

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



“ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS Y PUESTA A TIERRA DE LA LÍNEA SAN GERÓNIMO “A” -
SANTA TERESA N°2 A 400 KV”

REALIZADO POR:

ZAILUZ JOSÉ GÓMEZ GONZÁLEZ

Trabajo Especial de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para optar al Título de INGENIERO ELECTRICISTA.

BARCELONA, OCTUBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



“ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS Y PUESTA A TIERRA DE LA LÍNEA SAN GERÓNIMO “A” -
SANTA TERESA N°2 A 400 KV”

ASESORES:

ING. MELQUÍADES BERMÚDEZ
ASESOR ACADÉMICO

ING. JULIO VÁSQUEZ
ASESOR INDUSTRIAL

Trabajo Especial de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para optar al Título de INGENIERO ELECTRICISTA.

BARCELONA, OCTUBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



“ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS Y PUESTA A TIERRA DE LA LÍNEA SAN GERÓNIMO “A” -
SANTA TERESA N°2 A 400 KV”

El Jurado hace constar que asigno a esta Tesis la calificación de:

ING. BERMÚDEZ, MELQUÍADES
ASESOR ACADÉMICO

JURADO PRINCIPAL
ING. VERENA MERCADO

JURADO PRINCIPAL
ING. HERNAN PARRA

BARCELONA, OCTUBRE DE 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado de la universidad de oriente: “los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivamente, quien lo participará al consejo universitario”.

DEDICATORIA

Ha sido el Omnipotente quien ha permitido que la sabiduría dirija y guíe mis pasos. Ha sido el Todopoderoso, quien ha iluminado mi sendero cuando más oscuro ha estado. Ha sido el creador de todas las cosas, el que me ha dado fortaleza para continuar cuando a punto de caer me he encontrado; por ello con toda la humildad que de mi corazón se puede emanar dedico primeramente a Dios, y a Nuestro Señor Jesucristo mi trabajo.

A mis padres Zael y Luz, por su comprensión y ayuda en momentos buenos y malos. Ustedes me han enseñado a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia, mi empeño y todo esto con una gran dosis de amor y sin pedir nunca nada a cambio. El mejor regalo que he recibido del Señor es tenerlos como Padres, los amo mucho.

A mis hermanos Zanniluz y Jhonny, por su comprensión, confianza, apoyo y amistad que siempre nos hemos tenido en todo momento. Por las palabras de aliento, consejos y regaños que aunque siendo yo la hermana mayor me ayudaron a mantenerme en la dirección correcta.

A mi abuela Elba por siempre estar pendiente de mi, de mis avances y por encomendarme siempre con Dios, yo se que tus oraciones fueron escuchadas.

A la memoria de mis abuelos Catalina y Juan porque se que desde el cielo me han seguido bendiciendo todos los días de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

A Luis Miguel Valera, por preocuparse por mí y por brindarme desde siempre su amistad pura y sincera. Por la paciencia, apoyo, cariño y los ánimos que continuas dándome. Negro te estoy muy agradecida por escucharme y aconsejarme siempre que lo necesite, además ayudarme con esta última parte de mi carrera.

A mis grandes amigas Alejandra, Gisel y Cruz, por brindarme su apoyo, ánimo y colaboración en todo momento, sin ponerme nunca peros o darme negativas, su cariño es correspondido.

A mis compañeros de estudio: Javier, Argenis, Alberto, Miladys, Martha, Nelsis, Mariangel, Juan, Eduardo, Amilcar, José Antonio, Hector, y Pam; para ustedes solo tengo palabras de agradecimientos por el equipo que formamos a lo largo de la carrera, con los que compartí aventuras, experiencias, desveladas y que hasta ahora llegado el final del camino siguen siendo mis amigos lo cual valoro y aprecio mucho.

A mis distinguidos asesores, los Ingenieros Melquíades Bermúdez y Julio Vásquez; modelos de valor y sabiduría, por su desinteresada y generosa labor de transmisión del saber, su inagotable entusiasmo, sus acertados consejos y por el tiempo y la paciencia (sobre todo la del Sr. Julio) prestada para la revisión del presente trabajo.

Al Profesor Santiago Escalante por confiar siempre en mí, por tenerme paciencia, ayudarme, apoyarme y motivarme para culminar mis estudios en momentos difíciles, como usted quedan pocos, fue un tremendo honor ver clases con usted.

A todos mis profesores del Departamento de Electricidad, por transmitirme sus conocimientos en especial a los profesores: Verena, Suárez, Parra, Parraguez, Serrano y Pedro López.

Así mismo a la Universidad de Oriente por permitirme ser parte de una generación de triunfadores y gente productiva para el país; y en especial a mi querido Departamento de Electricidad, junto con sus ex-secretarias Carmen, Marialberth.

Valoro altamente el apoyo y la oportunidad recibida por parte del Ing. Freddy Guevara y el T.S.U Oscar Benítez por abrirme las puertas del Departamento de Mantenimiento de Transmisión Centro; así mismo agradezco a todo el personal de la Subestación San Gerónimo “B” por acogerme de forma grata durante todo el desarrollo de mis pasantías, en especial a mi prima Solangel.

Agradezco las colaboraciones y asesorías recibidas por el T.S.U Jesús Segovia y de los Ingenieros Lucevelim Suárez y Enyer Macero.

A todas aquellas personas que de alguna u otra manera colaboraron con mi trabajo pero que por razones obvias no pueden ser nombradas, quiero que tengan presente que las cosas nunca se olvidan y siempre tendré en cuenta lo que hicieron por mí, muchas gracias.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
CONTENIDO	vii
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE FIGURAS	xiii
RESUMEN.....	xvi
CAPITULO I.....	17
GENERALIDADES DE EDELCA	17
1.1. Aspectos generales de EDELCA	17
1.1.1. Reseña histórica de la empresa	18
1.1.2. Objetivos de EDELCA.....	23
1.1.3. Misión de EDELCA.....	24
1.1.4. Visión de EDELCA	24
1.1.5. Área de generación.....	24
1.1.6. Estructura organizativa de EDELCA	25
1.1.7. Descripción del sistema troncal de transmisión de EDELCA	26
1.1.8. Sistema troncal de transmisión a 765 kv.....	27
1.1.9. Sistema troncal de transmisión a 400 kv.....	27
1.2. Planteamiento del problema.....	29
1.3. Justificación de la investigación.....	30
1.4. Alcance y limitaciones	31
1.5. Objetivos	31
1.5.1. General	31
1.5.2. Específicos	31
1.6. Metodología.	32

1.6.1. Técnica de recolección de información.....	32
1.6.2. Tipo de investigación.....	32
1.6.3. Metodología utilizada.....	33
CAPITULO II.....	34
MARCO TEÓRICO.....	34
2.1. Antecedentes.....	34
2.2. Nube de Tormenta.....	35
2.2.1. Teoría de Simpson.....	36
2.2.2. Teoría de Elster Y Geitel.....	38
2.2.3. Teoría de Wilson.....	39
2.2.4. La teoría de Scholand.....	40
2.3. La tormenta eléctrica.....	44
2.4. La descarga denominada rayo.....	45
2.5. El nivel isoceráunico.....	48
2.5.1. Actividad cerámica de Venezuela.....	49
2.5.2. Temporada lluviosa en Venezuela.....	49
2.5.2.1. Región centro costera.....	52
2.5.2.2. Región centro occidental.....	52
2.5.2.3. Región de los Andes.....	53
2.5.2.4. Región zuliana.....	53
2.5.2.5. Región llanos centrales.....	54
2.5.2.6. Región nor-oriental.....	54
2.5.2.7. Región Guayana y Amazonas.....	55
2.5.3. Carta isocerámica de Venezuela.....	55
2.6. Efectos del rayo.....	57
2.7. El rayo y la línea de transmisión.....	59
2.7.1. Sobretensiones inducidas.....	59
2.7.2. La descarga retroactiva.....	61
2.7.3. Sobretensiones internas.....	64

2.8. Efectos de transitorios debido a descargas atmosféricas.....	65
2.9. Apantallamiento en líneas de transmisión.....	66
2.9.1. Cable de guarda.....	66
2.9.1.1. Diseño del cable de guarda	67
2.9.1.2. Ángulo de apantallamiento	67
2.9.1.3. Método para conseguir un apantallamiento efectivo	68
2.9.1.4. Modelo electrogeométrico	68
2.10. Aisladores.....	71
2.10.1. Número de aisladores utilizados según el nivel de tensión.....	72
2.11. Puesta a tierra	72
2.11.1. Características de la Puesta a Tierra.....	73
2.11.2. Objetivos de un Sistema de Puesta a Tierra.....	74
2.11.3. Esquemas y Disposiciones de Conexión a Tierra	75
2.11.3.1. Sistema Sólidamente Puesto a Tierra.....	75
2.11.3.2. Aislados o no Puestos a Tierra	76
2.11.4. Limitaciones intrínsecas de un sistema de puesta a tierra.....	76
2.11.5. Resistencia de puesta a tierra	77
2.11.6. Factores que influyen en la resistencia de puesta a tierra	78
2.11.7. Variación de la resistencia según el área de los conductores.....	79
2.11.8. Resistividad del terreno.....	81
2.11.9. Propiedades del suelo que influyen en las puestas a tierra.....	82
2.11.10. La tierra y la resistividad.....	84
2.11.11. Valores máximos permitidos de resistencia de puesta a tierra.....	85
2.11.12. Comportamiento transitorio de los sistemas de puesta a tierra	85
2.11.13. Puesta a tierra de las líneas de transmisión	86
2.11.13.1. Línea de Transmisión.....	86
2.11.13.2. Contrapesos.....	87
2.12. Medición de Resistencia de Puesta a Tierra para Torres de Transmisión.....	90
2.12.1. Método de medición de eléctrica de terreno resistividad: método de Wenner.....	90

2.12.2. Valores típicos de Resistividad del Suelo	92
2.12.3. Método de medición de la resistencia de puesta a tierra: método de curva de caída de potencial.....	93
2.13. Mejoramiento y mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra.....	94
2.13.1. Técnicas de Mejoramiento de Puesta a Tierra	94
CAPITULO III.....	98
SITUACIÓN ACTUAL DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	98
3.1. Descripción de la línea de transmisión San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 A 400kv.....	98
3.1.1. Ubicación geográfica y diagrama unifilar.....	98
3.1.2. Características de la línea.....	99
3.1.3. Estructuras.....	100
3.1.4. Disposición de las fases	100
3.1.5. Aisladores.....	101
3.1.6. Conductores de la Línea.....	104
3.1.7. Cable de guarda.....	104
3.2. Situación actual del sistema de puesta a tierra de la línea san gerónimo “a” - santa teresa n°2 a 400 kv	106
3.2.1. Origen de las fallas en la línea de transmisión.....	106
3.2.2. Definición de las bases para el estudio	106
3.2.3. Equipo de medición empleado (equipo auto contenido MEGGER DET2/2). 107	
3.2.4. Programa de mediciones de resistencia de puesta a tierra APLICADO A LA TORRE N°287	108
3.3. Análisis de las mediciones de resistencia de puesta a tierra	110
CAPITULO IV.....	112
CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS MEDIANTE EL SOFTWARE ATP/EMTP.....	112
4.1. Descripción del programa	112
4.1.1. Reconociendo la interfase atpdraw	115

4.1.2. Ventana principal	117
4.1.3. Barra de menú	118
4.1.4. Menú de herramientas	119
4.1.5. Línea de estatus	119
4.1.6. Comandos de la barra de menú	119
4.1.7. EDIT	119
4.1.8. VIEW	122
4.1.9. ATP	126
4.2. Sobretensiones de origen atmosféricos en la línea San Geronimo “A” - Santa Teresa N°2 A 400 Kv	131
4.2.1. Modelo implementado en el ATP	131
4.2.1.1. Descarga atmosférica	132
4.2.1.2. Línea de Transmisión	132
4.2.1.3. Terminación de la línea de transmisión	133
4.2.1.4. Torre de Transmisión	133
4.2.1.5. Resistencia de Puesta a Tierra	135
4.2.1.6. Tensiones a frecuencia de operación	137
4.3. Análisis de resultados	140
CAPITULO V	143
DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	143
5.1. Calculo de aterramiento en apoyos y estructuras de líneas de transmisión	143
RECOMENDACIONES	154
BIBLIOGRAFÍA	155
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	157

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.....	85
Tabla 2.2. Resistividad por Edad.	92
Tabla 2.3. Resistividad por Conformación.	93
Tabla 3.1. Características de la línea.....	99
Tabla 3.2. Estructuras de la línea.	100
Tabla 3.3. Resistencia Electromecánica, distancia de fuga mínima.	102
Tabla 3.4. Número de Aisladores.....	103
Tabla 3.5. Longitud de la cadena de aisladores.	103
Tabla 3.6. Características del Conductor.	104
Tabla 3.7. Características del Cable de Guarda.	104
Tabla 3.8. Característica del aislador del cable de guarda.	105
Tabla 3.9. Valores de resistencia de puesta a tierra obtenidos en la torre piloto.....	110
Tabla 5.1. Parámetros de la Línea San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2	144
Tabla 5.2. Resultados Obtenidos para la Línea.....	147
Tabla 5.3. Configuración Recomendada para la Línea.	148
Tabla 5.4. Análisis de precio unitario Contrapeso Radial 4x25 m.....	149
Tabla 5.5. Análisis de precio unitario Contrapeso Radial 4x75 m.....	150
Tabla 5.6. Análisis de precio unitario Contrapeso Combinado 4*(5m+JAB).	151
Tabla 5.7. Análisis de precio unitario Contrapeso Combinado 4*(40m+JAB).	152
Tabla 5.8. Costo unitario para cada una de las configuraciones.	153

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Complejo Hidroeléctrico Simon Bolívar en Guri.....	19
Figura 1.2. Complejo Hidroeléctrico Antonio José de Sucre en Macagua.....	20
Figura 1.3. Complejo Hidroeléctrico Francisco de Miranda en Caruachi.....	21
Figura 1.4. Central Hidroeléctrica Manuel Piar en Tocomá (En Construcción).....	23
Figura 1.5. Cuenca Hidroeléctrica del Río Caroní.....	25
Figura 1.6. Estructura Organizativa de EDELCA.....	26
Figura 1.7. Sistema de Transmisión Troncal de EDELCA.....	28
Figura 2.1. Configuración típica de una nube de tormenta.....	36
Figura 2.2. Nube según Simpson con alturas e isotermas usuales.....	37
Figura 2.3. Gota de lluvia según Elster y Geitel.....	39
Figura 2.4. Fundamento de la Teoría de Wilson.....	40
Figura 2.5. Descarga de Rayo.....	41
Figura 2.6. Cargas de Tierra.....	42
Figura 2.7. Impacto de cargas eléctricas.....	43
Figura 2.8. Crecimiento tortuoso de la descarga piloto.....	45
Figura 2.9. Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT).....	50
Figura 2.10. Actividad atmosférica originada por el calor del sol.....	51
Figura 2.11. Temporada de lluvia en Venezuela.....	51
Figura 2.12. Ubicación de la red de sensores en Venezuela.....	56
Figura 2.13. Mapa cerámico de Venezuela.....	56
Figura 2.14. Data Promediada en total de eventos anuales por estado.....	57
Figura 2.15. Sobretensiones inducidas por el rayo en una torre.....	60
Figura 2.16. Casos extremos de la incidencia del rayo sobre un sistema de transmisión.....	61
Figura 2.17. Esquema simplificado de la descarga retroactiva.....	63
Figura 2.18. Guía para el Diseño del cable de Guarda.....	68

Figura 2.19. Modelo electromagnético.	69
Figura 2.20. Distancia máxima que produce falla de apantallamiento.	70
Figura 2.21. Esquema de un sistema solidamente puesto a tierra.	75
Figura 2.22. Esquema de un sistema con neutro aislado.	76
Figura 2.23. Componentes de un Sistema de Puesta a Tierra.	79
Figura 2.24. Variación de la resistencia en función de la profundidad del electrodo.	79
Figura 2.25. Variación de la resistencia en función del diámetro del Electrodo.	80
Figura 2.26. Contrapeso radial del tipo 4*L.	87
Figura 2.27. Contrapeso combinado 4*(L+J).	88
Figura 2.28. Contrapeso circular de radio r.	89
Figura 2.29. Medición de resistividad aparente del suelo (Método de Wenner).	91
Figura 2.30. Método de la curva de caída de potencial.	93
Figura 3.1. Diagrama unifilar del sistema de potencia asociado a la línea a 400kV San Gerónimo - Santa Teresa N°2.	99
Figura 3.2. Disposición de las fases.	101
Figura 3.3. Foto del equipo de medición MEGGER DET2/2.	108
Figura 3.4. Circuito de medición perpendicular a la línea aplicando el método de caída de potencial.	109
Figura 3.5. Perfil de resistencia de puesta a tierra en la torre piloto.	110
Figura 4.1 Programas de soporte que interactúan con el ATP.	115
Figura 4.2. Interfase del Programa ATPDRAW.	117
Figura 4.3. Menú de selección de componentes en ATPDRAW.	118
Figura 4.4. Menú de Edit.	120
Figura 4.5. Opciones de SELECT.	121
Figura 4.6. Menú View.	123
Figura 4.7. Cuadro de diálogo de Zoom.	125
Figura 4.8. Cuadro de diálogo Options.	126
Figura 4.9. Menú ATP.	126
Figura 4.10. Opciones de configuración de la Simulación.	127

Figura 4.11. Opciones de configuración de OUTPUT.....	128
Figura 4.12. Opciones de configuración de SWITCH/UM.	129
Figura 4.13. Opciones de configuración de FORMAT.....	130
Figura 4.15. Modelo de representación de la descarga atmosférica.	132
Figura 4.16. Modelo de representación de la línea de transmisión.....	133
Figura 4.17. Modelo de la Torre de Transmisión.....	135
Figura 4.18. Modelo de resistencia de tipo concentrado.....	137
Figura 4.19. Modelo de Fuentes de Tensiones.....	138
Figura 4.20. Modelo a implementarse en el impacto de una descarga en el conductor de fase.	139
Figura 4.21. Modelo a implementarse en el impacto de una descarga en el conductor de guarda.	139
Figura 4.22. Sobretensiones por impacto en el conductor de fase.....	140
Figura 4.23 Sobretensión en el conductor de fase transcurrido 1 ns.....	141
Figura 4.24. Sobretensiones por impacto en el cable de guarda.	141
Figura 4.25. Sobretensión en el cable de guarda transcurrido 1 ns.....	142

RESUMEN

El presente trabajo expone el estudio de los sistemas de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra de la línea a 400 kV San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2, atendida por el Departamento de Mantenimiento de Transmisión Centro. Esta investigación es importante ya que la empresa debe garantizar la confiabilidad de su sistema de transmisión; se sabe que estos están expuestos a disturbios causados por fenómenos naturales.

Esta investigación es importante ya que la empresa debe garantizar la confiabilidad de su sistema de transmisión. En el planeta tierra ocurren un promedio de 100 descargas atmosféricas cada segundo, por lo que se producen un promedio de 8 millones de actividades al día. De acuerdo a teorías generalmente aceptadas, los rayos juegan un papel importante en un intento de la naturaleza por mantener un balance dinámico entre las cargas de las capas superiores de la atmósfera y la superficie terrestre. A nivel mundial se presentan salidas forzadas de líneas de transmisión debidas a descargas atmosféricas, entre otras. Y la empresa EDELCA no ha escapado de estas situaciones

Con este trabajo se busca implementar el uso del ATP/EMTP para observar las sobretensiones de origen atmosféricos de la línea San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 a 400 kV y así realizar el diseño del sistema de puesta a tierra

CAPITULO I

GENERALIDADES DE EDELCA

En este capítulo se muestra cual es el propósito de este trabajo, su alcance y justificación. Además se muestran los objetivos planteados, así como también la reseña de la empresa, el planteamiento del problema y la metodología aplicada.

1.1. Aspectos generales de EDELCA

La Electrificación del Caroní, C.A, filial de la Corporación Eléctrica Nacional, adscrita al Ministerio del Poder Popular para Energía y Petróleo, es la empresa de generación hidroeléctrica más importante que posee Venezuela. Forma parte del conglomerado industrial ubicado en la región de Guayana, conformado por las empresas básicas del aluminio, hierro, acero, carbón, bauxita y actividades afines.

EDELCA opera las centrales Hidroeléctricas: “Simón Bolívar”, en Guri con una capacidad instalada de 10.000 Megavatios, considerada la segunda en importancia en el mundo, “Antonio José de Sucre”, en Macagua, con una capacidad instalada de 3.140 Megavatios y “Francisco de Miranda”, en Caruachi, con una capacidad instalada final de 2.280 Megavatios.

Su ubicación en las caudalosas aguas de Río Caroní, al sur del país, le permite a EDELCA producir electricidad en armonía con el ambiente, a un costo razonable y con un significativo ahorro de petróleo. Para transportar la energía eléctrica, EDELCA posee una extensa red de líneas de transmisión que supera los 5.700 Km. Cuyo sistema de 800 mil voltios es el quinto sistema instalado en el mundo con líneas de Extra - Alta Tensión en operación. En la actualidad EDELCA aporta cerca del

70% de la producción nacional de electricidad a través de sus Centrales Hidroeléctricas Macagua, Guri y Caruachi, desempeñando un papel fundamental en el desarrollo económico y social de Venezuela.

1.1.1. Reseña histórica de la empresa

El 29 de mayo de 1946, fue creada la Corporación Venezolana de Fomento (CVF), la cual realizó los primeros análisis sobre la posibilidad de aprovechar el potencial hidroeléctrico del Río Caroní. En 1947, la CVF firmó contrato con la empresa Norteamericana BURNS & ROE, la cual inició los estudios para el diseño de un Plan Nacional de electrificación. Los cuales determinaron la conveniencia de aprovechar los saltos inferiores del bajo Caroní mediante la construcción de una central generadora de electricidad para satisfacer la demanda del país. Para esta época el suministro eléctrico en Venezuela era básicamente térmico y la hidroelectricidad representaba apenas el 20% de la generación nacional. Para el año de 1959, comenzó a funcionar la primera de las seis unidades generadoras de la Casa de Máquinas I de la Central Hidroeléctrica Macagua. San Félix, Puerto Ordaz y la Siderúrgica Nacional comenzaron a recibir energía eléctrica de esta primera central construida en el río Caroní. Esta inversión, incluyendo las unidades de fabricación Alemana, tipo Francis, tuvo un costo equivalente al 10% del presupuesto nacional para ese año.

En 1961, la primera etapa de la Central Hidroeléctrica Macagua inicia su funcionamiento a plena capacidad con la puesta en marcha de sus seis unidades, con un total de 360 Megavatios. Ese mismo año comenzaron los estudios de factibilidad para la construcción de la Central hidroeléctrica Guri por la empresa Norteamericana Harza Engineering Co. Internacional. El 23 de Julio de 1963 se constituye formalmente la empresa CVG ELECTRIFICACIÓN DEL CARONÍ, C.A. (CVG EDELCA), de acuerdo con el artículo 31 de Estatuto Orgánico de la Corporación Venezolana de Guayana. Para el 23 de Agosto de 1968 fue firmado el Contrato de

Interconexión, dando origen al Sistema Interconectado Nacional, que integraba las empresas CVG EDELCA, Cadafe y C.A La Electricidad de Caracas. El 8 de Noviembre el Presidente de la república, Raúl Leoni, inaugura la primera etapa de la Central Hidroeléctrica de Guri.

En 1984, inicia la operación la primera unidad de la Casa de Máquinas II de la etapa final de Guri. Funcionamiento de las líneas de transmisión a 800 kV Guri - La Horqueta, convirtiéndose Venezuela en el quinto país del mundo con líneas de Extra-Alta Tensión en operación. Para el año 1985 se inicia el desvío del río para la construcción de las estructuras principales de la segunda etapa de la Central Hidroeléctrica Macagua.

El 8 de Noviembre de 1986, después de 23 años de notable acción creadora, el Presidente de la República, Doctor Jaime Lusinchi, inaugura la Central Hidroeléctrica Guri (Figura 1.1), con una capacidad instalada de 10.000.000 de kilovatios. Por algunos años, esta Central fue la de mayor capacidad instalada en el mundo.

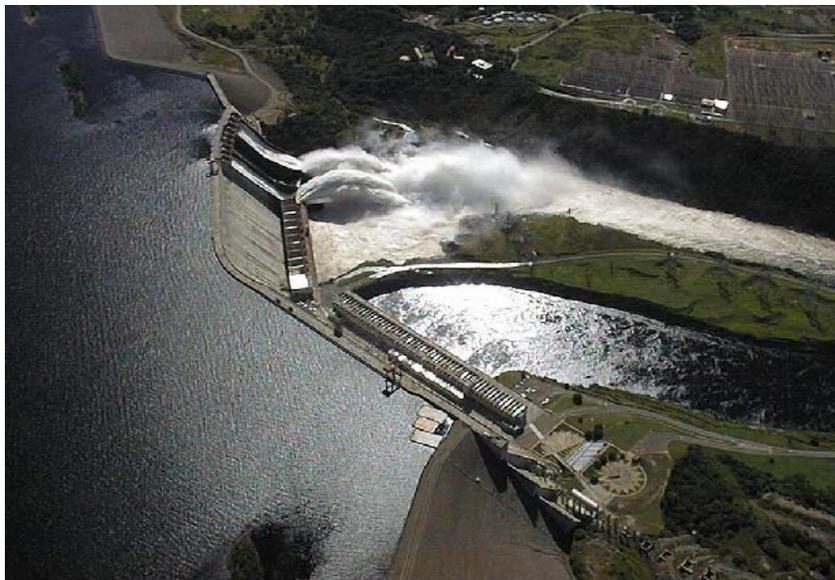


Figura 1.1. Complejo Hidroeléctrico Simon Bolívar en Guri.

En el año 1988, se iniciaron los trabajos de construcción de las estructuras principales de concreto de la segunda etapa de la Central Macagua, con dos Casas de Máquinas y una capacidad instalada de 2540 Megavatios y se firma el segundo contrato del Sistema Interconectado Nacional que integra las empresas CVG EDELCA, Cadafé, C.A. La Electricidad de Caracas y Enelven. En 1992, entró en operación la interconexión eléctrica Venezuela - Colombia a 230 kV por la zona de la Goajira.

El 23 de enero de 1997, el Presidente de la República, Doctor Rafael Caldera, inaugura la Central Hidroeléctrica Macagua, esta obra representa un aporte de 2540 Megavatios a la producción nacional de electricidad (Figura 1.2).



Figura 1.2. Complejo Hidroeléctrico Antonio José de Sucre en Macagua.

En agosto del 2001, se inauguró el Sistema de Transmisión Macagua - Boa Vista. Con esta interconexión se pone en servicio la subestación Santa Elena 230/34,5

kV la cual, además de ser el punto de suministro a la localidad Brasileira de Villa Pacaraima y Boa Vista, también suministra energía a la población de Santa Elena de Uairen en territorio venezolano, para ese mismo año, se da inicio a las labores de montaje de la primera unidad generadora de la Central Hidroeléctrica Caruachi. En enero de 2002, se iniciaron las obras preliminares del proyecto Hidroeléctrico Tocoma y en Abril de 2003 entra en operación comercial la primera unidad de la Central Hidroeléctrica Caruachi y en Junio del mismo año se reinician las operaciones en la unidad numero 19, de la Casa de Máquinas II de Guri, luego de su modernización y rehabilitación; en el 2004, se continuaron los planes de modernización de la Central Hidroeléctrica Guri, incorporando cuatro unidades completamente rehabilitadas. Paralelo a esto, entraron en operación cuatro máquinas generadoras de la Central Hidroeléctrica Caruachi (Figura 1.3), para un total de ocho unidades generadoras. En Tocoma se continuaron las excavaciones en la zona del aliviadero y Casa de Máquinas, acumulando un avance en sus obras del 8%.



Figura 1.3. Complejo Hidroeléctrico Francisco de Miranda en Caruachi.

En el año 2005, CVG EDELCA inició las operaciones de tres nuevas unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica Caruachi y se culmina la primera fase del Plan de Modernización de la Central Hidroeléctrica de Guri, durante este año fue aprobado el crédito por 750 millones de dólares para la construcción de la Central Hidroeléctrica de Tocoma (Figura 1.4), cuarto y último proyecto del aprovechamiento del Bajo Caroní. En ese mismo año CVG EDELCA, obtiene el certificado en el proceso de generación de energía en las Centrales Hidroeléctricas Guri, Macagua y Caruachi, con la Norma Venezolana Covenin ISO 9001:2000 y el Laboratorio de Materiales fue acreditado por Sencamer.

En el año 2006, el presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Chávez Frías, firma el Decreto 4.412 mediante el cual, se rinde homenaje a las principales figuras de la gesta independentista, asignándole a las obras de ingeniería del Bajo Caroní los nombres de Central Hidroeléctrica Simón Bolívar a Guri, Antonio José de Sucre a Macagua, Francisco de Miranda a Caruachi y Manuel Piar a Tocoma, ese mismo día se inaugura la Central Hidroeléctrica Francisco de Miranda en Caruachi. También es otorgada la Certificación Internacional ISO 9000 en Gestión de la Calidad, ISO 14000 en Protección de Ambiente y OSA 18001 en Prevención de riesgos laborales.



Figura 1.4. Central Hidroeléctrica Manuel Piar en Tocomá (En Construcción)

El 31 de Julio del 2007, por Decreto N° 5.330 del Ejecutivo Nacional, se dispone de la creación de la “Sociedad Anónima Corporación Eléctrica Nacional, S.A.”, adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, en el mismo se especifica que la Sociedad CVG Electrificación del Caroní, C.A. queda adscrita a dicho Ministerio como filial de la Corporación Eléctrica Nacional S.A. Además el 8 de Octubre de ese mismo año según Resolución 190 del Ministerio Popular para la Energía y Petróleo, EDELCA asume la construcción, operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas que se encuentran en el territorio nacional.

1.1.2. Objetivos de EDELCA

Coordinar los proyectos, licitar contratos y dirigir la ejecución de los trabajos destinados a cumplir con una generación hidroeléctrica confiable y garantizada a largo plazo en todo lo concerniente al plan de desarrollo hidroeléctrico del Río Caroní.

1.1.3. Misión de EDELCA

Generar, transmitir y distribuir energía eléctrica, de manera confiable, segura y en armonía con el ambiente; a través del esfuerzo de mujeres y hombres motivados, capacitados, comprometidos y con el más alto nivel ético y humano; enmarcado todo en los planes estratégicos de la Nación, para contribuir con el desarrollo social, económico, endógeno y sustentable del país.

1.1.4. Visión de EDELCA

Empresa estratégica del Estado, líder del sector eléctrico, pilar del desarrollo y bienestar social, modelo de ética y referencia en estándares de calidad, excelencia, desarrollo tecnológico y uso de nuevas fuentes de generación, promoviendo la integración Latinoamericana y del Caribe.

1.1.5. Área de generación

El área de generación de EDELCA, está ubicada sobre la región de la cuenca del Río Caroní, la cual está situada en el estado Bolívar, al sureste de Venezuela, aproximadamente entre 3° 40' y 8° 40' de latitud Norte y entre 60° 50' y 64° 10' de longitud Oeste, en la figura 1.5, se observa la Cuenca Hidroeléctrica del Río Caroní. Esta cuenca hidroeléctrica cubre aproximadamente 92.170 Km² que representa el 10.5% del territorio venezolano de los cuales 47.000 Km² corresponden al Alto Caroní; 33.000 Km² forman la Cuenca del Río Paragua y los 15.000 Km² restante corresponden al Bajo Caroní. Esta cuenca posee el mayor potencial hidroeléctrico de Venezuela y uno de los mayores del mundo, estimado en 26.000 Megavatios, de los cuales 17.000 aproximadamente corresponden al Bajo Caroní. El desarrollo de todas las potencialidades del Río Caroní permite una producción de electricidad de 12.000 GWh por año.



Figura 1.5. Cuenca Hidroeléctrica del Río Caroní.

1.1.6. Estructura organizativa de EDELCA

Esta Estructura Organizativa de EDELCA, permitió la transición hacia la separación jurídica. De esta forma, EDELCA se agrupó en áreas de negocio, a fin de cumplir con la separación contable de las actividades de transmisión regional y de distribución, así como, la separación de los negocios de transmisión troncal y de generación, la figura 1.6 muestra la estructura organizativa de EDELCA. A cada área de negocio se le asignó el personal requerido para ejercer sus funciones, así como también, los activos, pasivos y presupuestos de ingreso y gastos, que permitan la separación contable de las mismas. Las unidades que agrupan dichas actividades, están provistas de procesos de apoyo que permitan cierto grado de autonomía y focalización en sus propias áreas de negocio. EDELCA, como único ente jurídico, mantendrá centralizadas aquellas funciones dirigidas a dar coherencia e integración a la gestión de la empresa. Además tiene como objetivo, coordinar proyectos, licitar contratos y dirigir la ejecución de los trabajos destinados a cumplir con la generación hidroeléctrica del Río Caroní.



Figura 1.6. Estructura Organizativa de EDELCA.

1.1.7. Descripción del sistema troncal de transmisión de EDELCA

La Red Troncal de Transmisión está compuesta por los Sistemas de Transmisión Centro - Occidente, Guayana Centro, Oriente, Sur Este y Guayana, a través de los cuales se realiza la entrega de energía a las diferentes subestaciones ubicadas en el territorio nacional, y que realizan posteriormente la distribución del servicio eléctrico por intermedio de las empresas comerciales.

Venezuela es uno de los pocos países en el mundo que posee un gran potencial de energía hidroeléctrica concentrada en un área geográfica particular. Esto hace que se tengan grandes plantas de generación como Guri, Macagua y Caruachi situadas en la región de Guayana al sur del país, mientras que los grandes centros de carga están ubicados en la región Norte - Costera del país. El sistema de transmisión troncal lo integran líneas que van a 230, 400 y 765 kV, red que tiene una longitud de mas de 5.000 Km de líneas y 12.300 estructuras diferentes, presentes en gran parte en la geografía nacional, ver la figura 1.7, con Guri, Macagua y Caruachi como puntos de

partida hacia el sur hasta Boa Vista en la República de Brasil y, por el norte, hasta la Goajira Colombiana. Estos sistemas, por sus características, demandan requerimientos muy especiales para su planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento.

1.1.8. Sistema troncal de transmisión a 765 kv

El sistema a 765 kV de EDELCA, es el quinto sistema instalado en el mundo con líneas de Extra - Alta Tensión en operación. Este sistema tiene su origen en la subestación Guri “B” a 765 kV y se extiende hacia el centro del país mediante tres líneas que llegan hasta la subestación San Gerónimo “B” pasando por la Subestación de Corte Malena. A partir de la Subestación San Gerónimo “B” se presentan enlaces hacia las Subestaciones Sur, La Horqueta y La Arenosa ubicadas en la región Centro - Norte del país. Estas a su vez, están unidas entre sí formando una configuración en anillo. Adicionalmente, existe una línea a 765 kV que interconecta la Subestación La Arenosa con la Subestación Yaracuy que permite reforzar la interconexión Centro - Occidente del país.

1.1.9. Sistema troncal de transmisión a 400 kv

El sistema a 400 kV, de EDELCA, tiene como punto de origen el patio de Guri “A” y se extiende hacia la región Centro - Oriente del país por medio de tres líneas de transmisión. Las dos primeras llegan hasta la Subestación Santa Teresa en el área central del país, pasando previamente por las Subestación El Tigre (Estado Anzoátegui) y San Gerónimo (Estado Guárico) y la tercera llega hasta la Subestación El Tigre pasando por la Subestación La Canoa. A mediados del año 1999 entró en servicio la primera etapa de la Subestación Jose 400/115 kV ubicada en las cercanías del Complejo Petroquímico Jose al Nor - Oriente del país, ésta Subestación está alimentada por una línea de 400 kV proveniente de la Subestación San Gerónimo y

en el mes de Septiembre del año 2000 se realizó una segunda alimentación hacia Jose, desde la Subestación El Tigre pasando por la Subestación Barbacoa II. Adicionalmente existe otra red a 400 kV que tiene como origen el sistema del Bajo Caroní y se extiende hasta la Subestación El Furrial pasando por la Subestación Palital. Este sistema tiene como objetivo reforzar la red oriental y dar suministro a los desarrollos petroleros establecidos en la zona. En el sistema Centro - Occidente, EDELCA, construyó la tercera línea a 400 kV Yaracuy - El Tablazo, así como el cruce al Lago de Maracaibo, a través de las dos líneas a 400 kV El Tablazo - Cuatricentenario.

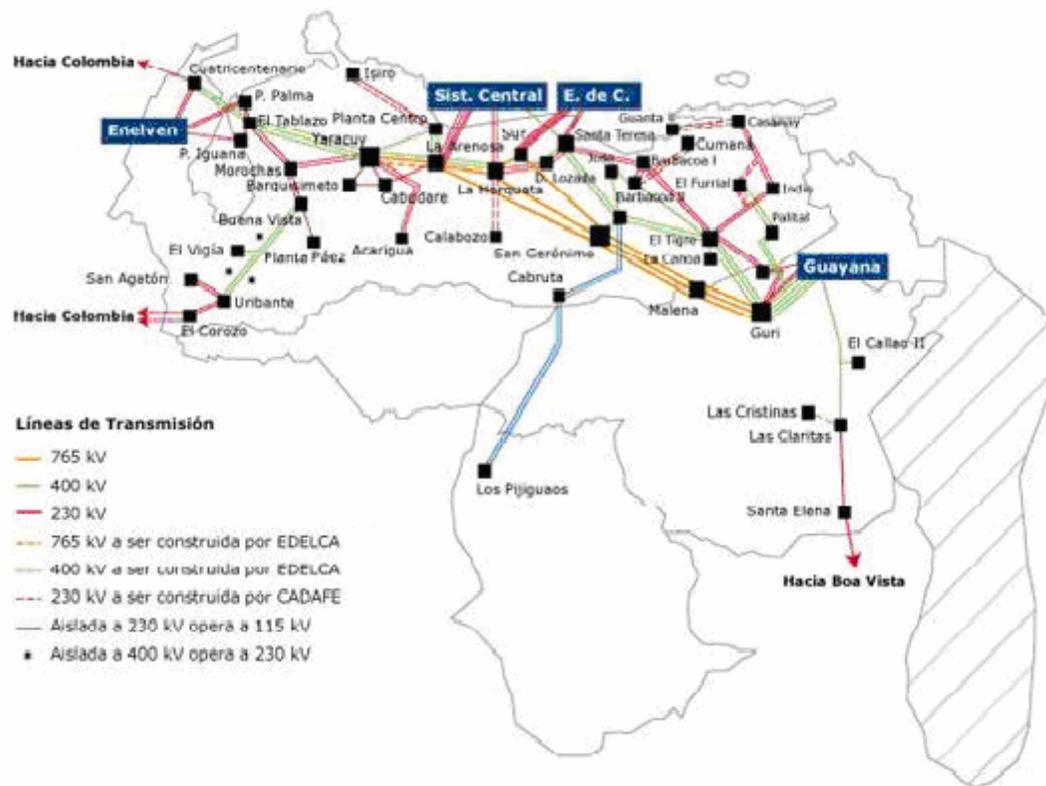


Figura 1.7. Sistema de Transmisión Troncal de EDELCA.

1.2. Planteamiento del problema

La Electrificación del Caroní, C.A, filial de la Corporación Eléctrica Nacional, adscrita al Ministerio del Poder Popular para Energía y Petróleo, es la empresa de generación hidroeléctrica más importante que posee Venezuela.

La ubicación de EDELCA en las caudalosas aguas del río Caroní, al sur del país, le permite producir electricidad en armonía con el ambiente, a un costo razonable, además ésta dispone de un conjunto de subestaciones y una extensa red de líneas de transmisión distribuidas en el país a lo largo de 5700 Km.

Aproximadamente de este conjunto de líneas, el Departamento de Mantenimiento de Transmisión Centro-Occidente, ubicado en la carretera nacional vía a la población de Espino, en el Sector Potrerito del Estado Guárico, atiende un total de 1100 Km, este clasifica a las líneas de transmisión en dos niveles de tensión: a 765 kV las líneas: San Gerónimo “B” - La Arenosa, San Gerónimo “B” - La Horqueta, San Gerónimo “B” - Sur, Sur - Horqueta; y a 400 kV las líneas: San Gerónimo “B” - San Gerónimo “A” N°1, San Gerónimo “B” - San Gerónimo “A” N°2, San Gerónimo “A” - San Teresa N°1 y San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2.

De todas estas líneas la que presenta mayor interés de estudio es la línea San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 a 400 kV, la cual tiene una longitud de 163 Km. La línea se caracteriza por poseer una alta tasa de falla por descargas atmosféricas, es decir, el número de salidas forzadas por dichas descargas se encuentra fuera de los parámetros de diseño.

Adicionalmente a esta eventualidad, la puesta a tierra en dicha línea es realizada a través de las fundaciones de las torres, las cuales son de tipo parrilla y se encuentran en contacto directo con el terreno. En vista de esta situación el Departamento de

Mantenimiento de Transmisión Centro-Occidente se ha visto en la necesidad de diseñar el sistema de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra de la línea San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2, para esto se realizarán mediciones del terreno del corredor de servicio 287 (Zona donde se presenta la mayor tasa de fallas por descargas).

Considerando la importancia de mantener los sistemas de transmisión en niveles óptimos que permitan asegurar la continuidad del servicio prestado; se hará uso del software ATP/EMTP, el cual es un programa digital universal para la simulación de fenómenos transitorios electromagnéticos, electromecánicos.

El programa ATP en el ambiente de trabajo normal viene acompañado de otros programas, como el ATPDRAW el cual actúa como núcleo central del paquete completo y permite al usuario añadir sus propios modelos desarrollados a partir de varias opciones disponibles, el TPBIG que permiten el estudio de procesos transitorios y el TOP que se encarga de leer datos y transformarlos en gráficos, con estos se harán simulaciones para observar el comportamiento de las sobretensiones producidas en la línea San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 a 400 kV, ante una descarga atmosférica.

1.3. Justificación de la investigación

Dada la importancia que representa para EDELCA garantizar a sus clientes la continuidad de servicio eléctrico, surge la necesidad de que se realice un estudio en el cual se proponga el diseño del sistema de puesta a tierra de las torres asociadas a la línea de transmisión a 400 kV San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2, a fin de reducir la tasa de salida de esta línea y mejorar de esta manera su desempeño ante descargas atmosféricas.

1.4. Alcance y limitaciones

La investigación permitirá proponer el diseño del sistema de puesta a tierra de las torres asociadas a la línea de transmisión a 400 kV San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2, para obtener los valores de resistencia de puesta a tierra de las torres a los valores deseados (20 Ω). Como limitante se tiene la poca data referente a los valores tanto de resistividad como de resistencia de puesta a tierra de las torres asociadas a la línea San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 a 400 kV.

1.5. Objetivos

1.5.1. General

Estudiar los sistemas de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra de la línea San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 a 400 kV.

1.5.2. Específicos

1. Describir la teoría de formación de descargas atmosféricas y la manera en que afectan a la línea de transmisión.
2. Verificar la capacidad dieléctrica de la línea y la efectividad del apantallamiento proporcionado por el cable de guarda.
3. Medir la resistencia de puesta a tierra del apoyo de la línea en la zona afectada.
4. Obtener características de la línea de transmisión y las sobretensiones atmosféricas, utilizando el software ATP/EMTP.

5. Diseñar el sistema de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra.

1.6. Metodología.

1.6.1. Técnica de recolección de información

Se realizará mediante el análisis y revisión de diversas fuentes bibliográficas, proyectos realizados y la revisión de Normativas.

1.6.2. Tipo de investigación

La metodología seleccionada se deriva de las características propias que posee el trabajo de investigación, de los resultados que se obtengan y de la capacidad de análisis. Desde esta perspectiva el estudio es de campo, documental y descriptivo.

- **Investigación de Campo:** La información se obtiene directamente de la realidad, de fuentes primarias recopilándose los datos en el sitio donde se efectuará la investigación o fenómeno tal cual ocurra en la realidad sin generalización categórica.
- **Investigación Documental:** La fuente principal para obtener la información es la consulta de textos, tesis, manuales, entre otros, los cuales contengan información relacionada al trabajo a desarrollarse.
- **Investigación Descriptiva:** Con este tipo de investigación se logra detallar de manera explícita las partes de trabajo en los cuales se amerita una descripción.

1.6.3. Metodología utilizada

La metodología empleada fue desarrollada en seis etapas, las cuales fueron diseñadas de manera de llevar una secuencia según los objetivos planteados: revisión bibliográfica, descripción de teoría de formación de descargas atmosféricas, verificación de capacidad dieléctrica y efectividad de apantallamiento, inspección a la zona afectada para medir la resistencia de puesta a tierra, obtención de las características de la línea de transmisión y sobretensiones atmosféricas usando el software ATP/EMTP y el diseño del sistema de protección y puesta a tierra.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se establece el marco teórico que sustenta la investigación. Comprende los antecedentes de la investigación y la teoría de formación de descargas atmosféricas, además de los conceptos necesarios para el diseño del sistema de puesta a tierra.

2.1. Antecedentes

En esta parte del trabajo de grado se plasman trabajos anteriores que guardan relación con la presente investigación, con el fin de aprovechar las teorías ya existentes y la interpretación sobre la problemática planteada con una mejor perspectiva, con el fin de ampliar la información obtenida reforzando los conceptos:

En el año 2005, Macero Enyer [1], realizó la evaluación y mejoras del sistema de puesta a tierra de las torres asociadas a la línea a 400 kV N°1 Palital - El Furrial perteneciente a C.V.G. EDELCA. Para ello efectuó mediciones de campo de resistividad específica del terreno y de resistencia de puesta a tierra a una torre piloto perteneciente a esta línea. Realizó un análisis de los valores obtenidos y toma las medidas correctivas para mejorar la resistencia de puesta a tierra de la torre piloto; aplicó modelos matemáticos que permitieron disminuir los valores de resistencia de puesta a tierra de esta torre y aplicarlo al resto de las torres de esta línea. Las propuestas de las mejoras del sistema de puesta a tierra de esta línea se basaron en la colocación de contrapesos radiales, colocación de cables bajantes y en los casos más severos la utilización de tratamiento químico al terreno.

En el año 2009, Cedeño Luis [2], realizó un estudio de los métodos utilizados en el diseño del sistema de puesta a tierra en subestaciones y líneas eléctricas para los niveles de tensión de 400 kV, 230 kV, 115 kV y 34,5 kV en CADAFE; el estudio abarca una descripción de las normas nacionales e internacionales sobre diseños de puesta a tierra como la IEEE 80-2000, el Código Eléctrico Nacional, normas CADAFE, IEEE 142, recomendando los criterios a seguir para el diseño de una malla de aterramiento y las configuraciones que se deben utilizar para la puesta a tierra en torres de líneas de transmisión. Presenta un estudio económico de algunos sistemas de puesta a tierra de subestaciones y líneas construidas bajo dichas normativas. Adicionalmente muestra las zonas con mayor probabilidad de fallas causadas por descargas atmosféricas, con la utilización de la carta cerámica de Venezuela, basándose en los datos suministrados por el Servicio de Meteorología de la Aviación.

En el año 2009, España Henry [3] realizó el diseño de un sistema de puesta a tierra, para una subestación eléctrica de niveles de tensión de 13,8 kV/4,16 kV, en la planta de control de punto de rocío Pirital I, basándose en las normas IEEE y en simulaciones del sistema con el software de Cálculo ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) en su versión 5.0.3. Para el diseño del sistema de puesta a tierra (SPAT) tomó como base la norma IEEE-Std 80-2000. Con la cuál se obtiene resultados que fueron comparados con los obtenidos a través de la simulación de la malla de puesta a tierra con el software mencionado anteriormente, con el fin de establecer criterios técnicos mínimos aceptables para este diseño. Además realizó un estudio de cortocircuito del sistema, utilizando el simulador ETAP Power Station fue necesario para conocer los niveles de cortocircuito del sistema.

2.2. Nube de Tormenta

Antes de entrar en detalle sobre los efectos del rayo, es preciso saber más acerca de la naturaleza y origen del mismo. En los próximos apartes se exponen, las

teorías más acertadas sobre el fenómeno en referencia. Antes, sin embargo, conviene resaltar algunos aspectos de interés, puestos en común de manifiesto por casi todos los postulados:

“La nube de tormenta denota una constitución bipolar, en el cual la carga negativa se encuentra espacialmente por debajo de la carga positiva. Sobre la forma en que se lleva a cabo tal distribución de cargas en la nube, no existe coincidencia de opiniones. Numerosos experimentos con globos sonda han verificado, no obstante, dicha distribución. La mayor parte de estos, a nivel mundial, fueron conducidos en la década de los años 30 por Institutos de Física americanos. La configuración simplificada de una nube de tormenta se ilustra en la figura 2.1” [4].

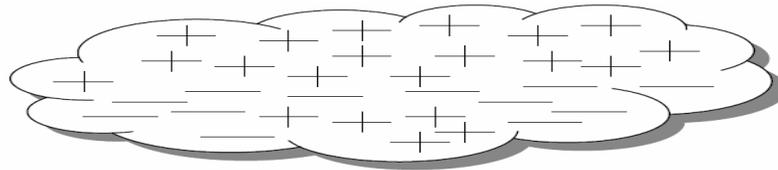


Figura 2.1. Configuración típica de una nube de tormenta.

2.2.1. Teoría de Simpson

Esta teoría es de amplia aceptación práctica, pues se fundamenta en experimentos llevados a cabo en laboratorios:

“Cuando se integran gotas de lluvia bajo la acción de una fuerte corriente de aire, las partículas así formadas denotan una carga positiva. El aire, a su vez, la presencia de una gran cantidad de cargas negativas de muy poca masa, y por consiguiente, gran movilidad” [4].

En la naturaleza sucede cuando la corriente de aire alcanza la velocidad suficiente para desintegrar las gotas de lluvia. La corriente que transporta entonces a los iones negativos hacia arriba por la acción del viento, o cuando éste cesa a determinadas alturas, se unen entre ellas para formar así gotas grandes y caer de nuevo. Al llegar a la zona de vientos fuertes, se desintegran otra vez, aumentando así la carga positiva.

La figura 2.2 muestra la distribución de cargas en la nube según Simpson, la cual ha podido ser constatada en práctica con la ayuda de globos sonda. Interesante es apreciar, que mientras la parte inferior de la nube denota una temperatura promedio de $+4^{\circ}\text{C}$, la parte superior alcanza valores hasta -32°C . Estos gradientes térmicos desempeñan, como veremos luego, un papel importante al formarse la descarga, ya que de acuerdo a la Ley de Paschen favorecen la descarga con orientación terrestre.

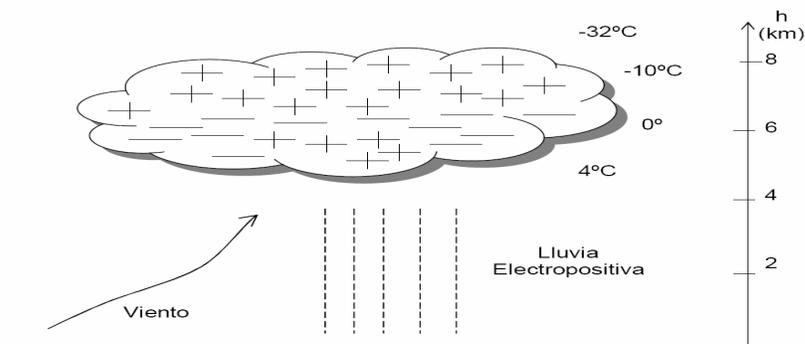


Figura 2.2. Nube según Simpson con alturas e isotermas usuales.

La teoría de Simpson tiene una gran ventaja a su favor, ya que puede ser simulada en los laboratorios: gotas de aproximadamente 5 mm de diámetro se desintegran cuando el viento alcanza velocidades superiores a los 8 m/s, obteniéndose una distribución de cargas parecida a la establecida por Simpson. En la zona donde el viento no alcance esta velocidad crítica, no podrá formarse, por consiguiente, la

distribución espacial de las cargas señaladas arriba, dificultándose así la precipitación.

Según Simpson las primeras gotas de lluvia de una tormenta denotan comportamiento electropositivo, según se puede verificar fácilmente en los pluviómetros. Estas proceden, casualmente, del foco de tormenta señalado en la Figura 2.2. Las gotas siguientes denotan ya un carácter electronegativo y solo en estados avanzados de la tormenta, es cuando vuelven a observarse de nuevo gotas electropositivas. Se supone que estas provienen entonces de los estratos superiores de la nube.

2.2.2. Teoría de Elster Y Geitel

Esta teoría es conocida también bajo el nombre de Teoría de la Influencia Eléctrica. En la nube se encuentran gotas de diferentes tamaños. Las más grandes se precipitan y las más pequeñas son llevadas por el viento hacia arriba. Las gotas polarizan bajo la acción del campo eléctrico existente, el cual, como veremos a continuación, denotan una dirección terrestre. Esto conduce a la formación de cargas positivas en la parte inferior de la gota y cargas negativas en la parte superior de la misma. El roce de una gota grande con una pequeña, al caer, trae como consecuencia un intercambio de cargas.

En la gota pequeña predomina entonces la carga positiva y en la grande la negativa. Ambas gotas se desplazan en sentido opuesto. En la nube, por consiguiente, se acumulan poco a poco cargas positivas en la parte superior y cargas positivas en la parte inferior. El campo eléctrico así formado favorece la separación de cargas por influencia. En la figura 2.3 se ilustra en pensamiento básico de Elster y Geitel. La formación de la nube es parecida a lo establecido en la teoría anterior, la distribución

y separación de cargas no, ya que el roce entre gotas desempeña un papel determinante.

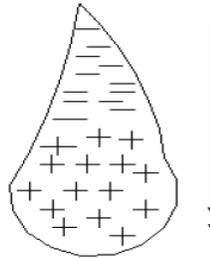


Figura 2.3. Gota de lluvia según Elster y Geitel.

Informaciones recientes le restan importancia a esta teoría, ya que el roce entre gotas parece ser importante sólo en la formación de la lluvia y no en la distribución espacial de las cargas.

2.2.3. Teoría de Wilson

Conocida también bajo el nombre de ionización de la Gota de Lluvia, asume, al igual que Elster y Geitel, una influencia del campo eléctrico en la formación de la gota. Wilson reemplaza a la acción de la gota pequeña de la teoría anterior, por la acción de los iones, simplificándose así el fenómeno de intercambio de cargas entre las gotas.

En la gota que cae se separan las cargas eléctricas bajo la acción del campo eléctrico de por sí existente. La parte superior de la gota acuda entonces carga negativa, y la inferior carga positiva. El viento, a su vez, arrastra los iones hacia la nube, donde los negativos son atraídos por la carga positiva de la parte inferior de la gota. Los iones positivos son repelidos al mismo tiempo y transportados por el aire hacia la parte superior de la nube, escapándose así a la atracción de la mitad superior

de la gota, la cual continua su caída, por consiguiente, sólo con carga negativa. La nube denota entonces una carga positiva en su mitad superior y una negativa en la inferior. (ver figura 2.4).

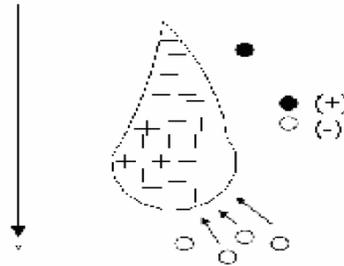


Figura 2.4. Fundamento de la Teoría de Wilson.

Esta teoría tropieza con algunas dificultades que se derivan de observaciones prácticas. Así tenemos, por ejemplo, que el tiempo medio de formación de una carga eléctrica de 1 Cb/Km^3 , bajo la acción de un gradiente eléctrico de 1 kV/cm , asciende a 170 min. Para la formación de la tormenta atmosférica esta carga resulta ser muy pequeña y con un tiempo de formación muy largo. Esto le resta importancia a la teoría de Wilson, aunque la misma contribuye a explicar la distribución de cargas eléctricas en la nube.

2.2.4. La teoría de Scholand

Una de las teorías más aceptadas, es la de “Schonland”, según la cual el ciclo de la nube de tormenta y la consecuente descarga denominada rayo, se puede resumir de la siguiente manera:

1. 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. Alrededor del 90 % de las nubes poseen la concentración de cargas

negativas en su parte inferior (ver figura 2.5). La explicación de por qué la concentración es de esta forma, no está clara, aunque tiene que ver con las temperaturas existentes en la parte superior de la nube (-40°C) que hace que las gotas de agua se conviertan en cristales de hielo y en conjunto con las cargas que se mueven desde la superficie por convección y las colisiones entre estas partículas dan origen a dicha distribución (Cristales de hielo = q^+ y gotas de agua = q^-). Mientras el gradiente eléctrico en la tierra permanece casi invariable (100 V/cm), el gradiente eléctrico en la nube se aproxima al valor crítico (5 kV/cm), de allí que la descarga provenga siempre de la nube y no de la tierra.

2. El gradiente eléctrico sobrepasa el valor crítico, comenzando a tener lugar pequeñas descargas en el seno de la nube. Estas, en virtud de la ionización por choque van degenerando en una especie de avalancha denominada descarga piloto (pilot streamer), la cual avanza con una velocidad promedio de 150 Km/seg . La parte superior de la nube se encuentra a una temperatura promedio de -30°C , acusando la presión, por lo tanto, un valor mucho más bajo que la parte inferior de la misma, a la cual corresponde una temperatura de aproximadamente 0°C . La rama de la descarga orientada hacia la tierra entonces, de acuerdo a la Ley de Paschen, las mejores condiciones para su propagación.

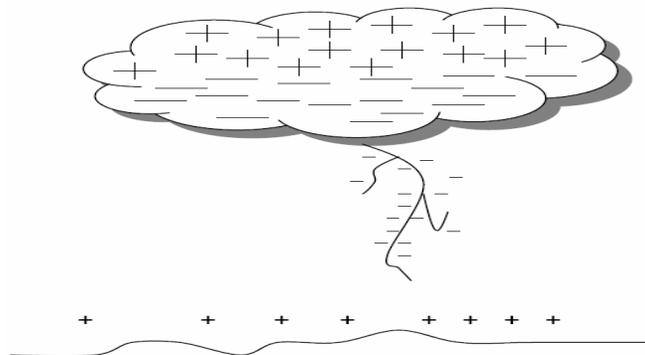


Figura 2.5. Descarga de Rayo.

3. La rama de la descarga piloto orientada hacia la tierra logra imponerse en su crecimiento hacia la tierra, viéndose acompañada de pequeños puntos luminosos característicos de las descargas escalonadas (stepped leaders), cuyo tiempo de duración promedio es relativamente corto, recorriendo un trayecto aproximado de sólo 50 m a una velocidad de 50.000 Km/seg. Las descargas escalonadas parecen tener su origen en la acción de viento, llegando varias veces a tierra; esto se debe a que la intermitencia de la descarga piloto (de 30 a 90 μ seg) le sustrae la energía necesaria para tales fines. Esta etapa ocurre a mucha mayor velocidad (aproximadamente a un 3% de la velocidad de la luz). El incremento del gradiente eléctrico de la tierra al aproximarse la descarga a ésta, favorece a la formación de un canal de recepción; dicho canal muchas veces puede ser distinto al suelo, es decir, que puede ser un objeto el causante del canal de recepción (upward streamer), y es de notar que rara vez dicho canal supera los 30 metros de altura (ver figura 2.6).

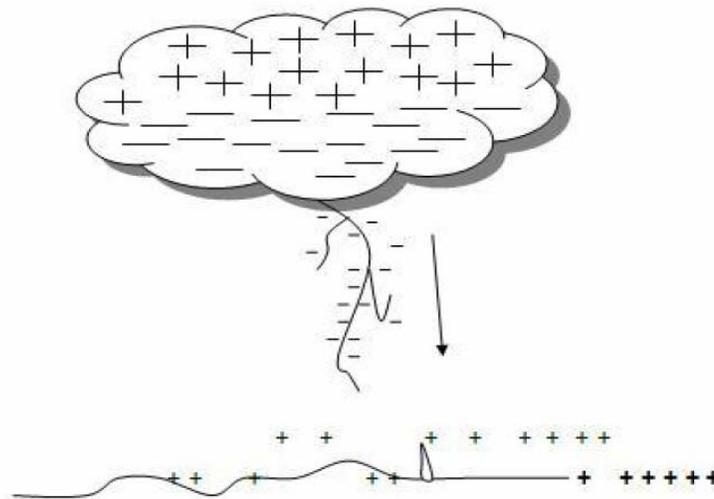


Figura 2.6. Cargas de Tierra.

4. El canal de recepción sale entonces al encuentro de la descarga piloto, la cual trae una gran cantidad de cargas negativas (positivas muy pocas veces), formándose

así un canal plasmático. Para neutralizar la carga en la nube, una gran cantidad de cargas opuestas salen de tierra utilizando el mismo canal previamente ionizado. A través del canal plasmático ocurrirán todas las descargas sucesivas, de las cuales la primera es la denominada de retorno (returns stroke). La velocidad de propagación de ésta descarga es de aproximadamente 30.000 Km/seg, siendo apreciable el valor de la intensidad de corriente que la caracteriza (hasta 200 kA). Mientras la descarga principal requiere de un tiempo aproximado de 20.000 μ s en alcanzar la tierra, la descarga de retorno acusa un tiempo promedio de sólo 100 μ s en alcanzar la tierra en alcanzar su cometido.

5. El impacto provocado por las cargas eléctricas que la descarga de retorno introduce en el seno de la nube es tan fuerte, que en la mayoría de los casos origina una segunda descarga orientada hacia tierra, denominada descarga secundaria o (dart leader), con una velocidad promedio de 3.000 Km/seg (ver figura 2.7). Este dúo de fenómenos (return stroke/dart leader), puede repetirse un número de veces apreciable (hasta 7 combinaciones sucesivas) y esto se denomina descargas sucesivas o “Multiple Stroke”, que consisten en descargas separadas que utilizan el mismo canal plasmático. Cerca del 50% de las descargas que ocurren son múltiples y el intervalo de tiempo entre descargas, va desde 0.5 mseg, hasta 0.5 seg.

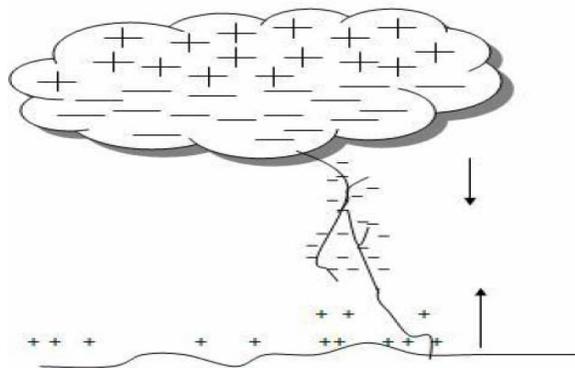


Figura 2.7. Impacto de cargas eléctricas.

2.3. La tormenta eléctrica

Todas las teorías sobre este particular parecen coincidir, en que la descarga atmosférica procede de la concentración de cargas negativas, cuando la parte superior de la nube alcanza la línea isoterma correspondiente a los -30°C , acusando la parte inferior de la misma temperatura por encima de los 0°C (aproximadamente $+4^{\circ}\text{C}$). Esta afirmación está verificada en la práctica por un sencillo, pero relevante hecho: las primeras descargas eléctricas hacia la tierra denotan comportamiento electronegativo. Bajo estas circunstancias se puede resumir al ciclo de una Tormenta Eléctrica de la siguiente manera:

1. Durante el crecimiento de la nube se observa la presencia de fuertes vientos ascendentes. Esto sucede aproximadamente de 10 a 15 minutos antes de la formación de las primeras gotas de agua.
2. Una vez constituida la nube, se observan vientos descendentes, en especial en parte inferior, así como descargas atmosféricas y precipitación. Esta fase intermedia dura de 15 a 30 minutos.
3. Durante el desmoronamiento de la nube, con un tiempo de duración aproximado de 30 minutos, se observan leves vientos descendentes a través de todo el volumen ocupado por la nube, al igual que una ligera atenuación de las descargas atmosféricas y de la precipitación.

El tiempo total de duración de una nube es, por consiguiente, de aproximadamente una hora, pudiéndose extender temporalmente al formarse nuevos focos de tormenta. Los subpartes a continuación disertan sobre las diferentes teorías relacionadas con la separación de cargas en la nube y con el propio fenómeno de la descarga atmosférica.

2.4. La descarga denominada rayo

El punto de partida es una nube de tormenta, cuyas cargas eléctricas se encuentran distribuidas, pero no en forma homogénea, de acuerdo a lo expuesto anteriormente. Pues bien, entre las concentraciones de cargas desiguales de la nube, principalmente en aquellas de la zona inferior, comienzan a tener lugar pequeñas descargas eléctricas. Esto sucede una vez que el gradiente eléctrico alcanza valores superiores a los 5 kV/cm. Así, y como consecuencia de la ionización por choque, se van formando una gran cantidad de cargas eléctricas, las cuales disminuyen apreciablemente a la rigidez dieléctrica de la zona afectada.

Estas cargas comienzan entonces a crecer en forma de avalancha formando una especie de cono, llamada descarga piloto (pilot streamer), el cual, bajo la acción de las gotas de agua y corriente de aire, crece en ambas direcciones. (Figura 2.6). La intensidad de corriente que acompaña a la descarga piloto es tan leve (sólo algunos amperios), que no puede ser registrada por una cámara fotográfica. La velocidad de propagación de esta descarga, no obstante si es considerable (1/20 de la velocidad de la luz, 15.000 Km/seg). En su avance, la descarga piloto se ve acompañada de descargas escalonadas (stepped leader), las cuales se propagan a una velocidad superior a la de la descarga piloto (1/6 de la velocidad de la luz, 50.000 Km/seg), con un recorrido o existencia promedio de sólo 50 metros (figura 2.8). La tortuosa trayectoria de dichas descargas le confiere al rayo su aspecto característico.

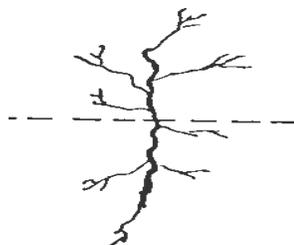


Figura 2.8. Crecimiento tortuoso de la descarga piloto.

Una vez que la descarga piloto alcanza la tierra, queda trazado en el espacio interelectrónico (nube - tierra) un canal o sendero plasmático, donde el aire ha sido fuertemente ionizado y por el cual pasarán las descargas sucesivas (return streamer, dart leader, etc.). En breve tiempo que éstas duran, se produce un súbito calentamiento del aire, y se supone que el trueno se debe a la brusca dilatación, que este calentamiento trae consigo. Al mismo tiempo se producen fenómenos de luminiscencia atribuidos a la explosión de un compuesto muy inestable - la materia cerámica o fulminante - de los elementos de la atmósfera.

Cuando el estrépido volumen del trueno es perceptible, se puede calcular fácilmente la distancia a la cual tuvo lugar la descarga: despreciando la velocidad del sonido (332 m/secs), en comparación con la de la luz, se obtiene la relación de 1 Km por cada 3 segundos de retraso, entre la percepción del fenómeno óptico y la del acústico, más sensible de noche que de día.

Pues bien, cuando la descarga en forma de canal (pilot streamer), se va acercando a la tierra, aumenta considerablemente el gradiente eléctrico, favoreciendo la formación de un canal de recepción. Este, partiendo de la superficie de la tierra, crece en sentido opuesto. Cuando ambos se encuentran, comienza a fluir o circular la intensidad de corriente de descarga, este detalle se ha podido verificar en la práctica con cámaras ultra rápidas, entre ellas la Cámara de Boys. En cuyas placas se puede observar una solución de continuidad del canal plasmático en intervalos de 30 a 90 μ s. Se cree que esto obedece a ionizaciones por choque, las cuales van preparando la próxima descarga, mientras que las ramificaciones (stepped leader) se le atribuyen a la acción del viento. Estas no siempre alcanzan al electrodo opuesto, ya que la intermitencia en forma de canal les quita toda la energía. Los rayos globulares puede que sean el resultado de estas descargas inconclusas. Este último fenómeno se observa con inusitada frecuencia en las zonas aureales.

Preparado ya el camino o canal de la descarga, se produce la descarga principal; gran cantidad de cargas eléctricas negativas abandonan la nube. Inmediatamente, y con el fin de neutralizar la carga eléctrica en ésta, una gran cantidad de cargas positivas abandona la tierra (return streamer). En la mayoría de los casos el choque de estas descargas es tan fuerte, que como consecuencia del excedente de cargas en la nube, se produce una segunda descargas hacía la tierra a través del mismo canal (dart leader), y así sucesivamente. La velocidad de propagación de éstas últimas es algo más lenta (3% de la velocidad de la luz). El número de ellas puede llegar en algunos casos hasta 54.

La estadística arroja los siguientes valores para el rayo, los cuales deben ser considerados:

- El 50% de todos los rayos consta de dos descargas, y un 10% aproximadamente de siete descargas sucesivas.
- Del 60% al 95% de los rayos que caen en la tierra son electronegativos, lo que ha de suponer que el rayo proviene de la parte inferior de la nube. Sólo cuando la tormenta se encuentra en un estado más avanzado, se registran rayos con la carga positiva, lo que hace suponer que provienen de la parte superior de la nube.
- La duración promedio de un rayo, con sus sucesivas descargas, es de 0,15 segundos. La duración máxima no pasa de 1,5 segundos.
- Se supone que en la tierra caen aproximadamente 100 rayos por segundo. Esto ha motivado a algunos científicos ha tratar de hacer uso, con fines experimentales, de su contenido energético.

A los efectos de protección de los Sistemas de Transmisión de Energía, es conveniente saber lo siguiente:

- El 50% de las descargas atmosféricas acusa una intensidad de corriente inferior a los 20 kA.
- El 5% de los rayos que caen en la tierra, sin embargo, acusa intensidades de corriente de hasta 160 kA, habiéndose registrado descargas de hasta 400 kA. Estos elevados valores conllevan al peligro de Descarga Retroactiva.
- La energía de un rayo es, por consiguiente, aproximadamente de 10 a 100 kWh, pero con una potencia destructiva de 10^7 a 10^9 kW. La longitud que puede alcanzar una chispa eléctrica con dicha energía, llega a los 20 km, siendo la de 10 ó 12 km la más frecuente.

2.5. El nivel isocerámico

Cuando se diseñan líneas de transmisión de energía eléctrica, es conveniente saber hasta que punto éstas se encontrarán expuestas a los daños de las descargas atmosféricas, en particular si las líneas denotan tensiones nominales de operación inferiores a 300 kV. A tal efecto se utiliza el concepto de nivel isocerámico, el cual indica el número de días por mes y año en que se pueden oír truenos en un área de 10 Km de radio, cuyo centro viene dado visualmente, lo cual en realidad resulta ser una apreciación muy subjetiva. El nivel que se obtiene, además, al medir o cuantificar a los truenos es el isobrónico.

2.5.1. Actividad cerámica de Venezuela

El objetivo es mostrar las temporadas de lluvias y las características más relevantes de la actividad de rayos en Venezuela, discretizando y presentando la data por zonas, estados y meses a lo largo del año. En función de esta data, se buscan establecer aquellas ubicaciones geográficas que poseen mayor actividad y particularizar su comportamiento en función de los meses y años de los que se dispone información, basándose en los datos suministrados por el Servicio de Meteorología de la Aviación.

2.5.2. Temporada lluviosa en Venezuela

Venezuela por su situación geográfica ubicada en la zona Tropical entre los (0.5 y 12 grados de latitud Norte), posee un clima de poca variación anual, no manifestándose las cuatro estaciones típicas de latitudes medias. Es por ello que en nuestro país se presentan dos (2) períodos, uno seco (Noviembre-Abril) y otro lluvioso Mayo - Octubre. Durante el período seco o denominado comúnmente como Verano, la mayor parte del Norte de Venezuela, está bajo la influencia de la zona de los alisios del Noreste, con sus campos anticiclónicos en la altura, lo que origina buen tiempo en casi todo el Territorio Nacional. Pero se debe destacar, que aún en época de sequía pueden registrarse precipitaciones de importancia hacia la zona Norte Costera del país.

A partir de mediados de Abril hasta Octubre, el Territorio Venezolano está casi en su totalidad bajo la acción de la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT), lo que incide y origina el inicio del período lluvioso, situación esta que se complementa en ocasiones con otros fenómenos sinópticos, como: perturbaciones tropicales, calentamiento diurno y/o efectos convectivos, incrementando la frecuencia e intensidad de las precipitaciones.

Ahora bien, la temporada lluviosa en Venezuela está gobernada principalmente por la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT), donde la misma es un área muy especial situada justo en la franja ecuatorial de la tierra, y en donde el sol provoca una actividad frenética de evaporación y calentamiento (ver figura 2.9), siendo la caldera superficial de nuestro planeta en donde se forman enérgicos fenómenos atmosféricos dando como resultado fuertes tormentas, aguaceros y vientos impredecibles.

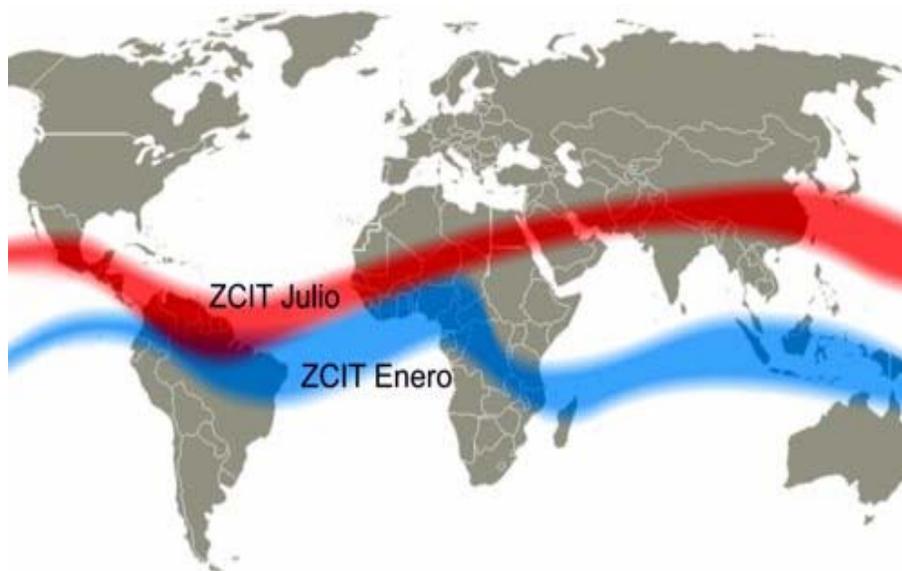


Figura 2.9. Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT).

En esta zona del océano, reina una actividad atmosférica excepcional originada por el calor del sol en el ecuador y los alisios que convergen, tanto los que provienen el hemisferio Norte como los que llegan del Sur. (ver figura 2.10). La concentración de cumulonimbus tormentosos es la más elevada del planeta, y aunque los vientos medios son del Este por los Alisios, la acumulación de grandes nubarrones negros tormentosos anulan hasta convertir en un caos la circulación general del aire. Por lo tanto, la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT) es una banda de baja presión que se forma sobre las regiones de aguas más cálidas en los trópicos, donde las masas de

aire están forzadas a ascender por el calentamiento, originando una abundante formación de nubes y fuertes lluvias.

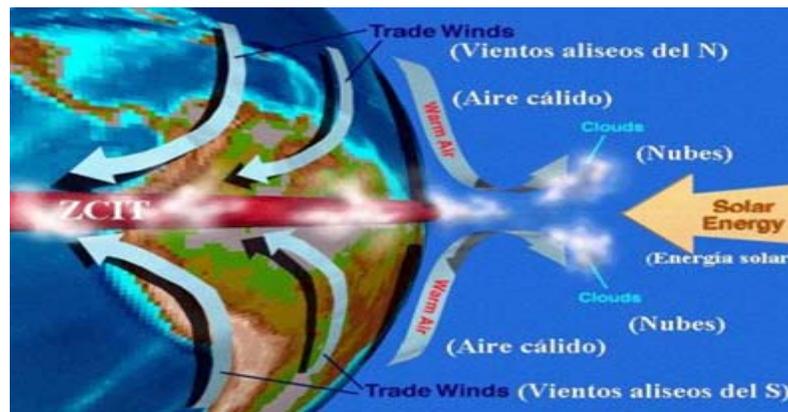


Figura 2.10. Actividad atmosférica originada por el calor del sol.

En Venezuela, debido a ese desplazamiento de la Zona de Convergencia Intertropical, desde el sur hacia el norte, la temporada de lluvias afecta primeramente a los estados Amazonas y Guayana, avanzando progresivamente y originando precipitaciones más frecuentes a medida que se posesiona sobre el Territorio Nacional, llegando en ocasiones a su máxima elongación al norte del país hacia el mes de Junio (ver figura 2.11).



Figura 2.11. Temporada de lluvia en Venezuela.

Tal aseveración, en cuanto al movimiento de la Convergencia Intertropical y su influencia en el aumento de las precipitaciones en el Territorio Venezolano, se corrobora con los resultados obtenidos del análisis del régimen pluviométrico, tomando en consideración para ello, las estaciones meteorológicas pertenecientes a este Servicio, donde el criterio establecido para el comienzo de la temporada lluviosa, fue que el 70% de los datos, simultáneamente tengan una precipitación total mensual igual o superior a 60 milímetros y ocurran en un mínimo de diez días; basados en esos resultados, se indica el inicio de la temporada de lluvias en todo el país.

2.5.2.1. Región centro costera

Se analizaron las estaciones meteorológicas de Caracas – La Carlota (Distrito Capital), Maracay, Colonia Tovar (Aragua), Valencia y Palmichal (Carabobo). La estación de Maiquetía (Vargas) tiene características geográficas que incide directamente en el régimen pluviométrico, originando un microclima especial. De acuerdo al análisis realizado, la temporada de lluvias comienza para el estado Carabobo en la primera quincena de Mayo, donde a partir de la segunda quincena se inicia para el resto de la región.

Por otra parte, aunque Maiquetía no tiene un período lluvioso definido, las precipitaciones tienden a incrementarse durante los meses de Junio hasta Agosto, coincidiendo las mismas con la temporada de Huracanes.

2.5.2.2. Región centro occidental

Se analizaron las estaciones meteorológicas de Acarigua, Guanare (Portuguesa), Barquisimeto (Lara) y la estación de Coro (Falcón), donde esta última por estar situada muy al norte del Territorio Nacional, posee características típicas que conforman un microclima especial.

La temporada de lluvias se inicia en la segunda quincena de Abril en las áreas de Guanare y Acarigua. Para la porción sur de los estados Falcón y Lara comienzan a principios de Mayo y durante la segunda quincena de este, hacia la localidad de Barquisimeto. Aunque el norte del estado Falcón no tiene un período lluvioso definido, las precipitaciones se incrementan en los meses de Octubre, Noviembre y Diciembre.

2.5.2.3. Región de los Andes

Se analizaron las estaciones meteorológicas de Valera (Trujillo), Santo Domingo del Táchira, San Antonio del Táchira (Táchira) y Mérida (Mérida). La temporada lluviosa comienza a finales de Marzo para el estado Trujillo, en la primera quincena de Abril hacia la porción sur del estado Táchira, pero hacia el norte y la localidad de Mérida en la segunda quincena de Abril.

Debido a que El Vigía está ubicado al pie de montaña de la Cordillera Andina, por su situación geográfica posee un régimen pluviométrico especial, ya que durante todo el año, las precipitaciones mensuales superan los 100 mm, donde sus valores medios se incrementan de Abril a Mayo y luego de Noviembre a Diciembre.

2.5.2.4. Región zuliana

Se analizaron los registros pluviométricos de las estaciones meteorológicas de Maracaibo, Mene Grande y La Cañada (Zulia). En esta zona, la temporada lluviosa se inicia en el mes de Abril hacia la porción oriental de la región (Mene Grande) y tiende a incrementarse las precipitaciones en el mes de Junio para la zona norte.

Por otra parte, en Maracaibo la pluviosidad aumenta considerablemente en los meses de Septiembre y Octubre, coincidiendo con el paso de ondas y perturbaciones tropicales al norte de Venezuela.

2.5.2.5. Región llanos centrales

Las estaciones analizadas fueron: Barinas (Barinas), Guasdualito, San Fernando de Apure (Apure), Calabozo, Valle de La Pascua, Carrizal y San Juan de los Morros (Guárico). La temporada de lluvias se inicia en la segunda quincena de Abril para el estado Barinas y la porción sudoeste del estado Apure (Guasdualito).

En la primera quincena de Mayo hacia el sur del estado Guárico (Calabozo), y en la segunda quincena de este mes, comienza hacia el norte del estado Apure (San Fernando de Apure) y el resto del estado Guárico (Carrizal, Valle de La Pascua y San Juan de los Morros).

2.5.2.6. Región nor-oriental

Las estaciones analizadas fueron: Barcelona (Anzoátegui), Cumaná, Guiria (Sucre), Maturín y Temblador (Monagas). No considerando la estación meteorológica de Porlamar, porque no tiene un período lluvioso definido, ya que las precipitaciones son causadas por situaciones Norte y paso de perturbaciones tropicales, especialmente las Ondas del Este.

Se determinó que el inicio de las lluvias se divide en dos períodos: para el área sur de la región (Maturín, Temblador) comienza a principios de Mayo y hacia la zona norte costera (Barcelona, Cumaná y Guiria) en la primera quincena de Junio.

2.5.2.7. Región Guayana y Amazonas

Se analizaron las estaciones meteorológicas de Ciudad Bolívar, Tumeremo, Santa Elena de Uairén (Bolívar) y Puerto Ayacucho (Amazonas). La temporada de lluvias comienza a mediados de Marzo en la porción sur de Guayana y Amazonas, durante la segunda quincena de Abril afecta la zona norte de Amazonas y el área central de Guayana. Pero todo el norte de Guayana, está bajo el régimen pluviométrico a partir de la segunda quincena del mes de Mayo.

2.5.3. Carta isoceráunica de Venezuela

Se define como la representación sobre mapa de una determinada zona, región o país de los puntos de igual nivel ceráunico mediante curvas o líneas. Las cartas isoceránicas no suministran información sobre la severidad o intensidad de las descargas pero aporta datos valiosos sobre la probabilidad relativa de las descargas atmosféricas en diferentes regiones.

Es de destacar que se pueden desarrollar mapas isoceránicos por meses, que indican las temporadas en la cual es más probable la caída de rayos.

Actualmente, EDELCA cuenta con un sistema de detección y localización de descargas eléctricas atmosféricas con el cual se estima tener conocimiento de cómo es el comportamiento de la actividad eléctrica en el país, a continuación se muestran los mapas de ubicación de la red de sensores y el mapa ceráunico de Venezuela. Figura 2.12 y 2.13 respectivamente.



Figura 2.12. Ubicación de la red de sensores en Venezuela.

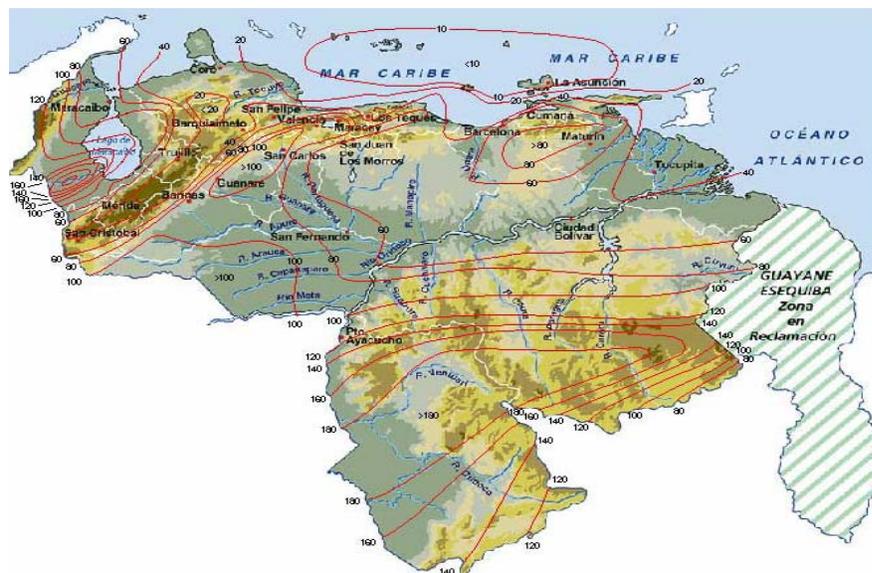


Figura 2.13. Mapa cerámico de Venezuela.

Adicionalmente, se presenta para mayor facilidad de análisis la figura 2.14, en la cual se colocan los valores promedios de eventos en los años estudiados (1998-2002), para cada estado.

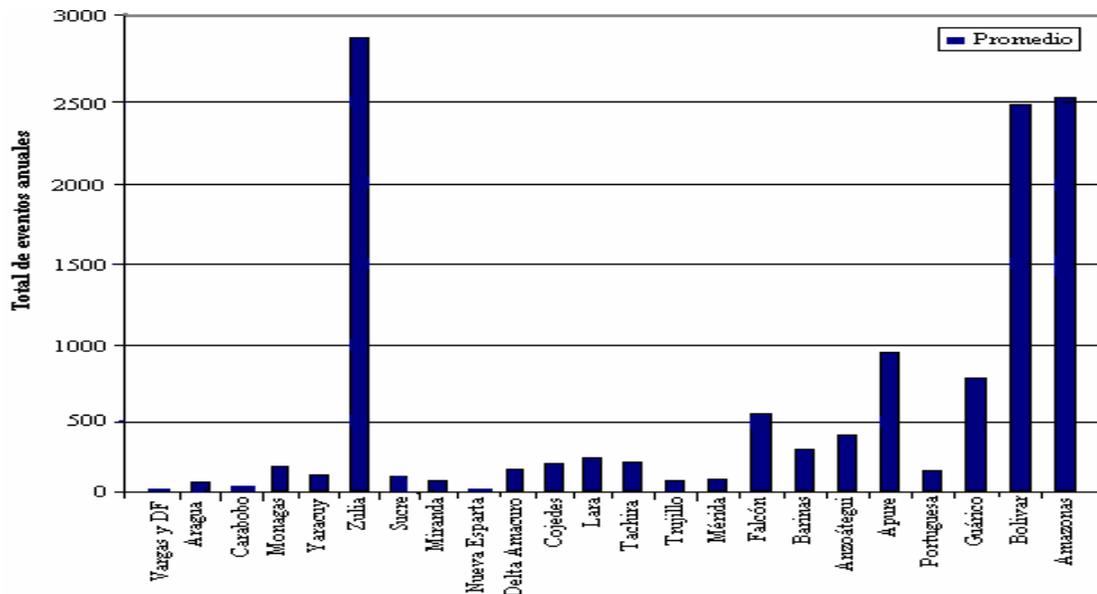


Figura 2.14. Data Promediada en total de eventos anuales por estado.

2.6. Efectos del rayo

Las consecuencias más importantes del rayo sobre el sistema de transmisión afectado, pueden resumirse de la siguiente manera:

❖ Efecto Dinámico.

Como se mencionó anteriormente, el rayo puede verse caracterizado por corrientes de hasta 400 kV, las cuales en caso de reflexiones desfavorables pueden ascender a 800 kA. Sobre un conductor eléctrico la corriente ejerce una fuerza, la cual se obtiene directamente de la Ley Circuital de Ampere, a saber:

$$F = B.l.I = \frac{\mu_o}{2.\pi.a}.I^2 \quad (2.1)$$

Donde B es la inducción magnética, I la intensidad de corriente del rayo y l la longitud del conductor. La distancia que separa a un conductor de otro es a. En el caso de un lazo formado por un conductor o barras colectoras en una subestación, la misma intensidad de corriente es la que genera o engendra al campo magnético dado por B. La fuerza que ejerce un rayo sobre conductores en paralelo es por lo general muy superior a la que se observa en caso de cortocircuito, de allí que sea imperativo tomar las previsiones correspondientes.

❖ Efecto Térmico.

Toda intensidad de corriente, al pasar por una resistencia, produce la siguiente potencia térmica de disipación $P=I^2.R$. El calor disipado es proporcional al tiempo de acción de la intensidad de corriente. Despreciando a la derivada respectiva se puede asumir a la temperatura del conductor proporcional al tiempo de acción. La energía así disipada será entonces: En la práctica el tiempo de acción promedio no excede, por lo general, a los 120 μ s. Si asumimos ahora, el título de ejemplo, a un conductor de cobre de 10m de longitud, de 25mm² de sección, afectado por una corriente de 50 kA, obtenemos:

$$R = 7.15\Omega \text{ y } W = I^2.R.t=2140Ws = 512cal \quad (2.2)$$

❖ Efecto Químico.

En su trayectoria a tierra el rayo encuentra tres medios diferentes, a saber: aire, metal y tierra. En el primero no se produce nada descomunal, se forma ozono, ácido nítrico y ácido nitroso, los cuales se prestan como fertilizantes. En el metal la

reacción química de importancia es una ligera corrosión, la cual no conduce a una inutilización del pararrayos. En el tercer medio, la tierra, y en especial en la zona de transición metal - tierra, se podría desgastar teóricamente el hierro o la cubierta galvánica anticorrosiva. La carga eléctrica en movimiento es capaz de desprender solamente unos cuantos mgrs de zinc. De allí que el pararrayos no se encuentre expuestos. En la propia tierra no se originan procesos químicos de importancia, debido a lo reducido de las cargas eléctricas existentes en la misma.

2.7. El rayo y la línea de transmisión

En realidad se presentan dos casos particulares que ameritan una discusión, estos son la incidencia del rayo en la proximidad de la línea, la cual conduce a sobretensiones atmosféricas inducidas, y la incidencia directa del rayo sobre la torre o sobre el hilo de guarda. Es obvio, que si el ángulo de protección del hilo de guarda no ha sido diseñado adecuadamente, entonces el rayo puede incidir directamente sobre una de las fases o conductores activos. En la práctica se ha podido observar, que la incidencia del rayo en el sistema (impacto directo) conduce a mayores sobretensiones que cuando incide en la proximidad del mismo.

2.7.1. Sobretensiones inducidas

El enfoque analítico de las sobretensiones inducidas por el rayo en el sistema, al incidir en su proximidad (impacto directo), no es sencillo, pues debemos considerar a las cargas que el rayo induce al acercarse al sistema, pero sin haber llegado aún a la tierra, al igual que las cargas inducidas después de haber alcanzado a la tierra (ver figura 2.15). La descarga de retorno también desempeña un papel importante, pues ella se lleva de nuevo al seno de la nube a una gran cantidad de cargas eléctricas.

La solución analítica completa a este fenómeno fue presentada en el año 1977 por primera vez por S. Rusck en la revista *Lightning*, basándose en las Leyes de Maxwell. El vector de campo inducido por el fenómeno atmosférico viene dado por:

$$E = -\text{grad}U_i - \partial A/\partial t \quad (2.3)$$

Donde U_i es el potencial escalar de la carga eléctrica Q a lo largo del canal plasmático de la descarga atmosférica y A es el potencial vectorial de la corriente de descarga del rayo.

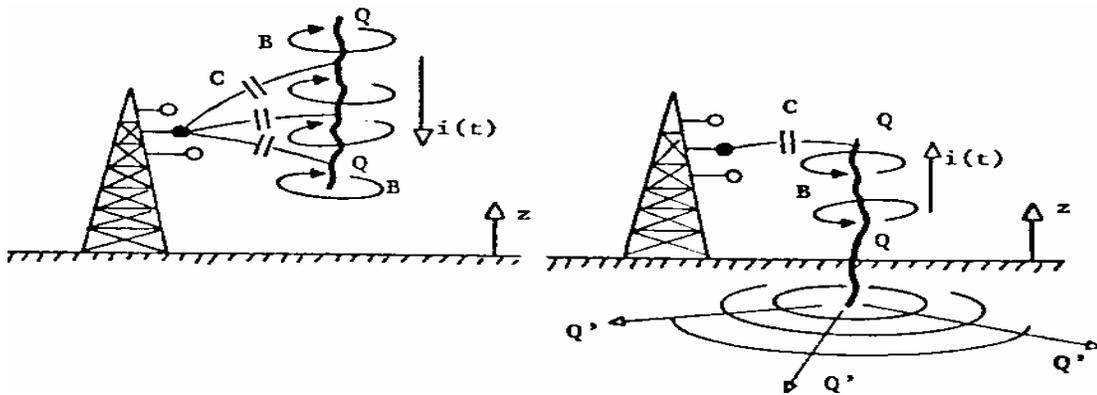


Figura 2.15. Sobretensiones inducidas por el rayo en una torre.

La tensión que se registraría en cualquier punto de la línea de transmisión afectada por el rayo, referida a tierra, viene dada por la siguiente relación:

$$U = - \int_0^{z=h} E \cdot dz + k(Q)$$

(2.4)

Donde Q es la carga eléctrica inducida sobre el conductor de la línea de transmisión. Como es de suponer, el valor máximo de U se obtiene en el punto más

cercano al sitio de impacto. Según se mencionó anteriormente, las sobretensiones inducidas por el rayo sobre el sistema no alcanza valores muy peligrosas, pero sí las tensiones de paso y de toque en la proximidad del sitio de incidencia. Estas tensiones suelen ser tan elevadas, que conllevan con frecuencia a accidentes fatales. Particularmente afectados se ven los cuadrúpedos (vacas, caballos, en menor grado perros, etc.) y también el hombre.

2.7.2. La descarga retroactiva

La denominada descarga retroactiva tiene lugar por lo general, cuando el rayo incide en forma franca o directa sobre una de las torres del sistema o sobre los conductores del mismo. Los dos casos extremos que se pueden presentar, es que el rayo caiga a mitad del vano o sobre la punta de la torre. En la Figura 2.16 se ha representado a la distribución de la intensidad de corriente para ambos casos. La sollicitación más grave viene siendo la última (impacto directo sobre la torre), ya que en este caso la torre afectada deriva a tierra el 60% de la corriente de la descarga, mientras que las torres vecinas 15% y las subsiguientes prácticamente el 5%. En vista de que el hilo de guarda se encuentra espacialmente por encima del plano de los conductores activos, el rayo incide generalmente sobre éste, actuando casi de inmediato el aterramiento de las torres contiguas.

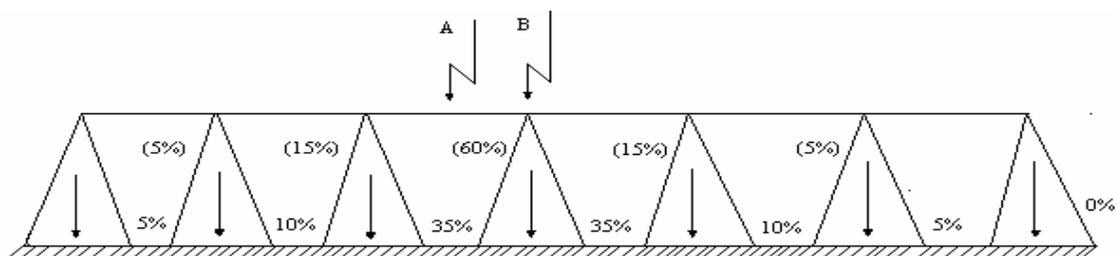


Figura 2.16. Casos extremos de la incidencia del rayo sobre un sistema de transmisión.

De importancia es el hecho, de que la intensidad de corriente del rayo. Al ser derivada a tierra por la estructura metálica de la torre, alcance valores considerables, provocando una apreciable caída de tensión U_M en la resistencia de puesta a tierra de la torre. Esta caída de tensión viene simplemente dada por la Ley de Ohm:

$$U_M = i_M \cdot R_M \quad (2-5)$$

La tensión total que tiene que soportar la línea en caso de una descarga atmosférica es:

$$u = i_M \cdot R_M + L(di/dt) - U_k + U_i \pm U_n \quad (2-6)$$

Donde $L(di/dt)$ es la caída de tensión de debido a la inductancia de la torre, U_k es la tensión transferida por hilo de guarda al conductor activo en cuestión, U_i es la tensión inducida por el rayo en el conductor activo en consideración y U_n es el valor momentáneo con su respectiva polaridad, de la tensión nominal.

El tercer y cuarto sumando de la ecuación 2.6 son respectivamente pequeños, contrarrestándose, además, el uno al otro, de allí que ambos se puedan despreciar. Lo mismo vale para U_i y $L(di/dt)$, si bien con ciertas objeciones. Pues bien, cuando la caída de tensión en la resistencia de puesta a tierra de la torre (U_M) excede a la tensión de choque disruptiva U_C del aislador, se produce una descarga entre la torre y el conductor activo. Es decir, entre la masa metálica de la torre, generalmente aterrada, y una de las fases. A este fenómeno se le denomina descarga retroactiva. Téngase en cuenta, que el potencial de la línea (tensión de fase a tierra $U/\sqrt{3}$), viene a sumarse con signo apropiado a la diferencia de potencial engendrada en la torre o poste de transmisión. De la Figura 2.17 se obtiene la condición de dicha descarga.

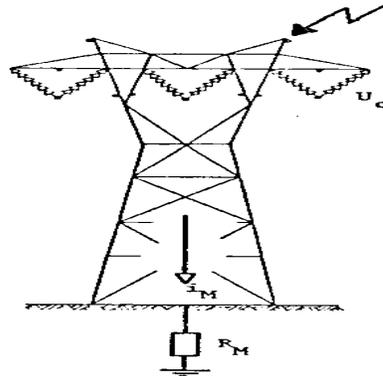


Figura 2.17. Esquema simplificado de la descarga retroactiva.

Las sobretensiones máximas de esta naturaleza, se observan en los postes de madera, cuando el rayo incide en forma franca sobre ellos. Si se cumple la siguiente desigualdad, entonces tiene lugar la descarga retroactiva:

$$U_M + |U_n| > U_C \text{ con } U_n = U_n/\sqrt{3} \quad (2-7)$$

Es decir, el valor en ohmios de la resistencia de puesta a tierra R_M no puede ser arbitrario, sino que debe obedecer a la siguiente expresión:

$$R_M < R_{M\max} \quad (2-8)$$

Donde $R_{M\max}$ sería el valor de la resistencia de puesta a tierra de la torre para la cual sí tiene lugar la descarga retroactiva. Como es bien sabido, la intensidad de corriente del rayo no es siempre la misma. A efectos de la descarga retroactiva se suele trabajar bajo la observancia del siguiente criterio:

- El 90% de los rayos denota corrientes inferiores a 20 kA.
- El 95% de los rayos denota corrientes inferiores a 40 kA.
- El 99% de los rayos denota corrientes inferiores a 60 kA.

2.7.3. Sobretensiones internas

Mientras que las sobretensiones externas se limitan a la incidencia del rayo sobre la línea de transmisión o en la proximidad de ella, con una forma de onda bien definida, las denominadas sobretensiones internas pueden denotar diferentes tiempos de formación de cresta y de semiamplitud. El nombre de estas sobretensiones obedece al hecho, de que su origen o causa se encuentra en el propio sistema de transmisión de energía. Así tenemos, por ejemplo, fallas a tierra, sobretensiones de maniobras, ferresonancia, etc.

En contraste con las sobretensiones externas o atmosféricas, las sobretensiones internas denotan en su forma y comportamiento cierta dependencia del tratamiento del neutro del sistema, es decir, no se observa el mismo fenómeno en un sistema con el neutro rígidamente aterrado o con el neutro flotando o aterrado en forma inductiva.

La clasificación de estas sobretensiones es muy genérica, así tenemos, que algunos autores hablan de sobretensiones dinámicas, cuando la causa de las mismas es un cortocircuito, de sobretensiones de arco, cuando el neutro está flotando y tiene lugar un reencendido por carga capacitiva, o cuando la carga que se desconecta es inductiva, etc. Las sobretensiones de resonancia se presentan, cuando la onda fundamental o sus respectivos armónicos, conllevan a un rápido incremento de la tensión. Tal es el caso al despejar cortocircuitos asimétricos con parámetros concentrados variables, siendo la ferresonancia uno de ellos. Según la naturaleza del fenómeno, se diferencian entonces los siguientes términos resonancia armónica, ultra-armónica, subarmónica, paramétrica, autoparamétrica, etc. La discusión al detalle de estos grupos excedería notablemente nuestro alcance, motivo por cual nosotros nos limitaremos sencillamente a las Sobretensiones Internas, entendiendo por tales, según ya se mencionó anteriormente, a los incrementos bruscos de la tensión que se originan dentro de la misma red o sistema.

2.8. Efectos de transitorios debido a descargas atmosféricas

Las sobretensiones de tipo transitorios que ocurren en un sistema de potencia son de origen externo (por ejemplo, las descargas atmosféricas), o bien se generan internamente por las operaciones de maniobra. En general, los transitorios en los sistemas de transmisión se originan debido a cualquier cambio repentino en las condiciones de operación o configuración de los sistemas. Para tensiones hasta de 230 kV, el nivel de aislamiento de las líneas y del equipo está determinado por la necesidad de protegerlos de las descargas atmosféricas. En los sistemas con tensión de más de 230 kV, pero con menos de 700 kV, como sucede con el nivel de transmisión de 400 kV, las operaciones por maniobra y las descargas atmosféricas son los que potencialmente dañan a los aislamientos.

Los cables subterráneos son, por supuesto, inmunes a las descargas atmosféricas directas y se pueden proteger de los transitorios que se originan en las líneas aéreas de transmisión con la excepción de algunas circunstancias no usuales y para cortas distancias.

En la mayoría de los casos, las líneas aéreas se pueden proteger de las descargas atmosféricas directas a través de uno o más conductores que estén al potencial de tierra y extendidas por arriba de los conductores de la línea de potencia. Estos conductores protectores, llamados hilos de guarda o de blindaje, se conectan a la tierra a través de las torres de transmisión que sostienen la línea.

Generalmente, la zona de protección es de 3 conductores en posición vertical de cada lado de la torre por debajo del hilo de guarda; esto es, la línea de potencia está protegida dentro del sector de 6 conductores (para torres con 2 circuitos). En la mayoría de los casos, los hilos de guarda, y no los conductores de potencia, son los que reciben las descargas atmosféricas.

Las descargas atmosféricas que inciden en los hilos de guarda o en los conductores de potencia originan una inyección de corriente que se divide en 2, una mitad fluye en la dirección de la línea y la otra mitad en sentido contrario. El valor máximo de la corriente a lo largo del conductor que ha sido afectado, varía ampliamente por la alta variabilidad de los rayos. Los valores típicos son de 10 kA y superiores.

Cuando una línea de potencia recibe una descarga atmosférica directa, se origina un daño al equipo en las terminales de la línea por las tensiones línea a tierra que resultan de las cargas que se inyectan y que viajan a lo largo de la línea como corriente. Típicamente, estas tensiones están por arriba de un millón de volts. Las descargas sobre hilos de guarda también pueden causar transitorios de alta tensión sobre las líneas de potencia debido a la inducción electromagnética.

2.9. Apantallamiento en líneas de transmisión

En condiciones ideales, el aislamiento de las líneas de transmisión debe tolerar cualquier sobrevoltaje que se presente en ellas, pero la longitud de las cadenas de aisladores y las distancias mínimas de aire deberán ser tan grandes que el costo del aislamiento resulta exageradamente alto, por consiguiente se diseña el aislamiento de las líneas de tal manera que soporte todo sobrevoltaje interno (sobrevoltajes por maniobra y sobrevoltajes de baja frecuencia), pero no todo impulso de voltaje ocasionado por descargas atmosféricas (sobrevoltaje externo). La idea de apantallar una línea de transmisión es como su nombre lo indica crear una pantalla protectora para los conductores, de tal manera que las descargas se desvíen a tierra por medio de ella, una especie de pararrayos horizontal sobre toda la línea, y esta pantalla protectora la cumple el cable de guarda.

2.9.1. Cable de guarda

Es un cable el cual tiene por función proteger de descargas atmosféricas a una línea de transmisión de energía eléctrica lo que viene a hacer un equivalente aun pararrayos horizontal que se coloca sobre la línea; el cable de guarda tiene como función atraer los rayos y mandarlos a tierra.

2.9.1.1. Diseño del cable de guarda

El diseño de un cable de guarda consiste básicamente en la determinación de su ubicación en la estructura. Las características mecánicas se deben considerar de tal forma, que resista la carga mecánica y no vaya a tener una flecha excesiva. Las características eléctricas deben garantizar bajas pérdidas por inducción y bajos voltajes de paso y de contacto.

La ubicación del cable de guarda debe ser tal, que sea escasa la probabilidad de que caiga un rayo con una corriente suficiente para flameo. Básicamente, se pueden dividir las metodologías de diseño de la ubicación del cable de guarda en dos grandes grupos: las que encuentran una posición efectiva del cable de guarda, tal que permita un buen apantallamiento y las que asignan a una posición determinada del cable de guarda, una cierta probabilidad de falla de apantallamiento.

2.9.1.2. Ángulo de apantallamiento

La experiencia con varias líneas indican que un ángulo de 20 grados da resultados satisfactorios, mientras que con ángulos de 45 grados se ha obtenido resultados pobres en la protección de la línea ante descargas atmosféricas. Pruebas en el laboratorio indican que un buen promedio es de 30 grados, sin embargo se encontró que si la torre está recta sobre una ladera el ángulo debería ir decreciendo con respecto al gradiente de ladera.

2.9.1.3. Método para conseguir un apantallamiento efectivo

Existen metodologías más o menos sencillas para la ubicación de la posición efectiva. Las más sencillas de todas, es mediante una gráfica como la de la figura 2.18, la cual según el “Transmisión lines referente book 345 kV and above” se encuentra la combinación de altura del cable con el ángulo de apantallamiento, los cuales producen un buen funcionamiento de líneas de extra alto voltaje. Una forma elaborada es mediante el modelo electrogeométrico.

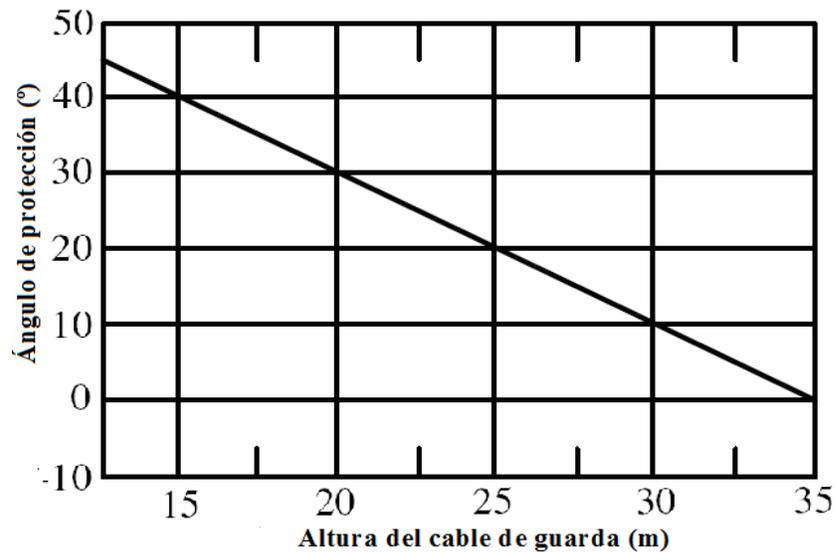


Figura 2.18. Guía para el Diseño del cable de Guarda.

2.9.1.4. Modelo electrogeométrico

Una descarga atmosférica puede caer directo a tierra en la proximidad de una línea de transmisión o impactarse directamente en la línea de transmisión. Esta distancia r denominada distancia de arqueo es una función de la carga y consecuentemente función de la magnitud de la corriente de la descarga. La ecuación 2.9 permite determinar la distancia de arqueo en función de la corriente.

$$r = 10I^{0.65} \quad (2.9)$$

Donde r es la distancia de arqueo ó de atracción al rayo en metros e I es la corriente de la descarga kA.

En una línea de transmisión la descarga puede impactar en el cable de guarda, en el conductor de fase, en la torre o en las proximidades a esta. La figura 2.19 muestra las alternativas antes descritas.

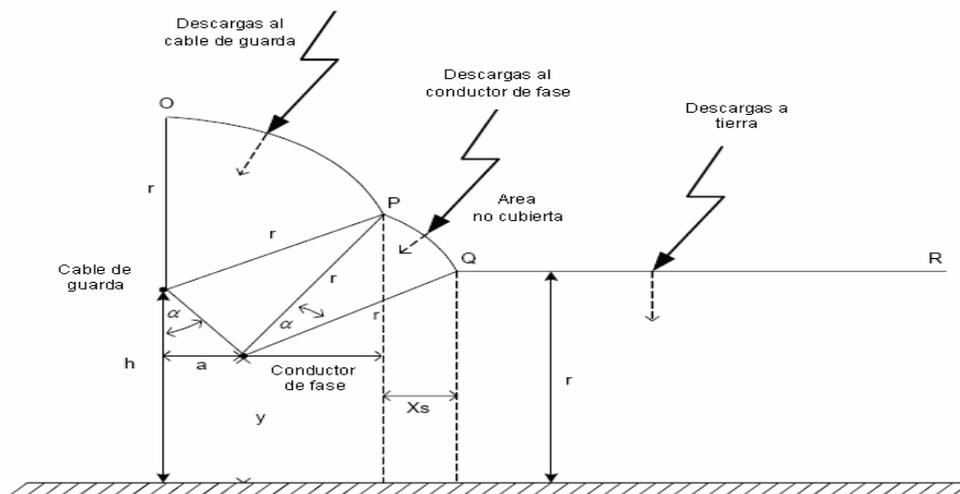


Figura 2.19. Modelo electromagnético.

El impacto directo o no de la descarga en el cable de guarda o el conductor de fase depende del grado de apantallamiento de la línea de transmisión. En el diseño del apantallamiento o blindaje de las líneas de transmisión se considera el ángulo de apantallamiento α que es aquel ángulo que forma la perpendicular trazada desde el cable de guarda a tierra y la recta entre el cable de guarda y el conductor de fase superior. Mientras más pequeño es el ángulo mejor será el apantallamiento de la línea de transmisión, para un apantallamiento completo la distancia Xs debe ser igual a cero.

El modelo electrogeométrico permite determinar, de forma aproximada, la máxima corriente que provoque una falla de apantallamiento. El método consiste en determinar mediante un análisis geométrico la distancia de arqueo que puede provocar una falla de apantallamiento, tomando en cuenta la disposición en la torre de transmisión, figura 2.20, para lo cual se plantean las ecuaciones 2.10 Y 2.11. Una vez conocida la distancia de arqueo máxima se determina la corriente máxima con la ecuación 2.9.

$$a = \sqrt{h(2r - h)} - \sqrt{y(2r - y)} \quad (2.10)$$

$$r = \frac{h + y}{2(1 - \text{sen}\alpha)} \quad (2.11)$$

Donde a es la distancia horizontal entre el cable de guarda y el conductor de fase, h e y son las alturas del cable de guarda y el conductor de fase respectivamente en metros; r es la distancia de arqueo en metros y α es el ángulo de apantallamiento en grados.

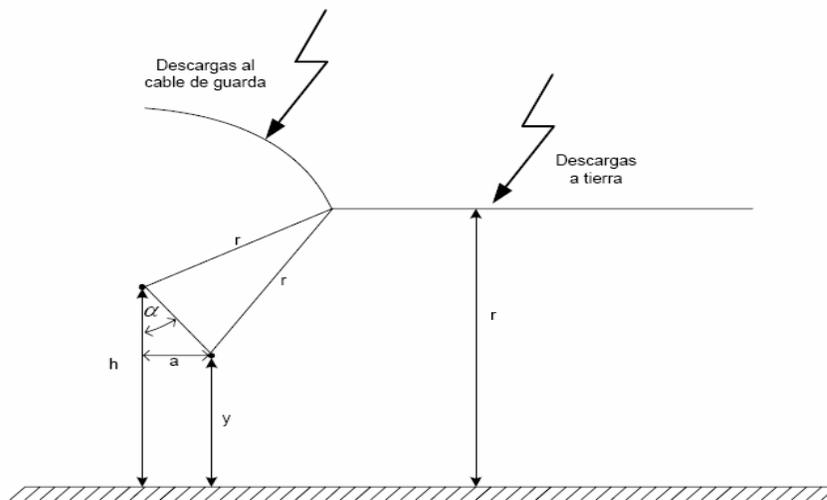


Figura 2.20. Distancia máxima que produce falla de apantallamiento.

2.10. Aisladores

Los aisladores son elementos de gran importancia y utilidad en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Cuya finalidad consiste en separar eléctricamente el conductor de la línea del apoyo que lo soporta. Al emplearse los conductores, se precisa que los aisladores posean buenas propiedades dieléctricas ya que la misión fundamental de este es evitar el paso de la corriente del conductor hacia tierra. La unión de los conductores con los aisladores y de estos con los apoyos se efectúa mediante piezas metálicas denominadas herrajes.

El paso de la corriente del conductor al apoyo puede producirse por las causas siguientes:

- **Por conductividad del material:** es decir a través de la masa del aislador. Para evitar esto se emplean materiales cuya corriente de fuga es despreciable (Ej: Vidrio, porcelana, polímeros.).
- **Por conductividad superficial:** se produce cuando una corriente de fuga contornea la parte exterior del aislador por aumento de la conductividad, esto es ocasionado por haberse depositado en la superficie del aislador una capa de polvo o humedad. Esta conductividad recibe el nombre de efecto corona y suele reducirse dando un perfil adecuado a la superficie del aislador.
- **Por perforación de la masa del aislador:** al ser muy difícil mantener la uniformidad dieléctrica de un material en toda su masa, existe el peligro de que se perfora el aislador, sobre todo si el espesor es grande. Por ello, los aisladores suelen fabricarse en varias piezas de pequeño espesor unidas por una pasta especial.

- **Por descarga disruptiva a través del aire:** puede producirse un arco entre el conductor y el soporte a través del aire, cuya rigidez dieléctrica a veces no es suficiente para evitar la descarga. Esto suele ocurrir con la lluvia, debido a la ionización del aire, y se puede evitar con un diseño adecuado para aisladores de intemperie, tratando de aumentar la distancia entre aislador y soporte de forma que la tensión necesaria para la formación del arco en el aire sea mayor.

2.10.1. Número de aisladores utilizados según el nivel de tensión

El número de discos o unidades que conforman la cadena de aisladores es aproximadamente proporcional a la tensión, con ligero aumento para las tensiones más altas y con cierto margen en la longitud de cada unidad.

Para la tensión de 13,5 kV se usa 1 unidad, para 115 kV de 6 a 8, para 400 kV de 17 a 18, para 765 kV de 35 a 37. El número de aisladores también depende del material del mismo. Las unidades o discos más modernos tienen una resistencia máxima de 15.000 libras (6800 Kg). El promedio de cualquier partida de estos discos resiste generalmente una prueba a la tracción de 15000 libras (6800 Kg) y muchas unidades alcanzan un 25% más que dicha cifra. Es probable que uno de estos discos, bien construido, resista una carga de 10.000 a 12.000 libras (de 4.536 a 5.400 Kg) durante varios días sin fallar. Se recomienda una carga máxima de seguridad de 5.000 a 6.000 libras (2.270 a 2.700 Kg), lo que representa un factor de seguridad de 2 sobre el mínimo de la prueba carga-tiempo.

2.11. Puesta a tierra

Una instalación de puesta a tierra es el conjunto formado por los electrodos y líneas de tierra en una instalación eléctrica. Entonces se puede decir que un sistema

de puesta a tierra consiste en todas las conexiones de tierra interconectadas a un sistema de potencia específico, en el caso de las líneas aéreas de distribución; el sistema de puesta a tierra está compuesto por uno o varios electrodos enterrados verticalmente, conectados directamente al poste.

La principal función de la puesta a tierra es la de dispersar en el terreno las corrientes de cualquier naturaleza que se pueden presentar ya sea por falla, frecuencia industrial, descargas atmosféricas o debidas a maniobras.

El propósito de poner a tierra los sistemas eléctricos es para limitar cualquier voltaje elevado que pueda resultar de rayos, fenómenos de inducción o, de contactos no intencionales con cables de voltajes más altos, elimina los potenciales de toque que pudieran poner en peligro la vida y para que operen las protecciones por sobrecorriente de los equipos.

2.11.1. Características de la Puesta a Tierra

- Conducir y dispersar en el terreno las corrientes de cualquier naturaleza que se puedan presentar ya sea por falla, descargas atmosféricas o debidas a maniobras, sin provocar gradientes de potencial peligrosos sobre la superficie de un terreno o entre el punto del terreno y objetos conductores vecinos, para lo cual se debe presentar una resistencia eléctrica adecuada que represente una buena capacidad de conducción.
- Los diferentes elementos y electrodos que conforman el sistema de puesta a tierra deben ser capaces de conducir, durante el mayor tiempo posible, las corrientes de fallas sin sufrir calentamientos excesivos.
- Debe ser resistente al ataque corrosivo del terreno.

- El valor de resistencia de puesta a tierra debe ser el adecuado para cada tipo de instalación.
- La variación de la resistencia eléctrica del terreno debida a cambios ambientales debe ser mínima, tal que en cualquier época del año, la corriente de falla a tierra sea capaz de producir la operación de los elementos de protección como los relés, fusibles, pararrayos.
- Su vida útil debe ser mayor de 20 años.
- Debe permitir un mantenimiento periódico.
- Su costo debe ser lo más bajo posible, considerando los requerimientos de las normas y especificaciones.

2.11.2. Objetivos de un Sistema de Puesta a Tierra

- Dar seguridad de las personas dentro de las instalaciones eléctricas.
- Proveer protección de las instalaciones eléctricas.
- Mantener la continuidad en el servicio eléctrico.
- Permitir un establecimiento y continuidad de un potencial de referencia para la seguridad y funcionamiento de los equipos electrónicos, unidades de procesamiento de datos, instrumentos.
- Asegurar una protección contra electricidad estática.

- Debe proporcionar un paso para las corrientes que se originan en las líneas de alimentación eléctricas.

2.11.3. Esquemas y Disposiciones de Conexión a Tierra

Muchos sistemas emplean alguna técnica para poner a tierra su neutro en uno o más puntos, entre estos métodos tenemos los siguientes:

- Solidamente puestos a tierra.
- Resistencia de puesta a tierra.
- Reactancia de puesta a tierra.

2.11.3.1. Sistema Sólidamente Puesto a Tierra

Un sistema sólidamente puesto a tierra, se logra a través de una adecuada conexión, en la cual, no ha sido insertada intencionalmente impedancias, una unión metálica sólida del neutro del sistema. Figura 2.21.

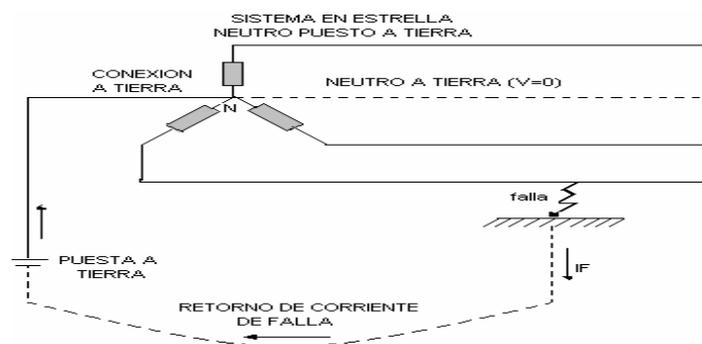


Figura 2.21. Esquema de un sistema solidamente puesto a tierra.

2.11.3.2. Aislados o no Puestos a Tierra

Es un sistema, circuito o aparato, sin una conexión intencional. Este tipo de sistemas en realidad, acople a tierra por medio de las capacitancias distribuidas de sus fases y conductores. La figura 2.22, muestra un sistema aislado.

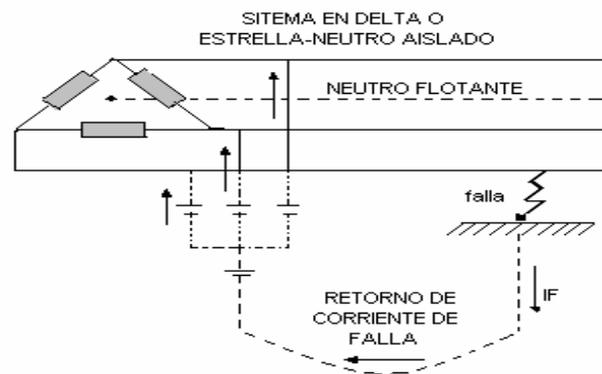


Figura 2.22. Esquema de un sistema con neutro aislado.

2.11.4. Limitaciones intrínsecas de un sistema de puesta a tierra

Se debe prestar atención al hecho de que un sistema de puesta a tierra tiene una conductancia límite para un área determinada y esto es básico para evitar un gasto inútil de materiales y mano de obra tratándose de lograr una conductancia que prácticamente es inalcanzable. Si bien es cierto que conviene aprovechar tanto como sea posible el área que disponemos para este propósito, no es menos cierto que debemos hacer un uso efectivo de los electrodos o conductores de la malla toda vez que ello significa una importante erogación en materiales y mano de obra.

Aumentar el número de jabalinas por encima de cierto número es un gasto inútil debido a que el aumento de conductancia que se consigue es prácticamente

despreciable. Algo similar ocurre si se trata de una malla de puesta a tierra. En síntesis, dados:

- El suelo con la conductividad que le es propia.
- Las dimensiones de los electrodos.
- Un valor definido de la conductancia total deseada.

Es necesario verificar si con el área que disponemos podremos alcanzar el valor deseado de conductancia, haciendo un uso económico de los electrodos o de los conductores de la malla. Si no es así, seguramente será más económico y más efectivo, aumentar el área que implantar más electrodos o adicionar más conductores a la malla dentro del área prevista inicialmente. Si no es posible el aumento del área, la única alternativa será la modificación de la resistividad del suelo.

2.11.5. Resistencia de puesta a tierra

Es una propiedad del sistema de puesta a tierra (SPT), conocida como un parámetro medido que expresa la eficiencia del (SPT), el cual es evaluado en términos de resistencia, cuya unidad de medida es Ohms. En el caso de las líneas aéreas de distribución es una medida que indica que tan eficiente puede ser el electrodo o grupos de electrodos, para dispersar una corriente de falla en el terreno circulante. El valor de resistencia a tierra es la resistencia óhmica entre un conductor puesto a tierra y un punto a potencial cero; además depende de la resistividad del terreno, las características físicas del electrodo a tierra (diámetro, área, longitud, etc.), también de la longitud y el área de los conductores.

2.11.6. Factores que influyen en la resistencia de puesta a tierra

La resistencia de puesta a tierra que representa un electrodo o arreglo de electrodos está compuesta de forma general por los siguientes factores:

- La resistencia del propio electrodo.
- La resistencia de contacto del electrodo con el terreno.
- La resistencia del suelo donde está enterrado el electrodo.

La resistencia del propio electrodo por lo general es muy baja debido a que los electrodos son fabricados de un material muy conductor y de baja resistencia como lo es el de cobre. En cuanto a la resistencia de contacto del electrodo con el terreno también es baja siempre y cuando se garantice que el electrodo se encuentre limpio, libre de cualquier material aislante (pintura, grasa, etc.) y que se encuentre perfectamente enterrado. En relación a la resistencia que presenta el terreno donde está enterrado el electrodo es función de la resistividad del mismo, es por ello que ésta es la que presenta mayor valor de los tres factores, por esta razón el terreno es considerado como un conductor de limitada conductancia.

En la figura 2.23 se esquematizan las partes básicas que comprenden un sistema de puesta a tierra, entre los cuales se pueden apreciar dos grandes bloques: la puesta a tierra (bajo el nivel del terreno) y los cableados o red de tierras (sobre el nivel del terreno).

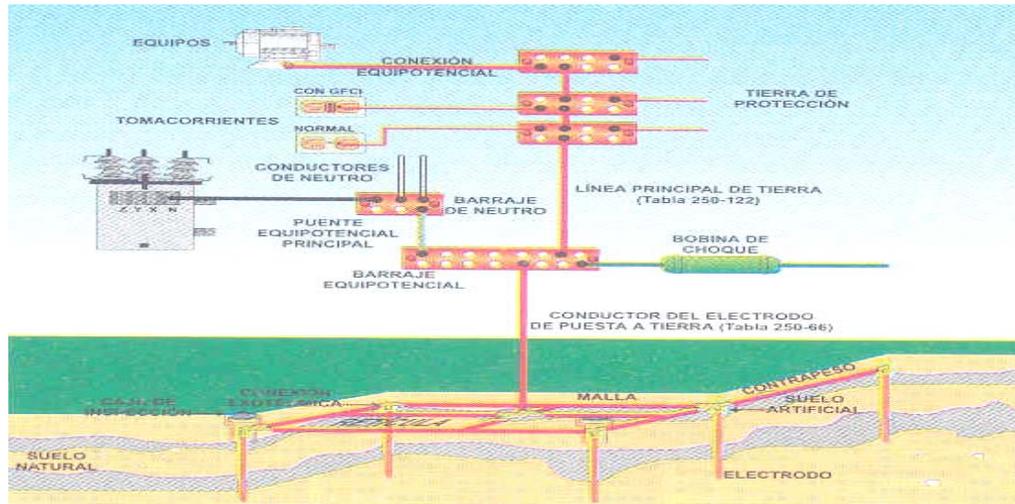


Figura 2.23. Componentes de un Sistema de Puesta a Tierra.

2.11.7. Variación de la resistencia según el área de los conductores

- En función a su profundidad:

A través de la figura 2.24, se puede calcular los efectos de la variación de la resistencia de tierra en función de la profundidad alcanzada por un electrodo.

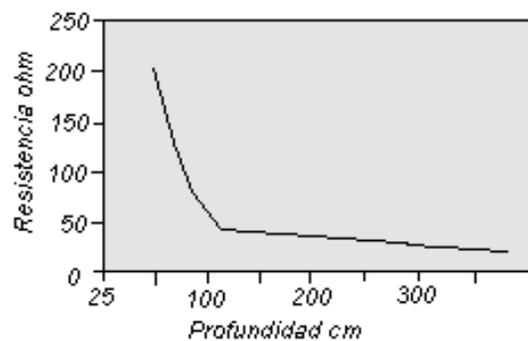


Figura 2.24. Variación de la resistencia en función de la profundidad del electrodo.

La norma de instalaciones eléctricas CEN 250-83 especifica que la profundidad mínima de enterrado de una varilla debe ser de 2.4m.

Los electrodos de barras de hierro o acero tendrán como mínimo un diámetro de 5/8 de pulgadas (15,87mm). Las barras de acero inoxidable inferiores a 5/8 de pulgadas de diámetro, las de metales no ferrosos o sus equivalentes, deben estar aprobadas y ser de diámetro no inferior a ½ pulgadas (12,7mm).

- **En función del diámetro:**

Ciertamente, la resistencia de un electrodo de una sección circular se reduce al incrementar su diámetro, sin embargo tiene un límite en el que ya no es recomendable aumentarlo debido a que el valor de la resistencia del terreno permanece prácticamente constante.

De acuerdo con la figura 2.25 que se muestra a continuación, se puede estimar gráficamente los valores de la resistencia en función del diámetro del electrodo.

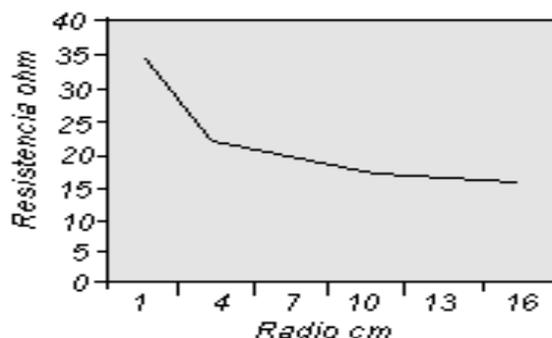


Figura 2.25. Variación de la resistencia en función del diámetro del Electrodo.

2.11.8. Resistividad del terreno

Es una propiedad eléctrica de un terreno determinado, sus unidades son Ohms por unidad de longitud. Al hacer una medición de resistividad se está haciendo una prueba al propio suelo.

La resistividad es dada comúnmente en Ohm-m ($\Omega\cdot m$). La resistividad de un suelo determinado combinado con la configuración del electrodo conforma la resistencia de dicho electrodo en particular experimenta. En la práctica, la medición de resistividad es realizada primero, para identificar un buen sitio para la puesta a tierra y hacer el cálculo teórico para su diseño óptimo. Después se realiza la medición de resistencia para verificar que se ha logrado el valor deseado según los requerimientos.

Por lo indicado anteriormente es de gran importancia que se investigue la resistividad del suelo cada vez que se tenga como objetivo la instalación de un sistema de puesta a tierra. La resistividad del suelo varía por muchas razones. Entre ellas la profundidad de la superficie, el tipo y la concentración de los químicos en el suelo, el contenido de humedad y la temperatura. En otras palabras la resistividad es aquella que posee el electrolito contenido en el mismo. La presencia de agua en la superficie, por ejemplo, no indica necesariamente una resistividad baja. Debido a que la resistividad del suelo varía notablemente por el tipo de suelo, así como por las condiciones climáticas, el sistema de puesta a tierra debe ser diseñado para el peor caso posible.

Las características del suelo y el contenido de agua son más estables en estratos más profundos, de allí que se recomienda que los electrodos sean instalados lo más profundo posible en la tierra, alcanzados los estratos más húmedos. Asimismo, deben ser instalados donde la temperatura sea más estable.

Se debe tener en cuenta que el suelo con más baja conductividad es normalmente más corrosivo debido a la presencia de sales y aguas. Por ello puede destruir los electrodos y sus conexiones. De allí que se recomienda hacer una inspección anual al sistema de puesta a tierra y medir su resistencia. Aunque ésta variara dependiendo de la época o la estación del año, un aumento mayor al 20 % de la resistencia de tierra debe ser investigado y tomar las medidas correctivas para bajar el valor de la misma.

2.11.9. Propiedades del suelo que influyen en las puestas a tierra

El suelo en su estado normal es un mal conductor de electricidad y totalmente seco se comporta como un material semiconductor o aislante. El valor de la resistividad fluctúa para distintas rocas en límites muy amplios, dependiendo de la composición de las mismas, de la conductividad de las partículas, de su estructura, de la presencia de agua, de las sales y otros parámetros.

El suelo es un sistema complejo, naturalmente desarrollado en el que tiene lugar procesos físicos, químicos y biológicos. Consiste de componentes sólidos, líquidos y gaseosos irregularmente dispuestos, variadamente asociados y en proporciones diversas.

La parte sólida está formada por minerales, óxidos hidratados, materia orgánica y organismos vivientes, es la que posee mayor estabilidad y se usa para caracterizar el suelo. Algunos de sus materiales afectan fuertemente el comportamiento de su resistividad. En este sentido, se pueden nombrar algunas de las propiedades de los suelos que más inciden en el comportamiento de una puesta a tierra:

- **Compactación y presión del suelo:** Un suelo más compacto presenta una mayor continuidad física, lo que en principio facilita una mejor continuidad, siempre y cuando se llegue a las capas de menor resistividad. Por lo anterior, es recomendable esperar un cierto tiempo después de construida una puesta a tierra, para realizar la medición “oficial” de su resistencia.
- **Composición del terreno:** Los rangos de resistividad, según la composición del terreno son muy amplios. En un sitio determinado, no es posible dar valores de resistividad hasta no hacer la medición. Sucede, incluso, que para una misma clase de terreno, situada en distintas regiones, la resistividad puede ser sensiblemente diferente.
- **Estratificación del suelo:** La composición del suelo es generalmente estratificada en varias capas (consecuentemente de resistividades diferentes).
- **Concentración de sales:** Siendo la resistividad del suelo dependiente de la cantidad de agua retenida en éste, y conociéndose el hecho de que la resistividad del agua está gobernada por las sales disueltas en ésta (conducción electrolítica), se concluye que la resistividad del suelo es influenciada por la cantidad y tipos de sales disueltas en ésta agua.
- **Humedad del suelo:** La resistividad del suelo disminuye en la medida que aumente la humedad del mismo. Posibilita los procesos electrolíticos necesarios para dispersar la carga eléctrica que es absorbida por la tierra.
- **Nivel Freático (Nivel de contenido de agua en el terreno):** Dado que el sistema de puesta a tierra se instala en zanjas de 0,5 a 1 m de profundidad o los electrodos se entierran hasta 6 m, es necesario determinar con anterioridad

cuál es el nivel freático particular del sitio y consecuentemente clasificar el nivel de corrosividad.

- **Resistividad del terreno (ρ):** Es el parámetro más importante para hacer un diseño de puesta a tierra. No tomarlo en cuenta es como ir en contra de la ingeniería de puesta a tierra.

2.11.10. La tierra y la resistividad

El factor más importante de la resistencia a tierra no es el electrodo en sí, sino la resistividad del suelo mismo. Por ejemplo, el suelo de arcilla normal tiene una resistividad de 40 a 500 ohm-m por lo que la varilla enterrada 3 m tendrá una resistencia a tierra de 15 a 200 ohm respectivamente. En cambio, la resistividad de un terreno rocoso es de 5000 ohm-m o más alta, y tratar de conseguir una resistencia a tierra baja con una sola varilla es virtualmente imposible. El terreno obviamente no es uniforme en sus capas. En los 3 m de longitud de una varilla típica, al menos se encuentran dos capas diferentes de los suelos. La capa superior puede ser más conductora si existe suficiente humedad durante un año, pero también puede ser lo contrario.

Desde el punto de vista eléctrico, la determinación de la resistividad del terreno deberá obtenerse a través de mediciones directas, evitando la aplicación de tabulaciones de carácter general, estas deben efectuarse en varios lugares dentro del predio de la instalación, las cuales permitirán establecer la representación del suelo a través del modelo homogéneo o estratificado (modelo de dos o más capas).

2.11.11. Valores máximos permitidos de resistencia de puesta a tierra

La principal función de las puestas a tierras es garantizar la seguridad de las personas, eso hace que en todo diseño, se fije una resistencia objetivo, como se muestra en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.

Uso Para	Valor Máximo de RPT
Estructuras de Transmisión	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión en poste	10 Ω
Subestaciones de media tensión de uso interior	10 Ω
Protección contra rayos	4 Ω
Neutro de acometida de baja tensión	25 Ω
Descargas electrostáticas	25 Ω
Equipos electrónicos sensibles	5 Ω

Fuente: Enyer Macero, Año 2005. [1]

2.11.12. Comportamiento transitorio de los sistemas de puesta a tierra

El comportamiento de un sistema de puesta a tierra ante un transitorio, depende de su geometría y del tiempo de duración del transitorio; puede ser estudiado por parámetros concentrados o distribuidos. Las señales físicas que más inciden en las puestas a tierra son las corrientes provenientes de fallas en el sistema de potencia (frecuencia industrial) y las corrientes de tipo impulso con origen en los rayos. Cuando el rayo se enlaza con una estructura o una línea de transmisión se produce un impulso de corriente que causa una sobretensión, que depende de las características de la estructura o la línea.

Una corriente de impulso que es inyectada a un electrodo de puesta a tierra, percibe una oposición a su circulación debido a las características físicas del electrodo y electromagnéticas del medio. El terreno circundante alrededor del electrodo, por ser un material de conductividad finita, permite que se manifieste la constante dieléctrica. La resistividad del terreno establece una corriente de conducción y la permitividad asociada al cambio de tensión, una de desplazamiento. Además, la corriente que fluye por el electrodo, establece un campo magnético, cuya intensidad es alta en su vecindad. La inductancia de la corriente por tierra es una contribución directa de la corriente fluyendo en el electrodo. Los caminos de corrientes citados, que algunos autores llaman longitudinal y transversal, constituyen un circuito equivalente.

2.11.13. Puesta a tierra de las líneas de transmisión

La puesta a tierra de las estructuras de soporte son de gran importancia, ya que esta permite el aumento del factor de división de corriente, lo cual disminuye la corriente total que se dispersará por la malla de la subestación, disminuyendo así potenciales peligrosos en las vecindades de la misma.

Los criterios de diseño de CADAFE establecen que las resistencias de puesta a tierra de las estructuras no deben exceder los 20 ohmios (Apartado VI.2.3.1, Norma NL-AV, 1985)

2.11.13.1. Línea de Transmisión

Conjunto de conductores, materiales aislantes y accesorios utilizados para transferir electricidad entre dos o puntos de una red.

2.11.13.2. Contrapesos

Son conductores de acero galvanizado o del tipo Copperweld enterrados longitudinal y radialmente en el derecho de paso de la línea.

Los esquemas de puesta a tierra más comunes utilizados por empresas del sector eléctrico en el área de transmisión son los siguientes arreglos o contrapesos:

- **Contrapeso radial del tipo 4xL.**

Consiste en cuatro contrapesos de longitud L , cada uno conectado a una pata de la torre mediante conector, a una profundidad definida, la longitud será variable con un mínimo de 25 m y un máximo recomendable de 75 m. Es aplicable en zonas de perfil resistivo moderado en su primer estrato, con espacio suficiente para su ejecución. El tipo de contrapeso debe ser un conductor de un diámetro mínimo de 5/16". La figura 2.26 muestra el esquema de esta configuración.

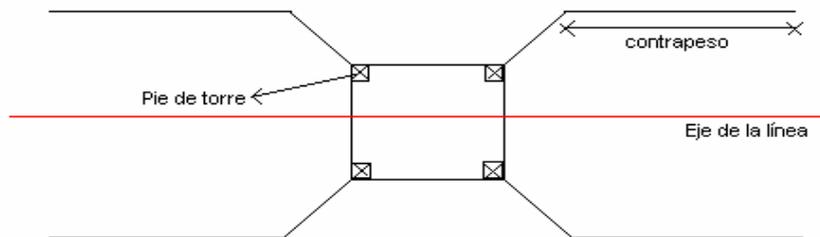


Figura 2.26. Contrapeso radial del tipo 4*L.

La ecuación que rige este esquema es la siguiente:

$$R_T = \left(\frac{\rho}{8\pi L} \right) * \left[\text{Ln} \left(\frac{2L}{a} \right) + \text{Ln} \left(\frac{2L}{S} \right) + 2,912 \right] \quad (2.12)$$

- **Contrapeso combinado(radial con jabalina) del tipo 4*(L+J)**

Esta configuración es similar a la anterior, con la particularidad que cada extremo del contrapeso se conecta a una jabalina. Como se muestra en la figura 2.27. La longitud del contrapeso será variable con un mínimo de 5 m y un máximo recomendable de 50 m. Es aplicable en zonas de perfil resistivo donde su primer estrato es elevado y el segundo posee resistividades inferiores, con espacio suficiente para su ejecución.

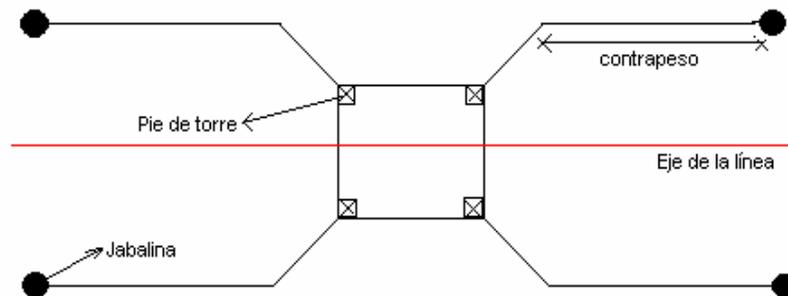


Figura 2.27. Contrapeso combinado 4*(L+J).

La ecuación que rige este esquema es la siguiente:

$$R_T = \left(\frac{\rho}{8\pi(L+1,1\mathcal{J})} \right) * \left[\text{Ln} \left(\frac{2(L+1,1\mathcal{J})}{a} \right) + \text{Ln} \left(\frac{2(L+1,1\mathcal{J})}{S} \right) + 2,912 \right] \quad (2-13)$$

- **Contrapeso circular de radio r.**

Este consiste en la ejecución de un círculo de radio r alrededor de la torre a una profundidad determinada al cual se conectan cada una de las patas de la torre mediante un conector, dicho radio será variable con un mínimo que permita abarcar

toda el área de la torre, es aplicable en zonas de espacios limitados en los alrededores del apoyo (zonas urbanas con construcciones en sus alrededores). Ver figura 2.28.

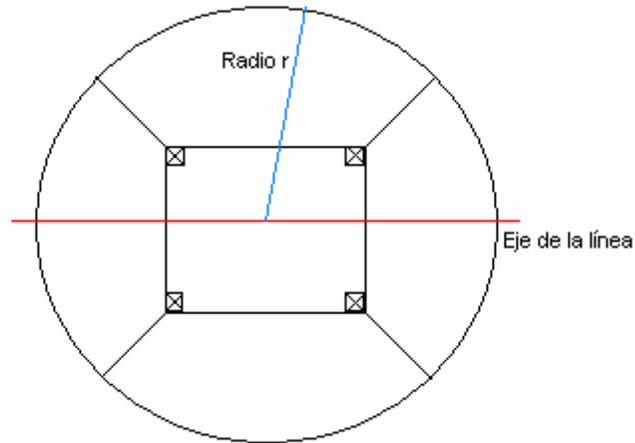


Figura 2.28. Contrapeso circular de radio r.

La ecuación que rige este esquema es la siguiente:

$$R_T = \left(\frac{\rho}{4\pi^2 r} \right) * \left[\text{Ln} \left(\frac{8r}{a} \right) + \text{Ln} \left(\frac{8r}{S} \right) \right] \quad (2.14)$$

Donde:

R_T = Resistencia de puesta a tierra de la torre en Ω .

ρ = Resistividad del terreno en $\Omega \cdot m$.

L = Longitud del conductor usado como contrapeso.

l = Longitud de la jabalina en m.

a = Radio del conductor utilizado como contrapeso en m.

$S/2$ = profundidad de ubicación del contrapeso en m.

r = Radio del círculo descrito por el contrapeso circular en m.

2.12. Medición de Resistencia de Puesta a Tierra para Torres de Transmisión

La medición de la resistencia de puesta a tierra de una torre (que integra una línea aérea de transmisión con energía eléctrica) por los métodos convencionales, ofrece una gran dificultad. Dado que todas las torres están eléctricamente unidas a través del cable de guarda, lo que en realidad se mide es el sistema formado por todas las puestas a tierra, conectadas en paralelo. Por lo tanto, el valor que se obtiene regularmente es bajo y no representa verdadero estado de una puesta a tierra en particular. Un método para obtener el valor correcto consiste en desconectar el cable de guarda, mantenerlo aislado, efectuar la medición y volverlo a conectar. Esta operación debe hacerse, la mayoría de las veces, con la línea energizada, resulta una tarea compleja, costosa y de alto riesgo.

2.12.1. Método de medición de eléctrica de terreno resistividad: método de Wenner

El método de Wenner es el más útil para diseños eléctricos. Es un método particular del método de los 4 electrodos, solo que aquí se disponen en línea recta y equidistantes a una distancia “a”, simétricamente respecto al punto en el que se desea medir la resistividad del suelo, no siendo necesario que la profundidad de los electrodos auxiliares, sobrepase los 30 cm. El aparato de medida es un telurómetro clásico de 4 terminales, siendo los dos electrodos externos los de inyección de corriente de medida (C1 y C2) y los dos centrales los electrodos de medida de potencial (P1 y P2), como se observa en la figura 2.29.

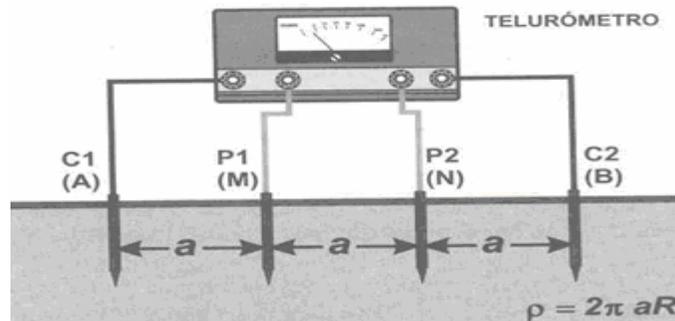


Figura 2.29. Medición de resistividad aparente del suelo (Método de Wenner).

El flujo de corriente en un medio está basado en el “principio de conservación de la carga”, más conocido como “ecuación de continuidad”. Esto debe interpretarse como que la densidad de la corriente en el suelo decrece regularmente cuando aumenta la profundidad en la vertical de los dos electrodos centrales de medida del potencial, ya que la corriente penetra tanto más como estén alejados los de la inyección. En un suelo homogéneo la profundidad de exploración (h) está comprendida entre “ a ” y “ $0.75a$ ”.

En la práctica se puede admitir que la resistividad aparente es, básicamente la de las capas comprendidas entre la superficie del suelo y la profundidad a la cual la densidad de corriente se ha reducido a la mitad del valor en la superficie, es decir, la profundidad de investigación es “ $0.75 a$ ”. El eje del sondeo eléctrico vertical y en consecuencia, de medida de resistividad, se encuentra en el medio de del sistema simétrico compuesto por los cuatro electrodos, entre los dos de potencial.

Para obtener la resistividad, se aplica la siguiente ecuación, que puede ser simplificada como aparece, si la profundidad de enterramiento es $1/20$ de la separación de electrodos:

$$\rho = \frac{2 \cdot \pi}{\frac{1}{a} - \frac{1}{2a} - \frac{1}{2a} + \frac{1}{a}} \cong 2 \cdot \pi \cdot a \cdot R \quad (2-15)$$

Donde: r es la resistividad aparente del terreno en (W-m), R es la resistencia medida por el telurómetro en (W), a es la distancia entre los electrodos en (m).

Como los resultados de la medición son normalmente afectados por los materiales metálicos enterrados, se recomienda realizar la medición varias veces cambiando el eje de los electrodos unos 90° . Cambiando la profundidad y la distancia de los electrodos se puede tener un valor de resistencia más aproximado al real y con ello un mejor diseño del sistema de puesta a tierra a construir. La medición de la resistividad del suelo es comúnmente distorsionada por la existencia de corrientes de tierra y sus armónicas. Para corregir esto, los telurómetros tienen un sistema de control de frecuencia que permite seleccionar la frecuencia de medición con la menor cantidad de ruido y así obtener una medición clara.

2.12.2. Valores típicos de Resistividad del Suelo

Las tablas que aparecen a continuación son únicamente orientativas, debido a que la resistividad presenta fuertes variaciones de un sitio a otro.

Tabla 2.2. Resistividad por Edad.

EDAD CRONOLÓGICA	RESISTIVIDAD DEL TERRENO (Ω .m)				
	ARENAS HUMEDAS	ARCILLAS	ARENISCA	GRANITOS	CALIZAS
CUATERNARIO Y TERCIARIO	1 a 10	5 a 50	10 a 200	500 a 2000	50 a 5000
MEZOSOICO	5 a 20	25 a 100	20 a 500	500 a 2000	100 a 10000
CARBONÍFERO	10 a 40	50 a 300	50 a 1000	1000 a 5000	200 a 100000
PALEOZOICO	40 a 200	100 a 500	100 a 2000	1000 a 5000	1000 a 100000
PRECAMBRICO	100 a 2000	300 a 5000	200 a 5000	5000 a 20000	1000 a 100000

Fuente: Enyer Macero, Año 2005. [1]

Tabla 2.3. Resistividad por Conformación.

CLASE DEL TERRENO	ρ (Ω -m)
Terrenos vegetales húmedos	10 - 50
Arcillas, gravas, limos	20 - 60
Arenas arcillosas	80 - 200
Fangos, turbas	150 - 300
Arenas	250 - 500
Suelos pedregosos (poca vegetación)	300 - 400
Rocas	1000 - 10.000

Fuente: Enyer Macero, Año 2005. [1]

2.12.3. Método de medición de la resistencia de puesta a tierra: método de curva de caída de potencial

El método de la caída de Potencial se basa en obtener una curva como la presentada en la figura 2.30. Si se hace una investigación de campo, o sea, se clava el electrodo de corriente a una cierta distancia, de manera que esté fuera de la zona de influencia de la puesta a tierra incógnita y luego se mide el valor de resistencia de puesta a tierra, variando la distancia del electrodo de tensión, puede que existe una zona de potencial plano, equivalente a un valor constante de resistencia. Ese es, por lo tanto, el verdadero valor de la resistencia de puesta a tierra.

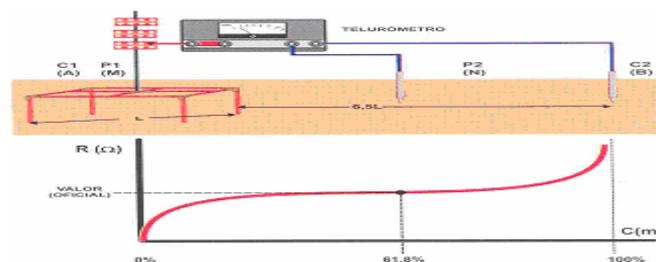


Figura 2.30. Método de la curva de caída de potencial.

Para que el método sea más simple se puede reducir el número de medidas a tres. Si se hace un promedio de ellas y el valor de cada medida se encuentra dentro del error aceptable de medición (por ejemplo 5%) comparándola con el promedio,

entonces, el valor “oficial” promedio es el verdadero valor hallado de la resistencia de puesta a tierra. Si se determina la mayor dimensión de la puesta a tierra, se puede considerar una distancia “lo suficientemente lejos” es cuando está entre 5 y 10 veces dicha dimensión.

Cuando se deduce la dimensión de la puesta a tierra, se da un valor a esta profundidad (o extensión si fuera horizontal) se multiplica por 5 y allí se clava el electrodo de corriente. Luego se realizan las tres mediciones, se verifica que el error este por debajo de lo previsto y que es ese valor. Pero si los resultados no estuvieran dentro del error previsto se debe distanciar el electrodo de corriente mucho más, pues significa que no se está dentro de la zona plana de potencial. Si las distancias no permiten extenderse más, es hora de aplicar otro método.

2.13. Mejoramiento y mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra

Un sistema de puesta a tierra es un parte, sino la más importante, de una instalación eléctrica y debe dársele el tratamiento acorde con su trascendencia, esto significa que si no se llega a un punto óptimo, deben hacerse esfuerzos para llevarlos a la mejor condición, antes de la puesta en servicio. También que debe someterse a un mantenimiento periódico para que siempre este en buenas condiciones.

2.13.1. Técnicas de Mejoramiento de Puesta a Tierra

Al contar con valores reducidos de resistencia de puesta a tierra se tienen varias ventajas, entre ellas una mejor protección de personas y equipos. Se vuelve útil entonces, recoger aquellas prácticas para lograr una decisión acertada.

- **Instalar contrapesos.**

Los contrapesos no requieren longitudes extensas, pero son un procedimiento excelente porque puede dispersar hasta un 80% de la corriente de un rayo. No obstante dejan de ser efectivos si la verdadera conexión eléctrica con el terreno no es duradera o si son demasiado largos (100 metros).

- **Hacer anillos alrededor de las torres.**

Práctica muy recomendada por el sector de las comunicaciones pero con pobre respuesta ante altas frecuencias. Estos anillos en cable o alambre se hacen normalmente como complemento de los contrapesos y su efectividad sigue estando ligada a la conexión efectiva con la tierra.

- **Hacer mallas de tierras extensas.**

Se han utilizado en casos extremos con altos costos y gran dificultad; algunos artículos citan el hecho de haber construidos mallas de 50x50 m como solución a las torres de energía.

- **Preparar concretos especiales.**

El concreto húmedo se comporta en esencia como un electrolito con resistencia del orden de 100 W-m. Por otra parte, el concreto secado al horno tiene una resistividad de 109 W-m, lo que indica que es un aislante bastante bueno. Este gran aumento de resistividad que obtiene el concreto al quitarle el agua significa que la corriente eléctrica fluye a través del material húmedo principalmente por medios electrolíticos, es decir; mediante los iones que contiene el agua evaporable. Por lo tanto, puede esperarse que cualquier aumento de agua y de iones presentes disminuye

la resistividad de la pasta de cemento y, de hecho, la resistividad decrece al aumentar la relación agua/cemento o con aditivos.

A pesar de que la gran mayoría de los aditivos no reducen la resistividad del concreto de manera confiable y significativa, existen algunos eficaces para este propósito. Un caso ya estudiado para disminuir la resistencia del concreto, es añadiendo negro de humo de acetileno (del 2 al 3 % por peso del cemento). También se ha ensayado la mezcla de Favigel al 15 % del cemento con buen comportamiento mecánico y eléctrico.

- **Introducir electrodos al concreto.**

Más conocidos como sistemas UFER, consiste en hacer un tipo de malla con alambres de cobre e introducirlos en el concreto armado. Esta técnica fue desarrollada por Herb G. Ufer. Se basa en introducir alambres de cobres largos (10 m) dentro del concreto y unirlos al acero de refuerzo de la cimentación. Debe tenerse siempre presente que hoy se la considera como una técnica complementaria a la de contrapesos.

- **Utilizar electrodos químicos.**

Este tipo de electrodos se usa desde 1987. Son tubos perforados rellenos de sales, que han demostrado su gran efectividad inicial y su corta vida útil.

- **Hacer rellenos.**

Con tierra negra: Bajo la falsa creencia de que el color del suelo determina la resistividad, se emplea este artificio sin garantía alguna. Además de difícil de mantener donde no hay ninguna capa de suelo vegetal natural (terrenos rocosos).

Con sales: Tiene corta duración por su lixiviación rápida (migración) y contaminación con otros elementos.

Con Carbón vegetal o mineral: No permite bajar sustancialmente la resistencia de puesta a tierra sobretodo por el tamaño de la partícula. Un carbón de partículas muy finas tiene una resistividad de 1.8 W-m.

Con grafito: Es un relleno técnicamente válido, pero muy costoso.

Con bentonita sódica: Ha mostrado un buen comportamiento mientras no se presenten fallas ya que se torna hidrofóbica. Sus dos mayores inconvenientes lo constituyen la necesidad de hidratarla con agitación mecánica y que luego de una falla se seca, sin retomar la humedad por sí sola. Su resistividad con el 300 % de humedad es de 2.5 W-m.

Con suelos artificiales: Es la respuesta de la industria a la necesidad de obtener bajas resistencias de puesta a tierra. Existen varios productos en diferentes países con diversos nombres comerciales, como Amelioterre, Aterragel, Backfill, Chen-rod, Conducrete, Earthron, Electrofill, FAVIGEL, etc. Al respecto es importante aclarar que aún no se tiene una normalización internacional para especificar el suelo artificial.

CAPITULO III

SITUACIÓN ACTUAL DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

A continuación se darán a conocer las características de la línea de transmisión San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 a 400 kV, esto con la finalidad de identificar las condiciones actuales y configuración de la línea; además se suministraran las mediciones de resistencia de puesta a tierra realizadas a la torre N°287, que se tomó como referencia.

3.1. Descripción de la línea de transmisión San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 A 400kv

3.1.1. Ubicación geográfica y diagrama unifilar

Esta línea fue construida según el contrato N°209 y puesta en servicio en 1975, con un tiempo de servicio de 24 años aproximadamente. Se inicia en la subestación San Gerónimo “A” (ubicada en la Carretera Nacional Valle de la Pascua - El Socorro) y se extiende a lo largo de 163 Km hasta conectarse con la subestación Santa Teresa (ubicada en la Carretea Nacional Santa Teresa - Santa Lucia); como se muestra en la figura 3.1, donde se observa el recorrido completo de la línea.

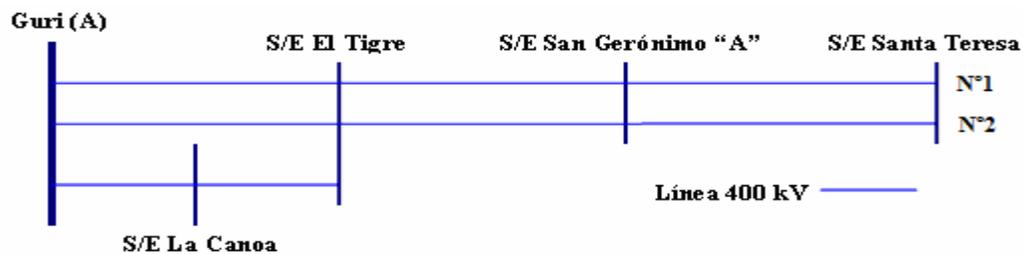


Figura 3.1. Diagrama unifilar del sistema de potencia asociado a la línea a 400kV San Gerónimo - Santa Teresa N°2.

3.1.2. Características de la línea

En la tabla 3.1, se presentan las características de la línea San Gerónimo "A" - Santa Teresa N°2.

Tabla 3.1. Características de la línea.

Tensión	400 kV
Longitud de la Línea	163,6 Km.
Número de Torres	385
Número de Circuitos	1
Número de Conductores/Fase	2
Número de Cables de Guarda	2
Capacidad Térmica (Normal)	1225 MVA
Capacidad Térmica (Emergencia)	1530 MVA
Altura Mínima del Conductor	8 metros.
Conductores de Guarda	Alumoweld 7#9
Transpuesta	Si
Conductores de Potencia	2 □ 1024,5 (ACAR 120) 30/7
Tipo de Aisladores	Porcelana

Fuente: EDELCA, Año 2000. [4]

3.1.3. Estructuras

Las torres utilizadas son de tipo estructuras metálicas autoportantes en celosía metálica. De acuerdo a los diferentes tipos de cargas que pueden encontrarse en las líneas se utilizaron diferentes tipos de torres, para un total de 385 estructuras. Hay tres transposiciones a lo largo de la línea (Torres 72, 203 y 326), para lo cual se utilizan torres de amarre especial, tal como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 3.2. Estructuras de la línea.

Designación	Tipo	Ángulo	Cantidad
S/350	Suspensión	0°	46
S/450	Suspensión Vanos de 450 m.	0°	215
S/650	Suspensión Vanos largos de hasta 650 m.	0°	87
A-35/17	Amarre vanos hasta de 17 m.	0° - 35°	10
T/700	Transposición y Amarre Vanos hasta de 700 m.	0°	25
TT/26	Torre terminal Vanos hasta de 26m	0°	2

Fuente: EDELCA, Año 2000. [4]

3.1.4. Disposición de las fases

Las fases están dispuestas horizontalmente, como se muestra en la figura 3.2, con las siguientes características:

- Separación entre fases: 9.8 m.
- Número de conductores por fase: 2.
- Distancia entre subconductores: 40 cm.
- Distancia entre conductor y tierra:
 - Normal: 8m.
 - Carreteras Principales: 12 m.
 - Carreteras Secundarias: 10 m.
 - Cruce con líneas eléctricas: 8m.
- Ángulo de protección del cable de guarda: 20°.
- Ancho del corredor de servicio: 40 m.

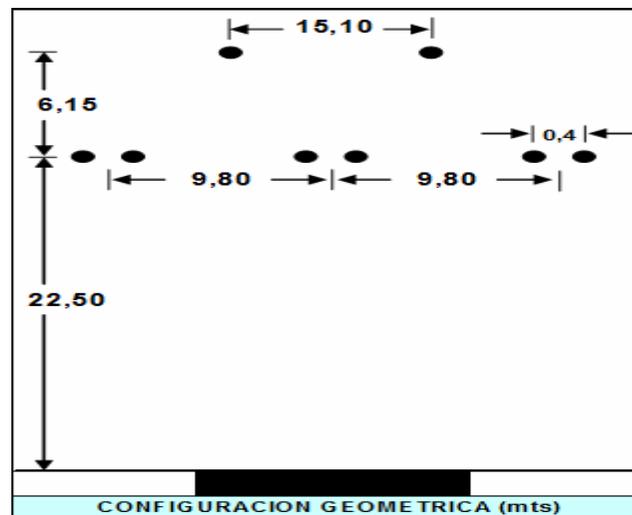


Figura 3.2. Disposición de las fases.

3.1.5. Aisladores

El tipo de aislador existente, depende del grado de contaminación de la línea, y del tipo de torre (suspensión o amarre), con las siguientes características en cuanto a los tipos, materiales y dimensiones de los mismos:

- Los aisladores son del tipo alojamiento de acuerdo con la norma 120 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).
- Los pasadores son de bronce fosforoso o de acero inoxidable y sus dimensiones de acuerdo con la norma IEC-372-1.
- Todos los componentes son galvanizados de acuerdo a la norma ANSI C29.2.
- El diámetro del pin es de 20 mm.
- La resistencia de tensión de impulso es de 110 kV.
- Resistencia a la tensión (frecuencia industrial): Húmedo: 40kV y Seco: 70kV.

En la figura 3.3 se muestran las características de los aisladores incluyendo marca de herrajes, tipo, distancia de fuga y resistencia electromecánica.

Tabla 3.3. Resistencia Electromecánica, distancia de fuga mínima.

Uso	Marca de los Herrajes	Tipo	Distancia de Fuga (mm)	Resistencia Electromecánica (KN)
Cadena de suspensión sencilla	Salvi	NGK 160 KN	318	160
Cadena de amarre sencilla	Salvi	NGK 300 KN	460	300
Cadena de amarre doble	Salvi	NGK 160 KN	318	160

Fuente: EDELCA, Año 2000. [4]

En las tablas 3.4 y 3.5 se muestran la cantidad de aisladores asignados de acuerdo a su uso, así como también la longitud de los mismos.

Tabla 3.4. Número de Aisladores.

Uso	Número de Aisladores por cadena	Resistencia Electromecánica (KN)
Suspensión sencilla	20	160
Suspensión doble	2□20	160
Amarre sencillo	21	300
Amarre doble	2□21	160

Fuente: EDELCA, Año 2000. [4]

Tabla 3.5. Longitud de la cadena de aisladores.

Uso	Solo Aisladores (mm)	Incluyendo Herrajes (mm)
Suspensión sencilla	2.920	3.312
Suspensión doble	2.920	3.412
Amarre sencillo	3.900	5.395
Amarre doble	2.920	4.785

Fuente: EDELCA, Año 2000. [4]

La Torre en estudio es la N°287 la cual es una S/450/14 (torre de suspensión de vanos de aproximadamente 450 metros y una altura de 14 metros), de acuerdo a la tabla 3.4, ésta posee 20 aisladores con una longitud de 3.312 mm, suficientes para cumplir con el aislamiento requerido (capacidad dieléctrica) para una tensión de 400kV.

3.1.6. Conductores de la Línea

Los conductores utilizados son dos (2) por fase, con las siguientes características como se muestra en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Características del Conductor.

Características	
Calibre	1024,5 MCM
Diámetro nominal externo	29,59 mm
Cableado	Aluminio – ACAR 120 30/7
Tensión mínima de Ruptura	9,480 Kg
Peso	1431 Kg/m

Fuente: EDELCA, Año 2000. [4]

3.1.7. Cable de guarda

El cable de guarda utilizado para la línea, es de tipo Alumnoweld 7#9 AWG, con las características, que se muestran en la tabla 3.7.

Tabla 3.7. Características del Cable de Guarda.

Características	
Diámetro nominal externo	8,71 mm
Tensión mínima de Ruptura	5878 Kg
Sección	46,44 mm
Peso	0,31 Kg/m

Fuente: EDELCA, Año 2000. [4]

En el cable de guarda se utiliza un aislador de porcelana con igual característica, tanto de amarre como de suspensión; la característica del aislador se muestra en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Característica del aislador del cable de guarda.

Longitud	mm
Del aislador	146
Cadena de amarre	586
Cadena de suspensión	309

Fuente: EDELCA, Año 2000. [4]

El ángulo de protección proporcionado por el cable de guarda de acuerdo con la figura 2.18, con referencia al “Transmisión lines referente book 345 kV and above” considerando la altura de la torre N°287 la cual es de 14 metros debería estar aproximadamente alrededor de los 40 grados. Se aplicó el modelo electromagnético para determinar de forma aproximada, la corriente máxima que provocará una falla del apantallamiento proporcionado por el cable de guarda, a través de las ecuaciones 2.9, 2.10 y 2.11 mencionadas anteriormente, dando como resultado los que se muestran a continuación:

$$r = \frac{h + y}{2(1 - \text{sen}\alpha)} = 18,38 \text{ m} \quad (2.11)$$

$$a = \sqrt{h(2r - h)} - \sqrt{y(2r - y)} = 0,85 \text{ m} \quad (2.10)$$

$$r = 10I^{0.65} \rightarrow I = 2,55 \text{ kA} \quad (2.9)$$

Siendo (r) la distancia de arqueo, (a) la distancia horizontal entre el cable de guarda y el conductor de fase, y (I) la corriente del rayo, la cual para amplitudes

iguales o mayores a los 2.55 kA producirá fallas por apantallamiento en la línea de transmisión San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2.

3.2. Situación actual del sistema de puesta a tierra de la línea san gerónimo “a” - santa teresa n°2 a 400 kv

3.2.1. Origen de las fallas en la línea de transmisión

Una de las razones por la que ocurren salidas forzadas de la línea se debe a que existen altos valores de resistencia de puesta a tierra y de la resistividad del terreno en las torres asociadas a la línea San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 a 400 kV, y en vista de que el mayor número de fallas han sido originadas por descargas atmosféricas (rayos), existe una alta probabilidad de que se produzcan descargas retroactivas en las torres de esta línea, las cuales se producen debido a que al momento del impacto del rayo con la torre o el vano, la corriente del rayo busca drenarse hacia el suelo pero al conseguirse con altos valores de resistencia de puesta a tierra se forma una diferencial de potencial entre el cable de guarda de la torre y la conexión de puesta a tierra de la misma y al actuar las protecciones, dejan a la línea fuera de servicio ante la ocurrencia de este fenómeno.

3.2.2. Definición de las bases para el estudio

Considerando que el proyecto tiene una limitación en el tiempo para ser ejecutado, no era factible llevar a cabo la verificación de los valores de resistencia de puesta a tierra a lo largo de toda la línea, ya que la misma tiene 385 estructuras soporte, por lo que se decidió realizar el estudio a una torre piloto, la cual fue designada en función de que es en esta torre, donde se presenta la mayor tasa de fallas por descargas atmosféricas; además de la facilidad a su acceso vía terrestre, siendo esta la Torre N°287. Para realizar el estudio de esta torre, se definió un programa de

mediciones con el fin de verificar el valor de la resistencia de puesta a tierra de dicha torre, usándose el equipo MEGGER DET2/2.

3.2.3. Equipo de medición empleado (equipo auto contenido MEGGER DET2/2)

Las mediciones de la resistencia de puesta a tierra de la torre piloto asociada a la línea de transmisión a 400 kV San Gerónimo “A”- Santa Teresa N°2, fue realizada con el equipo digital, MEGGER DET2/2, él cual inyecta una corriente de aproximadamente 50 mA máxima, a una frecuencia de medición que puede ser seleccionada automáticamente por el equipo o por el operador. Sin embargo, la frecuencia de medición seleccionada es única, es decir, que no está comprometida ni con los armónicos y subarmónicos de la frecuencia comercial de 60 Hz y éste equipo ofrece el siguiente reglaje de la frecuencia por defecto:

- 108 Hz. Para uso cuando se prueba con frecuencias de interferencia cercanas a 16 Hz.
- 128 Hz. Para uso cuando se prueba con frecuencias de interferencia cercanas a 50Hz.
- 150 HZ. Para uso cuando se prueba con frecuencias de interferencia cercana a 60 Hz.

Para cada valor por defecto, la gama de frecuencia de prueba puede incrementarse en paso de 0.5 Hz de 105 Hz a 160 Hz. A estas frecuencias, el equipo permite medir solo la resistencia de la torre considerada y no la del conjunto de todas las torres unidas por el cable de guarda. En la figura 3.3 se muestra la imagen del equipo de medición donde se pueden apreciar los detalles del mismo.



Figura 3.3. Foto del equipo de medición MEGGER DET2/2.

Es importante destacar que las mediciones deben realizarse siempre perpendicular a la línea de transmisión, ya que si se realizan paralelas a estas, las mediciones se verán afectadas por la inducción de los conductores activos de la línea.

3.2.4. Programa de mediciones de resistencia de puesta a tierra APLICADO A LA TORRE N°287

Este programa consistió en realizar las mediciones de resistencia de puesta a tierra a la torre N°287 designada como piloto. Para medir la resistencia de puesta a tierra de la torre piloto se utilizó el método de la caída de potencial o método de los tres (3) electrodos, el cual es una particularización del método de inyección de corriente, este método se aprecia en la figura 3.4.

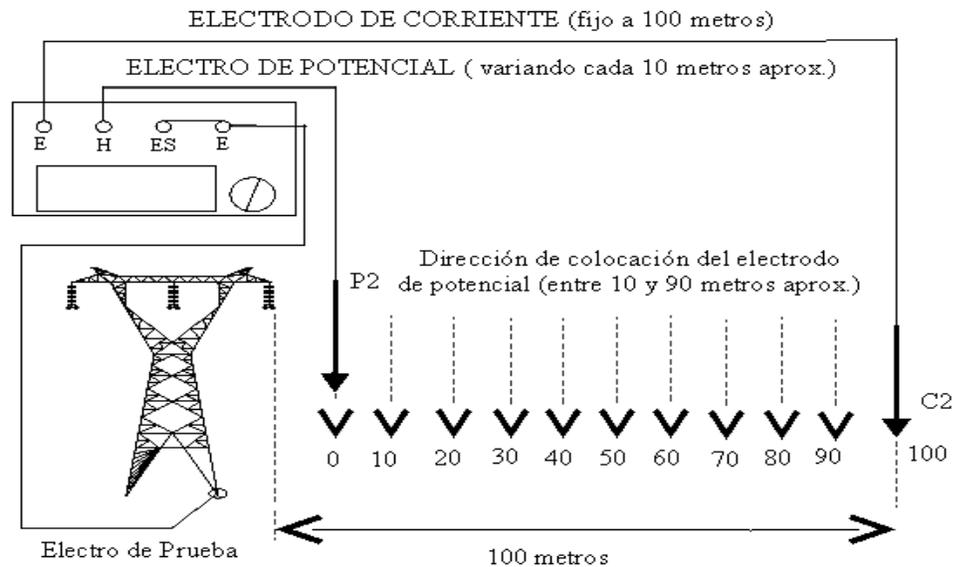


Figura 3.4. Circuito de medición perpendicular a la línea aplicando el método de caída de potencial.

El método consiste en inyectar una corriente por el sistema de puesta a tierra que se desea medir, esta corriente es recogida por un electrodo auxiliar de corriente (C2) que se coloca a una distancia definida, la posición del electrodo de potencial (P2) se va variando desde el sistema de puesta a tierra que se desea medir hasta el electrodo auxiliar de corriente.

Para este estudio, se utilizó una frecuencia de medición de 150 Hz que es seleccionada automáticamente por el equipo, el electrodo de corriente se colocó a 100 metros, mientras que el electrodo de potencial se fue variando en intervalos variables entre 35 y 60 metros y no en intervalos de 10 metros cada uno como se hace normalmente; todo esto debido a que al momento de realizar las mediciones las condiciones climáticas cambiaron bruscamente, por lo que se tomaron solo las mediciones que se pueden observar en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Valores de resistencia de puesta a tierra obtenidos en la torre piloto.

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (Ω)			
INSTALACIÓN: LINEA DE TRANSMISIÓN A 400 kV SAN GERÓNIMO			
Sitio de Medición	Distancia del electrodo de corriente (m)	Distancia del electrodo de potencial (m)	Resistencia Medida (Ω)
Torre 287	100	35	8.40
	100	40	14.32
	100	45	18.218
	100	50	21.71
	100	55	23.78
	100	60	31.46

Con los valores de la distancia del electrodo de potencial (m) y la resistencia medida por el equipo (Ω) obtenidos en la Tabla 4.2, se construyó un perfil de resistencia como se muestra en la figura 3.5.

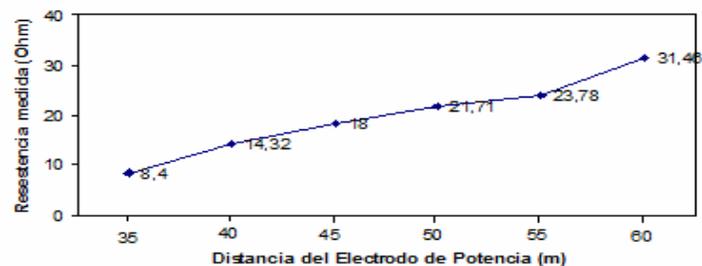


Figura 3.5. Perfil de resistencia de puesta a tierra en la torre piloto.

3.3. Análisis de las mediciones de resistencia de puesta a tierra

Se analizaron los valores obtenidos en las mediciones de resistencia de puesta a tierra de la torre N°287 como se muestra a continuación:

Torre N° 287:

De la Tabla 3.9 relativa al perfil de resistencia obtenido de las mediciones en esta, se realizó un promedio entre las mediciones que se encontraban en la parte más plana de la curva (valores de resistencia obtenidos con el electrodo de potencial colocado entre los 40 y 50 metros del electrodo de referencia), como se muestra a continuación:

$$R_{\text{promedio}} = \frac{R_1 + R_2 + R_3}{3} = \frac{14.32 + 18.21 + 21.71}{3} = 18.08\Omega \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Obteniendo como valor real de resistencia 18.08Ω, que es el promedio de las mediciones, todo esto considerando que el valor de cada medida se encuentra dentro del error aceptable del promedio de las mediciones (10% aproximadamente).

Con este valor de resistencia de puesta a tierra obtenido se procedió a realizar la simulación para evaluar las sobretensiones que se pudieran presentar en la línea San Gerónimo “A”- Santa Teresa N°2 a 400 kV, a la hora de una descarga atmosférica.

CAPITULO IV

CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS MEDIANTE EL SOFTWARE ATP/EMTP

A continuación se muestra la descripción de software usado para la obtención de las sobretensiones debidas a una descarga atmosférica, y los resultados de las mismas.

4.1. Descripción del programa

El programa de transitorios electromagnéticos ATP (Alternative Transients Program), es un programa digital utilizado para simular transitorios electromagnéticos, electromecánicos y de sistemas de control en sistemas eléctricos polifásicos de potencia. Fue desarrollado inicialmente junto con otros programas, como alternativa digital del Analizador de Transitorios en Redes (TNA - Transient Network Analyzer). Posteriormente, durante un período de quince años, se le ha ampliado considerablemente, resultando actualmente un programa de amplia difusión y utilización en todo el mundo.

El uso del ATP es relacionado a múltiples estudios, pero principalmente se pueden resumir en dos categorías. Una es el diseño, la cual incluye la coordinación de aislamiento, dimensionamiento de los equipos, especificación de los equipos de protección, diseño de los sistemas de control, etc. La otra es la solución de problemas de operación, tales como fallas en los sistemas y análisis de los transitorios que normalmente ocurren en la operación de un sistema.

Este programa permite la simulación de transitorios electromagnéticos en redes polifásicas, donde prácticamente no hay restricciones en el número de fases. Utiliza como herramienta básica la matriz de admitancias de barra, donde utiliza el método de las características de Bergeron, para los elementos de tipo distribuido y la regla de integración trapezoidal para los elementos concentrados.

El programa ATP en el ambiente de trabajo normal viene acompañado de otros programas, como el ATPDRAW (programa para crear el archivo de simulación a partir de un esquema gráfico), los programas PLOTXY y TOP 2000 (programas de graficación de resultados de simulación), LINE CONSTANTS y CABLE CONSTANTS (programa para cálculo de parámetros y modelos de líneas aéreas y cables aislados). A pesar de que el objetivo principal del programa es la obtención de la respuesta transitoria de los sistemas eléctricos de potencia, también se puede obtener la respuesta en estado estacionario para un sistema alimentado con CA (respuesta fasorial). Para la simulación del sistema de potencia el programa posee varios modelos que utiliza una representación adecuada de los diferentes elementos que lo componen. Los modelos disponibles se pueden clasificar así:

- Modelos constituidos por elementos concentrados RLC. Estos modelos pueden ser simples ramas RLC serie, circuitos PI polifásicos que pueden representar líneas de transmisión o transformadores.
- Modelo de onda viajera para representar adecuadamente una línea aérea o un cable mas exactamente que con secciones PI. Se disponen de distintos tipos de modelos que permiten considerar las transposiciones y la variación de parámetros con la frecuencia.

- Impedancias de tipo no lineal: Resistencias no lineales, inductancias no lineales, resistencias variables con el tiempo, como por ejemplo inductores no lineales para representar dispositivos con saturación magnética.
- Suiches ideales controlados por tiempo. Suiches controlados por voltaje para la simulación de “gaps” en flameos de aisladores. Diodos y tiristores. Suiches de operación estadística.
- Fuentes ideales de corriente y tensión, las cuales pueden ser sinusoidales de cualquier frecuencia, exponenciales o cualquiera definida por el usuario.
- Modelo completo para la máquina sincrónica, siendo posible modelar la parte eléctrica, mecánica y también sus dispositivos de control.
- Modelo universal de la máquina eléctrica que permite representar doce tipos de máquinas diferentes. El modelo de más interés en este grupo de modelos es el del motor de inducción trifásico.
- Representación de los sistemas de control mediante la opción de los TACS (Transients Análisis Control System). En las versiones más recientes del ATP existe una opción alterna para representar la parte de control del sistema de potencia: MODELS.

En la figura 4.1 se observan los diferentes módulos de que dispone el programa ATP para generar modelos. A estos módulos se les ha denominado subprogramas de soporte y algunos de ellos (Line Constants, Cable Constants, Cable Parameters, JMarti Setup, Semlyen Setup, Noda Setup, Bctran) se pueden manejar directamente desde la interfaz ATPDRAW.

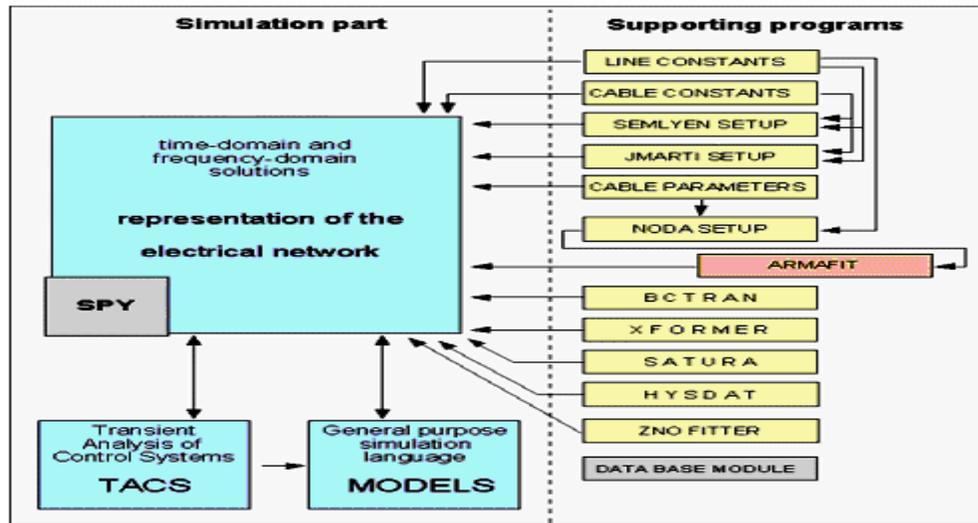


Figura 4.1 Programas de soporte que interactúan con el ATP.

4.1.1. Reconociendo la interfase atpdraw

ATPDRAW es un editor gráfico que funciona en entorno Windows y dispone de una lista muy completa de los componentes necesarios para representar un sistema eléctrico en código ATP. El usuario ha de capturar los iconos de los elementos que forman el sistema en estudio y especificar los parámetros de cada uno. La pantalla principal del programa se presenta en la figura 4.2.

Un archivo de entrada para el ATP es un archivo de texto en el que la información de la red a simular está estrictamente ordenada por clases de componentes (sistemas de control, ramas o componentes pasivos, interruptores y semiconductores, fuentes y máquinas rotativas), más las instrucciones de inicio y final del archivo. La estructura básica de un archivo es la siguiente:

1. Instrucciones para el comienzo de un nuevo caso.
2. Directrices de la simulación (Paso de integración, Tiempo máximo de simulación).

3. Código de los sistemas de control (TACS o MODELS).
4. Código de las ramas (líneas, cables, transformadores).
5. Código de los interruptores y semiconductores.
6. Código de las fuentes y máquinas rotativas (generadores, motores).
7. Especificación de datos de flujo de cargas.
8. Especificación de condiciones iniciales.
9. Petición de las variables de salida.
10. Instrucciones de final de archivo.

La parte del archivo en la que se representan los componentes del sistema en estudio constará básicamente de dos bloques, que describen respectivamente la red eléctrica y los sistemas de control. La sección de control permite representar no solo estrategias de control de máquinas y convertidores, sino también otros componentes no disponibles en TPBIG, como relés de protección y modelos avanzados de interruptores. Se dispone de dos opciones para representar una estrategia de control: TACS (Transient Analysis of Control Systems) y MODELS. TACS simula una estrategia de control a partir de su representación en diagramas de bloques, y permite incluir instrucciones en código pseudo-FORTRAN y algunos dispositivos especiales, como medidores de valores eficaces, frecuencímetros o multiplexores. MODELS es un lenguaje de alto nivel con una sintaxis muy flexible, que permite representar una estrategia de control mediante un archivo que es fácil de interpretar y de documentar.

El programa dispone además de varias rutinas auxiliares cuyo objetivo es crear un archivo en código ATP para representar distintos componentes, como líneas aéreas, cables aislados o transformadores, a partir de la información disponible de estos componentes. Una de las rutinas auxiliares es Data Base Module, que permite editar módulos de librería. Una librería de módulos para una aplicación determinada puede facilitar extraordinariamente la edición y modificación de un archivo de entrada, ya que la sintaxis puede ser muy simple y el tamaño del archivo muy

reducido. La aplicación de esta rutina es especialmente útil cuando se ha de representar un dispositivo que contiene varios componentes repetidos, por ejemplo un puente rectificador. Cualquiera de los módulos creados mediante esta rutina se puede incluir en un archivo tantas veces como sea necesario, mediante un comando `$INCLUDE` en el que se han de especificar los nudos terminales y los parámetros necesarios para describir el componente.

La interfase gráfica proporciona muchas características para crear un modelo deseado. Incluso se puede empezar con un modelo predeterminado por el programa, luego con un pequeño esfuerzo se ajusta al modelo deseado.

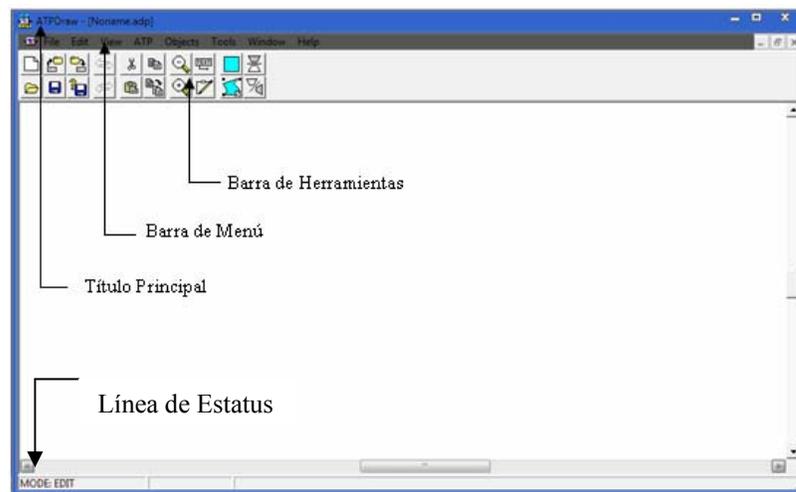


Figura 4.2. Interfase del Programa ATPDRAW.

4.1.2. Ventana principal

Contiene la interfase gráfica entera. Esta ventana puede ser movida, maximizada, minimizada, y todas las operaciones normales de Windows. La barra del título principal a la cima de la ventana principal, da el nombre del programa y el nombre del modelo. (ver figura 4.2).

4.1.3. Barra de menú

Contiene todas las operaciones con las que se puede trabajar en el ATPDRAW. (Ver Figura 4.2), Este editor gráfico dispone de una lista muy completa de los componentes necesarios para representar un sistema eléctrico en código ATP. El usuario ha de capturar los iconos de los elementos que forman el sistema en estudio y especificar los parámetros de cada uno. La barra de menús dispone de ocho opciones principales: File, Edit, View, ATP, Objects, Tools, Windows y Help, aunque inicialmente solo aparecerán seis, ya que las opciones Edit y ATP solo estarán disponibles después de escoger entre editar un circuito nuevo o abrir uno ya existente. Los menús se despliegan colocando el puntero del ratón sobre el nombre de la opción principal y pulsando el botón izquierdo. En la figura 4.3 se muestra la pantalla ATPDRAW con el menú adicional de selección de componentes, para desplegar este menú hay que colocar el puntero del ratón en el espacio de trabajo y pulsar el botón derecho.

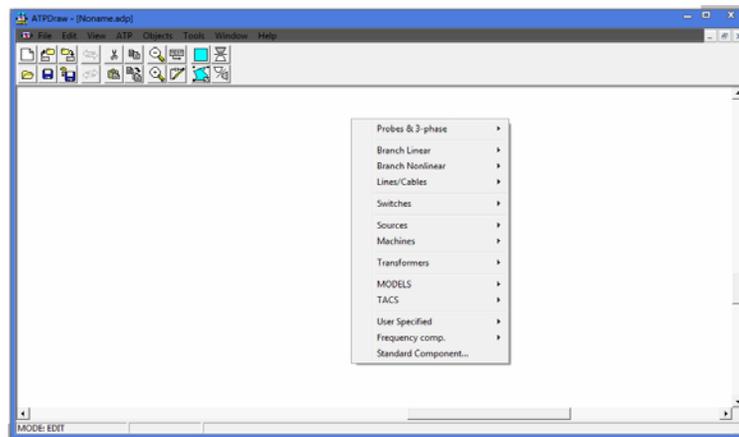


Figura 4.3. Menú de selección de componentes en ATPDRAW.

4.1.4. Menú de herramientas

El menú principal de herramientas normalmente proporciona acceso rápido a algunos usos de operaciones, sobre todo a archivos y vistas, y operaciones de asignación. Todas las operaciones disponibles en el menú principal de herramientas también pueden accederse desde la barra de menú. (ver figura 4.2).

4.1.5. Línea de estatus

Muestra información de estado actual. (ver figura 4.2)

4.1.6. Comandos de la barra de menú

Algunos comandos de la barra de menú se explican a continuación: (ver figura 4.2).

- **NEW MODEL:** permite crear un nuevo modelo.
- **OPEN:** permite crear un modelo utilizando los tipos predeterminados por el programa.

4.1.7. EDIT

Este menú contiene las diversas instalaciones que se usan para editar cambios al modelo. La mayoría de las opciones que se describen a continuación trabajan con uno o más objetos seleccionados. Las operaciones del menú Edit se observan y muestran en la siguiente figura 4.4.

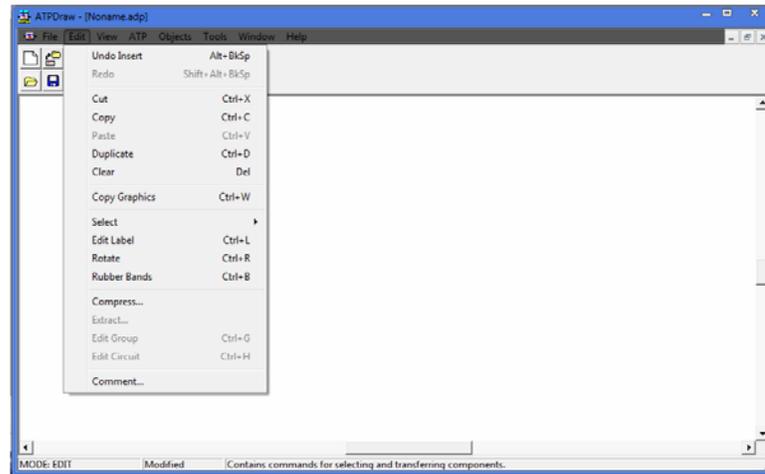


Figura 4.4. Menú de Edit.

- **UNDO INSERT:** el comando Deshacer cancela la operación de la última edición (ver figura 4.4).
- **REDO:** anula el comando undo (ver figura 4.4).
- **CUT:** corta los objetos seleccionados para después ser pegados en el mismo u otro espacio del modelo que se está trabajando (ver figura 4.4).
- **COPY:** copia los objetos seleccionados para después ser pegados en el mismo u otro espacio del modelo que se está trabajando (ver figura 4.4).
- **PASTE:** pega los elementos, cortados o copiados, en un sitio definido (ver figura 4.4).
- **DUPLICATE:** permite copiar el elemento o grupo de elementos en el portapapeles para luego ser duplicados en la ventana en la que se este trabajando. Es la unión de los comandos Copy y Paste (ver figura 4.4).

- **CLEAR:** los elementos seleccionados se eliminan de la ventana (ver figura 4.4).
- **COPY GRAPHICS:** los elementos seleccionados se copian en el portapapeles, de esta forma los objetos se pueden exportar a otras aplicaciones de Windows (ver figura 4.4).
- **SELECT:** este menú tiene cuatro sub-menús: (ver figura 4.5)
 - All (Todos): selecciona todos los objetos en la ventana actual del circuito.
 - None (Ninguno): para cancelar la selección de objetos.
 - Polygon (Polígono): permite la selección de un objeto en forma de polígono región.
 - Type/Group (Tipo/Grupo): permite seleccionar los objetos por el apoyo de nombre de archivo o número de grupo.

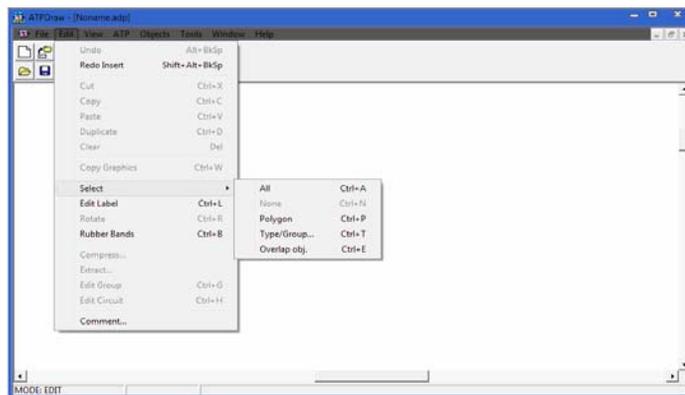


Figura 4.5. Opciones de SELECT.

- **EDIT LABEL:** este menú se utiliza para seleccionar y agregar una etiqueta de texto o comentario a un elemento o nodo. Todos los objetos del circuito pueden tener una etiqueta y estas son mostradas en la pantalla.

- **ROTATE:** este comando rota el objeto seleccionado 90° grados hacia la izquierda.
- **RUBBER BANDS:** si ésta opción está marcada, las conexiones con un punto final dentro de una región seleccionada y fuera son tratadas como una banda de goma entre el grupo seleccionado y el resto del circuito.
- **COMPRESS:** este comando permite sustituir un grupo de objetos seleccionados con un solo icono seleccionable por el usuario y nodos de datos externos.
- **EXTRACT:** esta es operación la operación inversa de Compress.
- **EDIT GROUP:** este comando muestra el contenido del grupo. El grupo se extrae en una ventana aparte, para realizar la operación de un grupo comprimido debe seleccionarse en primer lugar, es posible editar el grupo de manera normal, excepto la supresión de la referencia de los componentes.
- **EDIT CIRCUIT:** muestra el circuito donde pertenece el actual grupo.
- **COMMENT:** abre un cuadro de diálogo para comentarios.

4.1.8. VIEW

Este menú contiene opciones para visualización y el control de la visibilidad de la interfaz de usuario y objetos de la ventana. Los ítems del menú se muestran en la figura 4.6.

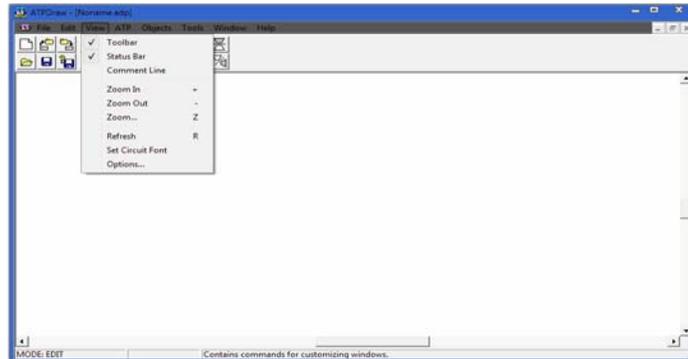


Figura 4.6. Menú View.

- **TOOLBAR:** permite visualizar u ocultar la barra de herramientas en la parte superior de la ventana principal. Los iconos disponibles en la barra de herramientas son los siguientes:

-  Abre una ventana vacía de circuito.
-  Carga un archivo de circuito en una nueva ventana.
-  Guarda los objetos en el circuito de la ventana activa en el disco.
-  Guarda los objetos en el circuito de la ventana activa a un determinado archivo de disco.
-  Insertar un circuito de archivo en la ventana de circuito activo.
-  Guarda los objetos seleccionados del circuito activo a un archivo de disco.
-  Cancela la operación de la última edición.
-  Cancela el último comando deshacer.
-  Copia los objetos seleccionados al portapapeles y borra desde la ventana de circuito activa.
-  Pega los objetos en el mismo u otra ventana de circuito.
-  Inserta los objetos del portapapeles en la ventana de circuito.

-  Copia los objetos seleccionados en el portapapeles y los inserta en el circuito.
-  Permite al usuario seleccionar y mover un elemento o nodo de etiqueta de texto.
-  Redibuja todos los objetos en la ventana de circuito activo.
-  Selecciona todos los objetos en la ventana de circuito activo.
-  Permite al usuario seleccionar un grupo de objetos, especificándolos en forma de polígono en el circuito de la ventana activa.
-  Amplia los objetos mediante el aumento del factor zoom actual en un 20%.
-  Disminuye los objetos mediante el aumento del factor zoom actual en un 20%.
-  Gira los objetos seleccionados 90° en sentido antihorario; esta operación también se realiza haciendo clic en el botón derecho del ratón en el interior de la región seleccionada.
-  Voltea los objetos seleccionados por rotación de 180°.

- **STATUS BAR:** permite visualizar u ocultar la línea de estado en la parte inferior de la ventana principal, la cual muestra información del estado del circuito de la ventana activa. El modo de campo en la parte izquierda muestra que el modo de operación está activo. Los modos disponibles son:

EDIT: modo normal, indica ningún tipo de operación.

CONN.END: indica el final de una operación.

MOVE LABEL: indica mover una etiqueta de texto.

GROUP: indica una región seleccionada.

INFO.END: indica el final de una operación.

- **COMMENT LINE:** permite agregar una línea para comentarios en la parte inferior de la ventana de circuito activo.

- **ZOOM IN:** permite ampliar los objetos en el circuito de la ventana activa por aumento del factor zoom actual en un 20 por ciento. (Tecla asociada +).
- **ZOOM OUT:** permite reducir el tamaño de icono en la ventana activa del circuito en un 20 por ciento. (Tecla asociada -).
- **ZOOM:** al seleccionar este campo abre el cuadro de diálogo de zoom mostrado en la figura 4.7. (Tecla asociada z).

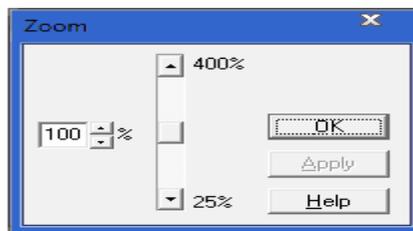


Figura 4.7. Cuadro de diálogo de Zoom.

- **REFRESH:** este comando redibuja todos los objetos o esquemas en la ventana del circuito activo.
- **SET CIRCUIT FOND:** permite seleccionar un tipo de fuente y tamaño de los nombres y las etiquetas en la pantalla.
- **OPTIONS:** al seleccionar esta opción del menú, se abrirá el cuadro de diálogo opciones de vista, ver el cuadro de diálogo opciones se utiliza para controlar la visibilidad de los objetos en el circuito de la ventana activa (ver figura 4.8).

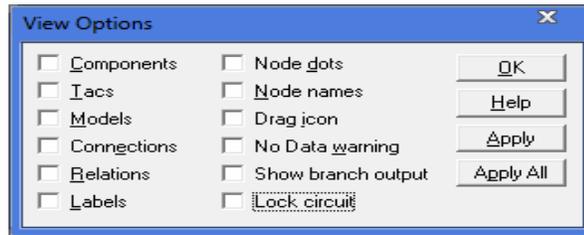


Figura 4.8. Cuadro de diálogo Options.

4.1.9. ATP

El menú ATP ofrece opciones para crear, visualizar y modificar los archivos de entrada de ATP y establecer circuitos con opciones específicas antes de ejecutar el caso por el comando Ejecutar ATP o la tecla de función F2. Otros componentes de la ATP/EMTP también pueden ser lanzados desde este menú. Además de los comandos por defectos, el usuario puede añadir comandos adicionales a los actuales temas del programa, que se enumeran a continuación y como se presentan en la figura 4.9.

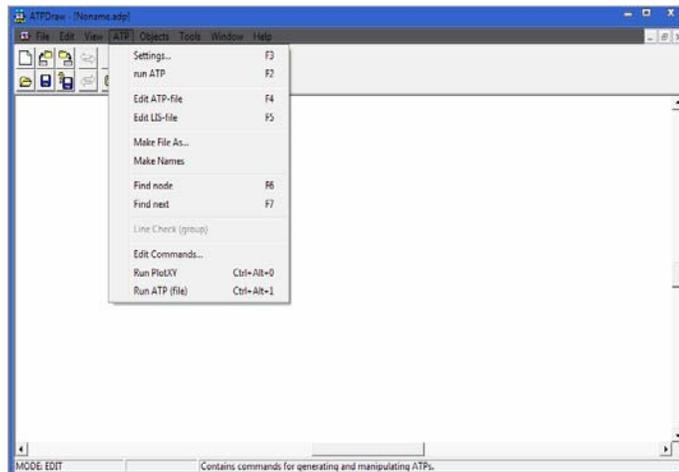


Figura 4.9. Menú ATP.

- **SETTINGS:** esta es la opción de configuración, la cual ofrece un cuadro de diálogo de varias opciones para la ventana activa del circuito que pueden ser modificadas. Esta se utiliza cuando se genera el ATPDRAW archivo de entrada. Las opciones se ordenan en seis pestañas, como la configuración de la simulación, la salida para la tarjeta de datos de la configuración, SWITCH/UM para las estadísticas, formato de especificación de datos, registro de salida para los modelos y las nuevas variables.
- **SIMULATION:** en la figura 4.10 se observan y se especifican las opciones para este comando.

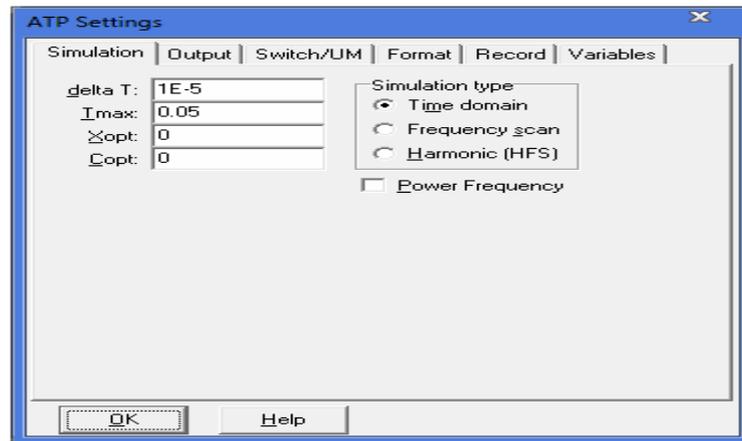


Figura 4.10. Opciones de configuración de la Simulación.

- **Simulation type:** se escoge entre los métodos de simulación apoyados por la ATP, los cuales son:
 - Time domain: dominio del tiempo.
 - Frequency scan: frecuencia de rastreo.
 - Harmonic (HFS): frecuencia de exploración o armónica.
- **Delta T:** tiempo de paso de la simulación en segundos.
- **Tmax:** hora de finalización de la simulación en segundos.

- **Xopt:** inductivas en [mH] si es cero, de lo contrario en [Ohm], capacitivas en [micro-F] si es cero, de lo contrario en [uMho].
- **OUTPUT:** en la figura 4.11 se observan las opciones para este comando.

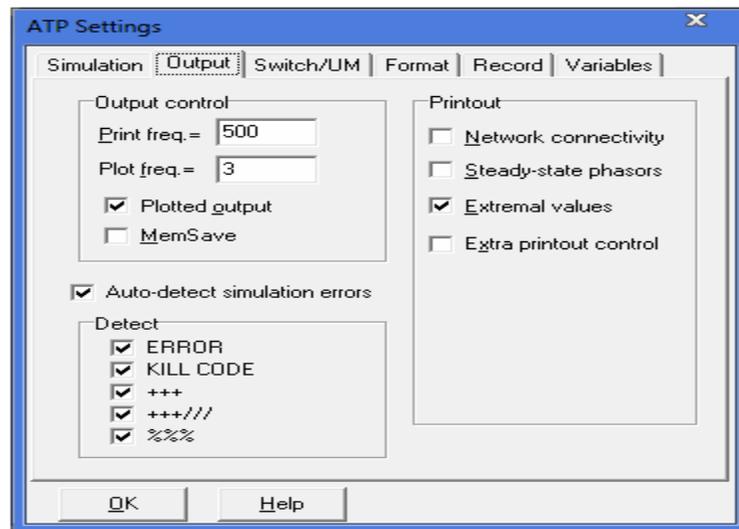


Figura 4.11. Opciones de configuración de OUTPUT.

- **Output Control:** permite ajustar las siguientes aplicaciones:
 - . **Print freq.:** frecuencia de salida en el tiempo en el tiempo de bucle. Por ejemplo, un valor de 500 significa que cada paso de tiempo de 500 la simulación se imprimirá a la LISfile; esta opción controla la ATP 1 misc. datos parámetros IOU.T.
 - . **Plot freq.:** guarda la frecuencia de los datos de la simulación en un archivo de salida PL4. Por ejemplo un valor de 5 significa que uno de cada cinco de tiempo se escribe en el archivo-PL4. Esta opción controla la ATP 1 misc. datos parámetros IOU.T.

- **SWITCH/UM:** en la figura 4.12, se muestran las opciones de este comando.

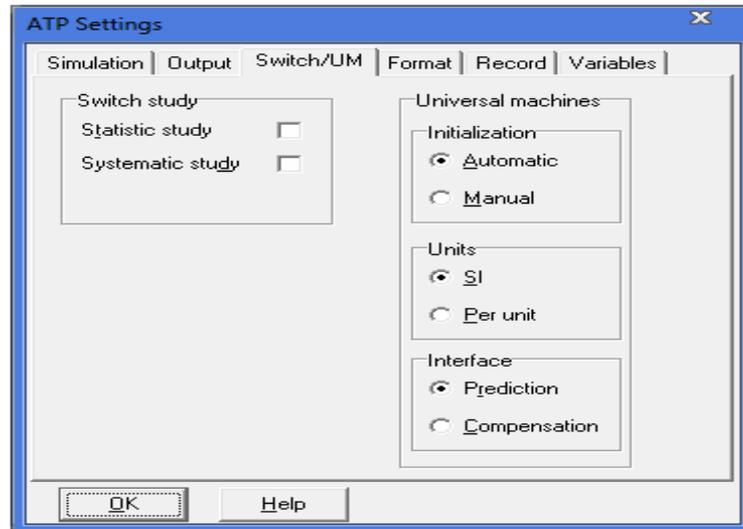


Figura 4.12. Opciones de configuración de SWITCH/UM.

- **Switch study:** a través de esta opción se define el tipo de estudio a realizar en la simulación al seleccionar statistic study (estudio estadístico con interruptores) o systematic study (estudio sistemático con interruptores, además se especifica el número de simulaciones a realizar).
- **FORMAT SETTINGS:** es el formato de la página de configuración, contiene cuatro botones para el establecimiento del formato de archivo de entrada de datos ATP, un botón para el control de la generación de auto camino y varios botones para solicitar tarjetas. El botón ADDITIONAL apoya al usuario para insertar la tarjeta de cualquier solicitud o cadenas de texto en el archivo de la ATP-file.

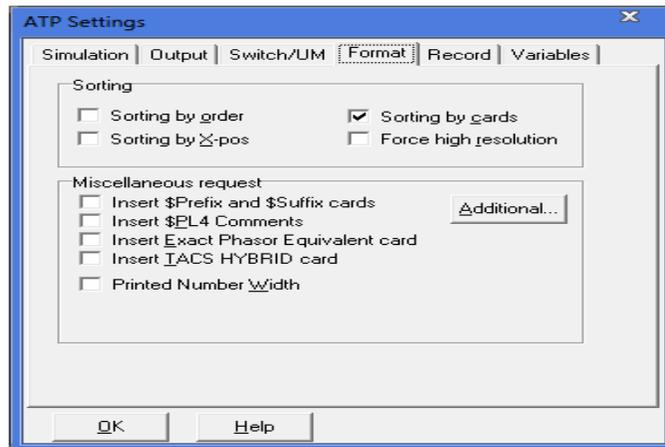


Figura 4.13. Opciones de configuración de FORMAT.

- RUN ATP:** la corrida del ATP se realiza ejecutando el comando en la parte superior de la ATP menú o pulsando la tecla de función F2, primero creará un archivo de entrada de ATP con el mismo nombre que el circuito de archivo (con extensión. ATP) en la /Carpeta de sistema ATP. El archivo ATP es enviado como parámetro de la ATP/EMTP. Es importante señalar que los usuarios no necesitan de Nombres y de la selección Crear archivo/Hacer Como para antes de ejecutar la simulación. Estos comandos son ejecutados internamente antes de ejecutar la ATP. Si el usuario tiene que hacer cambios manuales de la ATP y ejecutar el archivo modificado, en este caso, debe ser creado un nuevo comando (con el actual ATP archivo como parámetro), utilizando la ATP/Modificar Comandos/Característica. Después de la ejecución de la ATP, se examina la ATPDraw LIS-archivo y muestra si hay error o mensajes de aviso.

4.2. Sobretensiones de origen atmosféricos en la línea San Geronimo “A” - Santa Teresa N°2 A 400 Kv

4.2.1. Modelo implementado en el ATP

Acerca de la elección del modelo para un componente es necesario considerar:

- El comportamiento en régimen transitorio depende del rango de frecuencias que se originen durante el proceso transitorio.
- El modelo más adecuado no es necesariamente el más sofisticado ya que depende de los componentes y la aplicación a estudiar, las diferencias entre un modelo avanzado y otro más simple pueden ser mínimas, pero el tiempo de simulación puede ser mas corto si se utiliza el modelo más simple.
- El uso de modelos sofisticados no es fácil, en general no se suele disponer de todos los datos necesarios.

Para poder representar la línea aérea de distribución ante una descarga atmosférica directa es necesario representar los elementos que componen una línea y que intervienen en el proceso, como lo son:

- Descarga Atmosférica.
- Línea de Transmisión.
- Torre de Transmisión.
- Resistencia de Puesta a Tierra.
- Tensiones a frecuencia de operación.

4.2.1.1. Descarga atmosférica

La corriente del rayo es representada por una fuente de corriente disponible en el ATPDraw, la cual es una fuente denominada HEIDLER (ver figura 4.15) que proporciona una forma de onda de onda exponencial muy similar a la corriente de rayo, dicha corriente posee un tiempo de frente de $1.2\mu\text{s}$ y un tiempo de cola de $50\mu\text{s}$, la cual está caracterizada por la presencia de una onda de corriente de alta amplitud y corta duración. Además se le dará la amplitud de 2.55 kA , calculada a partir del modelo electrogeométrico para ver la magnitud de la sobretensión que proporciona falla por apantallamiento.

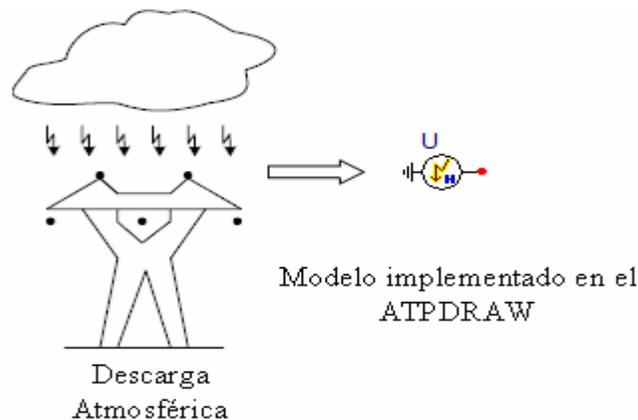


Figura 4.15. Modelo de representación de la descarga atmosférica.

4.2.1.2. Línea de Transmisión

La línea aérea es representada por tramos cuya longitud es la de un vano, la representación de cada vano se realiza mediante un modelo trifásico y considerando la transposición en la línea, el efecto corona no es considerado. El modelo más preciso es el de una línea con parámetros distribuidos y dependientes de la frecuencia.

El ATPDRAW cuenta con modelos que permiten representar con precisión el comportamiento de una línea aérea en régimen transitorio, con parámetros distribuidos y dependientes de la frecuencia, tal es el caso del modelo de BERGERON, en este modelo la resistencia e inductancia de la línea son dependientes de la frecuencia en la cual opera el sistema, siendo este ideal para analizar las sobretensiones de origen atmosféricas (ver figura 4.16).

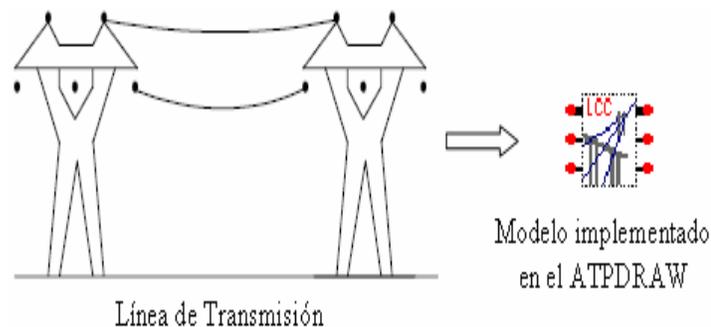


Figura 4.16. Modelo de representación de la línea de transmisión.

4.2.1.3. Terminación de la línea de transmisión

Considerando que las tensiones más elevadas se producirán en el punto de impacto de la descarga atmosférica; se representaran dos vanos a partir del punto de impacto, lo cual hace necesario implementar un modelo que evite las reflexiones de ondas, esto se logra añadiendo a ambos extremos del modelo vanos con una longitud de 3 Km, de esta forma se modela el sistema como si fuera de longitud infinita.

4.2.1.4. Torre de Transmisión

En este tipo de fenómeno la torre de transmisión debe considerarse como una impedancia de impulso que varía a lo largo de la torre en cuya base se encuentra conectada la resistencia de pie de torre. La torre puede ser representada como una

línea de transmisión monofásica de parámetros distribuidos con una impedancia de impulso y una velocidad de propagación de onda igual a la de la luz.

Son varios los modelos que se han propuesto para determinar la impedancia de impulso de las torres de transmisión. Uno de los modelos propuestos es el cónico que proporciona una impedancia constante para la torre de transmisión. La impedancia de impulso para descargas verticales está dada por:

$$Z_T = 60 \ln \left(\frac{2h\sqrt{2}}{r_b} \right) \quad \text{Ecuación 5.1}$$

Donde h es la altura de la torre y r_b el radio en la base. Para la línea en estudio se tiene que el radio de la base es de 5.6 metros, en la figura 4.17 se muestra el modelo usado para la representación. Las torres de transmisión o estructuras, proporcionan el soporte mecánico a las líneas de transmisión. Las torres que se usan son las torres autosoportantes en celosía metálica. Su nombre se debe a que, mecánicamente, no requieren de apoyos adicionales para trabajar, como elementos sujetos a los esfuerzos de tensión y compresión debido a cargas de conductores, aisladores y elementos externos como presión de viento, carga por hielo, etc., además del tensionado normal para montaje.

Para el estudio de la línea san Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 Z_T según la altura de la torre asumirá los siguientes valores:

- Torre 285: Para una $h=23\text{m}$. $Z_T=147.146\Omega$, se le asigna un vano de 3 Km, para evitar las reflexiones.
- Torre 286: Para una $h=29\text{m}$ con un vano de 0.588 Km. $Z_T=161.055 \Omega$.
- Torre 287: Para una $h=14\text{m}$ con un vano de 0.279 Km $Z_T= 117.360 \Omega$.

- Torre 288: Para una $h=14\text{m}$ con un vano de 0.479 Km . $ZT=117.360\ \Omega$.
- Torre 289: Para una $h=14\text{m}$ con un vano de 0.814 Km . $ZT=117.360\ \Omega$.
- Torre 290: Para una $h=14\text{m}$. $ZT=117.360\ \Omega$, se le asigna un vano de 3 Km .

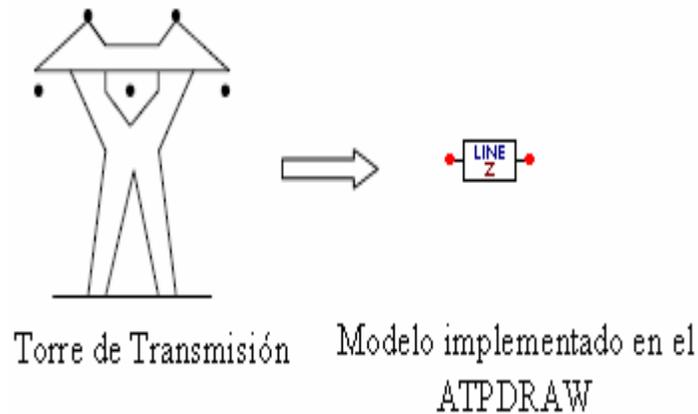


Figura 4.17. Modelo de la Torre de Transmisión.

4.2.1.5. Resistencia de Puesta a Tierra

El valor pico del sobrevoltaje que aparece sobre la torre está determinado principalmente por la impedancia de pie de torre aparente en el momento de la descarga, debido a que la reflexión de la base de la torre puede llegar mucho más rápido al tope de la torre que las reflexiones de las torres adyacentes. La influencia de la resistencia de pie de torre aparente sobre la tensión en el tope de la torre es la determinada por su respuesta que depende de la corriente y el tiempo. La respuesta del tiempo es importante solo cuando los contrapesos instalados superan los 30 metros de longitud de la base de la torre.

La respuesta del tiempo es generalmente despreciada y la impedancia es determinada por su dependencia de la corriente del rayo mediante la siguiente expresión planteada por Martínez y Ferley (2004):

$$R_T = \frac{R_o}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}}$$

Ecuación 5.2

Donde:

R_o = la resistencia de pie de torre medida a baja corriente y baja frecuencia (Ω).

R_T = es la resistencia de puesta a tierra aparente en el momento de la descarga (Ω).

I_g = es la corriente limitante para inicializar una ionización suficiente del suelo (A).

I = es la corriente de la descarga atmosférica a través de la resistencia de pie de torre (kA).

La corriente limitante es función de la ionización del suelo y está dada por la ecuación:

$$I_g = \frac{E_o * \rho}{2\pi R_o^2}$$

Ecuación 5.3

Donde:

ρ = es la resistividad del suelo (Ω/m).

E_o = es el gradiente de ionización del suelo (300 kV/m).

Como se puede ver, en las expresiones anteriores la resistencia de pie de torre no es constante, su valor es dependiente de la corriente, por lo que para la resistencia de pie de torre, se utiliza una resistencia con característica no lineal, dependiente de la corriente.

Para el caso de la línea San Gerónimo "A" - Santa Teresa N°2 la corriente limitante tiene un valor de 146,064 A, y la resistencia de puesta a tierra en el

momento de la descarga es de 17.91Ω , es decir se ve ligeramente disminuida en comparación con la obtenida de la medición en campo.

La resistencia de puesta a tierra se modela por un elemento resistor mediante un comportamiento estático (ver figura 4.18), con el valor correspondiente obtenido a RT .

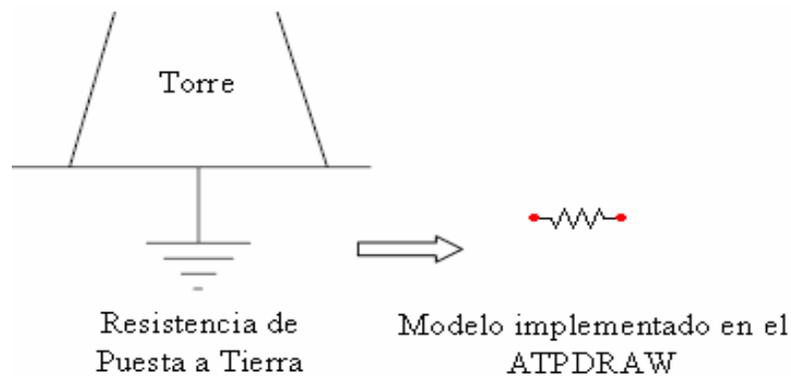


Figura 4.18. Modelo de resistencia de tipo concentrado.

4.2.1.6. Tensiones a frecuencia de operación

Debido a que es importante considerar que la línea se encuentra activa al momento de recibir la descarga atmosférica y a que el nivel de sobretensión ocasionado también depende de la tensión nominal del sistema, se ha colocado en el modelo una fuente de voltaje AC, a la cual el usuario especifica su amplitud en nuestro caso de 400 kV y a una frecuencia de 60 hz, esto se logra por medio de la colocación de una fuente trifásica.

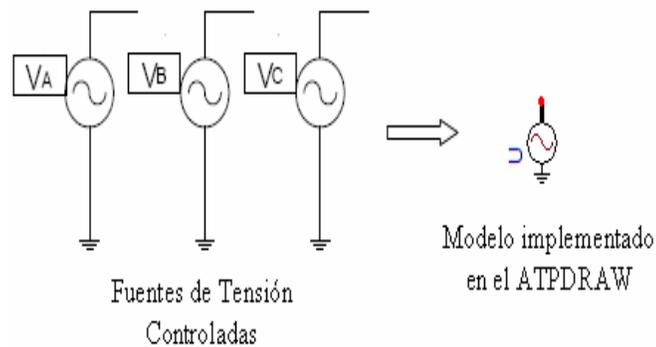


Figura 4.19. Modelo de Fuentes de Tensiones.

Una vez que se han 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 torre de transmisión, la onda de corriente provocada por el rayo viaja hacia los dos lados de la línea produciendo sobrevoltajes también en los vanos y torres más próximas. El disturbio no afecta a toda la línea pues a medida que avanza va disminuyendo su efecto hasta desaparecer, por lo que considerar un número de tres vanos a cada lado de la torre afectada resulta suficiente. Los diagramas de los modelos implementados son los siguientes: en la figura 4.20, donde se muestra la sobretensión por impacto en el conductor de fase y la figura 4.21 muestra el impacto en el cable de guarda. Se considera que el sistema está balanceado por lo tanto al realizar la simulación aplicando una descarga atmosférica en una fase el resultado que se obtenga al aplicar una descarga en las otras dos fases será el mismo.

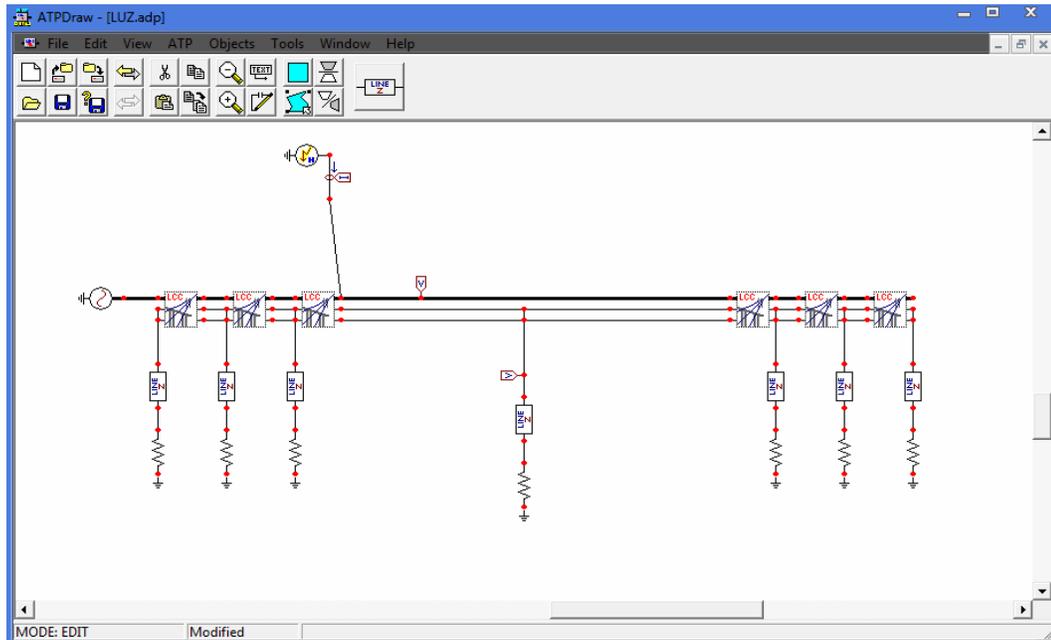


Figura 4.20. Modelo a implementarse en el impacto de una descarga en el conductor de fase.

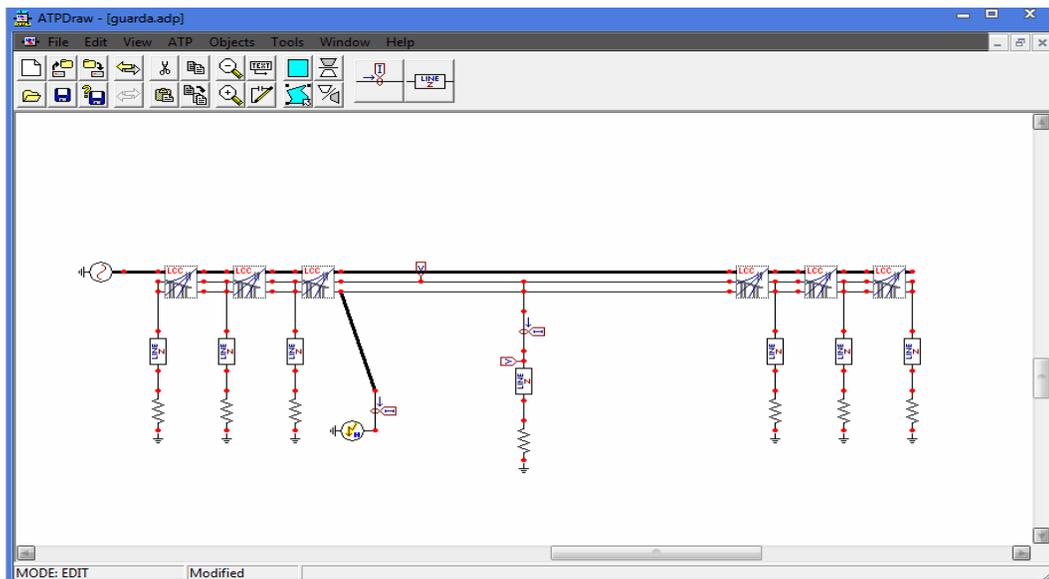


Figura 4.21. Modelo a implementarse en el impacto de una descarga en el conductor de guarda.

4.3. Análisis de resultados

En las siguientes figuras se muestran los resultados obtenidos simulando cada caso de impacto.

- **Caso N°1. Impacto en el conductor de fase:**

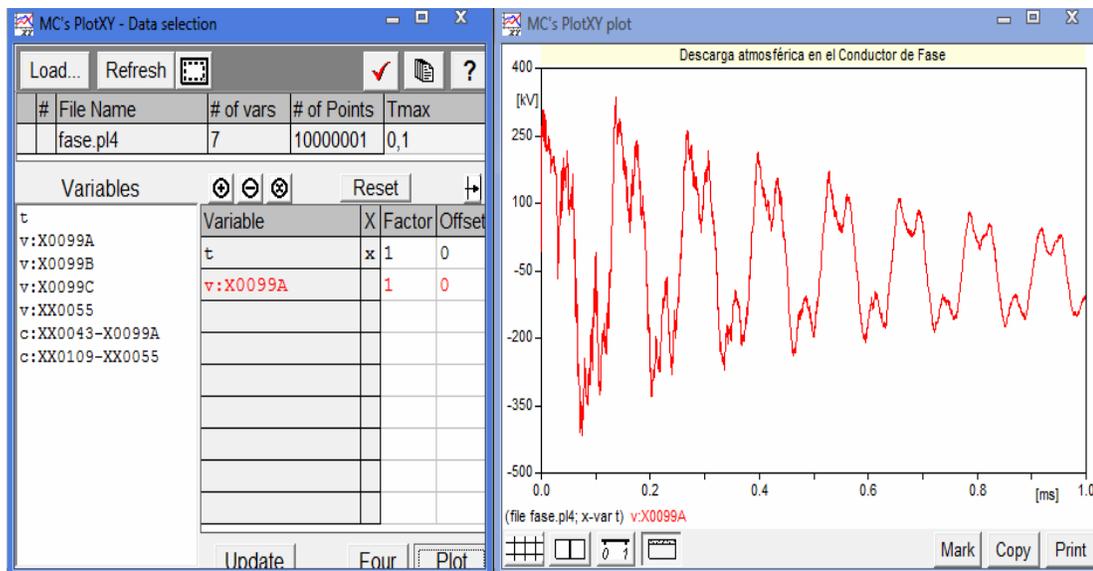


Figura 4.22. Sobretensiones por impacto en el conductor de fase.

La forma de onda que se produce con el tiempo de onda de rayo establecida ($1.2/50 \mu\text{s}$), provoca una sobretensión en el orden de los kilovoltios (kV) con respecto al sistema que es de 400 kV. La cual al llegar al tiempo 1 ns (ver figura 4.23) comienza a estabilizarse y el efecto transitorio tiende a desaparecer. Este efecto produce una onda viajera que se refleja y refracta produciendo aumentos de corriente y tensión en algunos puntos atenuándose hasta desaparecer a lo largo de la línea.

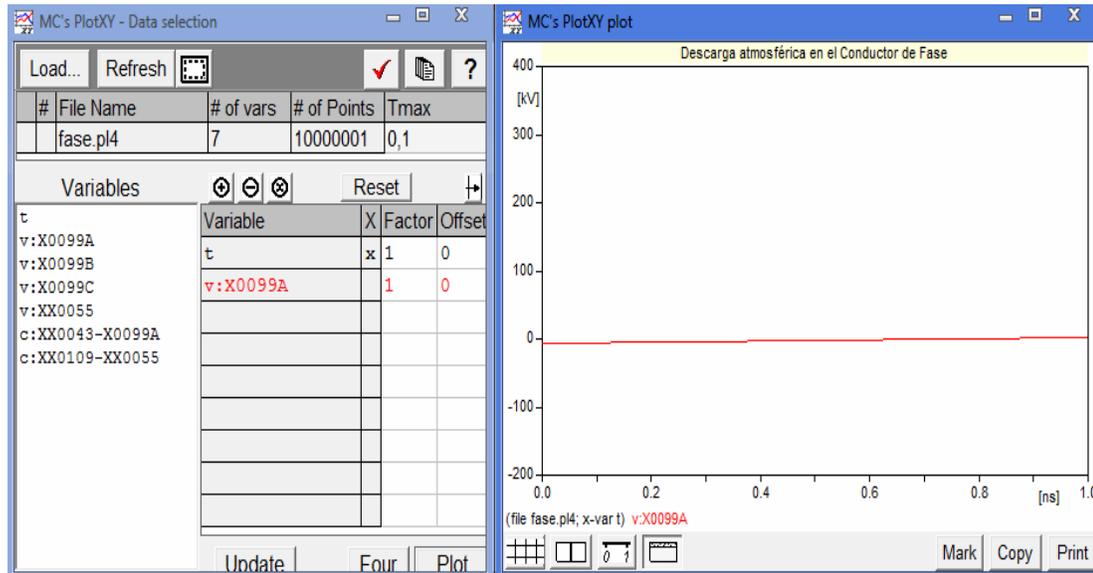


Figura 4.23 Sobretensión en el conductor de fase transcurrido 1 ns.

- Caso N^o2. Impacto en el conductor de guarda.

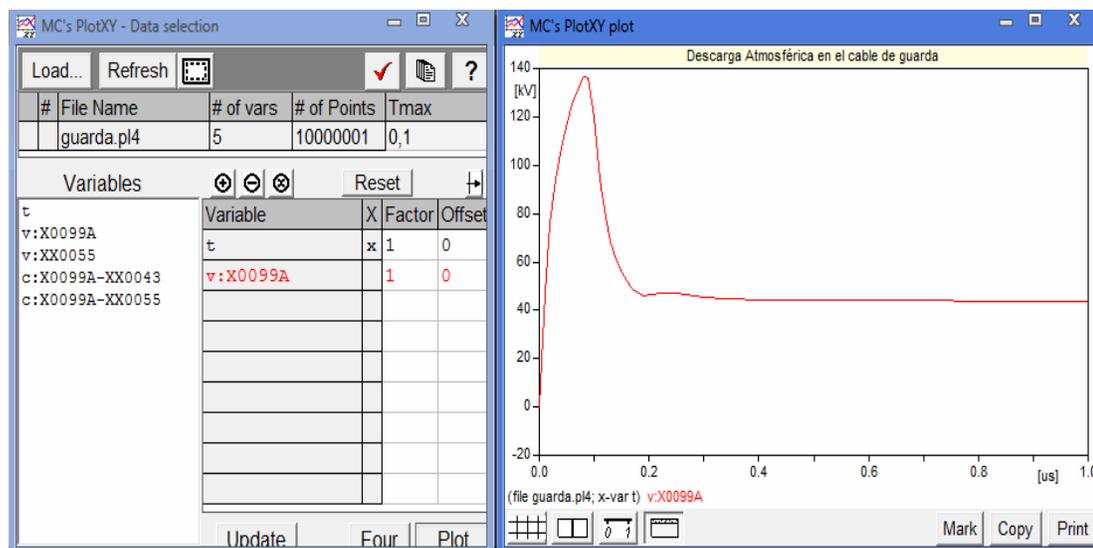


Figura 4.24. Sobretensiones por impacto en el cable de guarda.

Por las características del cable de guarda la sobretensión en este caso es menor que en el conductor de fase, esto es, porque el cable de guarda esta conectado a la resistencia de puesta a tierra de la torre la cual se mencionó es de tipo parrilla, por ello la corriente se va disipando con mayor rapidez. Al igual que en el caso anterior el efecto transitorio desaparece transcurridos 1 ns.

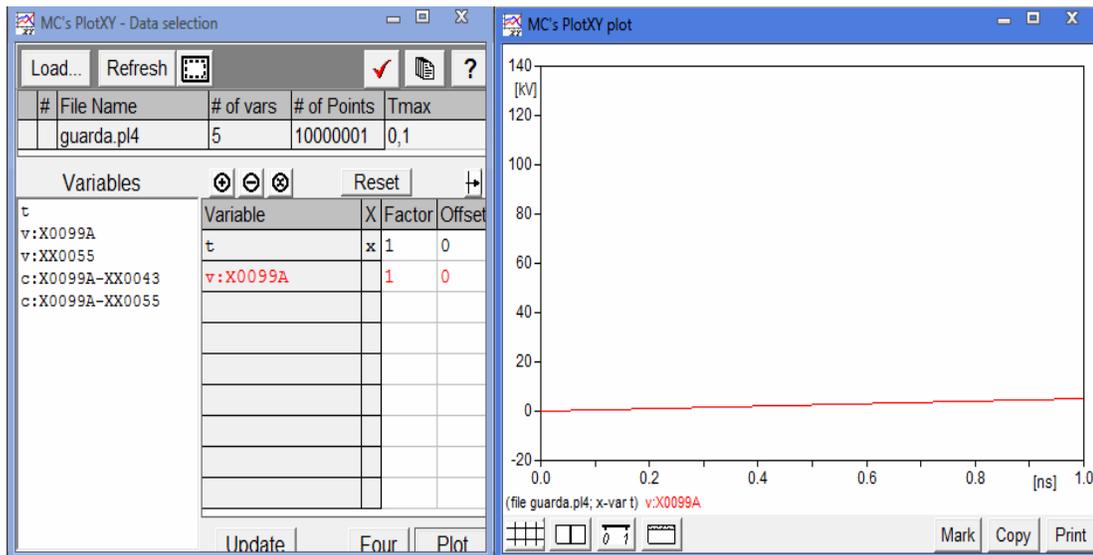


Figura 4.25. Sobretensión en el cable de guarda transcurrido 1 ns.

Para disminuir el valor de estas sobretensiones se realizará el diseño del sistema de protección y puesta a tierra de la línea.

CAPITULO V

DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

5.1. Calculo de aterramiento en apoyos y estructuras de líneas de transmisión

Entre los criterios de diseño de la puesta a tierra de las líneas de transmisión, tenemos los establecidos por CADAFE en su Norma NL-AV, 1985, apartado VI.2. el cual establece lo siguiente:

1. Las resistencias de puesta a tierra de las estructuras no deben exceder los 20 ohmios.
2. Las configuraciones que se utilizarán son las de 4x25 m para resistividades menores a 1000 ohmios y 4x75 m para resistividades igual o mayor a 1000 ohmios.
3. Se evitará en lo posible la configuración de contrapeso circulares.
4. El ángulo de salida del contrapeso radial o en estrella será aproximadamente igual a 45°. Figura 2.30
5. La profundidad de enterramiento será como mínimo de 80 cm, y se emplazarán preferiblemente paralelos a la proyección vertical de los cables de guarda.

Aplicando las fórmulas 2-12, 2-13 y 2.14, y los requerimientos de la empresa EDELCA se tienen los siguientes datos para ser usados en el diseño:

- El cable de contrapeso para la puesta a tierra de las estructuras es un cable de acero recubierto con cobre, tipo Copperweld N° 4 AWG, o similar, de 5,19 mm de diámetro, de clase 30 HS, conforme a la Norma ASTM B-227.

- Las jabalinas son de acero recubierto de cobre, de sección circular de m (5/8") de diámetro, y de 2.44 m de largo. La resistencia a la tracción de dicha varilla es de 5.000 kg/cm².
- La conexión entre las varillas y las torres esta hecha con alambre cobrizado de tipo "Copperweld" N° 4 AWG o similar, diámetro 5,19 mm, 30% de conductividad, de clase 30 HS conforme a la Norma ASTM B-227.
- La unión entre las jabalinas y el alambre de conexión a las torres esta hecha con un conector de aleación de cobre o de bronce. El tornillo del conector es tipo espárrago.

De acuerdo con los parámetros de la línea San Gerónimo "A" - Santa Teresa N°2 a 400 kV, suministrados por EDELCA, la resistividad de terreno esta dividida en dos tramos, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.1. Parámetros de la Línea San Gerónimo "A" - Santa Teresa N°2

Tramo	1	2
Longitud (Km)	110	53.6
Resistividad Promedio del Terreno Ω -m	150	1000

Fuente: EDELCA, Año 2000.

- **Para contrapeso radial del tipo 4xL.**

Según ecuación 2-12:

Con $L=25$ m

$$R_T = \rho(0,0256)$$

Para $\rho=150$, $R_T=3.84 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=25.6 \Omega$.

Con $L=50$ m

$$R_T = \rho(0,0139)$$

Para $\rho=150$, $R_T=2.085 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=13.9 \Omega$.

Con $L=75$ m

$$R_T = \rho(9,698 \times 10^{-3})$$

Para $\rho=150$, $R_T=1.454 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=9.698 \Omega$.

- **Para contrapeso combinado (Radial con jabalina) del tipo 4*(L+J).**

Según ecuación 2-13:

Con $L=5$ m

$$R_T = \rho(0,0701)$$

Para $\rho=150$, $R_T=10.515 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=70.1 \Omega$.

Con $L=10$ m

$$R_T = \rho(0,0458)$$

Para $\rho=150$, $R_T=6.87 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=45.8 \Omega$.

Con $L=15$ m

$$R_T = \rho(0,0344)$$

Para $\rho=150$, $R_T=5.16 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=34.4 \Omega$.

Con $L=20$ m

$$R_T = \rho(0,0277)$$

Para $\rho=150$, $R_T=4.155 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=27.7 \Omega$.

Con $L=25$ m

$$R_T = \rho(0,0233)$$

Para $\rho=150$, $R_T=3.495 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=23.3 \Omega$.

Con $L=30$ m

$$R_T = \rho(0,0202)$$

Para $\rho=150$, $R_T=3.03 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=20.2 \Omega$.

Con $L=35$ m

$$R_T = \rho(0,0178)$$

Para $\rho=150$, $R_T=2.67 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=17.8 \Omega$.

Con $L=40$ m

$$R_T = \rho(0,0159)$$

Para $\rho=150$, $R_T=2.385 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=15.9 \Omega$.

- **Para contrapeso circular de radio r .**

Según ecuación 2.14:

Con $r=6$

$$R_T = \rho(0,0553)$$

Para $\rho=150$, $R_T=8.295 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=55.3 \Omega$.

Con $r=10$

$$R_T = \rho(0,0357)$$

Para $\rho=150$, $R_T=5.355 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=35.7 \Omega$.

Con $r=14$ m

$$R_T = \rho(0,0267)$$

Para $\rho=150$, $R_T=4.005 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=26.7 \Omega$.

Con $r=18$ m

$$R_T = \rho(0,0215)$$

Para $\rho=150$, $R_T=3.225 \Omega$ y para $\rho=1000$, $R_T=21.5 \Omega$.

En la siguiente tabla se muestran las configuraciones recomendadas a usar en el diseño según la norma:

Tabla 5.2. Resultados Obtenidos para la Línea.

Resistividad (Ω-m)	Resistencia calculada (Ω)	Configuración según normas CADAPE
150	3.84	Contrapeso Radial 4*25
1000	9.698	Contrapeso Radial 4*75

En el diseño de la puesta a tierra en líneas de transmisión hay que tomar en cuenta un factor importante como lo es el factor económico; en base a esto la configuración recomendada a usar es la mostrada en la siguiente tabla:

Tabla 5.3. Configuración Recomendada para la Línea.

Resistividad (Ω-m)	Resistencia calculada (Ω)	Configuración Recomendada
150	10.515	Contrapeso Combinado 4*(5m+JAB)
1000	15.9	Contrapeso Combinado 4*(40m+JAB)

En las siguientes tablas, desde la tabla 5.4 hasta la 5.7 se muestra el precio unitario para cada una de las configuraciones de contrapeso con la finalidad de determinar cual de las configuraciones es la más económicamente rentable a la hora de realizar el diseño de la puesta a tierra en las torres de la línea de transmisión San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 a 400 kV.

Tabla 5.4. Análisis de precio unitario Contrapeso Radial 4x25 m.

ANÁLISIS DE PRECIO UNITARIO

Descripción de la Obra: LINEA DE TRANSMISION						
Propietario:						
Descripción Partida: PUESTA A TIERRA - CONTRAPESO RADIAL 4x25m						
Código	Código Covenin	Unidad	Cantidad	Rendimiento 3,00 S.G/Día		
1.- MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp	Costo	Total
GUA	GUAYA DE ACERO 5/16"	m	100,00		1,90	190,00
CONEC	CONECTOR UNIFILAR ACERO GALVANIZADO	UND	4,00		14,85	59,40
Total Materiales:						249,40
Unitario de Materiales:						249,40
2.- EQUIPOS						
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep o Alq	Total	
CAM	CAMINETA PICK UP 4x4	1,00	480,00	1,00	480,00	
CA350	CAMION 350	1,00	450,00	1,00	450,00	
H-M	HERRAMIENTAS MENORES	1,00	20,00	1,00	20,00	
Total Equipos:						950,00
Unitario de Equipos:						316,67
3.- MANO DE OBRA						
Código	Descripción	Cantidad	Salario		Total	
MAE	MAESTRO DE OBRA DE 1ra	1,00	70,84		70,84	
CHO1	CHOFER DE 1ra	2,00	50,32		100,64	
CCP02	AYUDANTE	1,00	44,29		44,29	
CCP04	OBRAERO DE 1RA	8,00	41,37		330,96	
Total Mano de Obra:						546,73
Mano de Obra Directa:						546,73
350,00% Prestaciones Sociales:						1.913,56
Total Mano de Obra:						2.460,29
Unitario Mano de Obra:						820,10
Costo Directo por Unidad:						1.386,16
25,00% Administración y Gastos Generales:						346,54
Sub-Total:						1.732,70
10,00% Utilidad e Imprevistos:						173,27
PRECIO UNITARIO Bsf.						1.905,97

Fuente: Luis Cedeño, Año 2009.

Tabla 5.5. Análisis de precio unitario Contrapeso Radial 4x75 m.

ANÁLISIS DE PRECIO UNITARIO

Descripción de la Obra: LINEA DE TRANSMISION						
Propietario:						
Descripción Partida: PUESTA A TIERRA - CONTRAPESO RADIAL 4x75m						
Código	Código Covenin	Unidad	Cantidad	Rendimiento 0,50 S.G/Día		
1.- MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp	Costo	Total
GUA	GUAYA DE ACERO 5/16"	m	300,00		1,90	570,00
CONEC	CONECTOR UNIFILAR ACERO GALVANIZADO	UND	4,00		14,85	59,40
Total Materiales:						629,40
Unitario de Materiales:						629,40
2.- EQUIPOS						
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep o Alq	Total	
CAM	CAMINETA PICK UP 4x4	1,00	480,00	1,00	480,00	
CA350	CAMION 350	1,00	450,00	1,00	450,00	
H-M	HERRAMIENTAS MENORES	1,00	20,00	1,00	20,00	
Total Equipos:						950,00
Unitario de Equipos:						1.900,00
3.- MANO DE OBRA						
Código	Descripción	Cantidad	Salario		Total	
MAE	MAESTRO DE OBRA DE 1ra	1,00	70,84		70,84	
CHO1	CHOFER DE 1ra	2,00	50,32		100,64	
CCP02	AYUDANTE	1,00	44,29		44,29	
CCP04	OBRERO DE 1RA	8,00	41,37		330,96	
Total Mano de Obra:						546,73
Mano de Obra Directa:						546,73
350,00% Prestaciones Sociales:						1.913,56
Total Mano de Obra:						2.460,29
Unitario Mano de Obra:						4.920,57
Costo Directo por Unidad:						7.449,97
25,00% Administración y Gastos Generales:						1.862,49
Sub-Total:						9.312,46
10,00% Utilidad e Imprevistos:						931,25
PRECIO UNITARIO Bsf.						10.243,71

Fuente: Luis Cedeño, Año 2009.

Tabla 5.6. Análisis de precio unitario Contrapeso Combinado 4*(5m+JAB).

ANALISIS DE PRECIO UNITARIO

Descripción de la Obra:		LINEA DE TRANSMISIÓN				
Propietario:						
Descripción Partida:		Contrapeso combinado 4*(5m+JAB)				
Código	Código Covenin	Unidad	Cantidad		Rendimiento	
					13,25 S.G/Día	
1.- MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp	Costo	Total
GUA	GUAYA DE ACERO 5/16"	m	20,00		1,90	38,00
CONEC	CONECTOR UNIFILAR ACERO GALVANIZADO	UND	8,00		14,85	118,80
	JABALINA DE COBRE COOPERWELD 5/8" X 2,44	UND	4,00		25,50	102,00
Total Materiales:						258,80
Unitario de Materiales:						258,80
2.- EQUIPOS						
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep o Alq	Total	
CAM	CAMINETA PICK UP 4x4	1,00	480,00	1,00	480,00	
CA350	CAMION 350	1,00	450,00	1,00	450,00	
H-M	HERRAMIENTAS MENORES	1,00	20,00	1,00	20,00	
Total Equipos:						950,00
Unitario de Equipos:						71,70
3.- MANO DE OBRA						
Código	Descripción	Cantidad	Salario		Total	
MAE	MAESTRO DE OBRA DE 1ra	1,00	70,84		70,84	
CHO1	CHOFER DE 1ra	2,00	50,32		100,64	
CCP02	AYUDANTE	1,00	44,29		44,29	
CCP04	OBRAERO DE 1RA	8,00	41,37		330,96	
Total Mano de Obra:						546,73
Mano de Obra Directa:						546,73
350,00% Prestaciones Sociales:						1.913,56
Total Mano de Obra:						2.460,29
Unitario Mano de Obra:						185,68
Costo Directo por Unidad:						516,18
25,00% Administración y Gastos Generales:						129,05
Sub-Total:						645,23
10,00% Utilidad e Imprevistos:						64,52
PRECIO UNITARIO Bsf. 709,75						

Fuente: Luis Cedeño, Año 2009.

Tabla 5.7. Análisis de precio unitario Contrapeso Combinado 4*(40m+JAB).

ANÁLISIS DE PRECIO UNITARIO

Descripción de la Obra: LINEA DE TRANSMISIÓN						
Propietario:						
Descripción Partida: Contrapeso Combinado 4*(40m+JAB)						
Código	Código Covenin	Unidad	Cantidad	Rendimiento 1,50 S.G/Día		
1.- MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp	Costo	Total
GUA	GUAYA DE ACERO 5/16"	m	160,00		1,90	304,00
CONEC	CONECTOR UNIFILAR ACERO GALVANIZADO	UND	8,00		14,85	118,80
	JABALINA DE COBRE COOPERWELD 5/8" X 2,44		4,00		25,50	102,00
Total Materiales:						524,80
Unitario de Materiales:						522,80
2.- EQUIPOS						
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep o Alq	Total	
CAM	CAMINETA PICK UP 4x4	1,00	480,00	1,00	480,00	
CA350	CAMION 350	1,00	450,00	1,00	450,00	
H-M	HERRAMIENTAS MENORES	1,00	20,00	1,00	20,00	
Total Equipos:						950,00
Unitario de Equipos:						633,33
3.- MANO DE OBRA						
Código	Descripción	Cantidad	Salario		Total	
MAE	MAESTRO DE OBRA DE 1ra	1,00	70,84		70,84	
CHO1	CHOFER DE 1ra	2,00	50,32		100,64	
CCP02	AYUDANTE	1,00	44,29		44,29	
CCP04	OBRERO DE 1RA	8,00	41,37		330,96	
Total Mano de Obra:						546,73
Mano de Obra Directa:						546,73
350,00% Prestaciones Sociales:						1.913,56
Total Mano de Obra:						2.460,29
Unitario Mano de Obra:						1.640,19
Costo Directo por Unidad:						2.796,32
25,00% Administración y Gastos Generales:						699,08
Sub-Total:						3.495,40
10,00% Utilidad e Imprevistos:						349,54
PRECIO UNITARIO Bsf						3.844,94

Fuente: Luis Cedeño, Año 2009.

En la tabla 5.8 se muestra el precio unitario para cada una de las configuraciones con la finalidad de establecer cual es la más económicamente rentable a la hora de realizar y efectuar el diseño del sistema de puesta a tierra.

Tabla 5.8. Costo unitario para cada una de las configuraciones.

Configuración según Norma CADAFE	Precio Unitario (BsF)	Configuración Recomendada	Precio Unitario (BsF)
Radial 4*25	1.905,97	Combinado 4*(5m+JAB)	709,75
Radial 4*75	10.243,71	Combinado 4*(40m+JAB)	3.844,94

De la tabla se observa que la configuración de contrapeso radial puro del tipo 4*L m resulta más costosa que la configuración de contrapesos combinado siempre y cuando la longitud de los conductores utilizados como contrapesos en la configuración de contrapeso combinado resulte 10 m menor que la del contrapeso radial, notándose así, que es económicamente mas rentable la configuración de contrapesos combinado, siempre y cuando se cumpla con las exigencias técnicas del diseño de puesta a tierra.

RECOMENDACIONES

- Realizar un programa de mediciones a fin de tener una data más precisa acerca de los valores de resistividad del terreno y de resistencia de puesta a tierra de cada una de las torres que conforman esta línea para cada estación del año
- Realizar un estudio de probabilidad para estimar dónde existe mayor incidencia de descargas atmosféricas a lo largo de toda la línea de transmisión.
- Una vez ejecutada las mejoras se verifique su eficiencia a partir de nuevas mediciones, las cuales deben hacerse periódicamente a lo largo del tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. Macero, **“Evaluación y Mejoras del Sistema de Puesta a Tierra de las Torres Asociadas a la Línea a 400 kV N°1 Palital - El Furrial perteneciente a C.V.G. EDELCA”** Trabajo de Grado. Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”, UNEXPO. Vicerrectorado Puerto Ordaz, Venezuela (2005).
- [2] L. Cedeño, **“Estudio de los métodos utilizados en el diseño de puesta a tierra en las subestaciones eléctricas y líneas de transmisión para los niveles de tensión de 400 kV, 230 kV, 115 kV y 34.5 kV en CADAPE”** Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz, Venezuela (2009).
- [3] H. España, **“Diseño del sistema de puesta a tierra de una subestación eléctrica de 13.8kV/4.1kV, en la planta de control de punto de Rocío, Pirital Estado Monagas”** Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz, Venezuela (2009).
- [4] EDELCA, **“Características de aisladores y cadena de aisladores instalados en las líneas de transmisión de EDELCA”** (2000).
- [5] J. Hernández, **“Web de tecnología Eléctrica”**. (2004). Disponible en: <http://www.tuveras.com/lineas/aereas/lineasaereas.htm#acciones>.
- [6] Marcelo A, **“Instalaciones de Potencia”**, Editorial Sobrevila. (1987). Disponible en: http://www.textoscientificos.com/front_page/Líneas_aéreas_de_alta_tensión_Textos_Científicos.mht.

- [7] E. Oliva, **“Teoría de Líneas Eléctricas”**, Editorial Marcombo, Edición Técnica, España (1986).
- [8] J. Ramírez y M. Martínez, **“Influencia de las Sobretensiones por Descargas Atmosféricas y comportamiento de los Sistemas de Puesta a Tierra en líneas aéreas de Transmisión y Distribución”** Grupo de Investigación en Alta Tensión-Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela (2004).
- [9] L. Siegert, **“Alta Tensión y Sistemas de Transmisión”** Editorial Limusa (1988).
- [10] R. Pando, **“Aspectos Básicos de las Descargas Atmosféricas”** Departamento de Electricidad, Electrónica y Computación - Universidad Nacional de Tucumán. Argentina (2006).
- [11] EDELCA, **“Resumen de líneas de transmisión del Departamento de Transmisión Líneas Centro”** (2007).
- [12] V. Boria, **“Líneas de Transmisión”**, Editorial Universidad Politécnica de Valencia, Primera Edición, Valencia (2002).
- [13] EDELCA, **“Planos de Torres de Transmisión”** (1987).
- [14] L. Checa, **“Líneas de Transporte de Energía”**, Editorial Dossat S.A., Primera Edición, España (1983).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO**

TÍTULO	ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y PUESTA A TIERRA DE LA LÍNEA SAN GERÓNIMO “A” - SANTA TERESA N°2 A 400 KV.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
GÓMEZ G. ZAILUZ J.	CVLAC: 16.999.397 E MAIL: zailuzgomez@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Descarga Atmosférica

Línea de Transmisión

Sistema de Puesta a Tierra

Santa Teresa

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo expone el estudio de los sistemas de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra de la línea a 400 kV San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2, a través de la herramienta computacional ATP/EMTP, atendida por el Departamento de Mantenimiento de Transmisión Centro-Occidente. Esta investigación es importante ya que la empresa debe garantizar la confiabilidad de su sistema de transmisión; se sabe que estos están expuestos a disturbios causados por fenómenos naturales. Las fallas que con mayor frecuencia se presentan, son ocasionadas por la incidencia de las descargas eléctricas atmosféricas comúnmente conocidas como rayos. La parte más vulnerable de los sistemas eléctricos de potencia son las líneas de transmisión, debido principalmente al efecto de las descargas atmosféricas, las cuales producen el mayor número de interrupciones de servicio, esto implica que las líneas pierdan continuidad en el servicio; la empresa EDELCA no ha escapado de estas situaciones. Con este trabajo se busca implementar el uso del ATP/EMTP para observar las sobretensiones de origen atmosféricos de la línea San Gerónimo “A” - Santa Teresa N°2 a 400 kV y así realizar el diseño del sistema de puesta a tierra.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Ing. Vásquez, Julio	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	12.431.115			
	E_MAIL	julvasquez@edelca.com.ve			
	E_MAIL				
Ing. Bermúdez, Melquíades	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	3.486.726			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Ing. Verena Mercado	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL	verenamercado@yahoo.com			
	E_MAIL				
Ing. Hernán Parra	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL	hparra@anz.udo.edu.ve			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DÍA
2009	10	20

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estudio de sistemas de protección.doc	Aplicación/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H
 I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y
 z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: (OPCIONAL)

TEMPORAL: 6 Meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre – grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente-Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajo de grado: “Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participara al Consejo Universitario”.

Gómez Zailuz

AUTOR

Prof. Melquíades Bermúdez

TUTOR

Prof. Verena Mercado

JURADO

Prof. Hernán Parra

JURADO

Prof. Mercado Verena

POR LA SUBCOMISION DE TESIS