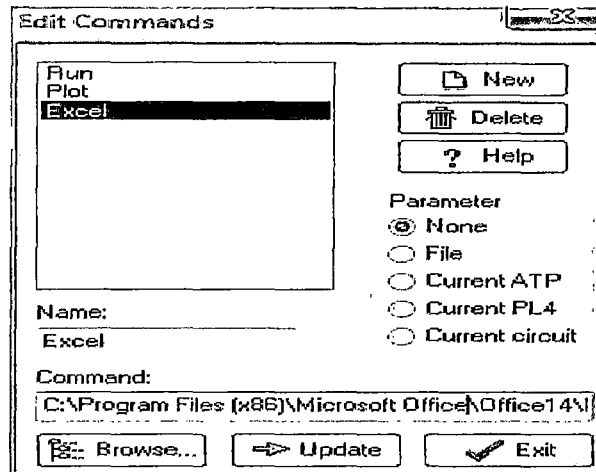
Ahora para poder tener las graficar hacemos de similar manera que lo descrito anteriormente le damos **New** luego **Current PL4** luego en **Browse** Buscamos el archivo **PlotXY** que está ubicada en ATP, ATPDraw, luego PlotXY, si no sale el archivo PlotXY elegimos **Any file** y aparecerá dicho archivo y luego abrir.



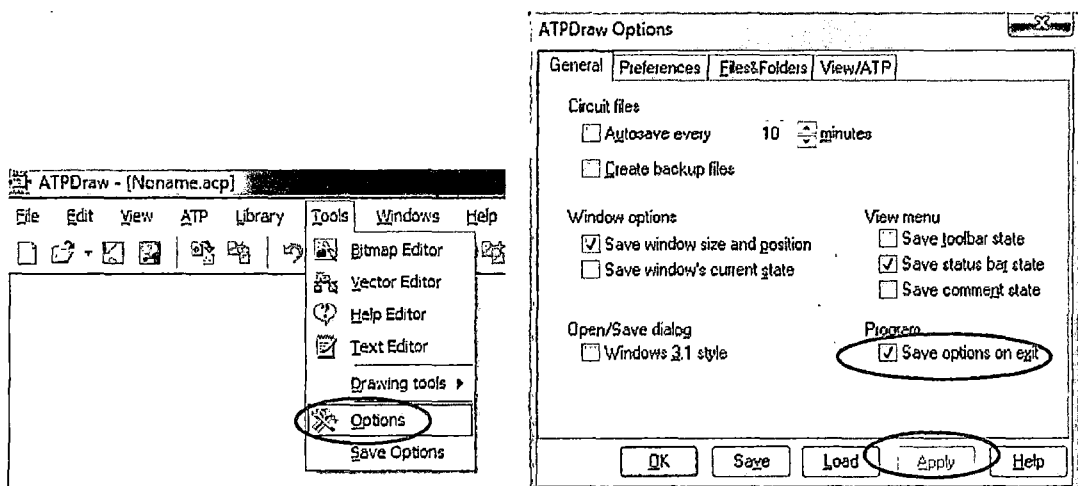
Luego en name le damos en nombre **Plot** y luego **Update**.



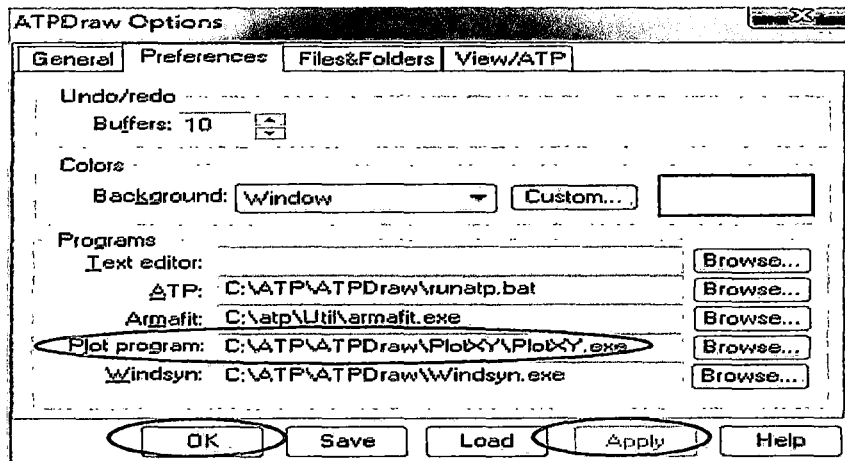
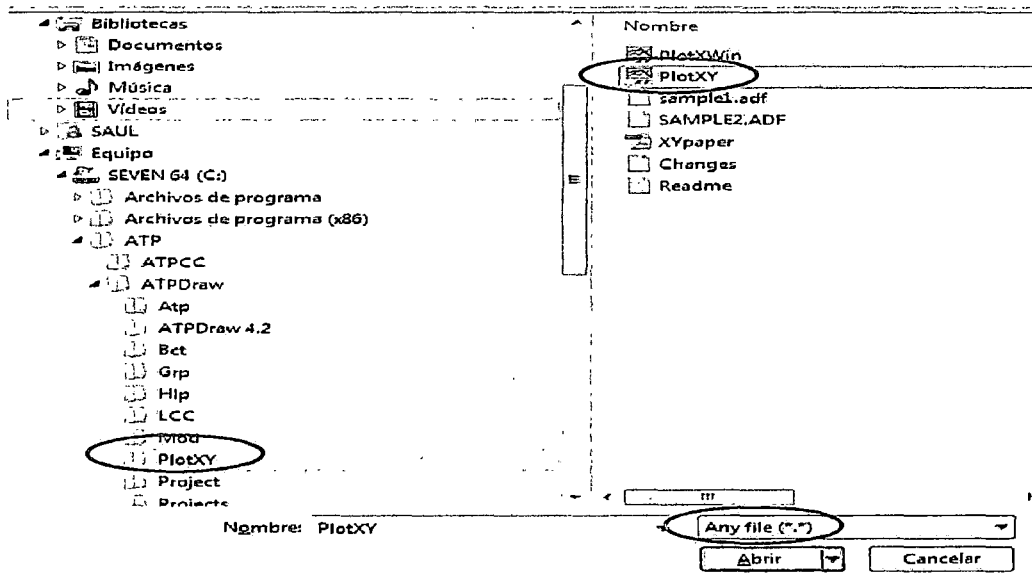
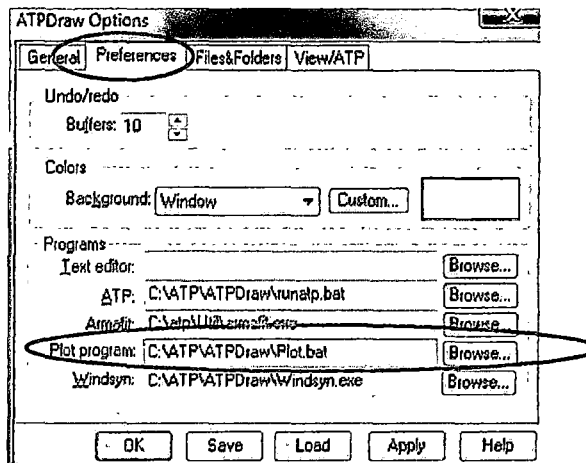
También se puede poner o que el programa jale hojas de cálculo como el Excel que se hace de similar manera, en **Browse** se da la dirección donde está el programa Excel.



Para guardar esta configuración y no volver a repetir todo el paso cada vez que se inicia el programa hacemos lo siguiente En **Tools** elegimos **Options** luego en **General** damos un chek en **Save options on exit** luego **Aply**.

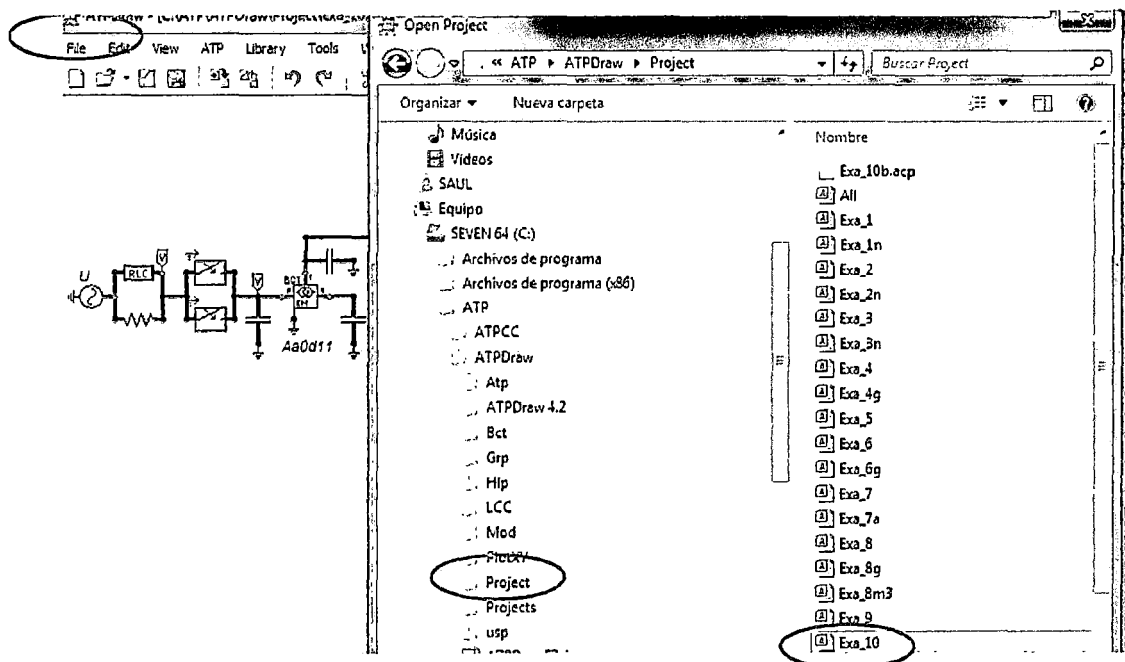


A continuación en **Preference** buscamos **Plot Program**, no debe de decir plot.bat tiene que decir PlotXY.exe entonces buscamos la ubicación del archivo como se muestra en la figura

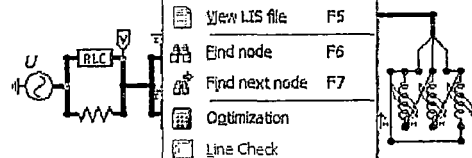
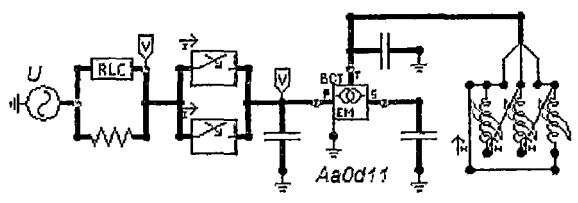
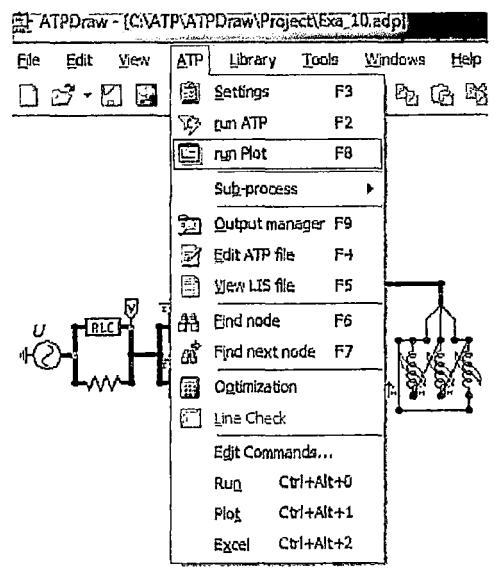
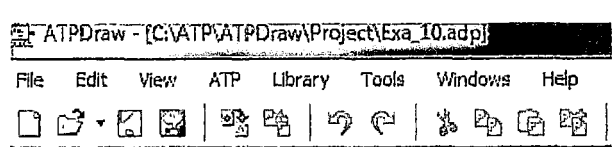


Luego Apply

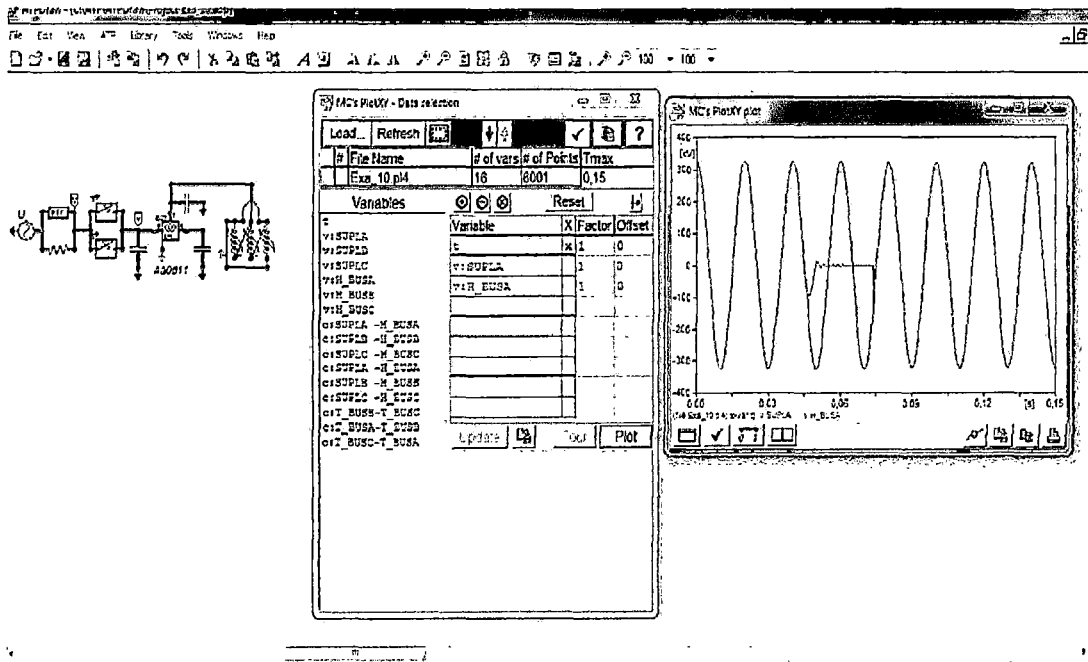
2. Luego probamos si funciona la opción de graficar y el programa en sí, le damos en File luego Open, en Project buscamos el ejemplo Exa_10 luego Abrir.



Luego en ATP damos run ATP y luego run plot TP



Seleccionamos las variables a graficar, y ya está finalmente funcionando



ANEXO 09
TUTORIAL DE UTILIZACIÓN DEL
PROGRAMA ATP DRAW 5.7

Manual de utilización de ATPDraw 5.7

1.0 Después de instalar el programa, la interfaz del ATPDraw se ve a continuación, para crear un proyecto nuevo presione el icono de la hoja en blanco.

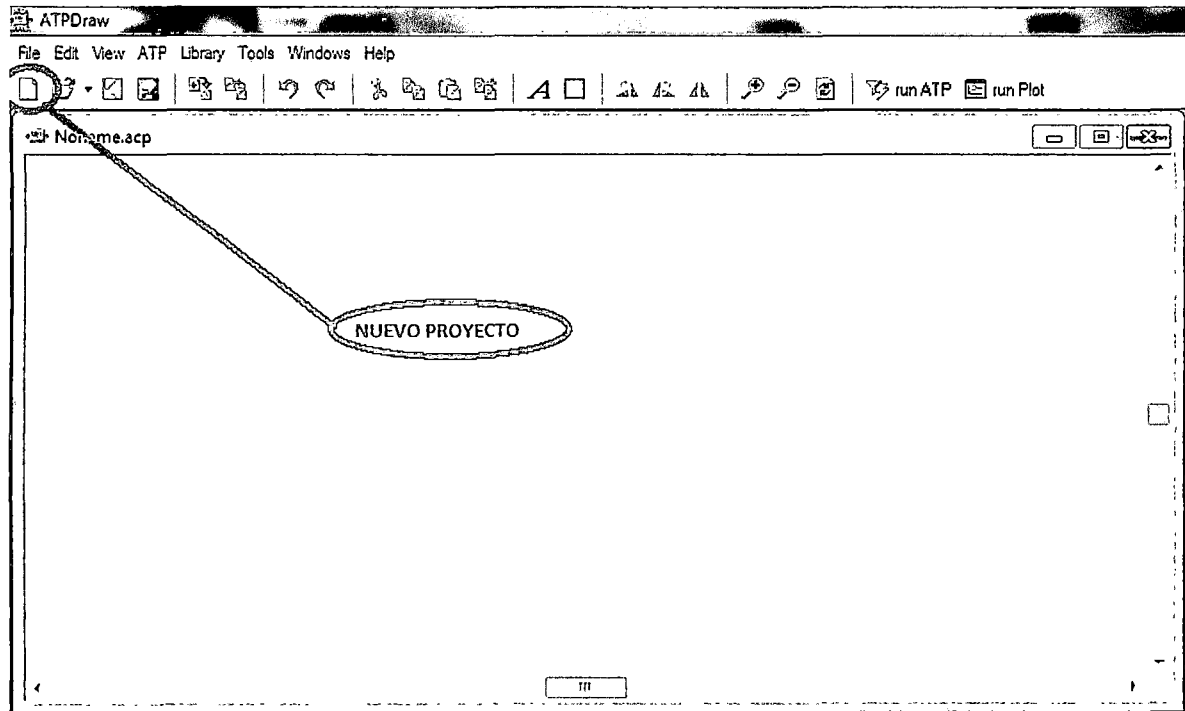


Figura 1.1 Icono de nuevo proyecto.

2. ELEMENTOS BÁSICOS DEL ATPDRAW

En esta sección se presenta un listado de los componentes eléctricos más utilizados que tiene el ATPDraw a los que se puede acceder mediante el menú desplegable de elementos como muestra la figura 1.2.

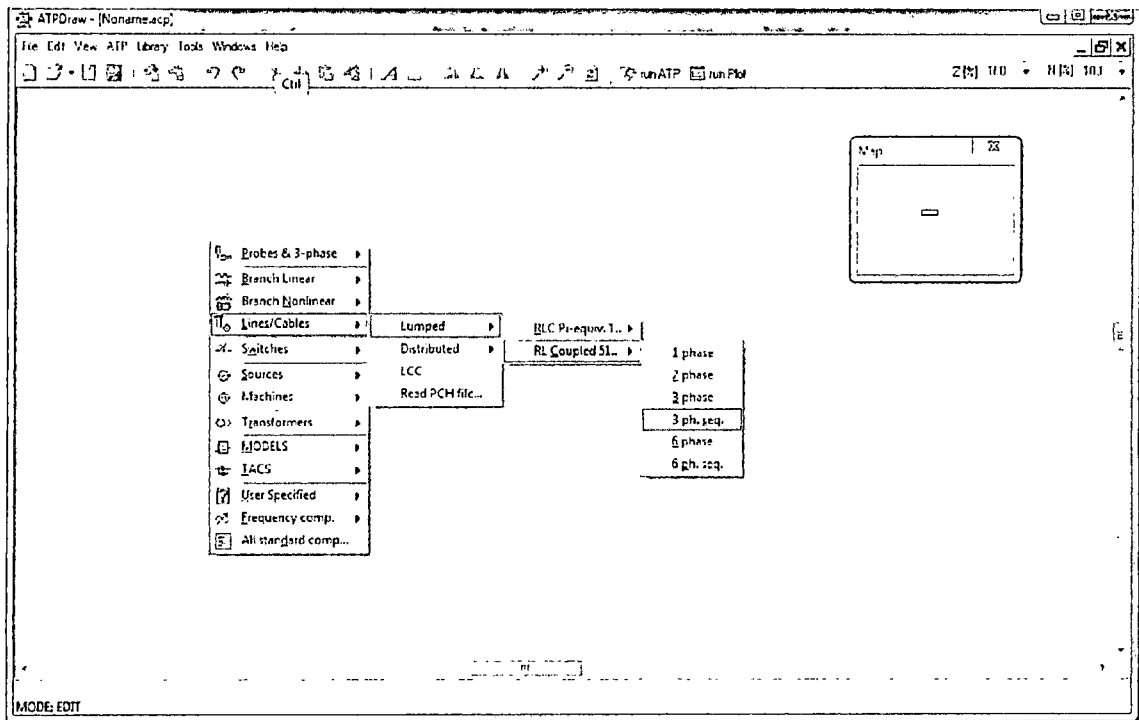


Figura 1.2 Menú Desplegable de Elementos.

2.1 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.

Probes & 3-phase	Probe <u>V</u> olt
Branch Linear	Probe <u>B</u> ranch volt.
Branch Nonlinear	Probe <u>C</u> urrent
Lines/Cables	Probe <u>I</u> ACS
Switches	Probe <u>M</u> ODELS
Sources	<u>S</u> plitter (3 phase)
Machines	Collector
Transformers	Transp <u>1</u> ABC-BCA
MODELS	Transp <u>2</u> ABC-CAB
IACS	Transp <u>3</u> ABC-CBA
User Specified	Transp <u>4</u> ABC-ACB
Frequency comp.	<u>A</u> BC Reference
All standard comp...	<u>D</u> EF Reference

Figura 1.3 Menú de Componentes Estándar.

- **Probé Volt:** Es un voltímetro, mide la tensión con respecto a tierra.
- **Probé Branch volt:** Voltímetro, mide la tensión entre 2 puntos del sistema.
- **Probé Curr:** 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.

2.2 Ramas Lineales (Branch Linear): Son componentes lineales es decir que tanto su corriente como su tensión varían de igual manera.

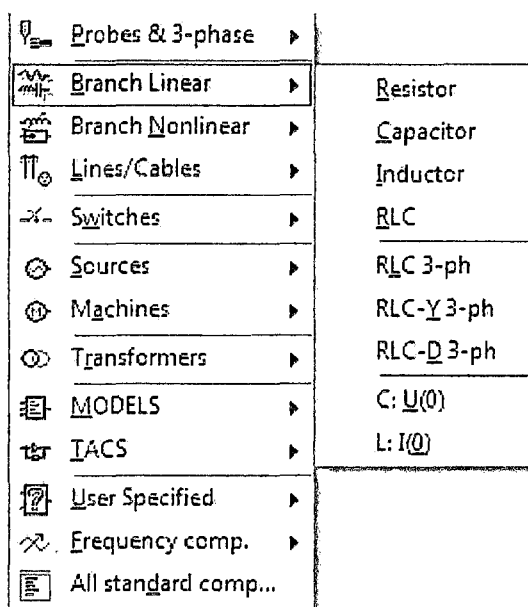


Figura 1.4 Menú Ramas Lineales.

- **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: 1(0):** Autoinducción con carga inicial.

2.3 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 está especificado en el HELP de cada elemento.

Probes & 3-phase ▶	
Branch Linear ▶	
Branch Nonlinear ▶	R(i) Type 99
Lines/Cables ▶	R(i) Type 92
Switches ▶	R(t) Type 97
Sources ▶	R(t) Type 91
Machines ▶	L(i) Type 98
Transformers ▶	L(i) Type 93
MODELS ▶	L(i) Type 96
TACS ▶	L(i) Hevia 98->96
User Specified ▶	MOV Type 92
Frequency comp. ▶	MOV Type 3-ph
All standard comp...	R(TACS) Type 91
	L(i) Type 98, init
	L(i) Type 96, init
	L(i) Type 93, init

Figura 1.5 Menú de Ramas no Lineales.

- **TIPO-99:** Resistencia pseudo no lineal
- **TIPO-98:** Inductancia pseudo no lineal
- **TIPO-97:** Resistencia variable en el tiempo
- **TIPO-96:** Inductancia pseudo no lineal con histéresis
- **TIPO-94:** Rama controlada desde MODELS
- **TIPO-93:** Inductancia no lineal
- **TIPO-92**
 - Pararrayos de óxidos metálicos
 - Resistencia dependiente de la intensidad de forma exponencial

➤ **TIPO-91**

- Resistencia multifásica variable en el tiempo
- Resistencia controlada desde TACS/MODELS

2.4 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.

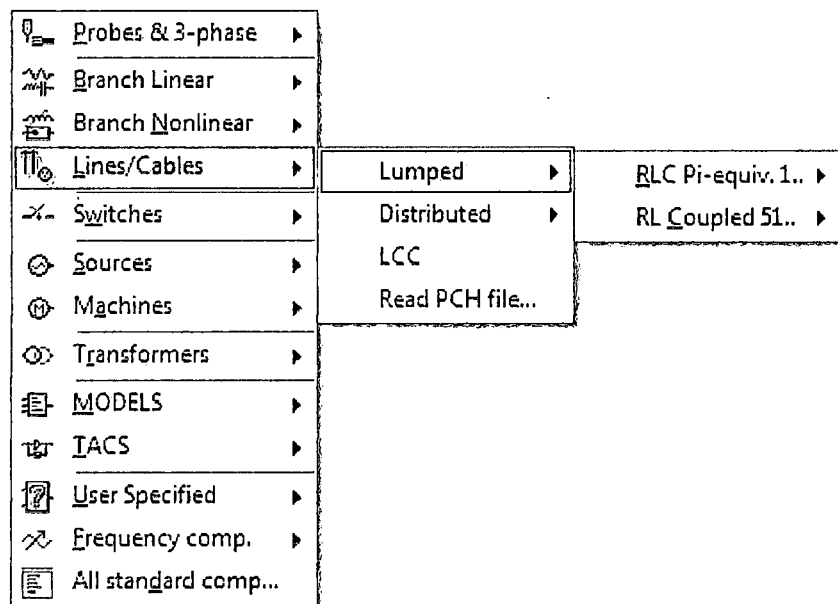


Figura 1.6 Menú de Líneas y Cables.

- **Lumped:** parámetros concentrados
 - **RLC Pi-equiv. 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 KCLee 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.

2.5 Interruptores (Switches): El programa soporta la mayoría de interruptores, ya sean estos de tensión controlada, de tiempo controlado, válvulas, diodos, triacs, sistemáticos o estadísticos.

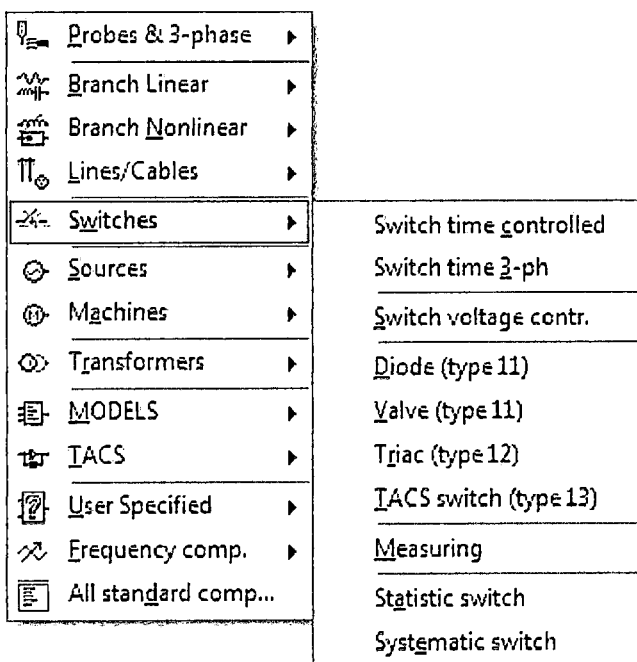


Figura 1.7 Menú de Interruptores.

- **Switch time controlled:** Interruptor monofásico controlado por tiempo.
- **Switch time 3-ph:** Interruptor trifásico controlado por tiempo, con la posibilidad de operar cada fase 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 tipo13 controlado por TACS/MODELS.
- **Measuring:** Interruptor para medida de intensidades.
- **Statistic switch:** Interruptor para análisis estadístico.
- **Systematic switch:** Interruptor para análisis sistemático.

2.6 Fuentes (Sources)

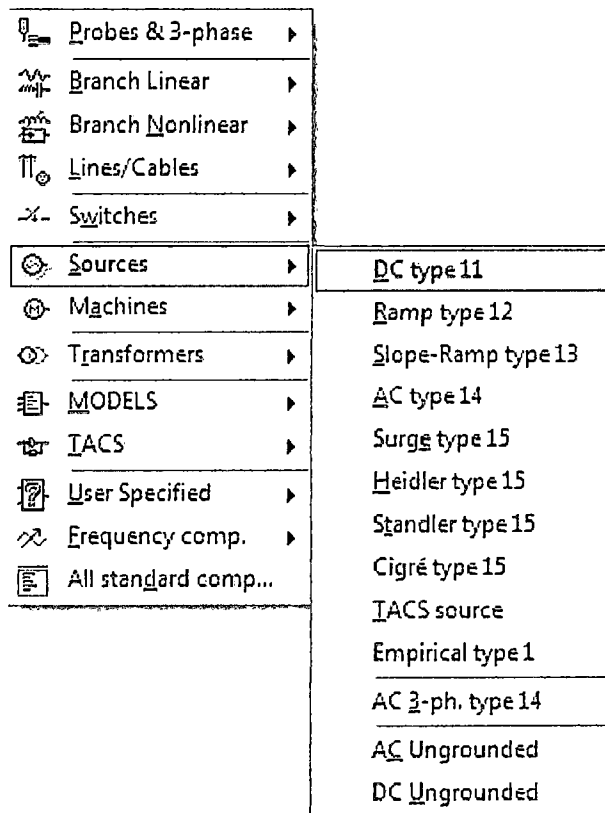


Figura 1.8 Menú de Fuentes.

- **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.
- **Cigré 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 undergrounded:** Fuente de corriente alterna monofásica sin conexión a tierra.
- **DC undergrounded:** Fuente de corriente continua sin conexión a tierra.

2.7 Máquinas (Machines)

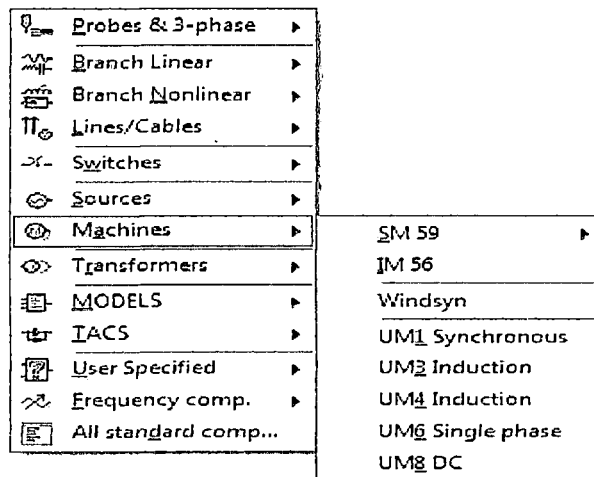


Figura 1.9 Menú de Máquinas.

- **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.
- **UM6 Single phase:** modelo de máquina universal para máquinas monofásicas.
- **UM8 DC:** modelos de máquina universal para máquinas de corriente continua.

2.8 Transformadores (Transformers)

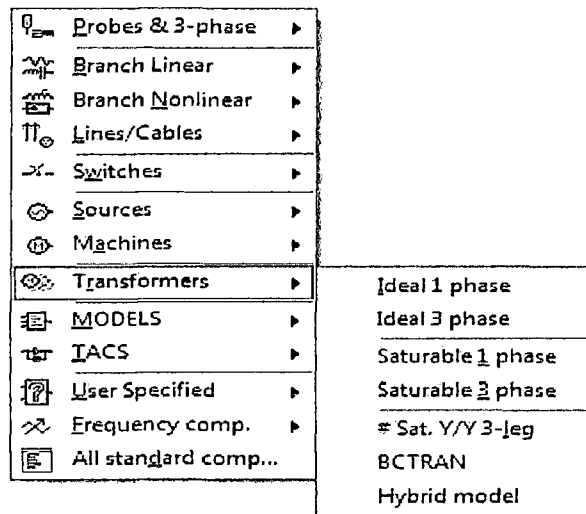


Figura 1.10 Menú de Transformadores

- **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-leg:** Transformador con saturación trifásico, conexión estrella-estrella.
Conformador por un núcleo de 3 columnas con elevada reluctancia homopolar.
- **BCTTRAN:** Llama a subrutina BCTTRAN.

2.9 TACS

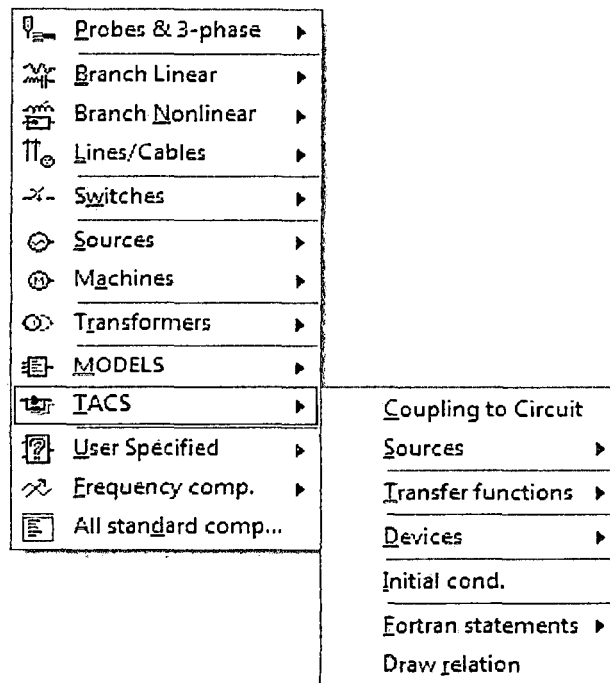


Figura 1.11 Menú de TACS.

- **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.

- **Multi switch - 57:** interruptor múltiple.
 - **Cont Integ- 58:** integrador controlado.
 - **Simple derlv- 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.
- **Intial 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 relation:** permite relacionar gráficamente los bloques Fortran con las variables utilizadas.

3. EJEMPLO: SIMULACIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA CON DISTINTOS VALORES DE CORRIENTE CUANDO CAE EN EL CABLE DE GUARDA

Para tener un mejor entendimiento de cómo manejar el ATPDraw se va a modelar el circuito implementado del tramo de línea en 22,9KV, y observar las formas de onda lo que produce la descarga de un rayo cuando cae al cable de guarda.

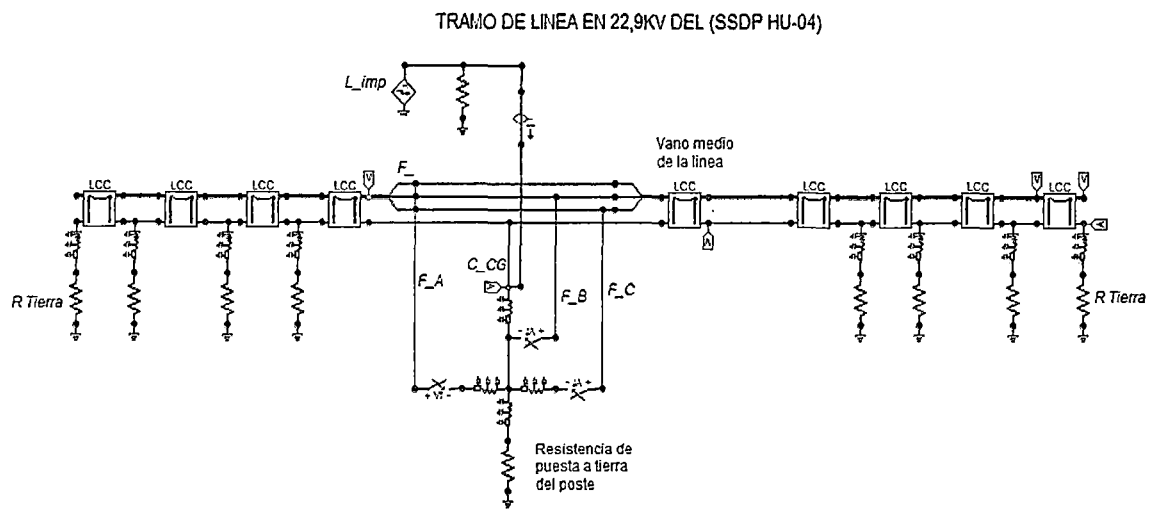


Figura 1.12 Circuito equivalente en ATP de la descarga atmosférica en el cable de guarda

3.1 Para insertar un elemento se presiona el botón derecho del ratón sobre el espacio de trabajo, apareciendo el menú de componentes (*Component selection menu*), empezamos con una fuente *Sources*>**Heidler type 15**:

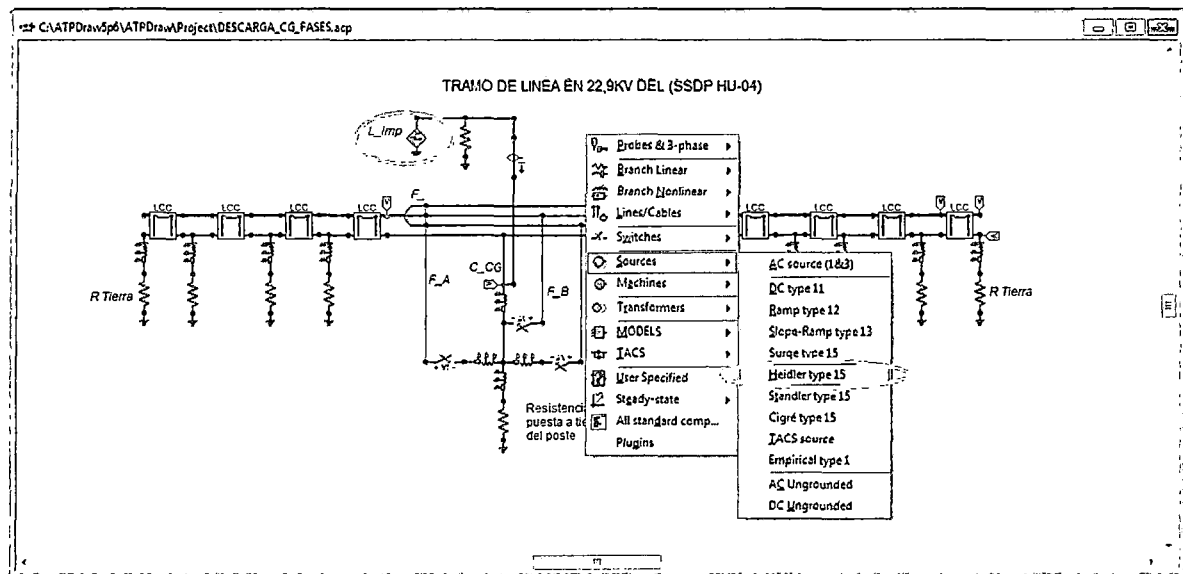


Figura 1.13 Menu de Sources- *Heidler type 15*

Para ajustar los parámetros de cualquier elemento haga doble clic sobre el icono de éste, así aparecerá la ventana donde están los parámetros.

Los parámetros para la **Heidler type 15** son:

Amp: Se introduce el valor pico en [Amperios] o [Voltios] dependiendo del tipo de fuente

T_f: Tiempo de frente [μs].

Tau: Tiempo de cola [μs].

Tstart: Tiempo de encendido de la fuente [segundos].

Tstop: Tiempo de apagado de la fuente [segundos].

Type of source: se puede escoger si la fuente es de Tensión o Corriente.

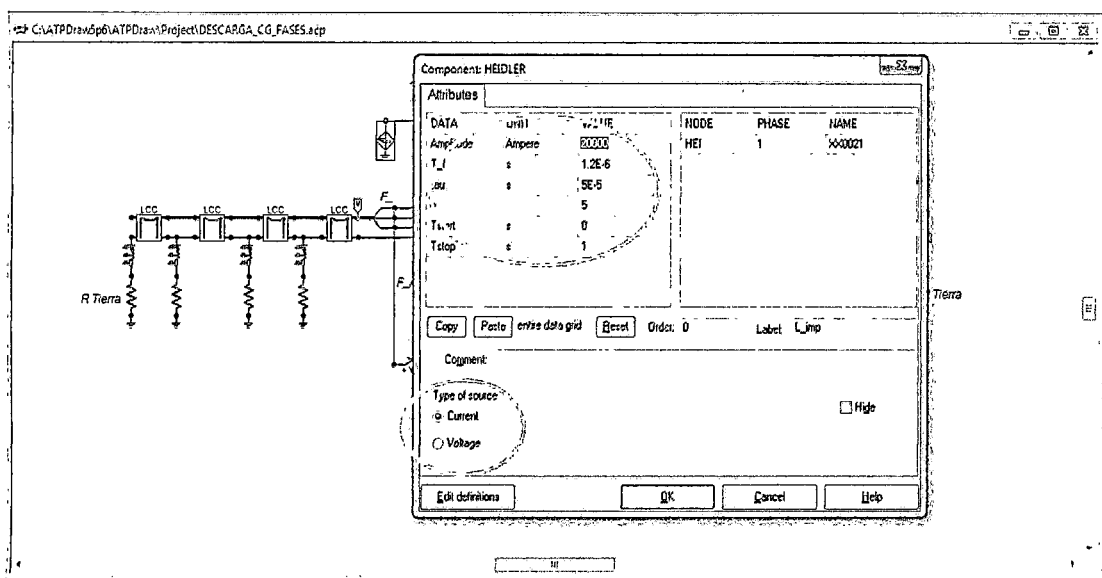


Figura 1.14 Componentes- Heidler type 15

3.2 Los (lines/cables), se crea en mediante el modelo de LCC, se muestra las características de la línea.

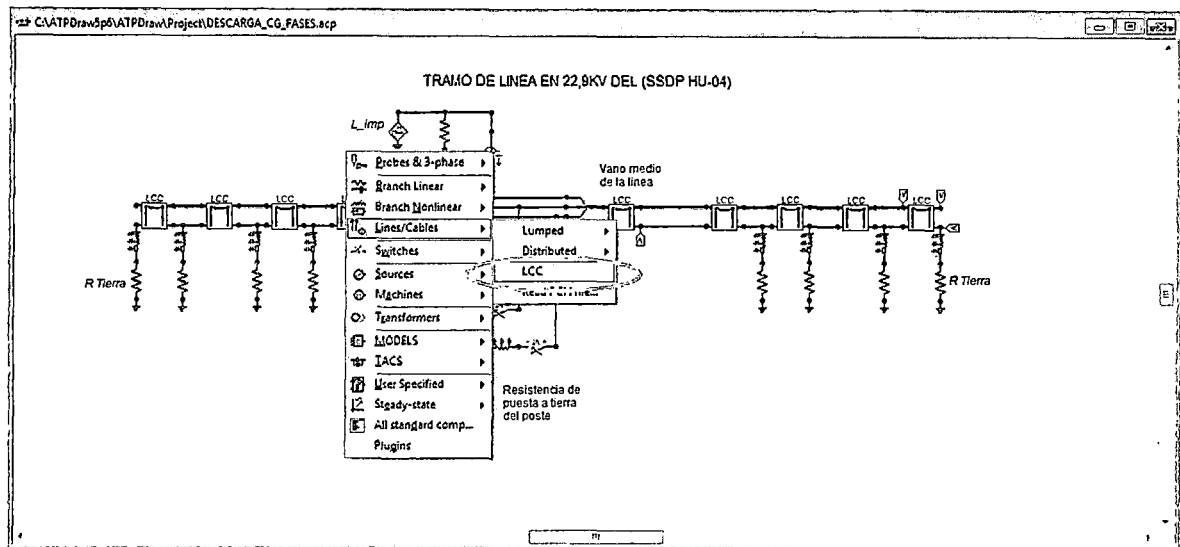


Figura 1.15 Menu Lines/Cables- LCC

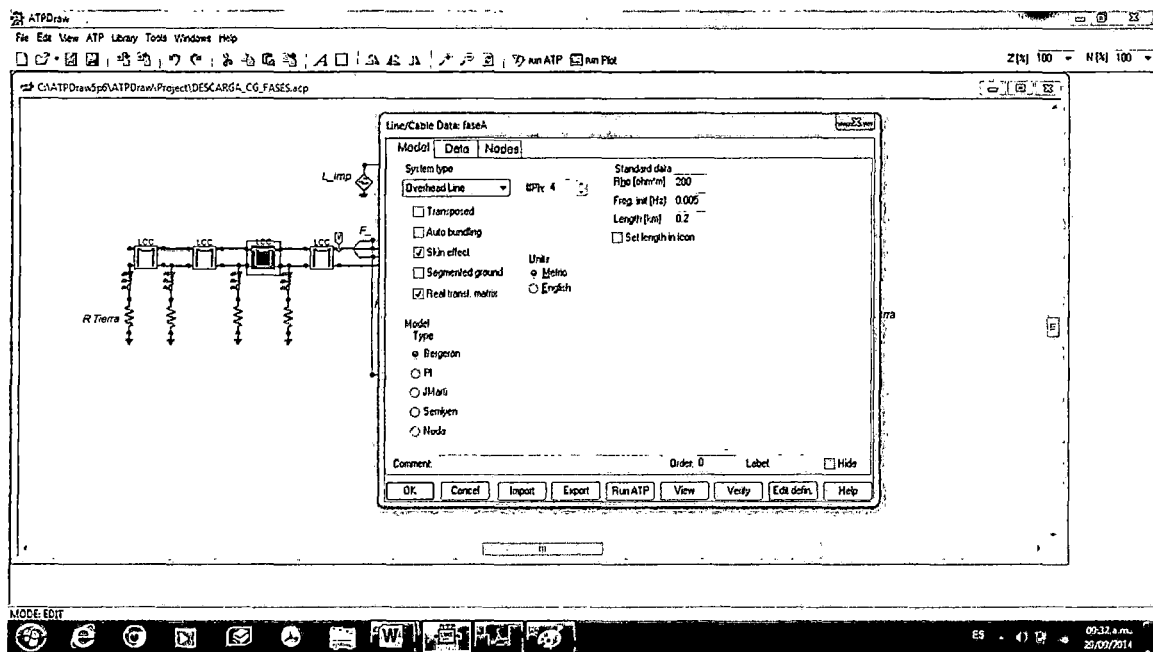


Figura 1.16 Componentes Model-Modelo Bergeron

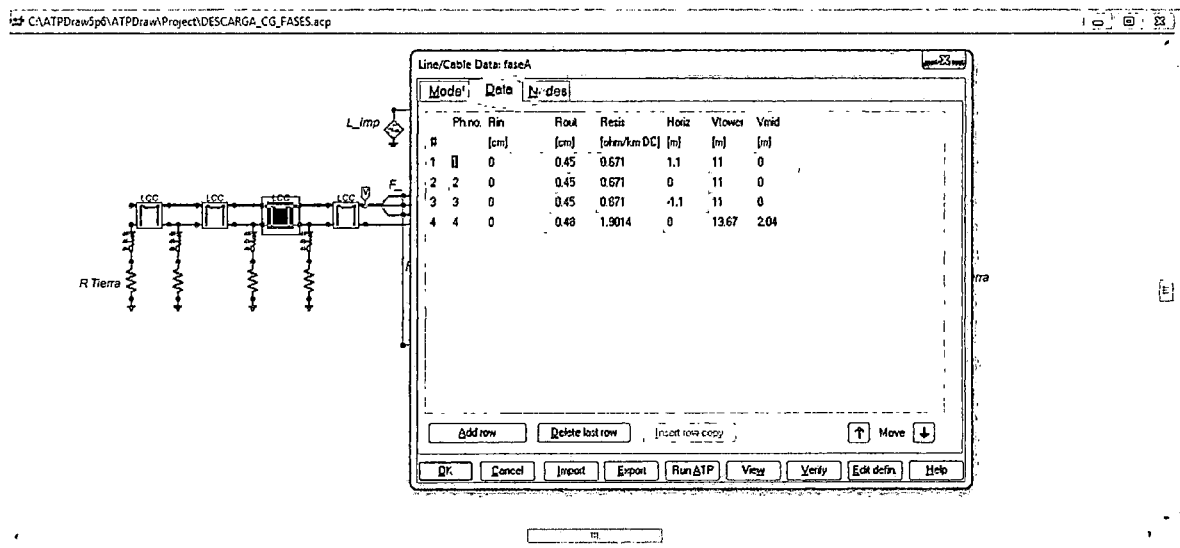


Figura 1.17 Componentes Data-Modelo Bergeron

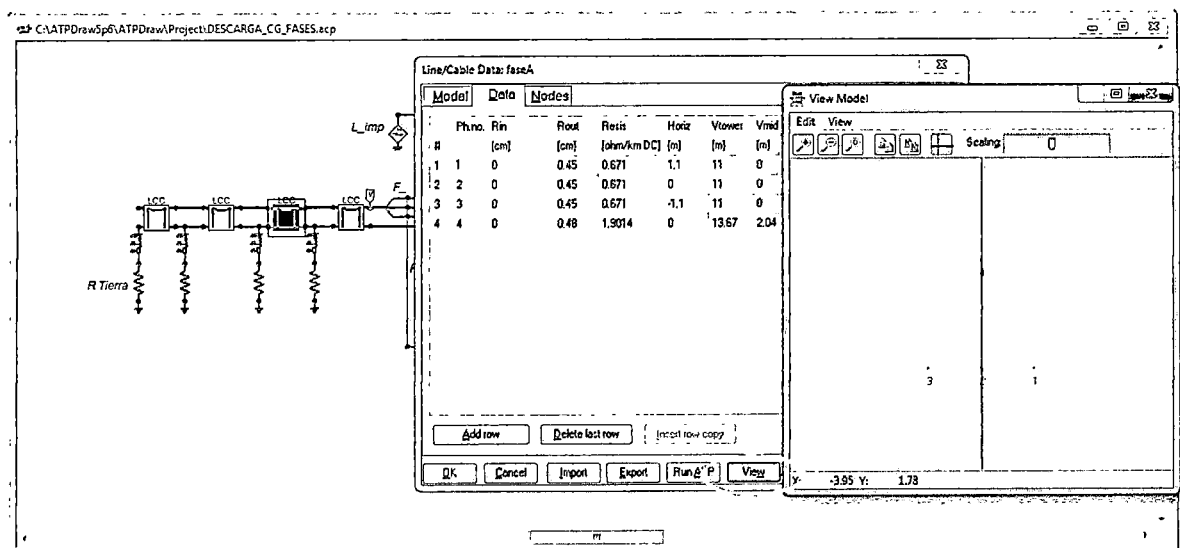


Figura 1.18 View Model-Modelo Bergeron

Los parámetros para el modelo BERGERON son:

Freg init: Es la frecuencia en [KHz]

Length: Longitud de la línea [Km].

Rin: Radio interior del conductor [cm].

Rout: Radio exterior del conductor [cm].

Resis: Resistencia del conductor [Ohm/Km].

Horiz: Distancia horizontal de la cruceta [m].

Vtower: Altura del conductor de fase y cable de guarda [m].

3.3 El modelo utilizado es el de CLARKE para el caso monofásico y sin pérdidas, para la representación de una estructura (poste).

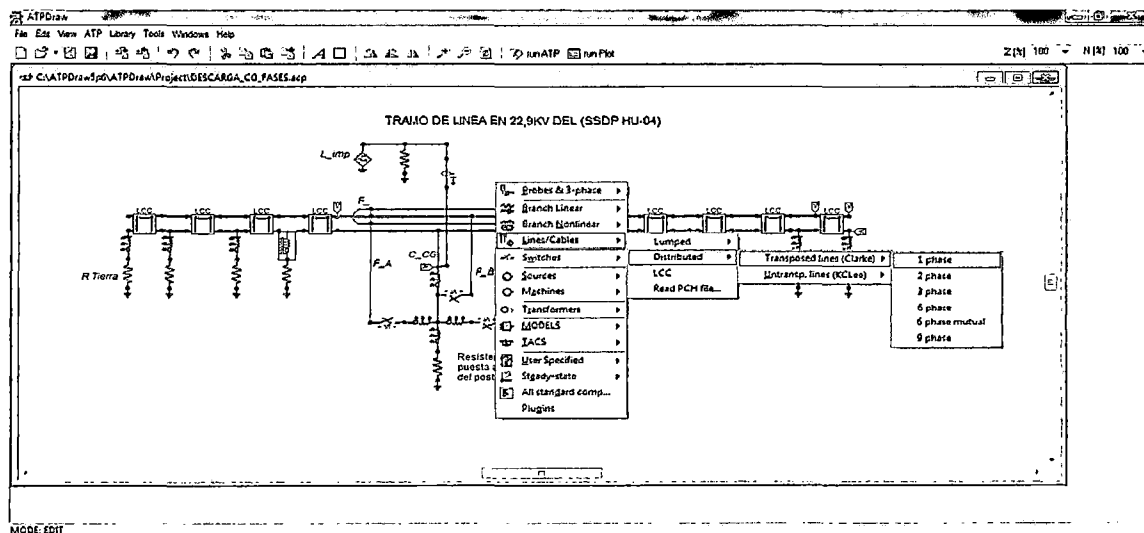


Figura 1.19 Menu Lines/Cables- Clarke

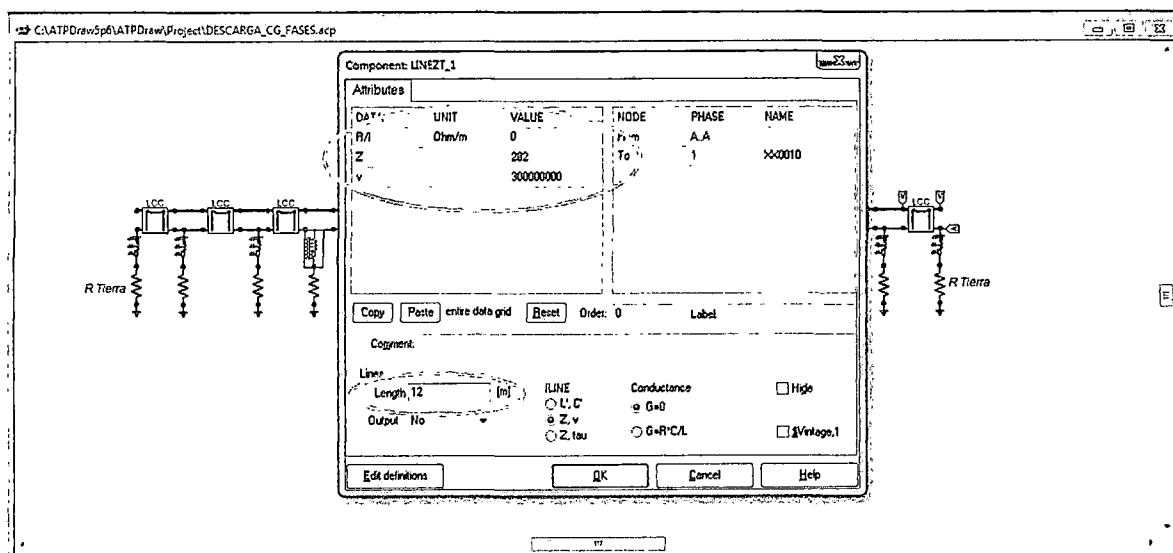


Figura 1.20 Componentes LineZT

Los parámetros para el modelo LINEZT son:

- Z: Impedancia característica [Ω]
- V: Velocidad de propagación de la luz [m/s].
- Length: Longitud del poste [m].

3.4 El modelo utilizado para los aisladores se modelan como suiches tipo "gap" controlados por voltaje.

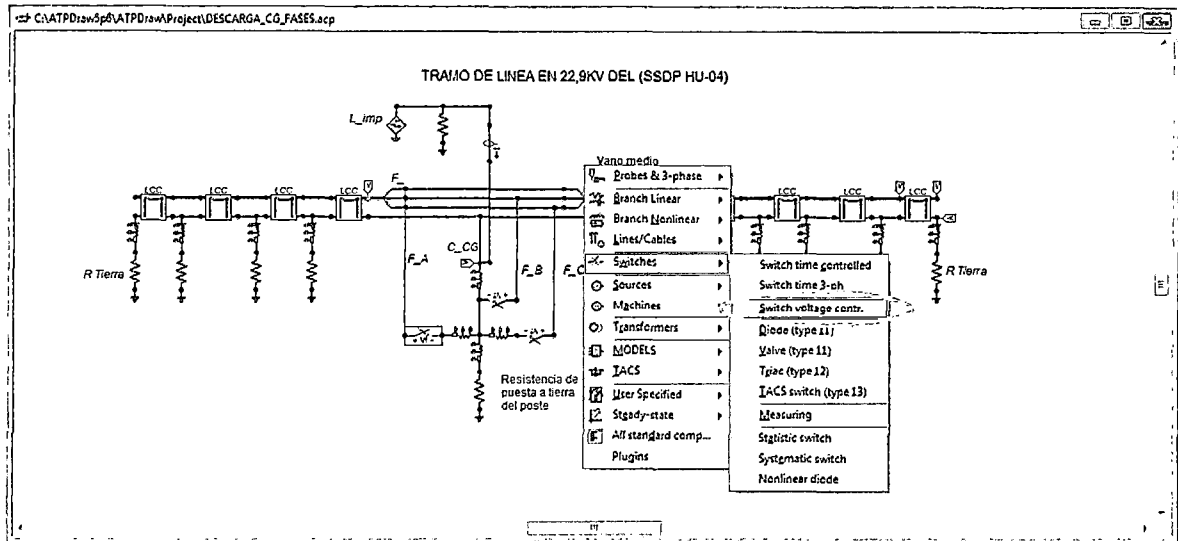


Figura 1.21 Menu switches-switch voltage contr.

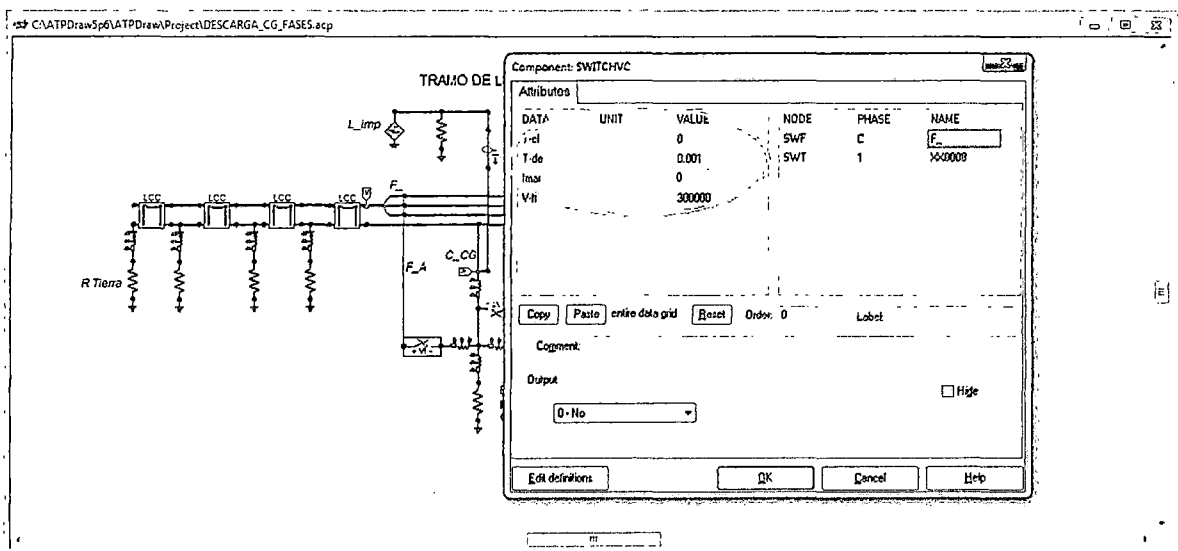


Figura 1.22 Componentes Switchvc

El parámetro para el modelo SWITCHVC es:

V-fl: Voltaje de flameo [KV].

3.5 La resistencia de puesta a tierra se modela como una del tipo concentrado.

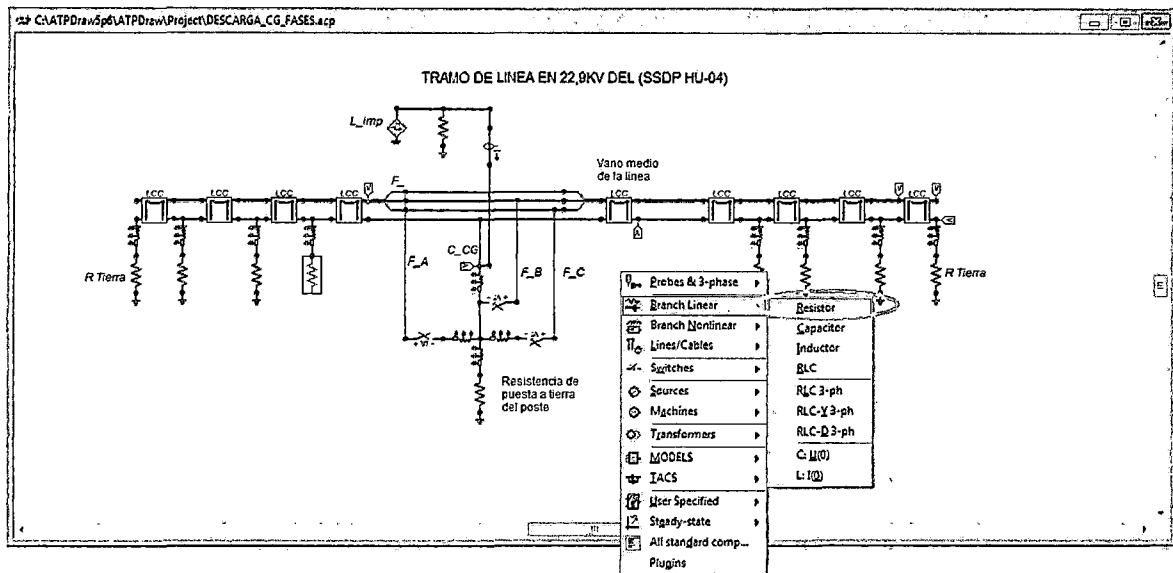


Figura 1.23 Menu Branch Linear-Resistor.

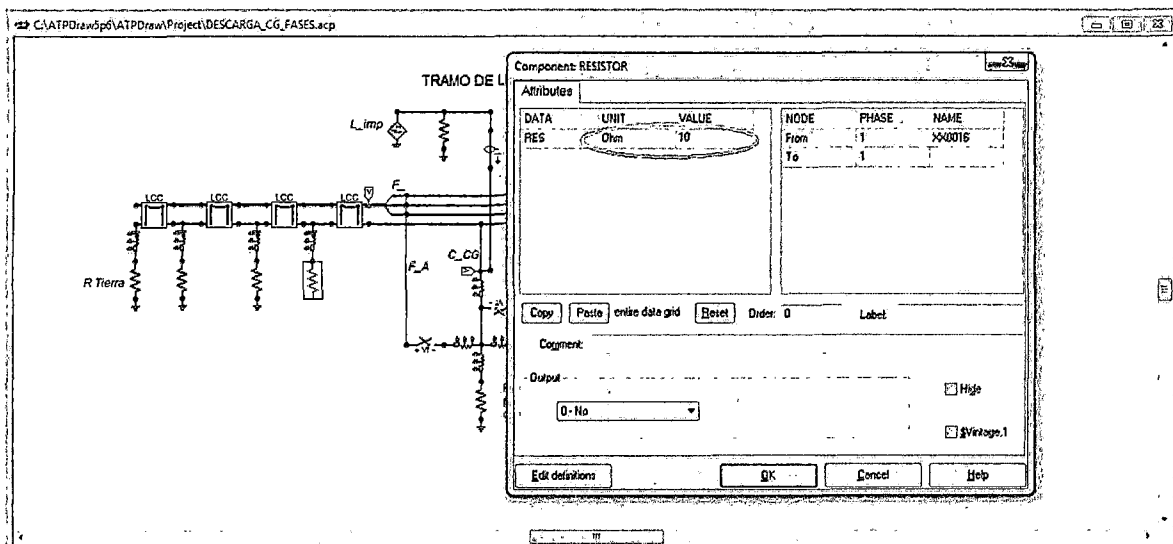


Figura 1.24 Componentes Resistor

El parámetro para el modelo RESISTOR es:

RES: Resistencia de puesta a tierra [Ω].

4. VISUALIZACION GRAFICO DE RESULTADOS

Para graficar se debe modificar las características de circuito antes de simular, seleccione en el menú ATP>Settings...

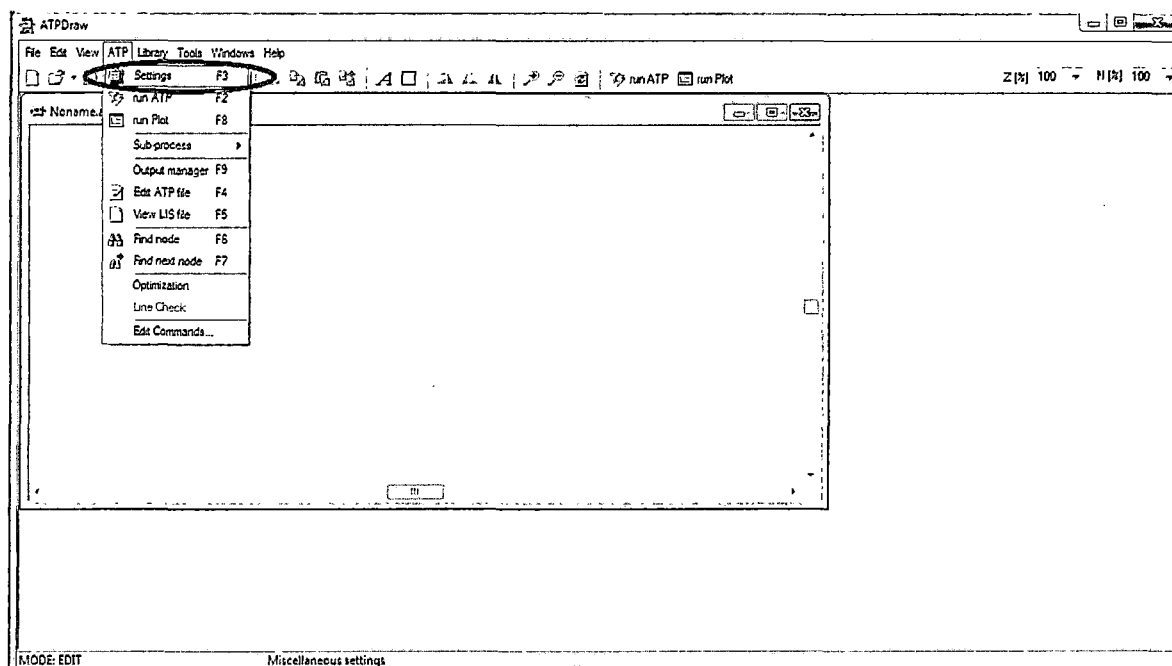


Figura 1.25 Menú Desplegable de settings.

Modifique los parámetros de simulación de acuerdo a la necesidad; para circuitos a 60Hz se puede colocar un tiempo de simulación (T_{max}), el delta ($delta T$) se refiere al periodo de los cálculos, escoja un valor menor al tiempo de simulación para obtener buena precisión en las gráficas:

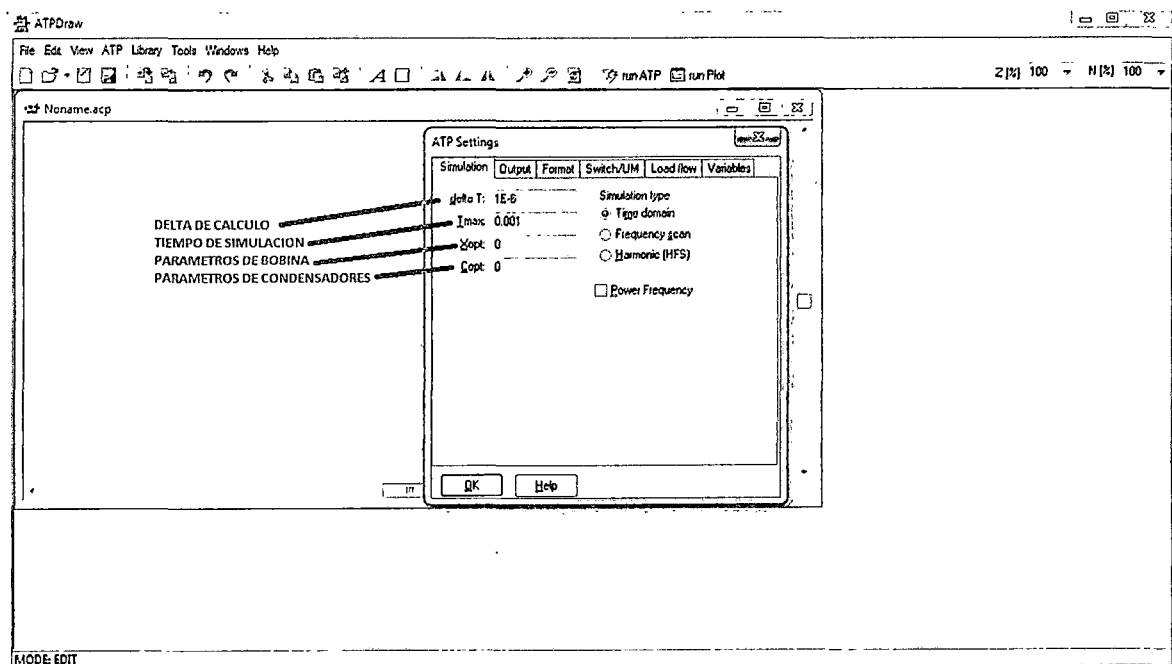


Figura 1.26 Menú Desplegable de Elementos de settings.

Si el valor de X_{opt} es cero la inductancia es en [mHenrio]; de otra forma la inductancia es en [Ohmios] con el valor de la frecuencia en X_{opt} .

Si el valor de C_{opt} es cero la Capacitancia es en [uFaradio]; de otra forma Capacitancia es en [uSiemens] con el valor de la frecuencia en C_{opt} .

Después de modificar SETTINGS, se debe correr el modelo implementado en:

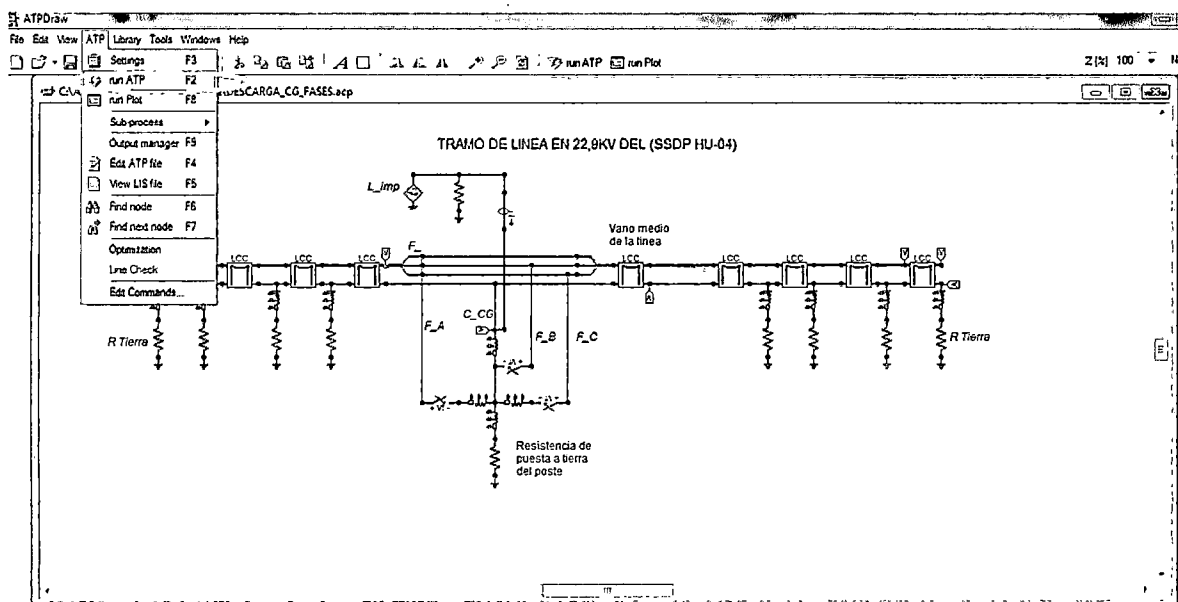


Figura 1.27 Menú Desplegable Run ATP

Y por último vamos a la opción RUN PLOT:

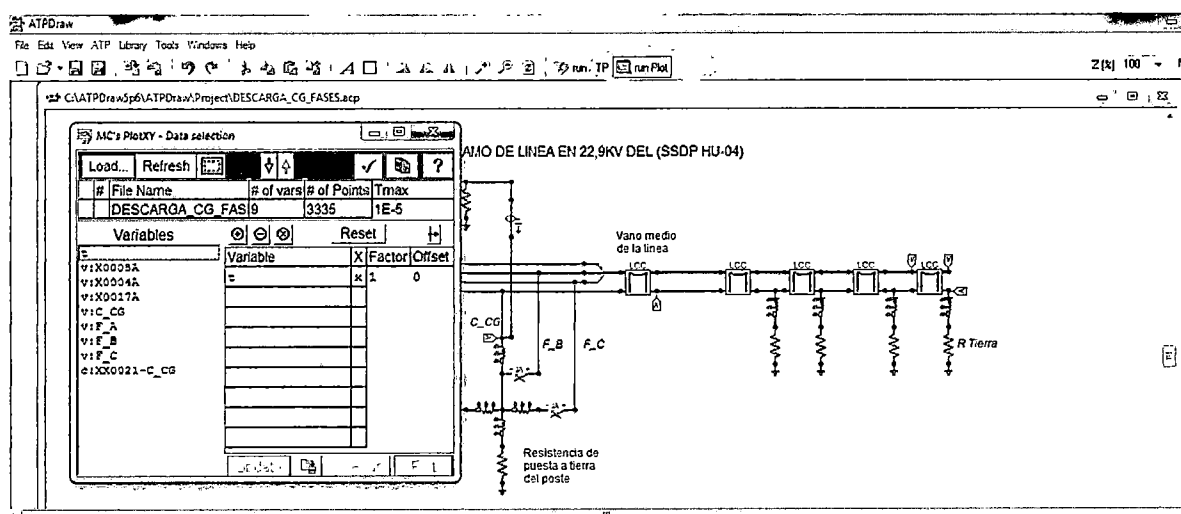


Figura 1.28 Menú Desplegable Run PLOT

PlotXY Para Windows: Permite representar hasta ocho curvas en la misma gráfica, representar en la misma hoja curvas de 3 archivos diferentes, representar las curvas en función del tiempo o hacer representación X-Y, hacer escalado automático de ejes, acceder al valor instantáneo de forma numérica, etc. Se obtiene una ventana igual a la figura 1.29 donde se escogen las variables que van a ser representadas gráficamente, dichas gráficas aparecen en la parte derecha de la pantalla.

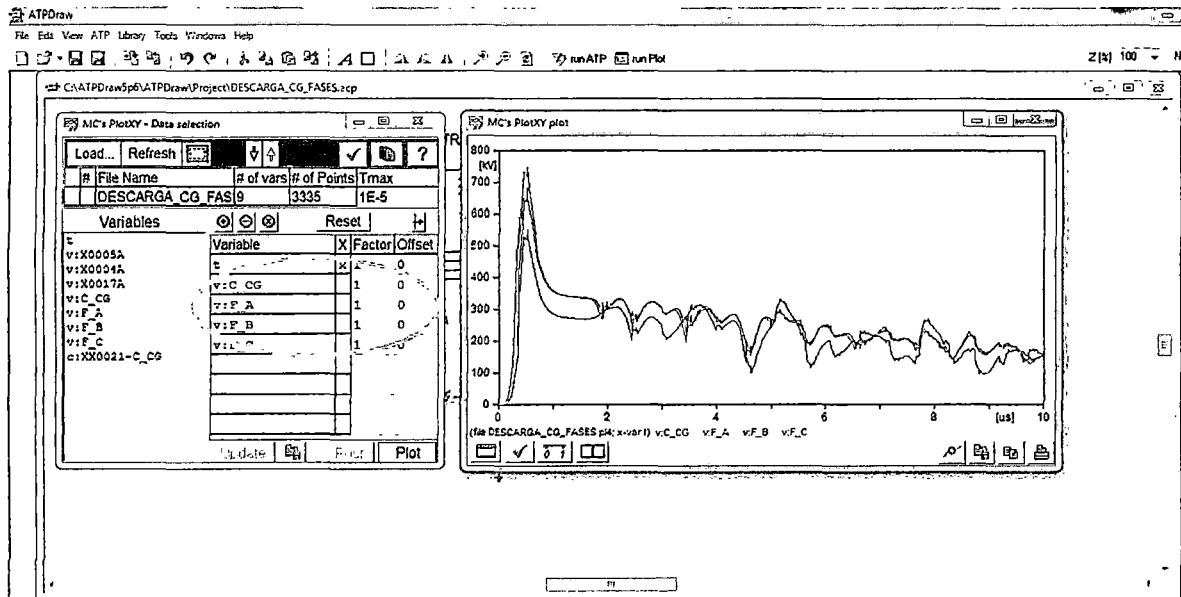


Figura 1.29 Formas de Onda de la simulación del circuito implementado

ANEXO 10

PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS CON CABLE DE GUARDA Y PARARRAYOS SEGÚN SNIP

1. PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO ECONOMICO DE LAS PROPUESTAS CON CABLE DE GUARDA Y PARARRAYOS SEGÚN SNIP

Dentro de la formulación y evaluación de proyectos de inversión pública (PIP), se debe considerar los siguientes aspectos siguientes que a continuación se menciona.

1.1. POTENCIA Y ENERGIA ELECTRICA

Para estimar y proyectar el análisis de la demanda del servicio de electrificación en el ámbito de intervención del presupuesto se incluirá como mínimo la evaluación de los siguientes indicadores:

Cuadro 1. 1

Indicador	Valor	Fuentes de Información
Año Inicial	2014	
Personas por hogar promedio	4.9	Registro de INEI
Población Total Inicial	26410	Investigación de campo
Población a Electrificar Inicial	26410	Investigación de campo
Grado de Electrificación Inicial	100.0%	Investigación de campo
Grado de Electrificación final	100.0%	
Abonados Totales	5414	Investigación de campo
Tasa de Crecimiento poblacional	0.50%	Registro de INEI
% Abonados Domésticos	64.3%	
% Abonados Comerciales		
% Abonados de Uso General	33.25%	
% Abonados de Pequeñas Industrias	2.44%	
Tasa de Crecimiento - Consumo por usuario	1.5%	Información de la Empresas Concesionaria
Pérdida de energía	16.0%	Información de la Empresas Concesionaria
Factor de Carga	35.0%	Información de la Empresas Concesionaria
Sector Tipico	5	Información de la Empresas Concesionaria
KALP (Factor de Alumbrado Público en kWh/usuario-mes)	6.3	Normatividad de AP en sectores rurales
Potencia Nominal Promedio de lámpara de AP (W)	50.00	Normatividad de AP en sectores rurales

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 1. 2

Numero de Abonados Iniciales		
Indicador	Valor	Fuentes de Información
Número de abonados domésticos	3482	
Número de abonados domésticos tipo I		Investigación de campo
Número de abonados domésticos tipo II	3482	Investigación de campo
Número de abonados comerciales		Investigación de campo
Número de abonados de Uso General	1800	Investigación de campo
Número de abonados de peq. Industrias	132	Investigación de campo
Numero de Abonados Totales	5414	

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 1. 3

Consumo Inicial Mensual por Abonado (kW.h/Abonado)		
Indicador	Valor	Fuentes de Información
Consumo por abonados domésticos	20.00	
Consumo por abonados domésticos tipo I		Información de la Empresas Concesionaria
Consumo por abonados domésticos tipo II	20.00	Información de la Empresas Concesionaria
Consumo por abonados Comerciales		Información de la Empresas Concesionaria
Consumo por abonados de usos generales	36.00	Información de la Empresas Concesionaria
Consumo por abonados de peq. Industrias	200.00	Información de la Empresas Concesionaria

Fuente: Elaboración propia

Una vez que contamos con los datos de campo y considerando la clasificación anterior, procedemos a construir la demanda de lotes electrificados por vivienda y la potencia en KW para cada año.

1.2 BENEFICIOS

Los únicos ingresos cuantitativos que genera el proyecto, son los ingresos por la venta de energía, los beneficios a precios privados (venta de energía) se estimarán multiplicando el consumo anual por abonado (ya sea doméstico, comercial, pequeña industria, cargas especiales o de alumbrado público), calculados en la proyección de la demanda, por la tarifa de venta de energía en moneda nacional (considerando IGV).

1.3 EVALUACIÓN SOCIAL

De acuerdo a la cuantificación monetaria de los costos y beneficios se utilizara la metodología costo/beneficio calculando el VANS, la TIR y la relación Beneficio – Costo (B/C) a precios sociales.

En base a la información de las alternativas sobre los Costos a Precios Sociales y Beneficios a precios Sociales, Se elaboraron los Flujos de Costos y Beneficios sociales proyectados a nivel de alternativas, para fines de evaluación social.

1.3.1 METODOLOGÍA BENEFICIO COSTO

Se ha utilizado la metodología “Beneficio-Costo”, para comparar las alternativas y tomar decisiones de conveniencia en relación con el objetivo planteado, procurando la mejor eficiencia económica posible en la asignación de los recursos, puesto que si el nivel de satisfacción de dichas alternativas es similar (en naturaleza, intensidad y calidad), se espera que la más conveniente económica y socialmente, sea la que represente la mayor tasa interna de retorno social (TIRS).

Para la metodología Beneficio-Costo, se realizarán los siguientes pasos:

a).- Valor Actual Neto Social (VANS)

$$\text{VANS} = \sum_{i=0}^{i=n} (Bi-Ci) / (1+TSD)^i$$

Donde:

Bi = Beneficios a Precios Sociales del período i.

Ci = Costos a Precios Sociales del periodo i.

n = Periodo final en el horizonte de Evaluación.

TSD = Tasa social de Descuento (10% anual)

Se acepta el Proyecto si el VANS ≥ 0

b).- Tasa Interna de Retorno Social (TIRS)

$$\text{VANS} = \sum_{i=0}^n (B_i - C_i) / (1 + \text{TIRS})^i = 0$$

Donde:

B_i = Beneficios a Precios Sociales del periodo i.

C_i = Costos a Precios Sociales del periodo i.

n = Periodo final en el horizonte de Evaluación.

TIRS = Tasa Interna de retorno social

Se acepta el Proyecto si el TIRS \geq Tasa de Descuento