

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA DEFENSA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA
DE LA FUERZA ARMADA BOLIVARIANA
UNEFA

**ESTUDIO DE LAS SOBRETENSIONES POR DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS DIRECTAS EN LAS LÍNEAS AÉREAS DE
DISTRIBUCIÓN DE 13.8 KV DE LOS DISTRITOS MÚCURA Y SAN TOMÉ
DE PDVSA**

Informe de Pasantía Presentado ante la Ilustre Universidad Nacional Experimental
Politécnica de la Fuerza Armada como Requisito para Optar al Título de Ingeniero
Electricista

Tutor Industrial:

Ing. Martínez C. Víctor M.

Tutor Académico:

Dr. González Longatt Francisco

PASANTE:

Br. Bande R. Antonio S.

MARACAY JUNIO 2008

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA DEFENSA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA
DE LA FUERZA ARMADA BOLIVARIANA
UNEFA

Fecha: Maracay, Julio 2.008.

APROBACIÓN DEL TUTOR

Señor Coordinador de la Carrera de Ingeniería Eléctrica mediante la presente comunicación hago de su conocimiento que ante la solicitud realizada por el Br. Antonio Santos Bande Rivero apruebo el Informe de Pasantía Industrial titulado: Estudio de las Sobretensiones por Descargas Atmosféricas Directas en las Líneas Aéreas de Distribución de 13.8 kV de los Distritos Múcura y San Tomé de PDVSA

Dr. Francisco M. González Longatt.
C.I. V-10.758.567

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA DEFENSA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA
DE LA FUERZA ARMADA BOLIVARIANA
UNEFA

Fecha: 03/07/08

APROBACIÓN DEL COMITÉ EVALUADOR

Quienes suscriben, Miembros del Jurado Evaluador designado por el Consejo Académico de la Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Bolivariana (UNEFA), para evaluar la presentación y el Informe de la Pasantía Industrial presentado por el bachiller: Antonio Santos Bande Rivero, bajo el título de: Estudio de las Sobretensiones por Descargas Atmosféricas Directas en las Líneas Aéreas de Distribución de 13.8 kV de los Distritos Múcura y San Tomé de PDVSA, a los fines de cumplir con el último requisito académico para obtener el Título de Ingeniero Electricista, dejan constancia de que el Informe se consideró APROBADO.

En fe de lo cual se deja constancia en Maracay, a los 3 días del mes de Junio del 2.008.

Prof. Enrique Gavorskis
C.I. V- 16.405.856

Prof. Chrystian Roa.
C.I. V- 14.787.136

Prof. Francisco González
C.I. V-10.758.567

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA DEFENSA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA
DE LA FUERZA ARMADA BOLIVARIANA
UNEFA

**ESTUDIO DE LAS SOBRETENSIONES POR DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS DIRECTAS EN LAS LÍNEAS AÉREAS DE
DISTRIBUCIÓN DE 13.8 kV DE LOS DISTRITOS MÚCURA Y SAN TOMÉ
DE PDVSA**

AUTOR: Br. Bande, Antonio
TUTOR: Dr. González, Francisco
FECHA: 03 de Julio de 2008

RESUMEN

Una de las causas de salidas en las líneas aéreas de distribución son las sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas directas a la línea. En la presente investigación se encuentra un estudio de las sobretensiones causadas por descargas atmosféricas directas a las líneas de distribución de los Distritos Mucura y San Tomé de PDVSA. El objetivo de esta investigación consistió en determinar la tasa de salida forzada por descargas atmosféricas directas a las líneas de distribución anteriormente mencionadas, las cuales corresponden a las causadas por fallas de apantallamiento y por *backflashover*, usando el programa de calculo FLASH 1.7 desarrollado por la *Institute of Electrical and Electronics Engineers* IEEE para la falla de apantallamiento junto a la metodología propuesta por Anderson, J. (1982) y los programas ATPDraw desarrollado por *Bonneville Power Administration BPA*, el PSCAD desarrollado por *The Manitoba HVDC Research Centre Inc.* para la tasa de salida por *backflashover*. En este estudio se determinó la influencia del valor de la resistencia de puesta tierra y los resultados obtenidos indicaron que con aisladores poliméricos se logra una disminución de la tasa de salida de las líneas.

Palabras Claves: Sobretensiones Atmosféricas, Tasa de Salida, Descargas Retroactivas, Nivel cerámico.

DEDICATORIA

- **A Dios**, por haberme dado la fortaleza necesaria para afrontar todos mis retos.
- **A mi Familia**, por el apoyo incondicional que me brindaron en todo momento.

AGRADECIMIENTO

A mis padres, por haberme dado la vida, haberme inculcado valores fundamentales que me llevaron por buen camino y la formación necesaria para llegar a ser un buen ser.

A los profesores del departamento de Ingeniería Eléctrica, por haber puesto a mi disposición herramientas valiosas para mi desarrollo como profesional.

Al Dr. Francisco González por su apoyo durante la realización de la presente investigación, por haber compartido sus conocimientos y sus opiniones para llevar a cabo este trabajo.

A la empresa PDVSA, por brindarme la oportunidad de realizar las pasantías en tan prestigiosa organización.

Al Ing. Víctor Martínez por su confianza y guía durante el desarrollo de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

Presentación	
Aprobación del Tutor	
Aprobación del Jurado	
Dedicatoria	
Reconocimientos	
Resumen	
Índice General	i
Índice de Tablas.....	vi
Índice de Figuras.....	vii
Introducción.....	1
 CAPÍTULO I EL PROBLEMA	 3
1.1 Planteamiento del Problema	3
1.2 Objetivos	5
1.2.1 Objetivo General	5
1.2.2 Objetivos Específicos	5
1.3 Justificación de la Investigación	6
1.4 Alcance	7
1.5 Limitaciones	7
 CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	 9
2.1 Descripción de la Empresa.....	9
2.1.1 Reseña Histórica	9
2.1.2 Ubicación Geográfica	12
2.1.3 Objetivos de la Empresa.....	13
2.1.4 Gerencia de Servicios Eléctricos Oriente.....	14

2.1.5 Funciones de la Gerencia de Servicios Eléctricos Oriente.....	15
2.1.6 Gerencia de Servicios Eléctricos Distrito San Tomé.....	16
2.1.7 Estructura Organizativa de la Gerencia de Servicios Eléctricos Distrito San Tomé.....	17
2.2 Antecedentes.....	18
2.3 Bases Teóricas.....	20
2.3.1 Sobretensiones de Origen Atmosférico	20
2.3.2 Origen de la Carga Eléctrica en la Nube.....	20
2.3.3 Proceso de Descarga.....	23
2.3.4 Forma de Onda de la Corriente de Descarga.....	28
2.3.5 Nivel Cerámico	32
2.3.6 Densidad de Rayos a Tierra.....	32
2.3.7 Sombra Eléctrica.....	33
2.3.8 Número de Descargas Directas a la Línea	35
2.3.9 Tipos de Impactos que Puede Presentar una Descarga Atmosférica	37
2.3.9.1 Impactos a Tierra.....	37
2.3.9.2 Impactos al Conductor de Guarda o a Estructuras.....	38
2.3.9.3 Impactos al Conductor de fase.....	39
2.3.10 Falla de Apantallamiento.....	40
2.3.11 Falla por Descargas Retroactivas (<i>Backflashover</i>).....	40
2.3.12 Puesta a Tierra en Líneas Aéreas de Distribución	41
2.3.13 Resistencia de Puesta a Tierra.....	42
2.3.14 Factores que Influyen en la Resistencia de Puesta a Tierra...	42
2.3.15 Resistividad del Terreno.....	43
2.3.16 Factores que Influyen en la Resistividad del Terreno.....	45
CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO	48
3.1 Tipo de Investigación.....	48

3.2 Diseño de la Investigación.....	50
3.3 Población o Universo de Estudio.....	51
3.4 La Muestra.....	51
3.5 Técnicas de Recolección de Datos.....	52
3.6 Instrumentos de Recolección de Datos.....	54
3.7 Procedimientos de la Investigación	54
3.7.1 Probabilidad de que la Corriente del Rayo Exceda un Valor Determinado.....	56
3.7.2 Tasa de Salida por Falla de Apantallamiento.....	57
3.7.3 Cálculo de la Tasa de Salida por Falla de Apantallamiento.....	58
3.7.3.1 Mínima Corriente que Produce un Arco por Falla de Apantallamiento.....	59
3.7.3.2 Modelo Electrogeométrico.....	60
3.7.3.3 Espacio no Cubierto por el Apantallamiento X_s	63
3.7.3.4 Apantallamiento Efectivo.....	64
3.7.3.5 Ángulo de Apantallamiento Efectivo.....	65
3.7.3.6 Máxima Distancia de Impacto.....	65
3.7.3.7 Número de Fallas de Apantallamiento.....	67
3.7.4 Tasa de Salida por Descargas Retroactivas (<i>Backflashover</i>) ...	68
 CAPÍTULO IV SITUACIÓN ACTUAL.....	 70
4.1 Situación Actual del Sistema Eléctrico de Distribución de los Distritos San Tome y Mucura.....	74
4.1.1 Líneas Aéreas de Distribución Simple Terna.....	76
4.1.2 Líneas Aéreas de Distribución Doble Terna.....	78
4.2 Descripción del Programa ATP.....	80
4.3 Descripción del Programa ATPDraw.....	82
4.4 Representación de la Línea Aérea de Distribución en ATPDraw....	85
4.4.1 Representación de la Línea.....	86

4.4.2 Terminación de la Línea.....	88
4.4.3 Corriente del rayo.....	88
4.4.4 Postes.....	89
4.4.5 Resistencia de Puesta a Tierra.....	93
4.4.6 Descarga Retroactiva.....	94
4.4.7 Descargadores de Tensión.....	95
4.4.7.1 Cálculo de los Parámetros del Pararrayos.....	99
4.4.8 Tensión a Frecuencia de Operación.....	101
4.5 Modelos Usados en ATPDraw.....	102
4.6 Descripción del Programa EMTCD.....	104
4.7 Descripción del Programa PSCAD.....	105
4.8 Representación de la Línea Aérea de Distribución en el PSCAD...	107
4.8.1 Representación de la Línea.....	108
4.8.2 Terminación de la Línea.....	108
4.8.3 Corriente del Rayo.....	109
4.8.3.1 Control de la Corriente del Rayo.....	109
4.8.4 Postes.....	112
4.8.5 Resistencia de Puesta a Tierra.....	112
4.8.6 Descarga Retroactiva.....	113
4.8.7 Descargadores de Tensión.....	114
4.8.8 Tensión a Frecuencia de Operación.....	114
4.9 Modelos Usados en PSCAD.....	115
CAPÍTULO V RESULTADOS.....	118
5.1 Tasa de Salida por Falla de Apantallamiento.....	118
5.1.1 Línea Simple Terna.....	118
5.1.2 Línea Doble Terna.....	125

5.2 Variación de la Sobretensión con el Modelo de la Resistencia de Puesta a Tierra.....	133
5.3 Tasa de Salida por Descargas Retroactivas (Backflashover).....	135
5.3.1 Sobretensiones en una Línea Doble Terna.....	136
5.4 Variación de la Tasa de Salida con la Resistencia de Puesta a Tierra.....	142
CAPÍTULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	
6.1 Conclusiones.....	144
6.2 Recomendaciones	147
REFERENCIAS.....	149
ANEXOS	152

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Parámetros De La Primera Descarga Con Distribución Logarítmica Normal.....	30
Tabla 3.1 Valores de β de acuerdo al nivel de tensión de la línea.....	62
Tabla 4.1 Subestaciones de los Distritos San Tomé y Mucura.....	71
Tabla 4.2 Longitud de líneas de transmisión a 115 kV de los Distritos San Tomé y Mucura.....	72
Tabla 4.3 Longitud de líneas de transmisión a 69 kV de los Distritos San Tomé y Mucura.....	73
Tabla 4.4 Longitud de líneas de subtransmisión a 34.5 kV de los Distritos San Tomé y Mucura.....	73
Tabla 4.5 Longitud de las líneas de distribución Distritos San Tomé y Mucura.....	74
Tabla 4.6 Características de los conductores y aislamiento de la línea simple terna.....	78
Tabla 4.7 Características de los conductores y aislamiento de la línea doble terna.....	80
Tabla 4.8 Puntos representativos de la curva Tensión-Corriente del descargador de tensión.....	97
Tabla 4.9 Características no lineales A_0 y A_1	100
Tabla 5.1 Datos de la Línea de Distribución Simple Terna.....	119
Tabla 5.2 Datos de la Línea de Distribución Doble Terna.....	126
Tabla 5.3 Tasa de salida por falla de apantallamiento.....	132
Tabla 5.4 Tasa de salida por Backflashover para líneas simple terna....	139
Tabla 5.5 Tasa de salida por Backflashover para líneas doble terna.....	141

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Distritos Operacionales de PDVSA Oriente.....	13
Figura 2.2 Fuentes de suministro de energía eléctrica a PDVSA Oriente.....	15
Figura 2.3 Estructura de la Gerencia de Servicios Eléctricos Distrito San Tomé.....	17
Figura 2.4 Configuración típica de una nube de tormenta.....	21
Figura 2.5 Nube según Simpson con alturas isotermas usuales.....	23
Figura 2.6 Avance de la descarga piloto.....	25
Figura 2.7 Descarga piloto acompañada de las descargas escalonadas y formación del canal de recepción.....	26
Figura 2.8 Completa formación del canal plasmático.....	27
Figura 2.9 Representación esquemática del proceso de descarga de una nube de tormenta según Schonland y Coinés.....	28
Figura 2.10 Descripción de la forma de onda de la corriente del rayo...	29
Figura 2.11 Forma de onda del rayo en doble rampa.....	31
Figura 2.12 Sombra eléctrica de la línea.....	34
Figura 2.13 Representación de la altura efectiva.....	35
Figura 2.14 Impacto del rayo a tierra.....	37
Figura 2.15 Impacto del rayo al conductor de guarda o al poste.....	38
Figura 2.16 Impacto a un conductor de fase (a) Línea sin conductor de guarda (b) Línea con conductor de guarda.....	39
Figura 2.17 Impacto en el conductor de guarda y propagación de las ondas de corriente.....	40
Figura 2.18 Resistencia de un cubo de terreno.....	44
Figura 2.19 Influencia de la humedad sobre la resistividad del terreno..	46
Figura 2.20 Influencia de la temperatura en la resistividad del terreno..	47

Figura 3.1 Procedimiento para el estudio de sobretensiones por descargas atmosféricas directas.....	55
Figura 3.2 Probabilidad de que la corriente pico de un rayo exceda un valor determinado.....	56
Figura 3.3 Pantalla de inicio al programa FLASH V 1.7.....	58
Figura 3.4 Menú principal del programa FLASH V 1.7.....	58
Figura 3.5 Representación del área no cubierta usando el Modelo Electrogeométrico.....	61
Figura 3.6 Representación del apantallamiento efectivo usando el Modelo Electrogeométrico.....	64
Figura 4.1 Configuración de la línea simple terna.....	77
Figura 4.2 Configuración de la línea doble terna.....	79
Figura 4.3 Ventana Principal del ATPDraw.....	84
Figura 4.4 Menú de selección de componentes en ATPDraw.....	84
Figura 4.5 Respuesta frecuencial del modelo de línea con parámetros distribuidos y dependientes de la frecuencia JMARTI.....	87
Figura 4.6 Forma de onda de la corriente del rayo en ATPDraw.....	88
Figura 4.7 Representación del juego de impedancias que modelan al poste en la línea simple terna.....	90
Figura 4.8 Representación del juego de impedancias que modelan al poste en la línea doble terna.....	91
Figura 4.9 Apoyos tipo H.....	92
Figura 4.10 Representación de la resistencia de puesta a tierra en ATPDraw.....	94
Figura 4.11 Interruptor controlado por voltaje en ATPDraw.....	95
Figura 4.12 Modelo del descargador de tensión implementado en ATPDraw.....	96
Figura 4.13 Aumento porcentual de la tensión residual.....	97
Figura 4.14 Modelo de la línea de distribución simple terna en ATPDraw.....	102

Figura 4.15 modelo de la línea de distribución doble terna en ATPDraw.....	103
Figura 4.16 Parte del contenido de la librería del PSCAD.....	106
Figura 4.17 Entorno gráfico del PSCAD	107
Figura 4.18 Forma de onda de la corriente del rayo en PSCAD.....	109
Figura 4.19 Etapa de comparación de la diferencia de potencial medida con el CFO.....	110
Figura 4.20 Control de la corriente del rayo.....	111
Figura 4.21 Representación de la resistencia de puesta a tierra dinámica en PSCAD.....	113
Figura 4.22 Interruptor controlado en paralelo con la herramienta de medición de voltaje en PSCAD.....	113
Figura 4.23 Descargador de tensión en el PSCAD.....	114
Figura 4.24 Modelo de la línea de distribución simple terna en PSCAD.....	115
Figura 4.25 Modelo de la línea de distribución doble terna en PSCAD.....	116
Figura 5.1 Ubicación de los conductores en una línea simple terna.....	118
Figura 5.2 Ángulo de apantallamiento actual y efectivo para las líneas simple terna.....	119
Figura 5.3 Tasa de salida por falla de apantallamiento para las líneas simple terna.....	120
Figura 5.4 Ubicación de los conductores en una línea doble terna.....	125
Figura 5.5 Resultado obtenido al evaluar la línea doble terna en el programa FLASH V 1.7.....	127
Figura 5.6 Diferencia de tensión entre fase y cruceta para resistencia de puesta a tierra dinámica y estática.....	133
Figura 5.7 Variación de la resistencia de puesta tierra con el valor de la corriente del rayo.....	134
Figura 5.8 Diferencia de tensión entre fase y cruceta antes de la descarga retroactiva; Mediante ATPDraw.....	136

Figura 5.9 Diferencia de tensión entre fase y cruceta durante de la descarga retroactiva 1; Mediante ATPDraw.....	138
Figura 5.10 Diferencia de tensión entre fase y cruceta durante de la descarga retroactiva 2; Mediante ATPDraw.....	138
Figura 5.11 Tasa de salida en función de la resistencia de puesta a tierra.....	142

INTRODUCCIÓN

Para la empresa Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) es muy importante mantener un suministro continuo de energía eléctrica para el desarrollo de sus actividades, ya que cualquier interrupción en el servicio ocasiona grandes pérdidas materiales. Las líneas aéreas de distribución se ven comúnmente afectadas por descargas atmosféricas lo que origina una interrupción temporal en el suministro de energía, esta investigación determinará la tasa de salida por descargas atmosféricas directas sobre las líneas aéreas de distribución de los Distritos Múcura y San Tomé. (PDVSA, (2008))

El estudio de las sobretensiones se realizará por medio de simulaciones con herramientas computacionales que permitieron determinar la tasa de salida de las líneas aéreas de distribución.

La presente investigación se estructura de la siguiente manera, en el Capítulo I se plantea la problemática que presenta la empresa y la necesidad de realizar un estudio de sobretensiones a las líneas aéreas de distribución de los distritos anteriormente mencionados.

En el Capítulo II, se exponen los fundamentos teóricos, antecedentes y criterios relacionados con las descargas atmosféricas, con la finalidad de comprender el objeto de estudio.

El Capítulo III establece la metodología utilizada durante la realización de la presente investigación, asimismo se define el tipo, diseño y procedimientos seguidos en la investigación para la determinación de la tasa de salida por descargas atmosféricas directas.

La situación actual de las líneas aéreas de distribución, la especificación de la geometría de las líneas, los pasos seguidos para la representación de los componentes de las líneas en los programas ATPDraw y PSCAD son expuestos en el Capítulo IV.

Los resultados son presentados por medio de tablas y gráficos en el Capítulo V; y finalmente en el Capítulo VI se encuentran las conclusiones y recomendaciones dadas luego del análisis de los resultados obtenidos en la investigación.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima PDVSA es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de hidrocarburos. La empresa desempeña sus actividades en cuatro grandes sectores del país: Occidente, Oriente, Sur y faja; de igual forma, posee filiales en el exterior. (PDVSA, (2008))

Para el cumplimiento de todas sus operaciones nacionales PDVSA requiere un gran suministro de energía eléctrica, siendo ésta un área crítica de la empresa, fue necesaria la creación de la Gerencia de Servicios Eléctricos de los Distritos San Tomé y Múcura respectivamente, con la intención de atender las demandas energéticas del Sector Oriente. (PDVSA, (2008))

Los sistemas de distribución son los encargados de suministrar energía a los diferentes procesos productivos que se realizan en la empresa, debido a la complejidad de las actividades y procesos que se desarrollan en la industria petrolera, los sistemas de distribución deben mantener un suministro continuo con el menor

número de interrupciones; pues una interrupción de la energía eléctrica se traduce en cuantiosas pérdidas económicas y en un riesgo potencial para el personal que labora en la planta a causa del tipo de sustancias combustibles e inflamables con las que se trabaja. (PDVSA, (2008))

La Gerencia de Servicios Eléctricos de los Distritos San Tomé y Múcura actualmente se enfrenta a una problemática que afecta el óptimo desempeño de las líneas aéreas de distribución que operan al nivel de 13.8 kV. A causa de sobretensiones de origen atmosférico, se ha venido incrementado el número de fallas en dichas líneas, esto puede traducirse como un problema de gran magnitud para la productividad de la empresa, debido a que dicha falla ocasiona una interrupción del suministro de energía eléctrica por un tiempo considerable. (PDVSA, (2008))

Todo esto conlleva a realizar un estudio del comportamiento de las líneas aéreas de distribución ante las descargas atmosféricas para estimar la tasa de salida forzada de las líneas por descargas atmosféricas directas, tanto por fallas de apantallamiento, como por *descargas retroactivas o Backflashover* para poder plantear estrategias que minimicen la tasa de salida.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

- Estimar la tasa de salida forzada de diseño por descargas atmosféricas directas en las líneas aéreas de distribución de los Distritos Múcura y San Tomé de PDVSA.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Determinar la tasa de salida por falla de apantallamiento según la norma IEEE 1243 mediante el uso del programa FLASH 1.7.
- Modelar líneas aéreas de distribución a través del programa ATPDraw (Alternative Transient Program) y PSCAD.
- Obtener la tasa de salida por descargas atmosféricas directas (Blackflashover) usando el programa ATPDraw y PSCAD.
- Plantear estrategias para minimizar la tasa de salida por descargas atmosféricas directas en líneas aéreas de distribución de los Distrito Múcura y San Tomé de PDVSA.

1.3 Justificación de la Investigación

Para la empresa Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima PDVSA es muy importante mantener un suministro constante de energía eléctrica para poder llevar a cabo sus actividades, puesto que la mayoría de sus procesos productivos demandan un gran consumo de energía eléctrica y ante la ausencia de este servicio la empresa se ve afectada con pérdidas considerables debido a que se detiene su proceso de producción. (PDVSA, (2008))

Las líneas aéreas de distribución tienen una estrecha relación con las actividades que se realizan en la empresa y al mismo tiempo con los niveles productivos que esta alcance. Las sobretensiones originadas por fenómenos transitorios como las descargas atmosféricas son la principal causa de salida de las líneas aéreas de distribución de los Distritos Múcura y San Tomé. De tal manera, para evitar interrupciones y establecer un suministro de energía eléctrica continuo se hace necesario realizar el presente estudio, siendo esto un punto de partida para la generación de estrategias que minimicen el problema antes descrito. (PDVSA, (2008))

Para realizar el estudio del comportamiento de las líneas de distribución ante las sobretensiones atmosféricas se usaron herramientas computacionales como lo es el software ATPDraw desarrollado por *Bonneville Power Administration BPA*, el PSCAD desarrollado por *The Manitoba HVDC Research Centre Inc.* y el FLASH 1.7

desarrollado por la *Institute of Electrical and Electronics Engineers* IEEE, pudiendo contribuir con futuras investigaciones que también hagan uso de estas herramientas.

1.4 Alcance

En esta investigación tiene como finalidad de determinar la tasa de salida por descargas atmosféricas directas en las líneas aéreas de distribución de los Distritos San Tomé y Múcura de PDVSA mediante simulaciones realizadas con herramientas computacionales que permiten modelar fenómenos transitorios como son el ATPDraw desarrollado por *Bonneville Power Administration BPA*, el PSCAD desarrollado por *The Manitoba HVDC Research Centre Inc.* y el programa de calculo FLASH 1.7 desarrollado por la *Institute of Electrical and Electronics Engineers* IEEE de igual forma se obtuvo de forma aproximada la forma de onda de las sobrentensiones causadas por las descargas atmosféricas.

1.5 Limitaciones

Durante el desarrollo de la presente investigación se suscitaron una serie de limitaciones que se describen a continuación:

- Para las simulaciones realizadas se omitió el efecto que produce la contaminación en los aisladores, debido a que se requiere de la implementación de un aislador testigo

que refleje el nivel de contaminación de los aisladores y la realización de pruebas en laboratorios de alta tensión no disponibles en el campo de trabajo.

- Se omitió el efecto de la variación de la resistencia de puesta a tierra con la frecuencia, debido a la complejidad de su representación, sin embargo se evaluó su variación con el valor de la corriente del rayo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Descripción de la empresa

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora. (PDVSA, (2008))

2.1.1 Reseña histórica

El 23 de marzo de 1923 se constituyó en el estado de Delaware (EEUU) la empresa Venezuela Gulf Oil Company S. A. al mes siguiente 25 de abril de 1923, se registraba en el país, en la ciudad de Caracas como empresa operadora de petróleo. Años más tarde, en diciembre de 1936 esta compañía fue reformada como firma venezolana cuando adquiere a la empresa Mene Grande Oil Company nombre con el cual se

conoció a partir de aquel momento, siendo los llanos del estado Anzoátegui el punto de partida para sus operaciones; trayendo como resultado el descubrimiento y desarrollo de una de las áreas petrolíferas más ricas del Estado venezolano.

El 30 de agosto de 1975 luego de la nacionalización del petróleo y de acuerdo con la ley que reserva el Estado venezolano la explotación, industria y comercio de los hidrocarburos, mediante el decreto 1123 emitido por el Ejecutivo Nacional, se crea petróleos de Venezuela S. A., con las siglas de PDVSA como casa matriz y propiedad de la Republica Bolivariana de Venezuela. (PDVSA, (2008))

A partir de enero de 1976, Venezuela de acuerdo a la ley que reserva al estado la industria y comercio de los hidrocarburos, nacionaliza la industria petrolera, quedando el estado venezolano con el exclusivo derecho de todo lo relacionado a la explotación del territorio nacional. Así se constituye Petróleos de Venezuela Sociedad Anonima PDVSA, teniendo como subsidiarias al grupo de compañías operadoras del petróleo existentes en Venezuela para esa fecha. De esta forma la Mene Grande Oil Company pasó a constituirse como Sociedad Anonima Meneven y posteriormente se constituían en nuestro país las empresas Lagoven, Maraven y Corpoven. (PDVSA, (2008))

A partir de 01 de julio de 1986 por decisión de la casa matriz (PDVSA), las empresas Meneven S.A, y Corpoven S.A. se fusionaron en una sola empresa conservando el nombre de Corpoven S.A. de esta forma se obtuvo un nuevo esquema

de organización, donde la empresa tiene la capacidad de llevar a cabo con éxito, la totalidad de las operaciones petroleras, y las actividades de exploración, producción, refinación, transporte y comercialización nacional e internacional, tanto de crudos, gas natural, y productos refinados.

El 01 de enero de 1998 la alta gerencia de PDVSA debido a un proceso de transformación decide restaurar y consolidar las funciones operativas, mediante la fusión de sus filiales: Lagoven, Maraven y Corpoven S.A. en tres grandes divisiones funcionales que conforman PDVSA. Petróleo y Gas, las cuales son Exploración y Producción, Manufactura y Mercadeo, y Servicios. (PDVSA, (2008))

La división de Exploración y Producción se encargan de desarrollar las actividades de búsqueda de reservas y explotación de petróleo y gas natural, así como los negocios del carbón y la orimulsión, los convenios operativos para la reactivación de los campos petroleros, la participación de la industria en los contratos de exploración a riesgo y producción en áreas nuevas bajo el esquema de ganancias compartidas y en las asociaciones estratégicas para el desarrollo de los crudos pesados de la Faja del Orinoco. (PDVSA, (2008))

La responsabilidad de Manufactura y Mercadeo pasa por integrar todos los sistemas de refinación ubicados en el país, incluso la refinería Isla en Curazao. Igualmente comprende la comercialización internacional de hidrocarburos, de

productos en el mercado industrial interno, y en el mercadeo al detal.
(PDVSA, (2008))

En octubre de 2000, dando inicio a la reestructuración de la empresa, en buscas de mejoras en la producción y en la integración de las actividades, estas divisiones pasan a ser: Exploración, Producción y Mercadeo; Refinación, Suministro y Comercio; Gas.

2.1.2 Ubicación geográfica

La sede principal de PDVSA se encuentra ubicada en la ciudad de Caracas pero esta también se encuentra presente en todos los Estados petroleros a lo largo de la geografía nacional Falcón, Zulia, Lara, Barinas, Monagas, Anzoátegui.

Debido a lo extenso del territorio nacional PDVSA ha tenido la necesidad de dividir sus áreas operativas en tres zonas PDVSA Occidente, PDVSA Oriente, y PDVSA Sur y PDVSA Faja, estas zonas de trabajos están subdivididas en Distritos Operacionales que están liderizados por una Gerencia Distrital, estructurados organizativamente en unidades básicas de producción y proceso.

El área operativa de PDVSA Oriente está conformada por cuatro entidades: Distrito Norte (Maturín y Punta de Mata), Distrito, Distrito San Tomé, Distrito Anaco y Refinación Criogénico JOSE y Puerto La Cruz, y el área operativa de PDVSA Faja esta conformada por tres entidades, Distrito Morichal, Distrito Múcura y Distrito

Cabruta. La pasantía fue llevada a cabo en PDVSA Distrito San Tomé. PDVSA este se encuentra dentro de la Cuenca Oriental, la cual comprende las zonas petroleras de los Estados Anzoátegui, Monagas, Guárico, Sucre y Delta Amacuro, con una extensión de 153.000 Km² es la más extensa y primera en importancia. Cuenta con más de 3.300 pozos activos y una producción de 573.611 millones de barriles para el año 2000, lo que representa el 49,8% de la producción nacional.

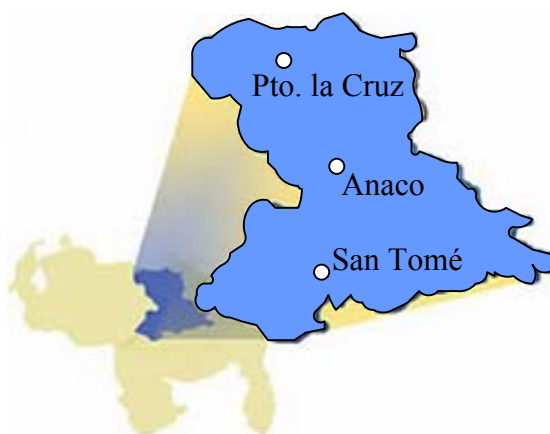


Figura 2.1 Distritos Operacionales de PDVSA Oriente
Fuente: PDVSA (2008)

2.1.3 Objetivos de la empresa. PDVSA (2008)

- Explorar y producir hidrocarburos preservando el medio ambiente.
- Generar recursos fiscales al estado venezolano y promover su desarrollo industrial.
- Realizar actividades de exploración, transporte, almacenamiento, refinación y comercialización nacional e internacional de los hidrocarburos.

- Manufacturar Orimulsión y transportarla, mediante la utilización de los recursos de acuerdo a los planes a corto, mediano y largo plazo emitidos por la Gerencia General de Producción en un ambiente de trabajo que propicie la participación activa, desarrollo y bienestar del personal.
- Apoyar a las comunidades, profundizando la inversión social y los servicios de asistencia a las diferentes organizaciones, con la finalidad de crear sólidas bases para potenciar el desarrollo de las poblaciones que cohabitan en sus áreas operativas.
- La protección integral en relación armónica con el entorno.

Todo esto enmarcado en el ordenamiento jurídico vigente y los postulados de la cultura empresarial de PDVSA Petróleo, S.A.

2.1.4 Gerencia de servicios eléctricos Oriente

La Gerencia de Servicios Eléctricos Oriente, conocida antes con el nombre de Gerencia de Transmisión y Distribución, pertenece al conjunto de organizaciones que forman parte de PDVSA, Exploración y Producción y que además prestan servicios a la industria petrolera, en especial a las filiales de PDVSA. Su visión está orientada a ser el líder en el suministro de energía eléctrica a la Industria Petrolera y Carbonífera Nacional IPPCN, reconocido por maximizar ese valor agregado al accionista y clientes, mediante una administración del sistema eléctrico basada en relaciones

novedosas con terceros, que garanticen el desarrollo del plan de negocios y permitan mantener ventajas competitivas. Las fuentes de suministro utilizadas para el suministro de energía eléctrica a PDVSA Oriente son EDELCA y CADAPE. (Figura 2.2).

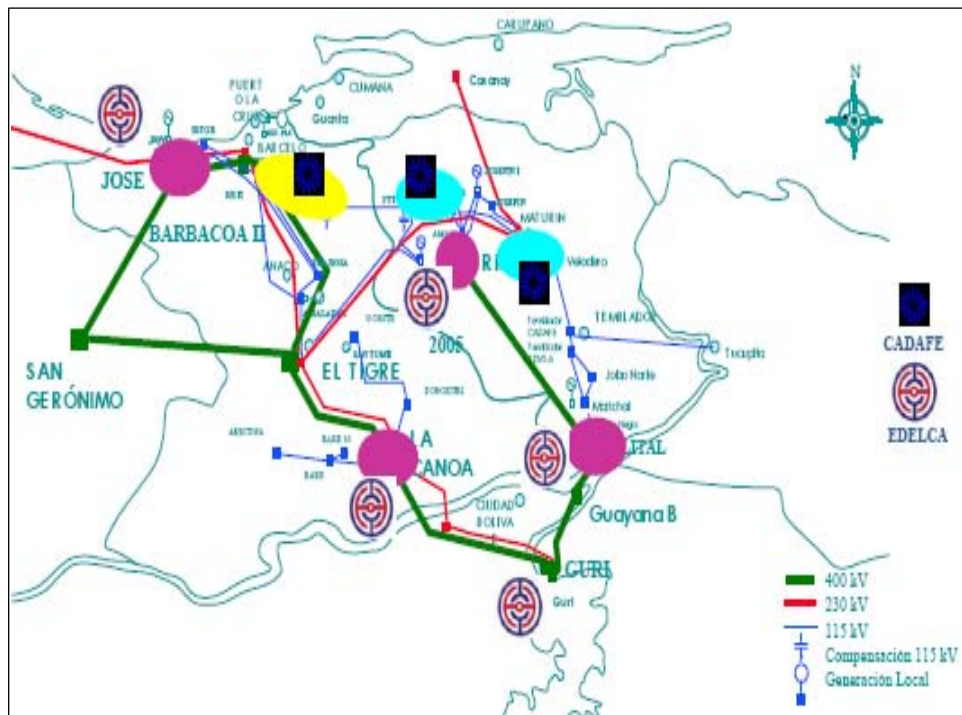


Figura 2.2 Fuentes de suministro de energía eléctrica a PDVSA Oriente
Fuente: PDVSA (2008)

2.1.5 Funciones de la gerencia de servicios eléctricos Oriente

- Programar y controlar la ejecución de los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivo del sistema de transmisión y distribución de electricidad en el área de operación, industrial y residencial.

- Apoyar y definir estudios para mejorar la confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico de transmisión y distribución de PDVSA en Oriente.
- Establecer y controlar los parámetros de calidad, confiabilidad, mantenibilidad, oportunidad y seguridad del servicio eléctrico requerido por los clientes internos y externos.
- Cumplir y hacer cumplir las normas, procedimientos, esquemas y prácticas operacionales a aplicar en el mantenimiento y operación del sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica de Oriente.
- Programar y controlar las actividades de investigación y mantenimiento, a fin de brindar respuestas oportunas a los diferentes inconvenientes que se suelen presentar en la administración del sistema de transmisión de PDVSA en Oriente.

2.1.6 Gerencia de servicios eléctricos Distrito San Tomé

La Gerencia de Servicios Eléctricos Distrito San Tomé, lugar donde se llevó a cabo el desarrollo de estas pasantías, la misión de esta gerencia es ser la organización responsable de planificar, operar y mantener, en forma eficiente la transmisión y distribución de la energía y velar por la confiabilidad del Sistema Eléctrico de PDVSA San Tomé, para contribuir con la continuidad operacional de las

instalaciones petroleras, con visión del entorno, en sintonía con los Lineamientos Corporativos y el Proyecto País.

La visión de la Gerencia de Servicios Eléctricos Distrito San Tomé es ser la gerencia líder que permita dar respuesta oportuna y eficiente a los requerimientos de energía eléctrica de todos los procesos operativos de la Industria Petrolera Venezolana, cumpliendo los niveles más elevados de regulación, estándares de calidad y confiabilidad, fortaleciendo el desarrollo de la Nación, aplicando las Nuevas Tecnologías y adelantos de investigación.

2.1.7 Estructura organizativa de la Gerencia de servicios eléctricos Distrito San Tomé

La Figura 2.3 presenta la estructura de la Gerencia de Servicios Eléctricos San Tomé con la organización de las superintendencias que le componen. Las pasantías fueron realizadas en la Superintendencia de Protecciones.

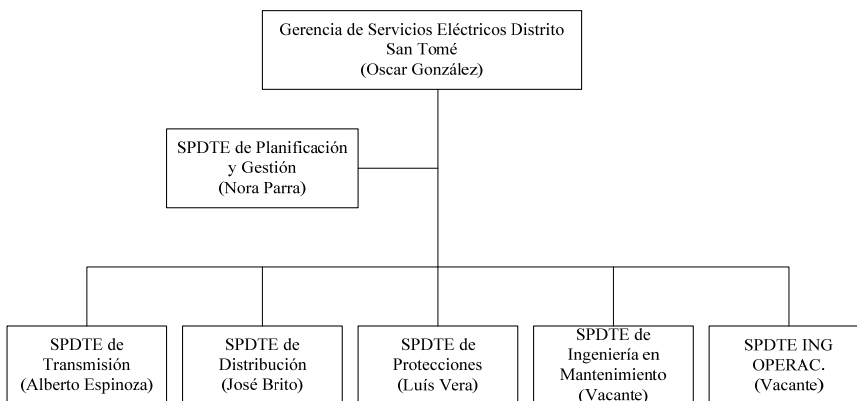


Figura 2.3 Estructura de la Gerencia de Servicios Eléctricos Distrito San Tomé
Fuente: PDVSA (2008)

2.2 Antecedentes

Martínez, V. (2004) en su informe de pasantías, titulado “Estudio de Sobretensiones por Descargas Atmosféricas en la Línea de transmisión 230kV Valcor-Guanta”, el autor determina la tasa de salida que ocasionan las descargas atmosféricas, estudiando tanto las que inciden directamente en la línea como las que impactan en la cercanía de la misma, para el caso de las descargas directas a la línea el autor se basa en la metodología es la propuesta por EPRI (Electric Power Research Institute) y la utilización del programa FLASH1.7; además de las simulaciones para determinar las sobretensiones por este tipo de descargas mediante los programas ATPDraw y PSCAD. Este estudio sirve de base para la presente investigación debido a que se realizó la validación de las herramientas computacionales anteriormente mencionadas con respecto a los cálculos manuales propuestos por la EPRI.

Arecuña, D. (2002) en su trabajo especial de grado, titulado “Propuestas para la Disminución de la Tasa de Salida Forzada en Líneas Aéreas de Transmisión 138 kV del Sistema Colón de ENELDIS por Descargas Retroactivas”, el autor usa la metodología propuesta por la EPRI (Electric Power Research Institute) para realizar el cálculo de la tasa de salida por descargas retroactivas, este estudio es importante para la presente investigación puesto que en él se evaluó la influencia de distintos valores de resistencia de puesta a tierra así como de días de tormenta

Martínez, M; y Ramírez, J. (2004) en su trabajo de investigación titulado “Influencia de las Sobretensiones por Descargas Atmosféricas y Comportamiento de los Sistemas de Puesta a Tierra en Líneas de Distribución y Transmisión” describe metodologías para calcular la tasa de salida en líneas aéreas de distribución y transmisión debidas a descargas directas y indirectas, el principal aporte a esta investigación consistió en la forma de representar la resistencia de puesta a tierra de una forma dinámica variante con la corriente del rayo.

González, M. (2001) en su tesis doctoral titulada “Evaluación Estadística del Comportamiento de Líneas Aéreas de Distribución Frente a Sobretensiones de Origen Externo” realiza un análisis estadístico de las sobretensiones causadas por los rayos y estima la tasa de salida de las líneas mediante el uso del programa ATP este trabajo sirvió de base para la presente investigación ya que en el se encontró una orientación para realizar la representación del sistema de distribución en el programa ATPDraw.

Ferro, C; Tarazona, J; y Urdaneta, A. (2005) en su trabajo titulado “Caracterización Cartográfica de la Actividad Cerámica Venezolana y el Uso en el Diseño de Líneas Aéreas” desarrollan una metodología para representar cartográficamente la actividad cerámica de Venezuela utilizando la información Proporcionada por el Sistema de Detección de Descargas Atmosféricas (SDDA) de la empresa C.V.G. EDELCA. Este trabajo fue de mucha importancia para la presente investigación debido a que proporciono los niveles cerámicos más actuales en la zona en estudio.

2.3 Bases Teóricas

2.3.1 Sobretensiones de origen atmosférico

González, M. (2001) en su tesis doctoral define que este tipo de sobretensiones “Son debidas a una descarga atmosférica tienen una duración muy corta y una amplitud que puede ser varias veces la tensión de pico nominal”. (p.1)

De acuerdo a su origen también se les denomina *sobretensiones de origen externo*, de igual forma son causadas cuando un rayo impacta directamente al sistema o en las cercanías del mismo.

2.3.2 Origen de la carga eléctrica en la nube

Antes de realizar un estudio acerca de los efectos de la descarga en los sistemas de distribución de energía eléctrica es conveniente conocer algunos de sus aspectos resaltantes, entre ellos, su naturaleza y origen.

A lo largo del tiempo han sido estudiadas numerosas teorías referentes a la formación de la carga eléctrica, la separación de las cargas dentro de la nube, sin embargo existen aspectos de interés y puestos en común en casi todos los postulados.

De acuerdo a lo establecido por Siegert, (1997) se tiene que:

La nube de tormenta denota una constitución bipolar, en la cual la carga negativa se encuentra especialmente por debajo de la carga positiva. Acerca de la forma en que se lleva a cabo tal distribución de cargas en la nube, no existe coincidencia de opiniones. Numerosos estudios con globos sonda han verificado, no obstante dicha distribución. La mayor parte de estos, a nivel mundial, fueron conducidos en la década de los 30 por institutos de física estadounidenses. (p. 256).

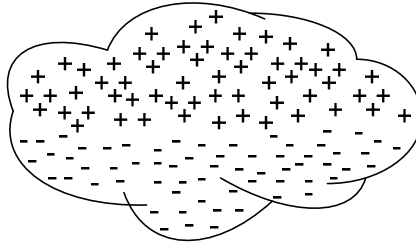


Figura 2.4. Configuración típica de una nube de tormenta.

Fuente: Siegert (1997)

A continuación se mencionan algunas de las teorías que intentan describir el proceso de formación de la carga en la nube y se explica la de mayor aceptación práctica. (Siegert, (1997))

- *Teoría de Elster y Geitel:* Esta se basa en la presencia de gotas de diferentes tamaños en la nube las cuales son afectadas por la acción de un campo eléctrico con dirección terrestre.

- *Teoría de Wilson:* Ésta también asume que las gotas de lluvia son afectadas por la acción de un campo eléctrico pero establece que la distribución de la carga se debe a la ionización de la gota de lluvia.
- *Teoría de Simpson:* Esta se basa en que la configuración bipolar de la nube de tormenta se debe a la desintegración de gotas de lluvia por una fuerte corriente de aire. Es la teoría más aceptada debido a que se fundamenta en experimentos llevados a cabo en laboratorios. Haciendo mención a (Siegert, (1997)):

“Cuando se desintegran gotas de lluvia por la acción de una fuerte corriente de aire, las partículas así formadas denotan una carga positiva, y el aire, a su vez, acusa la presencia de una gran cantidad de cargas negativas de muy poca masa, y por consiguiente, gran movilidad”. (p. 256).

Lo expuesto por Simpson ocurre en la naturaleza cuando hay presencia corrientes de aire cuya velocidad permite desintegrar las gotas de lluvia, esta corriente de aire mueve los iones negativos hacia la parte superior de la nube donde estos se reúnen con las partículas de agua, las gotas positivas también son llevadas hacia arriba a causa del viento hasta determinadas alturas donde este cesa y es cuando las gotas positivas se unen entre si formando gotas más grandes y caer de nuevo. Cuando llegan a la zona de fuertes vientos se vuelven a desintegrar aumentando así la carga positiva. (Siegert, (1997))

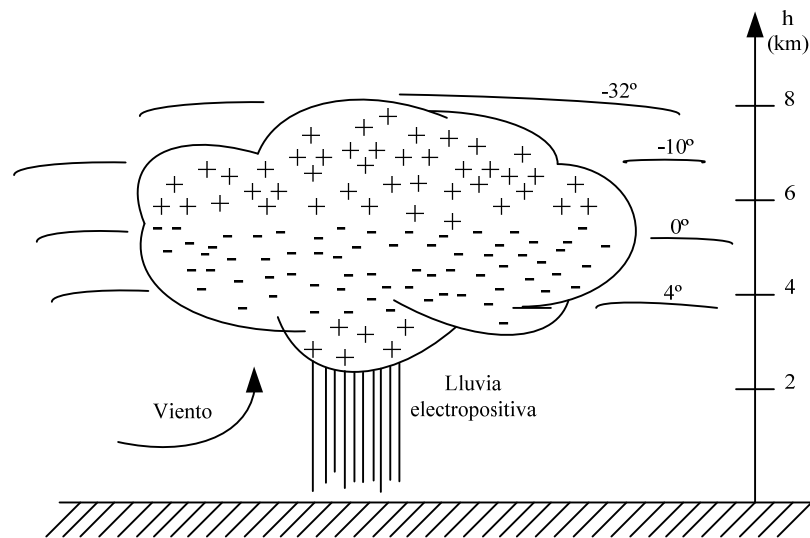


Figura 2.5. Nube según Simpson con alturas isotermas usuales.
Fuente: Siegert (1997)

En la Figura 2.2 se aprecia la distribución de las caras en la nube según planteada por Simpson, es importante destacar que esta configuración ha sido verificada en la práctica usando globos sonda, esta distribución denota en la parte inferior de la nube una temperatura promedio de 4° C y en la parte superior de -32° C. (Siegert, (1997))

2.3.3 Proceso de descarga

Lo propuesto por Martínez, y Ramírez (2004) se dice que “los rayos son producidos en un intento de la naturaleza por mantener un balance dinámico entre las cargas positivas de la ionosfera y las cargas negativas de tierra.” (p.1)

De forma general se puede decir que la descarga proviene de la nube de tormenta a causa de la distribución de cargas no homogénea que esta presenta.

Arecuña (2002) establece que “La ocurrencia de una descarga puede ser definida como un rompimiento de aislamiento entre dos superficies cargadas eléctricamente” (p.19).

Esta definición es valida debido a que como se mencionó anteriormente la nube de tormenta causa una distribución no homogénea de cargas, pero esta mantiene una fuerte polaridad en su parte inferior, mientras el terreno causa una polaridad contraria a la que posee la nube, existe una teoría que explicar el proceso de descarga es la planteada por Schonland y lo hace de la siguiente manera: (Siegert, (1997))

Existen concentraciones de cargas desiguales en el seno de la nube debido a que las cargas eléctricas dentro de ésta se encuentran distribuidas de forma no homogénea, esto ocasiona que el gradiente eléctrico en la nube se aproxime a su valor crítico (5 kV/m).

Cuando el gradiente eléctrico sobrepasa el valor crítico, ocurren pequeñas descargas en el seno de la nube, estas en virtud de la ionización por choque, se forman una gran cantidad de cargas eléctricas en forma de avalancha que disminuyen la rigidez dieléctrica de la zona afectada dando lugar a la Descarga Piloto

(*pilot streamer*), esta avanza con una velocidad promedio $1/20$ la velocidad de la luz, 150 km/s. (Siegert, (1997))

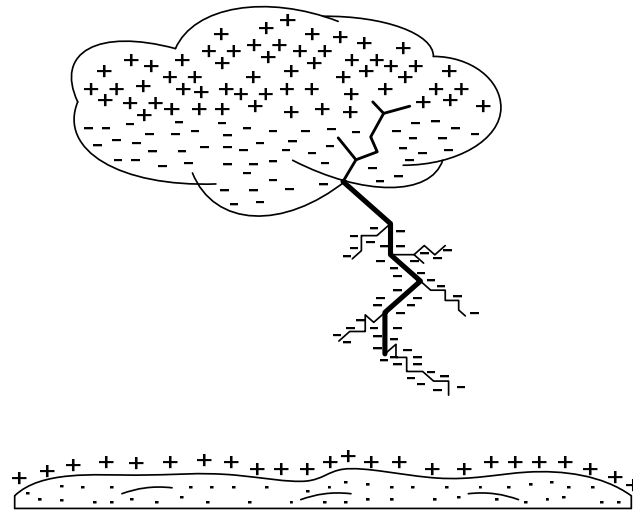


Figura 2.6 Avance de la descarga piloto.

Fuente: Siegert (1997)

La descarga piloto continua su avance, pero esta vez se ve acompañada de pequeños puntos luminosos característicos de las Descargas Escalonadas (*stepped leader*), éstas se propagan un poco más rápido que la Descarga Piloto, $1/6$ de la velocidad de la luz y con un trayecto aproximado de 50m. El incremento del gradiente eléctrico de la tierra al aproximarse la descarga a ésta, favorece a la formación de un canal llamado Canal de Recepción (*upward streamer*). Este canal no necesariamente es el suelo, también puede ser originado por un objeto ubicado por encima del plano de tierra (torre de transmisión, poste de distribución, torre de telecomunicaciones, etc).

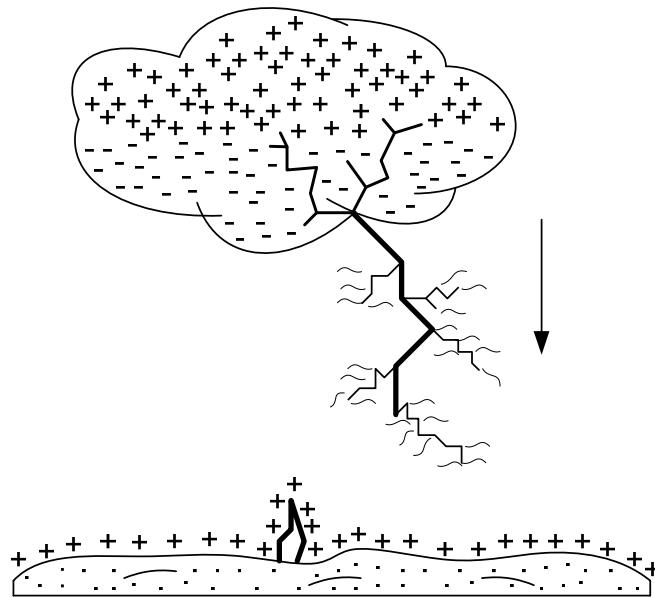


Figura 2.7 Descarga piloto acompañada de las descargas escalonadas y formación del canal de recepción.

Fuente: Siegert (1997)

En este punto el Canal de Recepción se encuentra con la Descarga Piloto, esta trae una gran cantidad de cargas negativas (positivas muy pocas veces), formando con este encuentro un canal plasmático, imagínese este como un sendero o camino de aire ionizado que permite la descarga. A través de este canal se neutraliza la carga en la nube y ocurrirán todas las descargas sucesivas, la primera de ellas se denomina Descarga de Retorno (*return streamer*), esta descarga tiene una velocidad de propagación de aproximadamente 30000 km/s un 10% de la velocidad de la luz.

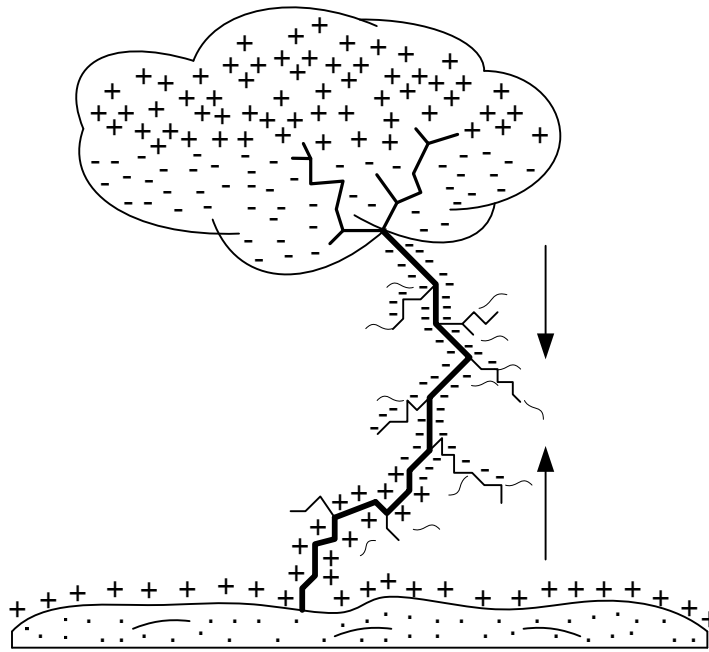


Figura 2.8 Completa formación del canal plasmático.

Fuente: Siegert (1997)

En la mayoría de los casos el impacto provocado por la Descarga de Retorno es tan fuerte que mantiene ionizado al canal plasmático originando una segunda descarga orientada hacia la tierra, denominada Descarga Secundaria (*dart leader*) con una velocidad de propagación de un 1% de la velocidad de la luz 3000 km/s.

En la Figura 2.9 puede observarse que la descarga piloto requiere un tiempo aproximado para llegar a la tierra 20000 μs , mientras que la descarga de retorno acusa un tiempo promedio de 100 μs en llegar a la tierra.

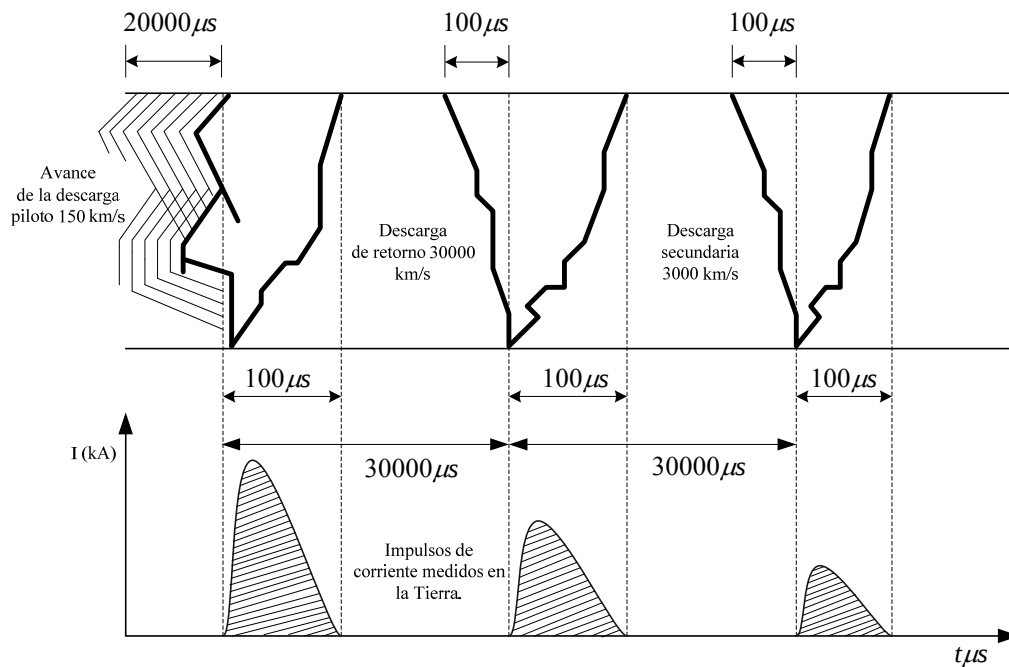


Figura 2.9 Representación esquemática del proceso de descarga de una nube de tormenta según Schonland y Collens.

Fuente: Siegert (1997).

2.3.4 Forma de onda de la corriente de descarga

La forma de onda de un rayo juega un papel importante en el estudio de sobretensiones atmosféricas principalmente porque ésta da una indicación de su contenido energético, las características más importantes de ésta forma de onda son las siguientes:

- *Tiempo de acenso*: También es denominado tiempo de frente, este parámetro expresa la rapidez con la que crece la onda, relaciona la variación de intensidad de corriente respecto al tiempo.

- *Amplitud*: Este indica el valor máximo que alcanza la corriente del rayo, es importante para conocer la magnitud de intensidad de corriente a la que se verá sometido el receptor de la descarga.
- *Tiempo de descenso*: También denominado tiempo de cola, este indica el tiempo en el que la corriente ha disminuido al valor medio de su amplitud.

Sin embargo se han realizado numerosas medidas sobre la base del canal de descarga debido a todos los rayos no presentan igual severidad y se puede decir que su forma de onda varia estadísticamente. Debido a esto existen formas de onda normalizadas con el fin de poder avanzar en los estudios de protección contra este fenómeno.

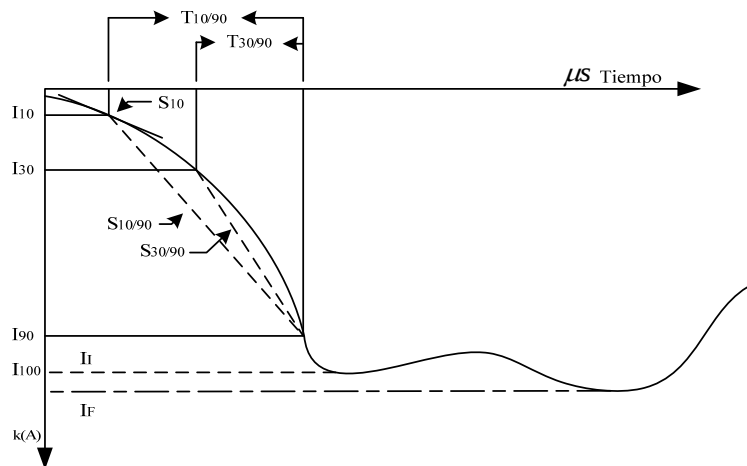


Figura 2.10 Descripción de la forma de onda de la corriente del rayo.
Fuente: Standard IEEE 1410 (1997)

En la Tabla 2.1 se muestra un resumen de los parámetros de la primera descarga de un rayo según lo establecido por el IEEE Standard 1410 (1997).

Tabla 2.1 Parámetros De La Primera Descarga Con Distribución Logarítmica Normal.

Fuente: IEEE Standard 1410 (1997)

Parámetro	Media	Desviación estándar (σ)
Frente, μs		
$t_{10/90} = T_{10/90}/0.8$	5.63	0.576
$t_{30/90} = T_{30/90}/0.6$	3.83	0.553
$tm = I_F/S_m$	1.28	0.611
Pendiente, kA/ μs		
Parámetro	Media	Desviación estándar (σ)
S_m , máxima	24.3	0.599
S_{10} , a 10%	2.6	0.921
$S_{10/90}$, 10-90%	5	0.645
$S_{30/90}$, 30-90%	7.2	0.622
Corriente de cresta, kA		
I_I , inicial	27.7	0.461
I_F , final	31.1	0.484
Inicial/Final	0.9	0.230
Cola, μs	77.5	0.577
Carga, Q_I , C	4.65	0.882
$\int I^2 dt$, (kA) ² s	0.057	1.373

Esta forma de onda mostrada en la Figura 2.10 fue definida en IEEE Standardd 1410 (1997), donde $T_{10/90}$ es el intervalo de tiempo entre el 10% y el 90% de la corriente pico del rayo, análogamente $T_{30/90}$ es el intervalo entre el 30% y 90 % de la corriente pico. S_{10} , $S_{10/90}$ y $S_{30/90}$ son las pendientes de ascenso desde 0 al 10%, del 10 al 90% y del 30 al 90% respectivamente del valor pico de la corriente del rayo.

Existen formas de onda más sencillas y las cuales son usadas para estudiar las sobretensiones de origen atmosférico, se trata de la forma de doble rampa mostrada en la siguiente figura. (Martínez y Castro, (s.f.))

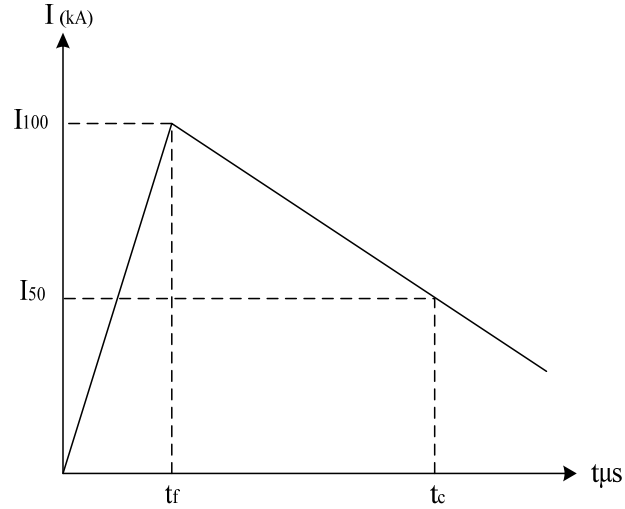


Figura 2.11 Forma de onda del rayo en doble rampa.

Fuente: Martínez, J. y Castro, F. (s. f.)

La expresión matemática de la función mostrada en la Figura 2.11 es la siguiente:

$$i(t) = \alpha_1 t u(t) - \alpha_2 (t - t_f) u(t - t_f) \quad (2.1)$$

$$\alpha_1 = \frac{I_{100}}{t_f} \quad (2.2)$$

$$\alpha_2 = \left(\frac{2t_c - t_f}{2t_f(t_c - t_f)} \right) \quad (2.3)$$

En las ecuaciones anteriores se tiene que:

$u(t), u(t - t_f)$ Es la función escalón unidad.

I_{100} Intensidad máxima de la corriente de descarga en kA.

t_f Tiempo de frente de la onda de corriente de una descarga en μs .

t_c Tiempo de cola de la onda de corriente de una descarga en μs .

2.3.5 Nivel Ceráunico

Anderson, J. (1982) (p. 546) y por Greenwood (1971) (p. 473) indican que éste parámetro se define como el de días por año en el que se escucha, por lo menos, un trueno, en un lugar de observación determinado.

En concordancia con la definición anterior se entiende que la observación y registro del fenómeno se realiza de forma manual, en la actualidad ya no es así, no obstante la definición aun es válida solo que el registro se realiza por instrumentos automatizados, en las últimas tres décadas se han desarrollado instrumentos muy sensibles con soporte de computadores y graficadores, estos instrumentos pueden detectar la cantidad de rayos a tierra de forma terrestre y por medio de satélites.

2.3.6 Densidad de rayos a tierra

IEEE Standard 1243 (1997) define densidad de rayos a tierra como “el número promedio de descargas a tierra por unidad de área y unidad de tiempo en una región particular”.

Supóngase que la unidad de área es en km^2 y la de tiempo un año, se puede decir entonces que la densidad de rayos a tierra es el número de descargas a tierra por km^2 y por año en una región determinada, siendo este un dato importante para el estudio y diseño de un sistema eléctrico, bien sea éste de transmisión o distribución de energía. El valor de la densidad de rayos a tierra se aproxima a partir del nivel cerámico de la zona en estudio. La ecuación propuesta por el Standard IEEE 1243 (1997) es la siguiente:

$$Ng = 0.04T^{1.25} \quad (2.4)$$

Existe otra expresión para el cálculo de la densidad de rayos a tierra es la propuesta por Anderson (1982) la cual establece que:

$$Ng = 0.012T \quad (2.5)$$

donde:

Ng	Densidad rayos a tierra en km^2 por año [descargas/ km^2 -año]
T	Nivel cerámico de la zona en estudio [días de tormenta al año]

2.3.7 Sombra eléctrica

Se considera una zona de influencia sobre la cual podría terminar la descarga en la línea y fuera esta zona, la descarga terminaría en el terreno. Esta zona esta

determinada por la altura del punto más alto sobre la línea, la cual corresponde a la altura efectiva de los cables de guarda y la separación horizontal entre estos cables, si existe más de uno. (Anderson, (1982))

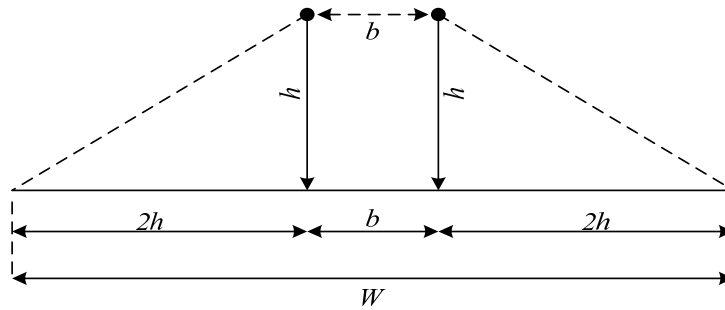


Figura 2.12 Sombra eléctrica de la línea.

Fuente: Anderson (1982)

Lo propuesto por Anderson, J. (1982) para determinar la sombra eléctrica de la línea apantallada por dos cables de guarda es lo siguiente:

$$W = b + 4h^{1.09} \quad (2.6)$$

donde.

W	Ancho de la sombra eléctrica.
b	Separación horizontal entre de los cables de guarda.
h	Altura efectiva de los cables de guarda sobre el terreno.

La altura efectiva del cable de guarda consiste en considerar la altura del mismo en la estructura y la altura a mitad del vano, a este parámetro también se le denomina flecha de la línea y esta dado por la siguiente ecuación

$$h = h_g - \frac{2}{3} \times (h_g - h_{gv}) \quad (2.7)$$

donde:

h	Altura efectiva de los cables de guarda sobre el terreno.
h_g	Altura de los cables de guarda en la torre.
h_{gv}	Altura de los cables de guarda a mitad del vano.

Esta expresión puede usarse para calcular la altura efectiva de cualquier conductor ya sea este de fase o conductor de guarda, lo importante es representar los datos correspondientes según sea el caso.

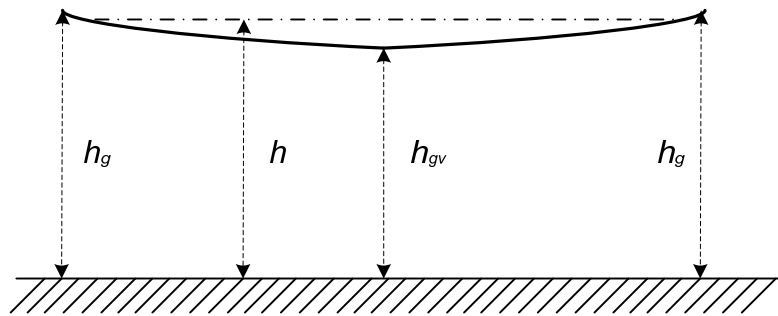


Figura 2.13 Representación de la altura efectiva
Fuente: Autor (2008)

2.3.8 Número de descargas directas a la línea

Este dato es muy importante debido a que considera la densidad de rayos a tierra y la sombra eléctrica de la línea para obtener así el número de descargas directas a la

línea por unidad de longitud y tiempo. En base a lo propuesto por Anderson, J. (1982) para determinar este valor se tiene que:

$$NL = \frac{Ng.W.L}{1000} \quad (2.8)$$

donde:

NL	Número de descargas directas a la línea
Ng	Densidad de rayos a tierra.
W	Sombra eléctrica de la línea
L	Longitud de la línea.

Si la unidad de longitud se considera como 100 km y la unidad de tiempo como un año se puede introducir los valores de Ng y W de las ecuaciones 2.5 y 2.6 respectivamente obteniendo así la siguiente expresión:

$$NL = 0.012T \times (b + 4h^{1.09}) \quad (2.8)$$

NL	Número de descargas directas a la línea
T	Nivel cerámico de la zona en estudio
b	Separación horizontal entre de los cables de guarda.
h	Altura efectiva de los cables de guarda sobre el terreno.

Siendo NL el número de descargas directas a la línea por 100 km por año.

2.3.9 Tipos de impacto que puede presentar una descarga atmosférica

Una forma de clasificar las descargas atmosféricas que afectan a las líneas aéreas de distribución y transmisión es según el sitio donde estas inciden:

2.3.9.1 Impactos a tierra

Esto ocurre cuando la descarga cae directamente a tierra o en algún objeto en las cercanías de la línea (ver Figura 2.14); Aunque la descarga no logre impactar directamente a uno de los conductores de la línea (conductor de fase o de guarda) aun causa sobretensiones en el sistema debido a la inducción.

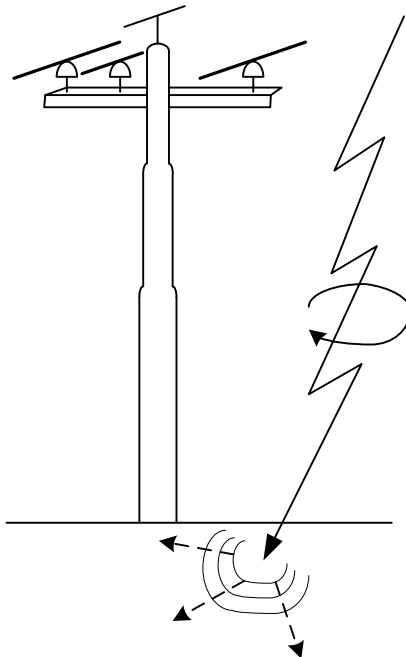


Figura 2.14 Impacto del rayo a tierra
Fuente: Autor (2008)

2.3.9.2 Impactos al conductor de guarda o a estructuras

En este caso el rayo impacta directamente al sistema bien sea al conductor de guarda o al poste.(ver Figura 2.15) El tipo de falla que ocurre debido a este impacto se le denomina descarga retroactiva o *backflashover* ya que la corriente de la descarga, en su camino hacia la tierra ocasiona una sobretensión entre la estructura y los aisladores. Esta sobretensión puede sobrepasar el Voltaje Crítico de Flameo, también denominado *Critical Flashover* (CFO) del aislador, ocasionando así la descarga retroactiva. (Blandón, (s.f.))

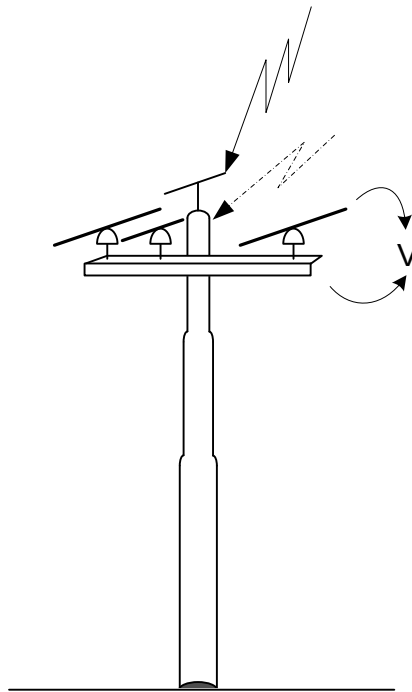
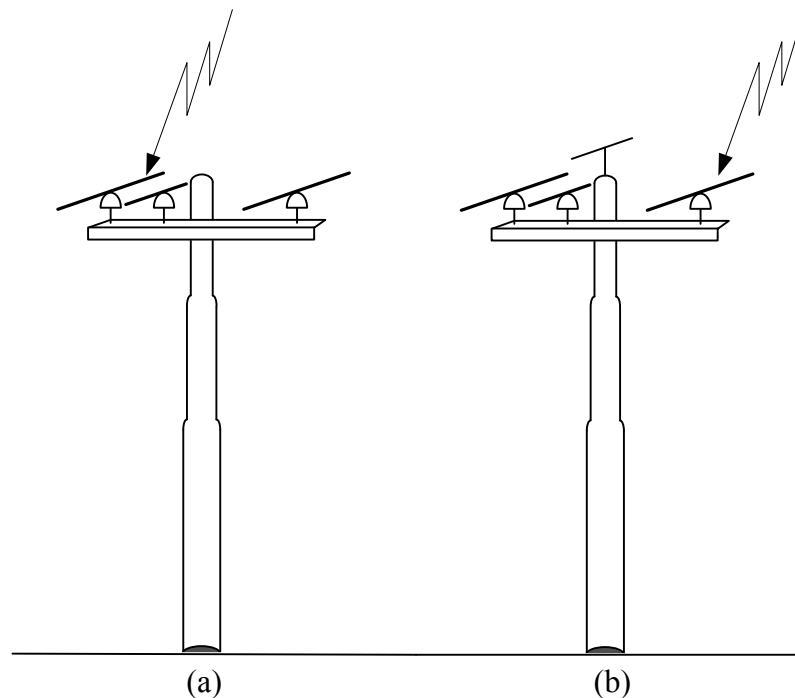


Figura 2.15 Impacto del rayo al conductor de guarda o al poste
Fuente: Autor (2008)

2.3.9.3 Impactos al conductor de fase

Existe un caso donde la descarga termina en uno de los conductores de fase, (ver Figura 2.16) bien sea por un apantallamiento deficiente por parte del conductor de guarda o por la inexistencia de este, cuando la línea en cuestión tiene conductor de guarda la falla ocasionada por un impacto al conductor de fase se denomina falla de apantallamiento. (Blandón, (s.f.))



**Figura 2.16 Impacto a un conductor de fase (a) Línea sin conductor de guarda
(b) Línea con conductor de guarda.**

Fuente: Autor (2008)

2.3.10 Falla de apantallamiento

Las fallas de apantallamiento ocurren cuando un rayo desprecia el cable de guarda o la estructura y termina directamente en el conductor de fase, originando que voltajes altos se desarrollen rápidamente en el punto de contacto, y viajen en ambas direcciones, lo que eventualmente alcanzará uno o más aisladores y causará flameos, este tipo de falla se puede evitar con la adecuada ubicación de los conductores de guarda.

2.3.11 Fallas por descargas retroactivas (*Backflashover*)

Cuando la descarga incide sobre el conductor de guarda o sobre el poste la corriente del rayo se propaga por todos los caminos posibles, dividiéndose en una parte que viaja a tierra a través del poste y otra que a su vez se divide en dos partes iguales que se propagan en ambos sentidos a través del cable de guarda, ver Figura 2.17. (Blandón, (s.f.))

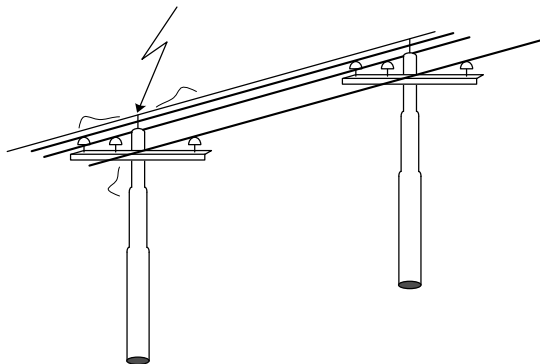


Figura 2.17 Impacto en el conductor de guarda y propagación de las ondas de corriente

Fuente: Autor (2008)

La onda que viaja desde el tope de la estructura presenta un cambio de impedancia al llegar tierra, pues ésta cambia respecto a la impedancia del poste, esto produce una onda que se refleja hacia la parte superior de la estructura donde encuentra de nuevo una alteración en el medio de propagación y se produce una segunda onda reflejada hacia la tierra. Este efecto de ondas viajeras teóricamente se repite infinitas veces, aunque en la práctica se suele considerar entre cuatro y seis reflexiones para calcular la tensión en algún punto de la estructura. El mismo efecto sucede con las ondas que viajan por el conductor de guarda hacia estructuras adyacentes. (Blandón, (s.f.))

Esta propagación de ondas tanto en los cables de guarda como en el poste produce sobretensiones en la cruceta y en los conductores de fase sometiendo al elemento aislador a una diferencia de potencial que puede llegar a exceder su Voltaje Crítico de Flashover (CFO) y ocasionar un arco entre la cruceta y el conductor de fase a esto se le denomina la descarga retroactiva o *backflashover*.

2.3.12 Puesta a tierra en líneas aéreas de distribución

García (1990) menciona que una instalación de puesta a tierra “es el conjunto formado por electrodos y líneas de tierra en una instalación eléctrica”. (p.11).

Entonces se puede decir que un Sistema de Puesta a Tierra (SPT) consiste en todas las conexiones de tierra interconectadas a un sistema de potencia específico, en el caso de las líneas aéreas de distribución, el SPT está compuesto por uno o varios

electrodos enterrados verticalmente, conectados directamente al poste. La principal función de un SPT en las líneas de distribución es la de forzar la derivación, al terreno, de las intensidades de corriente de cualquier naturaleza que se puedan originar ya sea por fallas bajo frecuencia de operación o las debidas a descargas atmosféricas. (García, (1990))

2.3.13 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 circundante. (García, (1990))

2.3.14 Factores que influyen en la resistencia de puesta a tierra

La resistencia de puesta a tierra que presenta un electrodo o arreglos de electrodos esta 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 conductivo y de baja resistencia como lo es el 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. (Agulleiro y Martínez, (s. f.))

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

2.3.15 Resistividad del terreno

Es una propiedad eléctrica de un terreno determinado, sus unidades son Ohms por unidad de longitud. Supóngase que la unidad de longitud son metros entonces la resistividad del terreno ρ en $\Omega.m$. (García, (1990))

García (1990) menciona que la resistividad en $\Omega.m$ “equivale a la resistencia de un cubo de terreno, de un metro de arista”. (p.16), como se muestra en la Figura 2.18

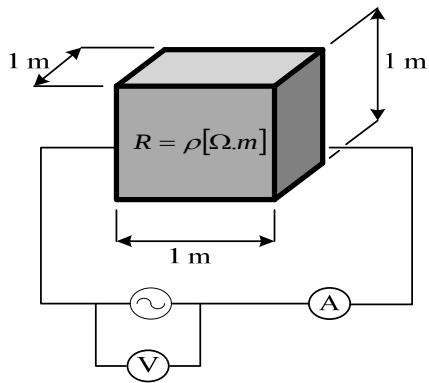


Figura 2.18 Resistencia de un cubo de terreno
Fuente: García (1990)

Para encontrar la resistencia de un cubo de terreno, se hace uso de la siguiente ecuación:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (2.9)$$

donde:

R	Resistencia [Ω]
ρ	Resistividad [$\Omega.m$]
L	Longitud [m]
S	Sección transversal [m^2]

de la ecuación 2.9 se obtiene:

$$\rho = \frac{R \cdot S}{L} \quad (2.10)$$

Para el caso de la Figura 2.18

$$\rho = R \left[\frac{\Omega m^2}{m} \right]$$

$$\rho = R[\Omega.m] \quad (2.11)$$

2.3.16 Factores que influyen en la resistividad del terreno

La resistividad del terreno es muy variable de un lugar a otro, siendo los siguientes factores los que la modifican:

- *Composición del terreno:* La resistividad de un terreno varía considerablemente de acuerdo a su naturaleza. En un terreno dado puede encontrarse cualquier tipo de combinación de estratos, que pueden no ser solamente en sentido vertical, también pueden existir diferencias en sentido horizontal, debido a rellenos, cortes del terreno etc.
- *Humedad:* El valor de la resistividad se ve afectado inversamente del porcentaje de humedad que presenta el terreno, es decirse un suelo determinado tiene altos porcentajes de humedad este tendrá baja resistividad (ver Figura 2.19).

- *Temperatura:* Este parámetro modifica directamente el contenido de humedad del terreno es por ello que altera la resistividad del mismo, por ejemplo a temperaturas por debajo de cero 0 °C se produce el congelamiento del agua presente en el terreno disminuyendo bruscamente su contenido de humedad del y consecuentemente aumentando la resistividad del mismo (ver Figura 2.20).
- *Compactación:* La resistividad del terreno disminuye al aumentar el grado de compactación del mismo es por ello los electrodos por lo general son colocados en suelos bastante compactos.
- *Las salinidad:* Debido a que los principales componentes del terreno son aislantes, la conducción de corrientes a través de éste se realiza fundamentalmente por medio de los electrolitos formados por las sales y el agua que normalmente existen en el terreno, es por ello que cuanto mayor sea el contenido en sales en el terreno, menor será la resistividad del terreno y mayor su conductividad

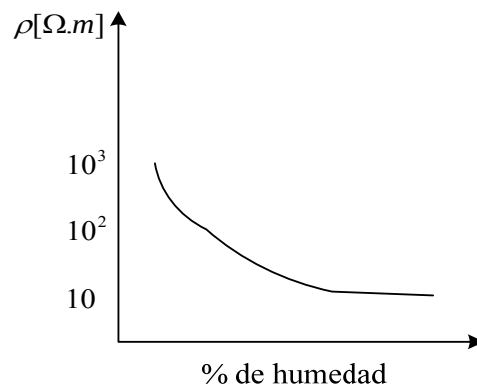


Figura 2.19 Influencia de la humedad sobre la resistividad del terreno
Fuente: García (1990)

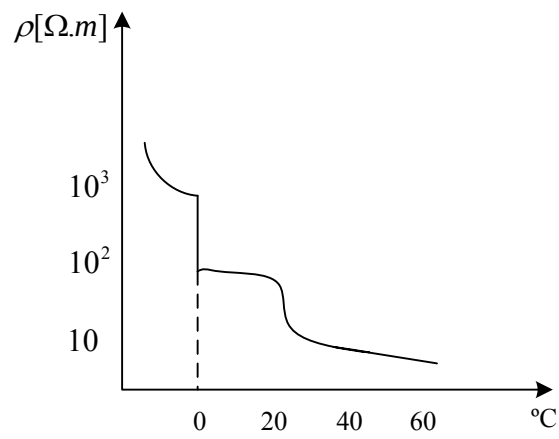


Figura 2.20 Influencia de la temperatura en la resistividad del terreno
Fuente: García (1990)

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo de investigación

La presente investigación es concebida bajo la modalidad de un proyecto factible basado en una investigación documental y de campo, como se menciona en el Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador UPEL (2006) se define como:

El Proyecto Factible consiste en la investigación, elaboración, y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos. Los proyectos factibles deben tener apoyo en una investigación documental, de campo o un diseño que incluya ambas modalidades (p 21).

En relación con la definición anterior, este trabajo es un proyecto factible debido a que luego de haber realizado un estudio de las sobretensiones causadas por descargas atmosféricas directas a las líneas aéreas de distribución de 13.8 kV de los distritos San Tomé y Múcura de PDVSA y haber determinado la tasa salida forzada de diseño para estas líneas, se desarrollaron propuestas para contribuir a la solución de la problemática planteada.

Este trabajo también se enmarca dentro de una investigación de campo, que según a la definición dada en el Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador UPEL (2006) se dice que una investigación de campo:

Consiste en el análisis sistemático de problemas en la realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos, o predecir su ocurrencia, haciendo uso de métodos característicos de cualquiera de los paradigmas o enfoques de investigación conocidos o en desarrollo. Los datos de interés son recogidos de forma directa de la realidad; en este sentido se trata de investigaciones a partir de datos originales o primarios. (p 18).

Este es una investigación de campo, debido a que los datos necesarios fueron recogidos directamente de la realidad además de que fue necesario visitar las líneas bajo estudio para observar la configuración de las mismas y realizar mediciones de resistencia de puesta a tierra y resistividad del terreno.

Debido a que este trabajo se apoya en un diseño que incluye la investigación de campo y documental a continuación se define la investigación documental, según lo mencionado en el Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador UPEL (2006)

Es el estudio de problemas con el propósito de ampliar y profundizar el conocimiento de su naturaleza, con apoyo, principalmente, en trabajos previos, información y datos divulgados por medios impresos, audiovisuales o electrónicos. La originalidad del estudio se refleja en el enfoque, criterios,

conceptualizaciones, reflexiones, conclusiones, recomendaciones y, en general el pensamiento del autor.

La definición anterior es aplicable a esta investigación debido a que para el desarrollo de la misma fue fundamental la revisión de trabajos previos con la intención de obtener información pertinente al trabajo, como por ejemplo la búsqueda de los modelos disponibles para representar la línea aérea de distribución en los programas ATPDraw y PSCAD y la obtención del nivel ceraúnico de la zona donde se encuentran las líneas

3.2 Diseño de la investigación

El presente trabajo ha sido desarrollado bajo el concepto de una investigación descriptiva y explicativa, en relación a esto Méndez, C. (2002) sostiene que las investigaciones nivel descriptivo “identifican características del universo de investigación, señalan formas e conducta, establecen comportamientos concretos y descubren y comprueban asociaciones entre variables” (p.67).

Debido a que en esta investigación lo que se persigue es describir los efectos de las descargas atmosféricas directas sobre las líneas aéreas de distribución. Se puede decir, que se enmarca en una investigación descriptiva puesto que se estará dando a conocer la tasa de salida forzada y al mismo tiempo se explican los efectos más resaltantes de las descargas atmosféricas directas a la línea de distribución en estudio.

3.3 Población o universo de estudio

Cuando se habla de población se hace referencia a un todo, es decir, a un universo, el cual está formado por un número determinado de unidades, que poseen una característica común que se estudia al momento de realizar una investigación. En este sentido, Tamayo y Tamayo (1999) definen población como “la totalidad del fenómeno a estudiar, donde las unidades de la población poseen características comunes” (p. 92). Se puede también decir, que es un conjunto completo de individuos, objetos o medidas que poseen una característica en común, la cual es observable y medible.

Aplicando la definición anterior y para efectos de esta investigación, la población del estudio de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas directas, son todas líneas aéreas distribución de 13.8 kV pertenecientes a los distritos Múcura y San Tomé de PDVSA, las cuales están conformadas por 59 circuitos con una longitud total de 1765,1 km de línea y presentan únicamente dos configuraciones, líneas simple terna en disposición horizontal y líneas doble terna en disposición vertical.

3.4 La muestra

Cuando se habla de la muestra se señala un conjunto de renglones representativos de un universo, los cuales se van a analizar con la finalidad de estudiar la conducta o comportamiento de la población. En este orden de ideas, Arias (2000) define la

muestra como “una parte de la población, es decir, es un subconjunto de elementos obtenidos, con el fin de investigar algunas o alguna de las propiedades de la población de la cual proceda” (p. 321)

Sin embargo en esta investigación debido a que el estudio por sobretensiones originadas por descargas atmosféricas directas a las líneas de distribución depende de la configuración y características de las líneas de interés, fue necesario aplicar el muestreo censal, el cual reposa en que la muestra está conformada por la misma población. Al respecto, López (1999) indica que “es aquella porción que representa a toda la población, es decir, que la muestra es toda la población a investigar”. (p. 123).

Entonces la muestra para la realización del estudio de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas directas son todas líneas aéreas de distribución de 13.8 kV pertenecientes a los distritos Múcura y San Tomé de PDVSA, dividida en dos partes, líneas simple terna en disposición horizontal y líneas doble terna en disposición vertical.

3.5 Técnica de recolección de datos

Considerando el tipo de estudio y el área que abarcó esta investigación se emplearon técnicas para obtener los datos requeridos, las técnicas aplicadas fueron:

- *Revisión Bibliográfica:* Fue indispensable la revisión del material bibliográfico disponible, entre ellos: libros, trabajos previos, publicaciones técnicas, que estuvieron relacionados con la investigación.
- *Visitas y observación de la zona en estudio:* Fue necesario realizar visitas a las zonas donde se encuentran las líneas para poder constatar la configuración de las mismas y al mismo tiempo realizar una evaluación física para determinar las zonas en las cuales se realizaron las mediciones de resistencia de puesta a tierra y resistividad del terreno.
- *Consultas Técnicas:* Esta fue una parte fundamental para la investigación debido a que se consulto a profesionales vinculados o no con la empresa acerca de las dudas que se tenían en el desarrollo de la investigación, así como también para recolectar la información necesaria para obtener las características de las líneas en estudio, la cual se encontró reflejada en planos proporcionados por la empresa.
- *Análisis paramétrico:* Se realizó un análisis paramétrico de los valores obtenidos de las mediciones de resistencia de puesta a tierra y resistividad del terreno, esto con la intención de realizar una selección a fin de evaluar entre los valores máximos, medios y mínimos; para ser usados en las simulaciones.

3.6 Instrumento de recolección de datos

El instrumento de recolección de datos para obtener la configuración de las líneas aéreas de distribución a nivel de 13.8 kV fue una tabla sobre la cual se vació la data correspondiente a la geometría de la línea, considerando la altura poste y la ubicación de los elementos aisladores del sistema. La intención es reunir toda la información requerida por las herramientas computacionales usadas para estimar la tasa de salida de las líneas, la información principalmente consiste en ubicación de los conductores (de fase y guarda) calibre de los conductores, entre otros.

3.7 Procedimiento de la investigación

A continuación se describe en forma esquemática en la Figura 3.1 el procedimiento seguido para la realización del estudio de sobretensiones por descargas atmosféricas directas.

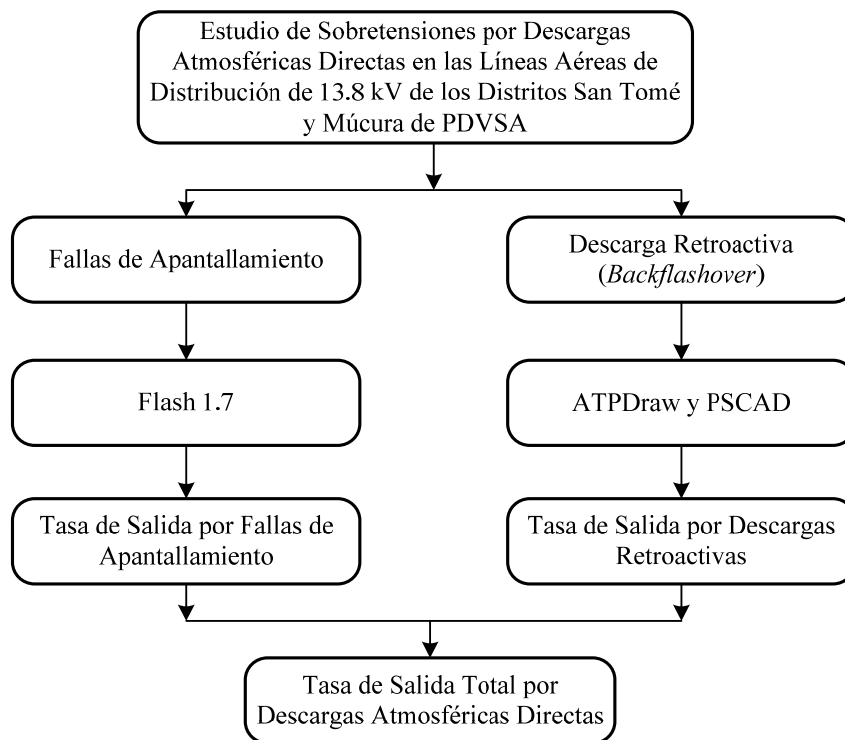


Figura 3.1 Procedimiento para el estudio de sobretensiones por descargas atmosféricas directas.

Fuente: Autor (2008)

Como se observa en la Figura 3.1 el estudio de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas directas a las líneas aéreas de distribución está influenciado por dos tasas de salidas de las líneas, una de ellas las debidas a fallas de apantallamiento y la otra a las descargas retroactivas o *backflashover*.

Para estimar la tasa de salida por falla de apantallamiento se uso el programa del IEEE FLASH 1.7 y la tasa de salida por descargas retroactivas o *backflashover* se obtendrá mediante el uso de los programas ATPDraw y PSCAD.

3.7.1 Probabilidad de que la corriente del rayo exceda un valor determinado

A partir de los estudios realizados por Anderson (1982) se determinó que la probabilidad de que la corriente pico de un rayo exceda un valor determinado (I), se expresa mediante la ecuación 3.1.

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \quad (3.1)$$

donde:

I Es el valor pico de la corriente del rayo al que se determina la probabilidad.

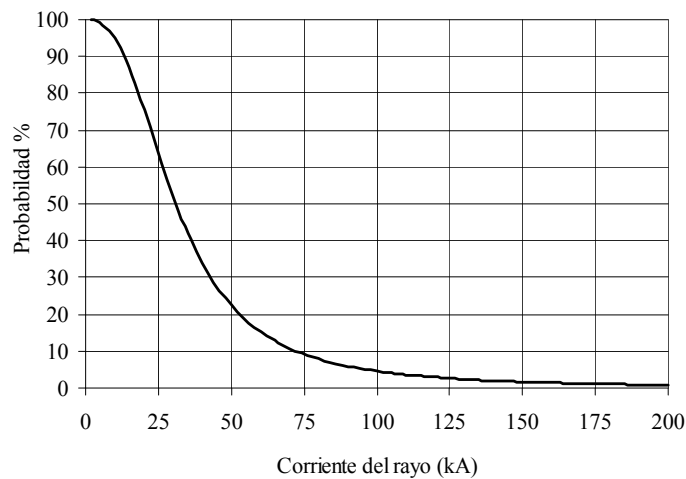


Figura 3.2 Probabilidad de que la corriente pico de un rayo exceda un valor determinado.

Fuente: Autor (2008)

En la Figura 3.2 se observa como para cada valor de corriente de un rayo existe una probabilidad de que en la naturaleza se produzca un rayo de igual magnitud o superior a este, es fácil inferir que mientras más pequeño es el valor de corriente del rayo la probabilidad de ocurrencia de éste es mayor, obsérvese que para un valor pico de 10 kA se obtiene una probabilidad superior al 90%, mientras que para un rayo de 180 kA la probabilidad está alrededor del 1%.

3.7.2 Tasa de salida por falla de apantallamiento

Para obtener la tasa de salida por falla de apantallamiento se uso el programa del IEEE FLASH versión 1.7 a continuación se hace una pequeña reseña acerca del programa.

El programa FLASH V 1.7 no requiere instalación pues éste es del tipo ejecutable y es desarrollado en el ambiente MS-DOS, en el los datos necesarios se van introduciendo de forma secuencial.

Este programa fue desarrollado por un grupo de trabajo del IEEE para implementar y probar sus métodos para determinar la tasa de salida en líneas aéreas de transporte, éste se basa en los 27 pasos necesarios para obtener la tasa de salida por falla de apantallamiento propuestos por J.G Anderson. En las Figuras 3.3 y 3.4 se muestra la pantalla de inicio y menú principal del programa.

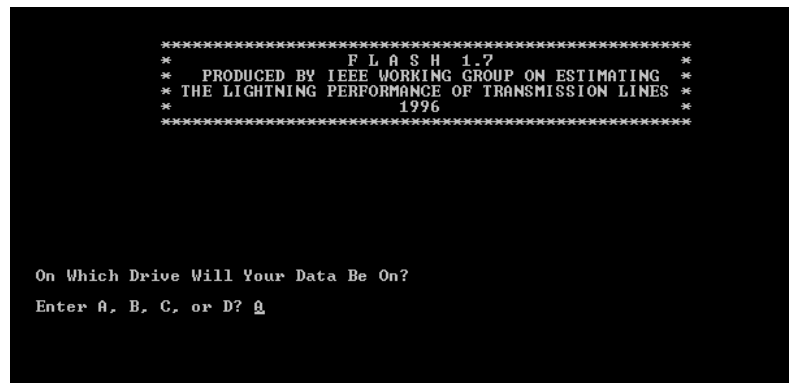


Figura 3.3 Pantalla de inicio al programa FLASH V 1.7
Fuente: Autor (2008)

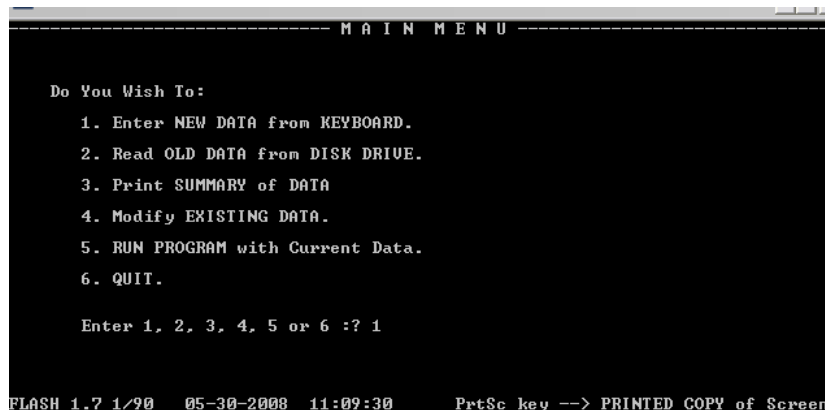


Figura 3.4 Menú principal del programa FLASH V 1.7
Fuente: Autor (2008)

3.7.3 Cálculo de la tasa de salida por falla de apantallamiento

Para realizar estos cálculos se siguió la metodología propuesta por Anderson (1982) y es necesario tener presente algunas de las definiciones realizadas en el capítulo anterior como lo son: la densidad de rayos a tierra N_g , determinada por la ecuación 2.5, la altura efectiva de un conductor y el número de descargas directas a la

línea NL , calculada mediante la ecuación 2.8. También debe seleccionarse a partir de la geometría de la línea el conductor de fase más expuesto a la incidencia de un rayo.

3.7.3.1 Mínima corriente que produce un arco por falla de apantallamiento.

Para determinar este valor de corriente es necesario conocer el voltaje crítico de flameo, también denominado *critical flashover* (CFO) del aislador instalado en el sistema y la impedancia de onda del conductor de la fase más expuesta.

Para determinar el CFO del aislador se usan las siguientes ecuaciones

$$V_{CFO(t)} = 0.4L + \frac{0.71L}{t^{0.75}} \quad (3.2)$$

donde:

L Longitud del aislador o cadena de aisladores

t Tiempo de ruptura en μs

Lo propuesto por Anderson (1982) especifica el cálculo del V_{CFO} para dos tiempos $2\mu s$ y $6\mu s$ y usando este último para obtener la corriente mínima.

Impedancia de impulso para un conductor

$$Z = 60Ln\left(\frac{2h_f}{r}\right) \quad (3.3)$$

donde:

h_f Es la altura efectiva del conductor de la fase más expuesta

r Radio del conductor

Entonces la corriente mínima se obtiene de la siguiente ecuación.

$$I_{\min} = \frac{2V_{CFO(6\mu s)}}{Z} \quad (3.4)$$

3.7.3.2 Modelo electrogeométrico

Este modelo se fundamenta en la teoría electrogeométrica propuesta por Anderson (1982), la cual tiene como objetivo determinar el punto de impacto de una descarga teniendo en cuenta su intensidad máxima de corriente y la localización del canal de esta descarga, que se supone tiene una trayectoria vertical, postula la existencia de una distancia de atracción (S) al conductor de fase y al conductor de guarda, la cual tiene el mismo valor para ambos casos, como se muestra en la Figura 3.5.

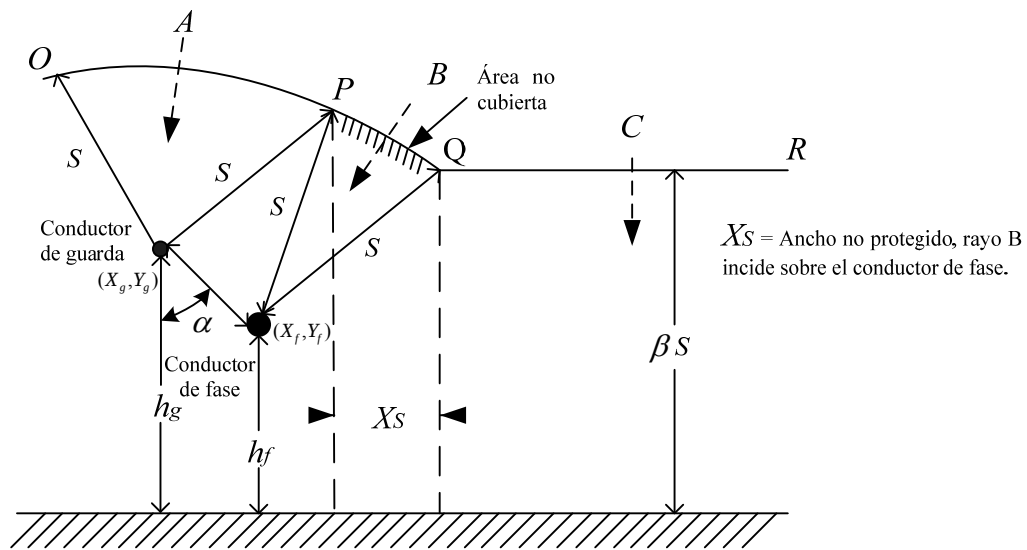


Figura 3.5 Representación del área no cubierta usando el Modelo Electrogeométrico

Fuente: Anderson (1982)

En la Figura 3.5 se tiene que:

S	Distancia de atracción al rayo
I	Corriente del rayo
h_g	Altura efectiva del conductor de guarda
h_f	Altura efectiva del conductor de fase
β	Coefficiente de atracción del suelo
α	Ángulo de apantallamiento
X_s	Zona no cubierta por el apantallamiento
X_g y X_f	Coordenadas horizontales del conductor de guarda y fase respectivamente
Y_g y Y_f	Coordenadas verticales del conductor de guarda y fase respectivamente

La ecuación propuesta por Anderson (1982) para la distancia de impacto es:

$$S = 10I^{0.65} \quad (3.5)$$

donde:

S Distancia de atracción al rayo [m]
 I Corriente del rayo [kA]

Haciendo uso de la ecuación 3.4 se puede determinar la distancia de impacto asociada a la mínima corriente de rayo que produce una falla de apantallamiento.

$$S_{\min} = 10I_{\min}^{0.65} \quad (3.6)$$

Como se observa en la Figura 3.5, la distancia de impacto del rayo a tierra se obtiene al multiplicar S por un factor β cuyo valor depende del nivel de tensión al cual opera el sistema y este define el nivel de atracción del suelo. Los valores para este factor se encuentran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Valores de β de acuerdo al nivel de tensión de la línea
Fuente Anderson (1982)

Líneas de alta tensión (H.V)	$\beta = 1$
Líneas de extra alta tensión (E.H.V)	$\beta = 0.8$
Líneas de ultra alta tensión (U.H.V)	$\beta = 0.64$

3.7.3.3 Espacio no cubierto por el apantallamiento X_s

La zona no cubierta por el apantallamiento se puede determinar a partir de la geometría de la Figura 3.5

$$X_s = S[\cos(\theta) + \sin(\alpha - w)] \quad (3.7)$$

donde:

$$\theta = \left(\frac{\beta S - h_f}{S} \right) \quad (3.8)$$

$$F = \sqrt{(X_f - X_g)^2 + (h_f - h_g)^2} \quad (3.9)$$

$$w = \arccos\left(\frac{F}{2S}\right) \quad (3.10)$$

$$\alpha = \arctg\left(\frac{X_f - X_g}{h_g - h_f}\right) \quad (3.11)$$

Si $\beta S < h_f$ entonces se hace $\cos(\theta) = 1$ resultando el área desprotegida

$$X_s = S[1 + \sin(\alpha_s - w)] \quad (3.12)$$

3.7.3.4 Apantallamiento efectivo

Un apantallamiento efectivo consiste en disminuir a cero el valor del área desprotegida X_s , manteniendo el conductor de fase fijo y desplazando horizontalmente el conductor de guarda hasta cumplir esta condición.

Nótese que al comparar la Figura 3.5 con la Figura 3.6 se elimina una zona la cual corresponde a donde la descarga terminaba en el conductor de fase, ahora la descarga solo podrá terminar en el conductor de guarda o en tierra debido a que la zona desprotegida es nula.

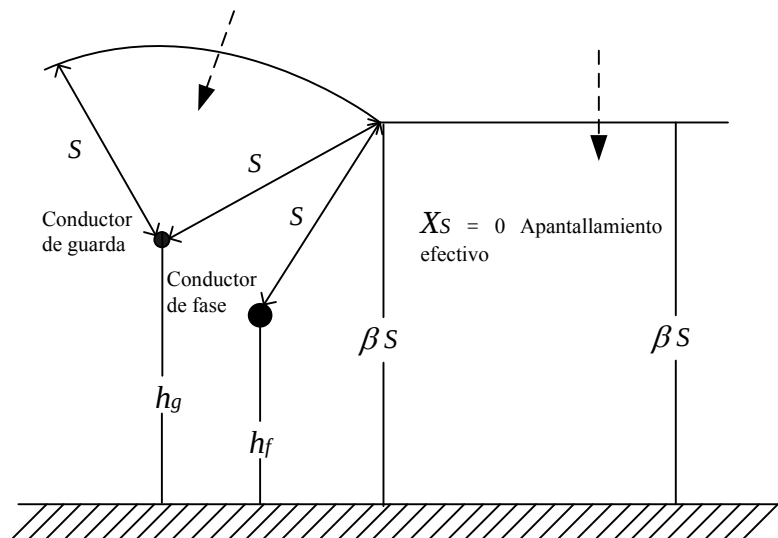


Figura 3.6 Representación del apantallamiento efectivo usando el Modelo Electrogeométrico

Fuente: Anderson (1982)

La coordenada del horizontal del conductor de guarda se determina mediante la siguiente ecuación:

$$X_G = \sqrt{S^2 - (\beta S - h_g)^2} - \sqrt{S^2 - (\beta S - h_f)^2} \quad (3.13)$$

3.7.3.5 Ángulo de apantallamiento efectivo

Este ángulo se calcula a partir de la coordenada del conductor de guarda que proporciona un apantallamiento efectivo, el cálculo de este parámetro es importante ya que es un indicador de que tan numerosas serán las salidas forzadas por falla de apantallamiento, puesto que si este ángulo es mayor que el determinado por la geometría actual de la línea se esperan un número considerable de salidas, de lo contrario las salidas serán mínimas debido a que la línea se encontraría efectivamente apantallada.

$$\alpha_E = \arctg\left(\frac{X_G}{h_f - h_g}\right) \quad (3.14)$$

3.7.3.6 Máxima distancia de impacto

Como se observa en 3.5 la distancia de impacto es proporcional al valor de corriente del rayo es decir que si ésta incrementa, la distancia S también lo hará, por lo tanto existe una distancia de impacto máxima para la cual se consigue hacer cero la

zona no cubierta por el apantallamiento, lo que geométricamente equivale a reducir a cero la distancia PQ . Es decir que existe un valor de corriente del rayo I_{max} asociado a esta distancia S_{max} y solo los rayos cuyas corrientes sean superiores a I_{min} e inferiores a I_{max} pueden provocar fallas de apantallamiento, la expresión para determinar S_{max} es la siguiente.

$$S_{\max} = Y_o \left(\frac{-B_s - \sqrt{B_s^2 + A_s C_s}}{A_s} \right) \quad (3.15)$$

donde:

$$Y_o = \frac{h_g + h_f}{2} \quad (3.16)$$

$$m = \frac{X_f - X_g}{h_g - h_f} \quad (3.17)$$

$$A_s = m^2 - \beta m^2 - \beta^2 \quad (3.18)$$

$$B_s = \beta(m^2 + 1) \quad (3.19)$$

$$C_s = (m^2 + 1) \quad (3.20)$$

El valor de corriente correspondiente a la S_{max} se obtiene a partir de:

$$I_{max} = 0.029 S_{max}^{1.54} \quad (3.21)$$

3.7.3.7 Número de fallas de apantallamiento

El número de fallas de apantallamiento que provocan la salida forzada de la línea se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$N_{FA} = Ng \cdot X_s \cdot (P_{min} - P_{max}) \quad (3.22)$$

Donde P_{min} y P_{max} son la probabilidad de ocurrencia de una descarga cuyo valor sea la corriente mínima y máxima respectivamente, para la cual se produce la falla de apantallamiento, esta es calculada usando 3.1 la ecuación y N_{FA} es el número de fallas de apantallamiento por 100km por año.

El número total de fallas de apantallamiento corresponde a la suma de las fallas correspondientes a cada conductor, en este caso los conductores más expuestos son los que se encuentran ubicados a los extremos y debido a la simetría que existe entre ellos estos poseen igual número de fallas de apantallamiento, por lo cual el número total de fallas de apantallamiento corresponde a multiplicar por dos el resultado obtenido por la ecuación 3.22.

3.7.4 Tasa de salida por descargas retroactivas (*Backflashover*)

La la tasa de salida por descargas retroactivas se obtuvo a través de simulaciones realizadas en los programas ATPDraw y PSCAD, luego de haber modelado las líneas aéreas de distribución en ambos programas se simuló la descarga del rayo en el conductor de guarda con la intención de determinar cual es el mínimo valor pico de la corriente de un rayo que ocasiona la descarga retroactiva.

Con el mínimo valor de la corriente del rayo que causa el *backflashover* se procede a evaluar la probabilidad de que en la naturaleza se produzca un rayo de igual magnitud o superior a este mediante la ecuacion 3.1, esto debido a que es importante considerar que el fenómeno de la descarga atmosférica es aleatorio y su estudio se basa en aproximaciones probabilísticas.

El siguiente paso es realacionar este valor de probabilidad con el nivel cerámico de la zona en estudio y con la geometria de la línea, esto se logra considerando el promedio de las descargas atmosféricas por unidad de area en la zona donde se encuentran las líneas, *densidad de rayos a tierra Ng*, y al mismo tiempo con el área de tierra cubierta por la línea *sombra eléctrica W*, que depende de la altura y separación de los conductores de guarda en la línea, estos dos parámetros dan lugar al cálculo del número de descargas directas a la línea por unidad de longitud y tiempo *NL*, que determinado como se indica en la ecuación 2.8 se representa el número de descargas directas a la linea por 100 km por año.

La relación anterior se obtiene de multiplicar el número de descargas directas a la línea por 100 km por año y la probabilidad de ocurrencia del rayo que ocasiona la descarga retroactiva, siendo esto la tasa de salida de la línea por cada 100 km en un año, N_{FDR}

$$N_{FDR} = P(I)NL \quad (3.23)$$

donde:

N_{FDR}	Es el número de salidas de la línea por cada 100 km en un año.
NL	Es el número de descargas directas a la línea por 100 km por año
$P(I)$	Probabilidad de que la corriente pico de un rayo exceda el valor I

CAPÍTULO IV

SITUACIÓN ACTUAL

Las líneas aéreas de distribución de 13.8 kV de los Distritos San Tomé y Mucura de PDVSA son alimentadas por medio de 24 subestaciones pertenecientes a la empresa, estas subestaciones a su vez reciben la energía a través un sistema eléctrico de Transmisión y Subtransmisión, el cual está conformado por 15 km de líneas 34.5 kV, 446 km de líneas a 69 kV y 307 km de líneas a 115 kV. Teniendo un total de 768.5 km de líneas que alimentan a las subestaciones.

El sistema de Transmisión y Subtransmisión de San Tomé y Mucura posee puntos de interconexión con los sistemas externos de EDELCA y Anaco estos puntos son

- EDELCA: Subestaciones Bare y Dobokubi, a través de dos líneas en doble terna desde la subestación La Canoa, es decir, a través de las líneas La Canoa 115 kV – Bare 115 kV y La Canoa 115 kV – Dobokubi 115 kV.
- SISTEMA ANACO: Subestación Mapiri, a través de la línea Mapiri - Criogénico San Joaquín. La condición normal de operación de esta línea es interconexión abierta.

La tabla 4.1 muestra las subestaciones pertenecientes al Distrito San Tomé y Mucura incluyendo los niveles de tensión manejados, la capacidad de transformación existente y la descripción de la carga principal que alimentan.

Tabla 4.1 Subestaciones de los Distritos San Tomé y Mucura

Fuente: PDVSA (2008)

Subestación	Nivel de Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Descripción de la carga
Arecuna	115/13,8	12/16/20	Producción
Bare	115/69 – 115/13.8	15/20/25 – 22/29/36	Producción
Bare-10	115/13.8	50/55/60	Producción
Bare-10 Norte	115/13.8	50/55/60	Producción
Budare	34.5/13.8	5	Producción
Cachama	69/4,36	12/16/20	Bomb./Almacén.
C.O.B.	13.8/4.16	5	Bomb./Almacén.
Dobokubi	115/69 – 115/13.8	15/20/25 – 12/16/20	Producción
Guara Este	69/13,8	5	Producción
Guara Oeste	115/69 – 115/13.8	15/20/25 – 12/16/20	Producción
Lejos	69/13,8	5	Producción
Melones	69/13,8	5	Producción
Melones Oeste	115/13.8	50/55/60	Producción
Merey 20	13.8/4.16	5	Bomb./Almacén.
Miga	69/13,8	10	Producción
Nipa	69/13,8	2,5	Producción

Subestación	Nivel de Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Descripción de la carga
Oveja	69/13,8	5	Producción
Ostra	69/13,8	5	Producción
PTO	69/13,8	2.5	Bomb./Almacén.
PTO (Bitor)	69/13,8	5	Bomb./Almacén.
Sisor	69/13,8	5	Combustible/Almacén.
San Tomé I	69/2,4	5	Residencial, Oficina
San Tomé II	69/2,4	2,5	Residencial, Oficina
San Tomé III	69/13,8	10	Residencial, hospital.
Total de subestaciones = 24			

En las Tablas 4.2, 4.3 y 4.4 se muestran las líneas de transmisión y subtransmisión de los distritos San Tome y Mucura especificando la longitud de la línea.

Tabla 4.2 Longitud de líneas de transmisión a 115 kV de los Distritos San Tomé y Mucura

Fuente: PDVSA (2008)

Líneas	Longitud [km]
Arecuna – Bare (1)	26.5
Arecuna – Bare (2)	26.5
Bare – La Canoa (1)	34.5
Bare – La Canoa (2)	34.5
Bare – Bare 10 (1)	8.6
Bare – Bare 10 (2)	8.6
Dobokubi – La Canoa (1)	18.4
Dobokubi – La Canoa (2)	18.4
Dobokubi – Melones Oeste	28.5
Dobokubi – G. Oeste (2)	61.0
G. Oeste –Melones Oeste	41.5
Total	307.0

Tabla 4.3 Longitud de líneas de transmisión a 69 kV de los Distritos San Tomé y Mucura

Fuente: PDVSA (2008)

Líneas	Longitud [km]
Bare – Miga (1)	19.0
Bare – Miga (2)	13.0
Cachama – Sisor	5.5
Cachama – PTO	0.5
Cachama – Mapiri	25.0
Cachama – PTO (Bitor) (1)	1.0
Cachama – PTO (Bitor) (2)	1.0
Cachama – San Tome 3	32
Dobokubi – Melones (1)	15
Dobokubi – Melones (2)	15
Guara Este – Guara Oeste	20
Guara Este – Lejos	40.0
Guara Este – Melones	27.5
Guara Este – Planta 3	35
Guara Oeste – Nipa	14.0
Guara Oeste – Ostra	18.0
Guara Oeste – Sisor	5.0
Guara Oeste – Oscurote	33
Ostra – Miga	16.0
Oveja – Miga	13.0
Oveja – PTO	23
Melones – Lejos	25.0
Lejos – Eros (1)	25.0
Lejos – Eros (2)	25.0
Total	461.5

Tabla 4.4 Longitud de líneas de subtransmisión a 34.5 kV de los Distritos San Tomé y Mucura

Fuente: PDVSA (2008)

Línea	Longitud [km]
Pariaguan – Budare	15
Total	15

4.1 Situación actual del sistema eléctrico de distribución de los distritos San Tome y Mucura

El sistema de distribución que suministra energía a las instalaciones de PDVSA en los Distritos San Tomé y Mucura, posee varios niveles de tensión (13.8 kV, 4.16 kV, y 2.4 kV.) y se alimenta desde la red de transmisión y subtransmisión. Este se encuentra conformado por 2650 km de líneas.

En el caso de las líneas aéreas que operan a 13.8 kV presentan dos únicas configuraciones las cuales son líneas simple terna con disposición de los conductores de forma horizontal y líneas doble terna con disposición de los conductores de forma vertical.

En la Tabla 4.5 se muestra la cantidad de líneas de distribución aéreas que operan a 13.8 kV en los Distritos San Tomé y Mucura de PDVSA, especificando el nombre del circuito, la subestación que provee energía a este y su longitud.

Tabla 4.5 Longitud de las líneas de distribución Distritos San Tomé y Mucura
Fuente: PDVSA (2008)

Subestación	Circuito	Longitud (km)
Arecuna	NORTE	27.0
	AREM-2.1	18.2
	AREM-2.2	18.2
	AREM-4.1	12.0
	AREM-4.2	12.0
Bare	NORTE	88.5
	SUR	34.5

Subestación	Circuito	Longitud (km)
Bare	BED-10.1	26.0
	BED-10.2	26.0
	COB-1	0.5
	COB-2	0.5
	BED-5.1	35.0
	BED-5.2	30.0
Bare 10	NORTE	10.0
	SUR	15.0
	ESTE	20.0
Budare	BUDARE	7.5
	ISLA/ELOTES	33.0
PTO Orimulsión	OFICINA	30.0
	CHIMIRE	45.0
Dobokubi	MEREY-20	30.0
	MEREY-29	60.0
	D. TERNA (D205)	33.0
	D. TERNA (D705)	33.0
	D. TERNA (D305)	25.0
	D. TERNA (D605)	25.0
Guara Este	GANSO	29.0
	DACION	135.0
	GED-2	48.0
Guara Oeste	NORTE	66.0
	LOCAL	1.5
	SUR	32.0
	SAN TOME 3	13.0
	SAN TOME 2	12.0
Lejos	LED-7	70.0
	LED-13	28.0
Melones	LEJOS	35.0
	OESTE	47.0
	NORTE	47.5
	ESTE	38.5
Miga	OESTE	57.0
	MUL-BED-4 (D205)	20.0
	MUL-BED-4 (D805)	20.0
	ESTE/OLEOS	77.0
	SUR	37.5
Nipa	BOOSTERS	8.0
	NARDO	5.0
Oveja	OESTE	45.0

Subestación	Circuito	Longitud (km)
Oveja	SUR	31.1
	ESTE	35.0
Ostra	ESTE	44.1
	OESTE	49.0
PTO	S.C.I	0.5
	PTO	0.5
	BOMBAS LIV-MED	1.0
San Tomé 3	SUR	20.0
	POZOS	5.0
	TRAILER	12.0
Total líneas 13.8 kV		1765.1

4.1.1 Líneas aéreas de distribución simple terna

Este tipo de configuración consiste de tres conductores alineados al mismo plano horizontal a 11.45m de alto, soportadas por una cruceta de 2.4m de largo y está a su vez se encuentra sobre un poste tubular de acero de 12.9m de alto, posee un cable de guarda ubicado en el centro del poste; esta configuración permite transportar un circuito trifásico de 13.8 kV, en la Figura 4.1 se muestra la disposición geométrica de esta línea y en la Tabla 4.5 las características de los conductores y aislamiento usado.

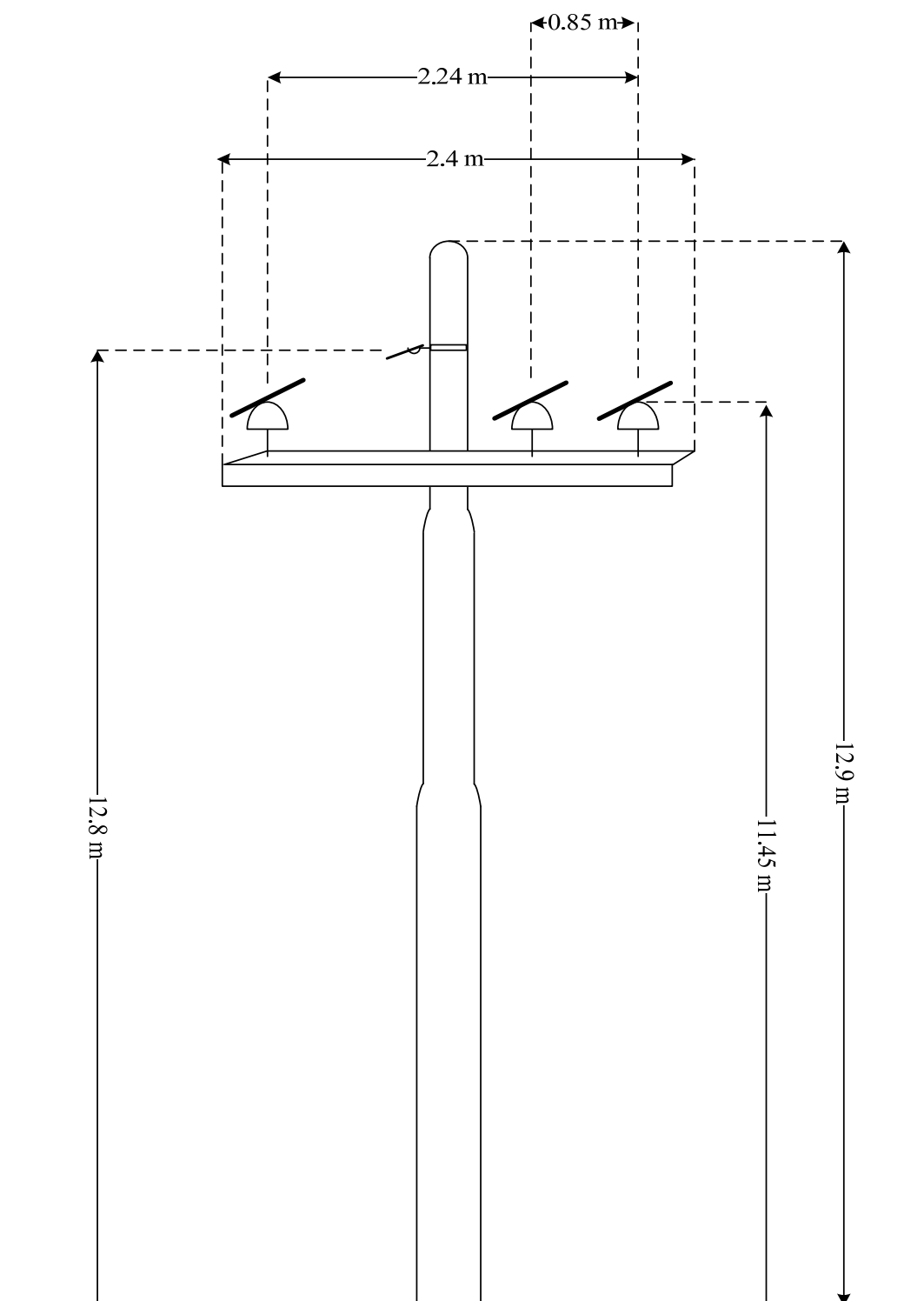


Figura 4.1 Configuración de la línea simple terna
Fuente: Gerencia de Infraestructura PDVSA San Tomé

Tabla 4.6 Características de los conductores y aislamiento de la línea simple terna

Fuente: Autor (2008)

Conductor	Tipo	Calibre	Radio [mm]
De fase	ACSR	2/0 AWG	11.25
De guarda	Guaya de acero galvanizado	3/8"	9.25
Aislador			
Tipo	Voltaje de operación [kV]		CFO [kV]
Ping	34.5		156

4.1.2 Líneas aéreas de distribución doble terna

Esta configuración consiste en seis conductores separados en dos grupos los cuales se encuentran alineados de forma vertical, un grupo a la derecha de la estructura y otro a la izquierda de esta, soportados por una cruceta de 2.8 m de longitud y esta a su vez por una estructura formada por dos postes tubulares de acero de 12.8m de alto, posee dos conductores de guarda colocados de forma tal que cada uno de ellos brinde protección a un circuito, esta disposición permite transportar dos circuitos trifásicos de 13.8 kV, en la Figura 4.2 se muestra la disposición geométrica de esta línea y en la tabla 4.6 las características de los conductores y aislamiento usado.

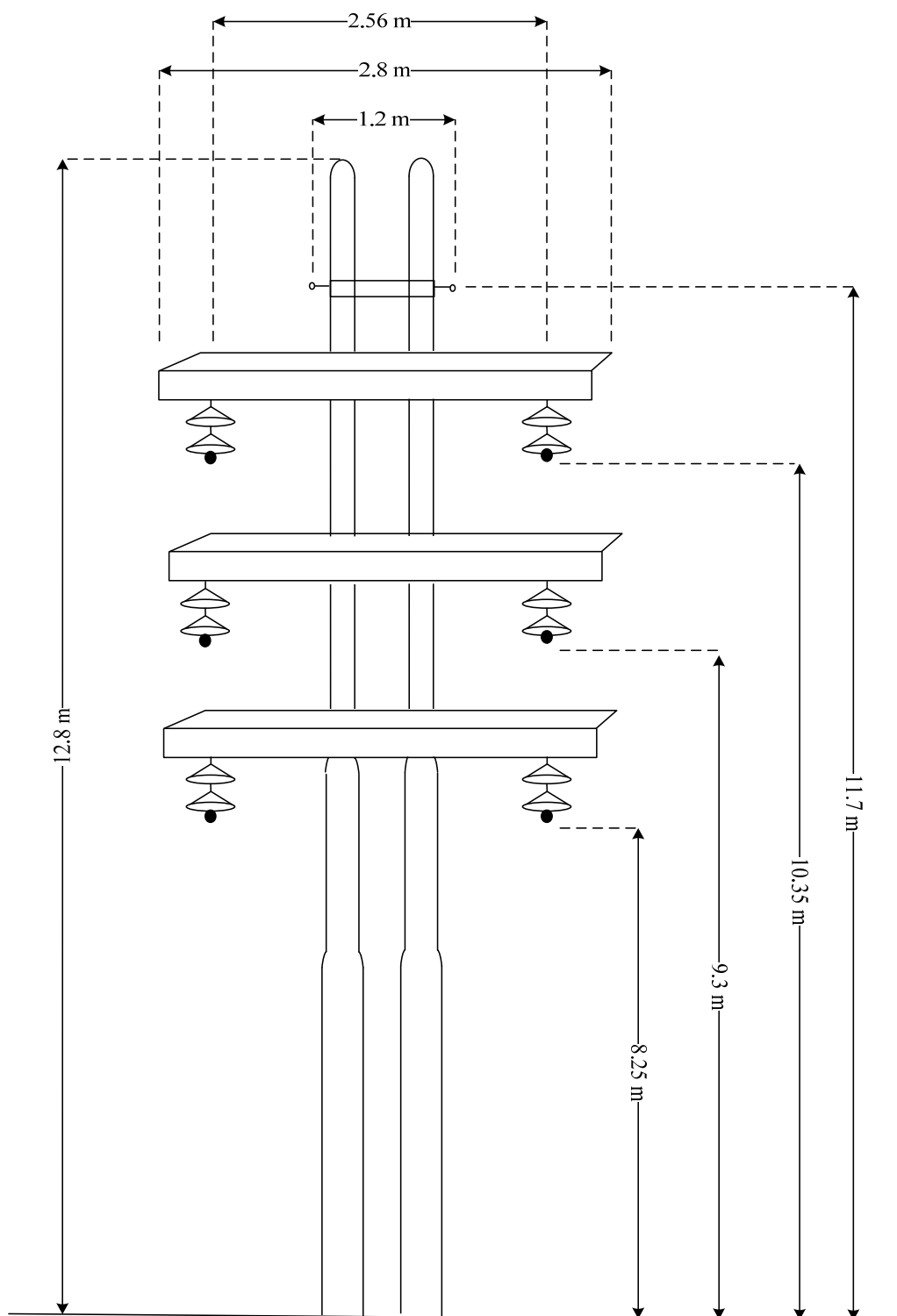


Figura 4.2 Configuración de la línea doble terna
 Fuente: Gerencia de Infraestructura PDVSA San Tomé

Tabla 4.6 Características de los conductores y aislamiento de la línea doble terna
Fuente: Autor (2008)

Conductor	Tipo	Calibre	Radio [mm]
De fase	ACSR	2/0 AWG	11.25
De guarda	Guaya de acero galvanizado	3/8"	9.25
Aislador			
Tipo	Voltaje de operación [kV]		CFO [kV]
Cadena	34.5		156

4.2 Descripción del Programa ATP

El Alternative Transient Program, (ATP) es un programa digital utilizado para simular transitorios electromagnéticos, electromecánicos y de sistemas de control en sistemas eléctricos polifásicos de potencia. Inicialmente fue desarrollado 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 lo ha ampliado considerablemente, resultando actualmente un programa de amplia difusión y utilización en todo el mundo. (Leuven EMTP Center–LEC, ed. (1987))

El Alternative Transient Program, (ATP) anteriormente denominado ElectroMagnetic Transient Program, (EMTP) fue desarrollado a finales de la década de los 60 por el Dr Herman Dommel el cual cedió el programa a la Bonneville Power Administration (BPA). Desde entonces, el EMTP a sido expandido y distribuido bajo la dirección de la BPA. En la actualidad el desarrollo del programa está a cargo de un equipo en la Universidad de Leuven, en Bélgica los cuales tras algunos cambios lo

han rebautizado como ATP. Hoy en día existen numerosos grupos en todo el mundo, los cuales editan artículos relacionados al uso del programa y sus aplicaciones. (Leuven EMTP Center–LEC, ed. (1987))

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 del sistema.

En el programa el usuario define el sistema a ser simulado interconectando los diversos componentes que constituyen el modelo de sistema. Los componentes que pueden ser utilizados son:

- Resistencias, capacidades e inductancias concentradas. Estas pueden ser elementos monofásicos o secciones PI polifásicas consistentes en matrices R , C , y L simétricas.
- Modelos de ondas viajeras que permiten representar líneas aéreas o cables 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 no lineales, como por ejemplo inductores no lineales para representar dispositivos con saturación magnética.
- Fuentes ideales de corriente y tensión, las cuales pueden ser sinusoidales de cualquier frecuencia, exponenciales o cualquiera definida por el usuario.
- Máquinas sincrónicas, siendo posible modelar la parte eléctrica, mecánica y también sus dispositivos de control.
- Modelo de máquina universal que permite representar maquinas sincrónicas, de inducción y de corriente continua.
- Sistemas de control. Las señales eléctricas medidas pueden ser transferidas a un programa auxiliar denominado *Transient Analisis Control System* TACS, donde se emula una computadora analógica y se calculan las variables de control que luego son regresadas a la red eléctrica principal.

4.3 Descripción del Programa ATPDraw

ATPDraw es un preprocesador gráfico interactivo en entorno Microsoft Windows que actúa como núcleo central del paquete completo, ya que los usuarios pueden controlar la ejecución de cualquier programa integrado en el paquete desde ATPDraw. Este preprocesador dispone de modelos para los principales componentes

de una red de potencia, y permite que un usuario pueda añadir sus propios modelos desarrollados a partir de varias opciones disponibles en el paquete, como Data Base Module o el lenguaje de programación MODELS. (Leuven EMTP Center–LEC, ed (1987))

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 pantalla principal del programa presenta un aspecto similar al mostrado en la Figura 4.3. La barra de menús dispone de ocho opciones principales: File, Edit, View, ATP, Objects, Tools, Windows y Help. Los menús se despliegan colocando el puntero del ratón sobre el nombre de la opción principal y pulsando el botón izquierdo. Las opciones de los submenús se elegirán de la misma manera. En la Figura 4.4 se muestra la pantalla de 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.

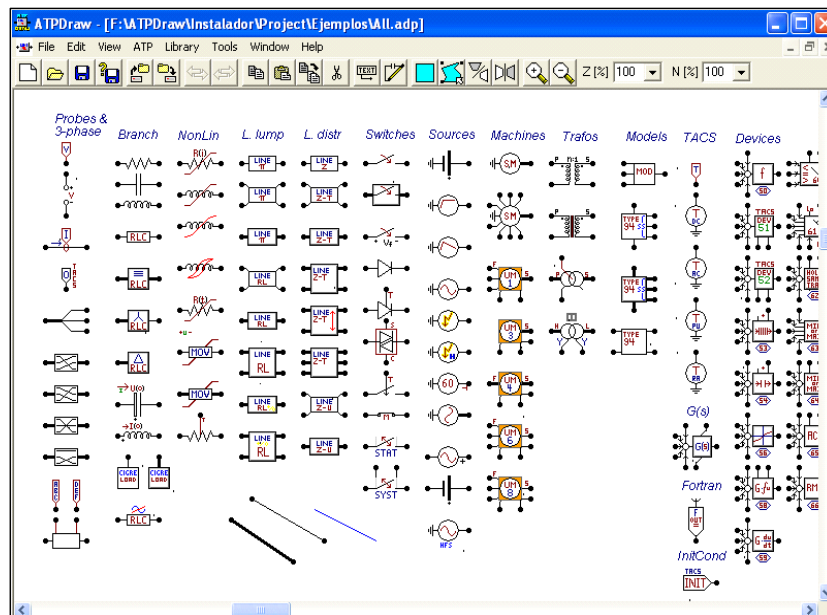


Figura 4.3 Ventana Principal del ATPDraw.
Fuente: Autor (2008)

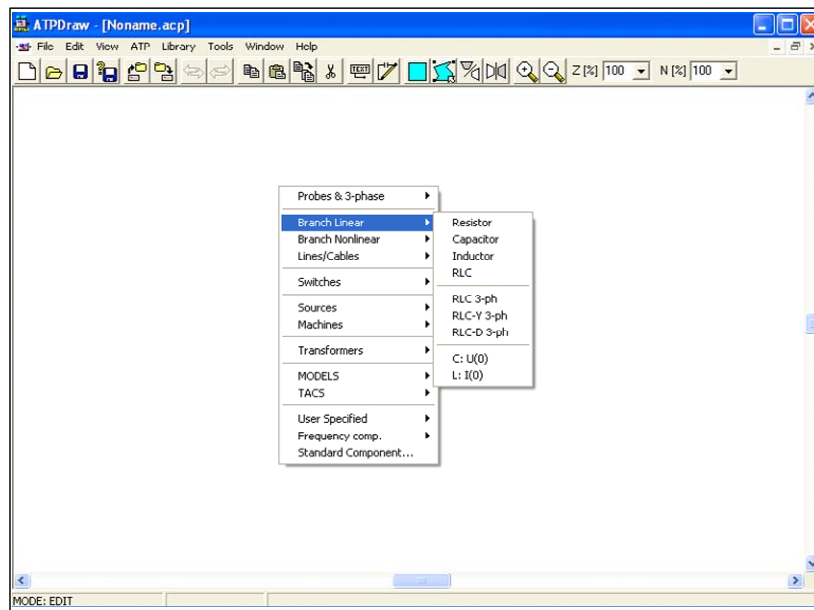


Figura 4.4 Menú de selección de componentes en ATPDraw.
Fuente: Autor (2008)

4.4 Representación de la línea aérea de distribución en ATPDraw

Tomando en cuenta lo mencionado por Martínez J (1999) en su trabajo de “Modelización de Redes de Distribución para el Calculo de Sobretensiones” acerca de la elección del modelo para un componente es necesario considerar que:

- 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 más 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, algunos de los datos no son fiables y su empleo no siempre es el adecuado, lo que puede originar errores importantes.

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

4.4.1 Representación de la línea

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 sin considerar transposición en la línea; el efecto corona no es considerado.

Martínez J (1999) menciona que para representar el comportamiento de una línea en régimen transitorio “El modelo mas preciso es el de una línea con parámetros distribuidos y dependientes de la frecuencia es el mas adecuado (p. 7).

El ATPDraw cuenta 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 JMARTI 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. (Martínez, (1999))

Haciendo uso de una de las prestaciones disponibles en el ATPDraw la cual permite estudiar la respuesta frecuencial de un determinado modelo de línea, se evaluó el modelo de JMARTI obteniendo el siguiente resultado mostrado en la Figura 4.5.

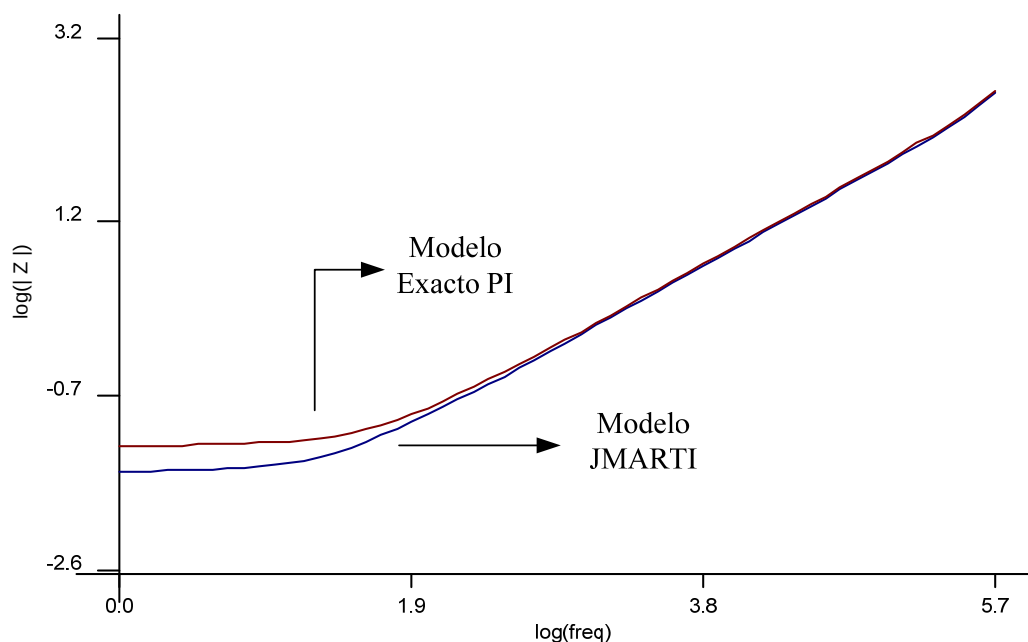


Figura 4.5 Respuesta frecuencial del modelo de línea con parámetros distribuidos y dependientes de la frecuencia JMARTI
Fuente: Autor (2008)

En la figura anterior se observa como el modelo de JMARTI prácticamente se adapta al modelo exacto PI, donde la verificación se realizó sobre una frecuencia de 500 kHz, atendiendo las recomendaciones recogidas de Martínez, (1999). Es por esta razón que el modelo elegido para representar la línea en ATPDraw es el de JMARTI.

En este estudio se considera la representación de dos vanos a partir del punto de impacto del rayo.

4.4.2 Terminación de la línea

Como ya se mencionó, solo se representan dos vanos a partir del punto de impacto de la descarga atmosférica, 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, Con esto se reduce el efecto de las reflexiones de onda y se modela el sistema como si fuese de longitud infinita. (Martínez, (2004)).

4.4.3 Corriente del rayo

La corriente del rayo es representada por una fuente de corriente disponible en el ATPDraw, la cual es una fuente denominada *HEIDLER* que proporciona una forma de onda exponencial muy similar a la corriente de un rayo (ver Figura 4.6), la corriente que inyecta posee un tiempo de frente de $2\mu\text{s}$ y un tiempo de cola de $50\mu\text{s}$

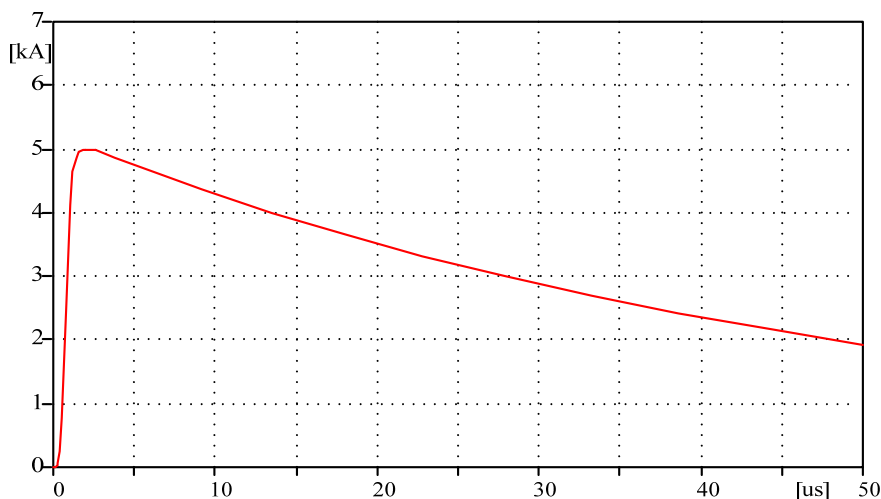


Figura 4.6 Forma de onda de la corriente del rayo en ATPDraw
Fuente: Autor (2008)

4.4.4 Postes

Estos son simulados mediante un juego de impedancias conectadas en serie y por tramos, en el caso de las líneas doble terna se usan cuatro impedancias para representar el tiempo de viaje de la propagación de la onda a cada nivel de la estructura, esto debido a que los conductores de fase se encuentran ubicados a diferentes alturas. Estas impedancias son de igual valor para evitar las reflexiones de onda, pero en cada tramo se especifica la longitud del mismo, con la intención de incluir el tiempo de viaje de la onda. Para el caso de las líneas simple terna se representa solo con dos impedancias ya que los conductores de fase se encuentran a un mismo nivel. En ambos casos esta impedancia se coloca en serie con la resistencia de puesta a tierra de la estructura.

El valor de esta impedancia es calculado a partir de la geometría del poste, al respecto Martínez M y Ramírez J (2004) indican para el cálculo de la impedancia promedio para postes tubulares la siguiente ecuación:

$$Z = 60Ln\left(\sqrt{2} \cdot \frac{H_c}{r_c}\right) - 60 \quad (4.1)$$

donde:

H_c	Altura promedio del poste [m]
r_c	Radio de la base del cilindro [m]

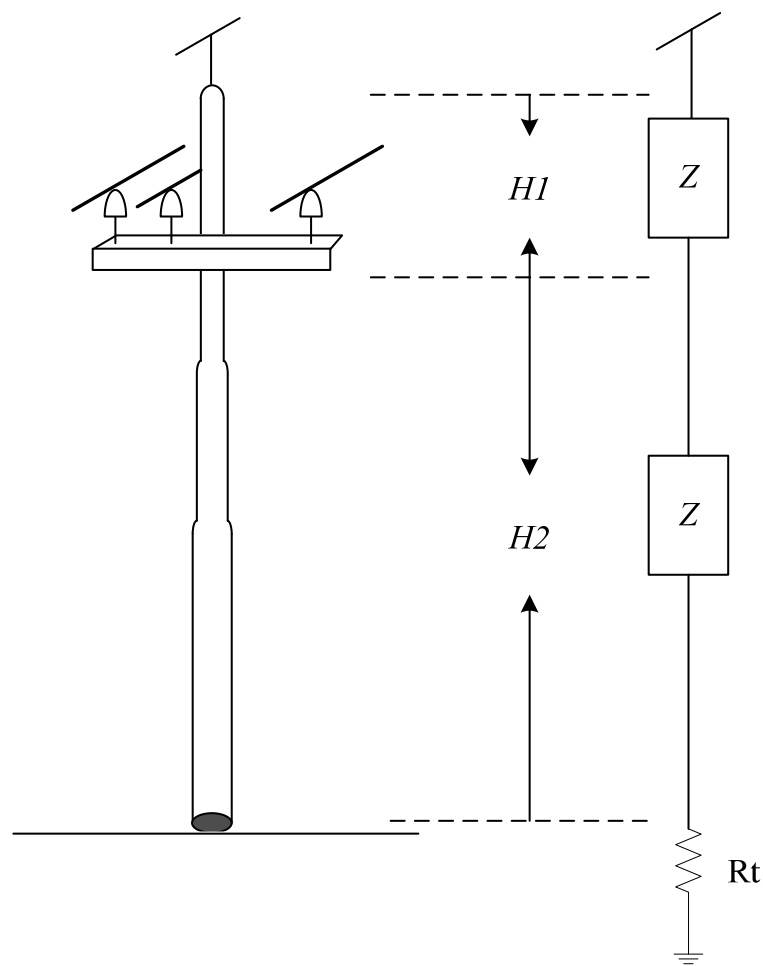


Figura 4.7 Representación del juego de impedancias que modelan al poste en la línea simple terna.
Fuente: Autor (2008)

Estas impedancias mostradas en la Figura 4.7, de valor Z , calculadas mediante la ecuación 4.1 son de igual valor, pero a cada una de ellas se le especifica una distancia distinta, en este caso $H1$ y $H2$, y finalmente van conectadas al sistema de puesta a tierra del poste.

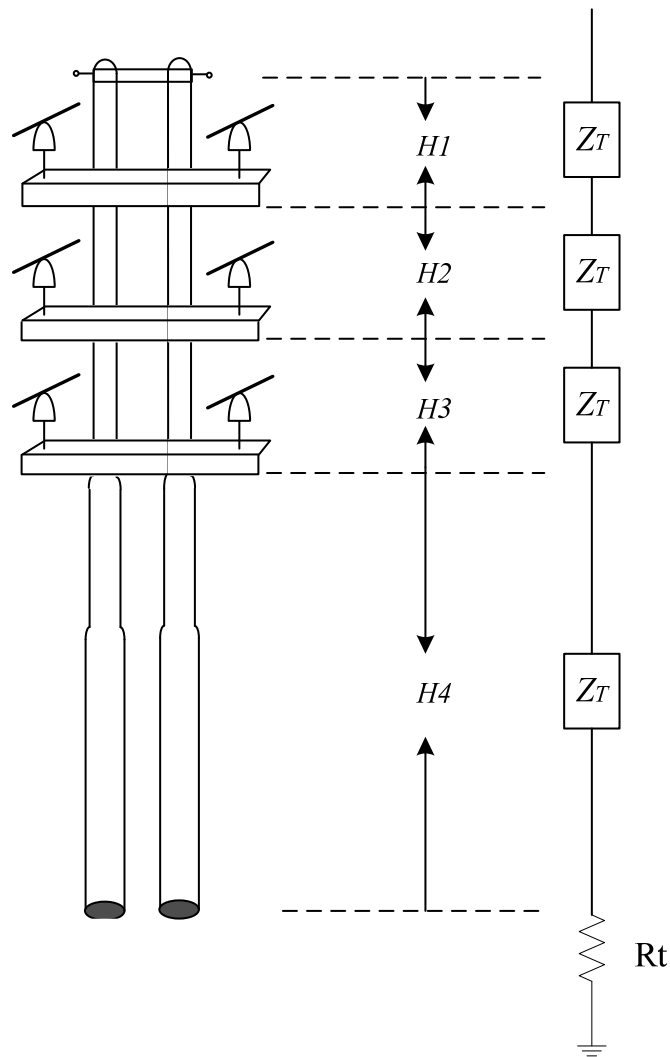


Figura 4.8 Representación del juego de impedancias que modelan al poste en la línea doble terna.
Fuente: Autor (2008)

En las Figuras 4.7 y 4.8 se puede observar la representación que tiene cada impedancia, nótese que en ambos casos (simple terna y doble terna) cada una de ellas representan un tramo del poste el cual es definido por su respectiva longitud

El valor de la impedancia de onda del poste para el caso de las líneas doble terna esta dado por la siguiente ecuación propuesta por (Greenwood, (1971))

$$Z_T = \frac{1}{2}(Z_s + Z_M) \quad (4.2)$$

Donde

$$Z_s = 60Ln\left(\frac{h}{r}\right) + 90\left(\frac{r}{h}\right) - 60 \quad (4.3)$$

$$Z_M = 60Ln\left(\frac{h}{b}\right) + 90\left(\frac{b}{h}\right) - 60 \quad (4.4)$$

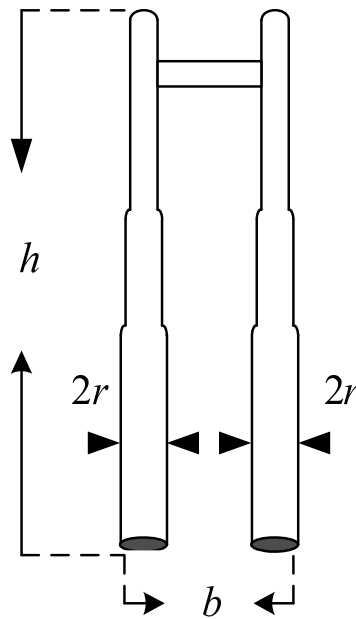


Figura 4.9 Apoyos tipo H
Fuente: Greenwood (1971)

4.4.5 Resistencia de puesta a tierra

Esta es representada por un elemento resistor mediante un comportamiento estático. Y con fines evaluativos se representa su comportamiento dinámico variante en función de la corriente del rayo.

Para lograr la variación de la resistencia de puesta a tierra de acuerdo a la magnitud de la corriente del rayo se uso la ecuación planteada por Martínez y Ferley, (2004), la cual es la siguiente:

$$R(I_R) = \frac{R_o}{\sqrt{1 + \left(\frac{I_R}{I_g}\right)^2}} \quad (4.5)$$

Siendo

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \frac{\rho E_o}{R_o^2} \quad (4.6)$$

En las ecuaciones 4.5 y 4.6 se tiene que:

R_o	Resistencia medida a baja corriente [Ω]
I_R	Corriente del rayo [kA]
I_g	Corriente a la cual se produce la ionización [kA]
E_o	Magnitud del gradiente de ionización, igual a 400 [kV/m]

Esta representación es lograda en el ATPDraw mediante una resistencia denominada TACSRES la cual es una resistencia controlada por TACS (Transient Analysis Control System), ésta consiste en un resistor que recibe el valor de la resistencia desde un componente externo.

Luego de realizar la medición de la corriente del rayo de forma indirecta se calcula el valor de la resistencia mediante la ecuación 4.5 a través de un componente llamado FORTAN, y finalmente asignar este valor a la resistencia controlada TACS, como se muestra en la Figura 4.10.

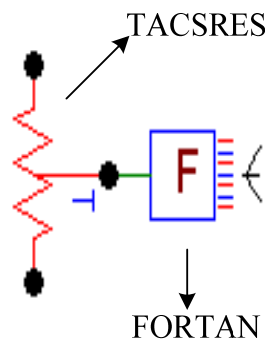


Figura 4.10 Representación de la resistencia de puesta a tierra en ATPDraw.
Fuente: Autor (2008)

4.4.6 Descarga retroactiva

Esta descarga es representada usando interruptores controlados por voltaje, los cuales están disponibles en la librería del ATPDraw, es colocado uno en cada fase

para poder monitorear las sobretensiones de forma individual, se fija como voltaje de control el (*Critical FlashOver*) CFO del aislador y cuando la sobretensión ocasionada por la descarga atmosférica directa alcanza este valor el interruptor cierra sus contactos, esto permite conocer para cual valor de corriente fue originada esta sobretensión.



Figura 4.11 Interruptor controlado por voltaje en ATPDraw
Fuente: Autor (2008)

4.4.7 Descargadores de tensión

Estos son modelados siguiendo lo propuesto por Fernández y Díaz, (2001) los cuales proponen un modelo dependiente de la frecuencia el cual está basado en el modelo desarrollado por el IEEE, el modelo propuesto contiene dos resistencias no lineales tipo 92, A_o y A_I una inductancia L_I para representar el campo magnético en la vecindad del pararrayos, una capacitancia C_o inherente a la longitud del pararrayos y una resistencia en paralelo R_o para evitar problemas numéricos durante la simulación.

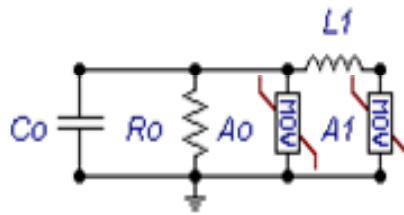


Figura 4.12 Modelo del descargador de tensión implementado en ATPDraw

Fuente: Autor (2008)

El primer paso para el cálculo de los parámetros de este modelo es obtener las características no lineales $V-I$ del descargador de tensión para luego proceder a ajustar los modelos Tipo 92 A_0 y A_1 considerando que la corriente I_0 es un 2% de la corriente de ensayo del pararrayos $I_{8/20}$ y que la suma de I_0 mas I_1 debe ser igual a $I_{8/20}$ esto debe cumplirse para todos los puntos de la curva, con respecto a los valores de tensión no sufren ninguna modificación.

La capacitancia es determinada a partir de la longitud del descargador siendo la ecuación propuesta por Fernández y Díaz, (2001) la siguiente:

$$C_o = \frac{100}{d} \quad (4.7)$$

donde:

C_o	Capacitancia asociada a la longitud del pararrayos [pF]
d	Longitud del pararrayos [m]

Tabla 4.8 Puntos representativos de la curva Tensión-Corriente del descargador de tensión.

Fuente: Autor (2008)

Corriente (kA)	Voltaje (kV)	Máximo Voltaje residual para un bloque de válvula del pararrayos (kV)
1.5	30.3	2.53
3	32.3	2.5
5	34.2	2.98
10	37.6	3.12
20	42.3	3.68
40	50.3	4.42

La determinación de L_1 se realiza usando las curvas predefinidas por Fernández y Díaz, (2001) las cuales establecen una relación entre el tiempo de frente de la onda de descarga y el aumento porcentual de la tensión residual para diferentes valores de L_1

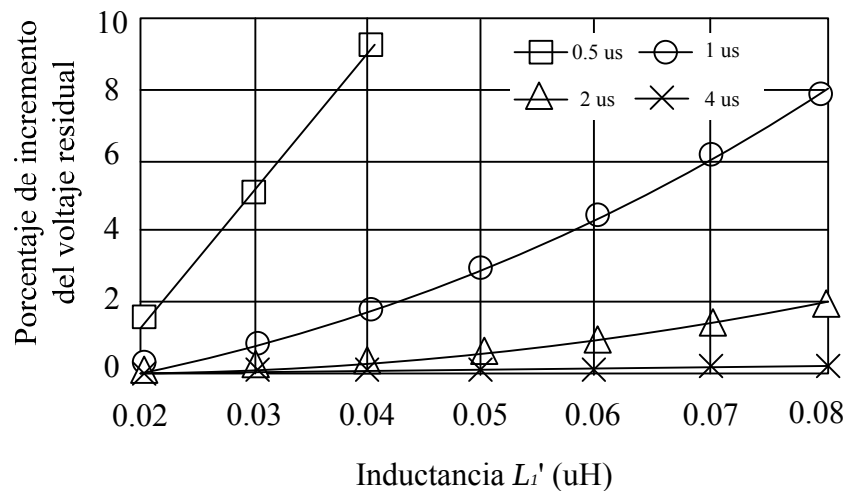


Figura 4.13 Aumento porcentual de la tensión residual

Fuente: Fernández y Díaz (2001)

Luego se calcula el porcentaje de variación de la tensión residual para la corriente nominal del descargador de tensión que se desea modelar la ecuación propuesta por Fernández F y Díaz R (2001) es la siguiente:

$$\Delta U_{res} = \frac{U_{InT1} - U_{In8/20}}{U_{In8/20}} \cdot 100 \quad (4.8)$$

donde:

U_{InT1}	Tensión residual para una descarga de corriente de amplitud nominal y un tiempo de frente $T1$ [kV]
$U_{In8/20}$	Tensión residual para una descarga de corriente de amplitud nominal y una forma de 8/20 μ s [kV]

Lo planteado por Fernández y Díaz, (2001) establece que luego de tener este porcentaje se entra a la curva mostrada en la Figura 4.3 seleccionando el tiempo de frente con el que se vaya a realizar la simulación de la descarga. Obteniendo de esta forma un valor de inductancia L_1' el cual es corregido por el factor de escala del pararrayos n , para lo cual propone la siguiente ecuación:

$$n = \frac{U_{In8/20} PC}{U_{In8/20} 1BP} \quad (4.9)$$

donde:

$U_{InT1} PC$ Tensión residual para una descarga de corriente de amplitud nominal 1 y una forma de 8/20 μ s para el pararrayos completo [kV]

$U_{In8/20} 1BC$ Tensión residual para una descarga de corriente de amplitud nominal y una forma de 8/20 μ s por cada bloque de 1kV del pararrayo [kV]

Entonces la inductancia queda determinada por la siguiente ecuación:

$$L1 = nL1' \quad (4.10)$$

Fernández y Díaz, (2001) proponen para el valor de la resistencia R_o asumir 1 M Ω para sistemas de medio voltaje y 10 M Ω para sistemas de alto voltaje.

4.4.7.1 Cálculo de los parámetros del pararrayos

Estos cálculos se realizan siguiendo los pasos descritos por Fernández y Díaz, (2001), el cual indica que el primer paso es estimar las resistencias no lineales A_o y A_1 partiendo de las características tensión y corriente $V-I$ del pararrayos proporcionadas por el fabricante.

Tabla 4.9 Características no lineales A_0 y A_1

Fuente: Autor (2008)

$U_{8/20}$ [kV]	$I_{8/20}$ [kA]	I_0 [kA]	I_1 [kA]
30.3	1.5	0.03	1.47
32.3	3	0.06	2.94
34.2	5	0.1	4.9
37.6	10	0.2	9.8
42.3	20	0.4	19.6
50.3	40	0.8	39.2

Conociendo que el pararrayos es de 12 kV y de una corriente nominal de 10 kA, que la longitud es de 43.18 cm se comienza por el calculo de la capacitancia C_0 mediante (4.7)

$$C_0 = \frac{100}{0.4318} = 231.58 \text{ pF}$$

Se procede a calcular el porcentaje de la tensión residual, de acuerdo con los datos proporcionados por el fabricante se conoce que el voltaje residual a corriente nominal y con un tiempo de frente de 0.5 μ s es de 40.4 kV, haciendo uso para ello de 4.8 y de el voltaje residual para la corriente nominal del pararrayos para una forma de onda de 8/20 μ s Ver tabla 4.8. Se tiene

$$\Delta U_{res} = \frac{40.4kV - 37.6KV}{37.6kV} \cdot 100 = 7.44\%$$

Con este porcentaje de voltaje residual se entra a la curva de la Figura 4.13 para un tiempo de frente de $0.5 \mu s$ se obtiene un valor para L_1' de $0.035 \mu H$

Calculando el factor de escala del pararrayos usando 4.9 y la tabla 4.7 se obtiene el valor de n .

$$n = \frac{37.6kV}{3.12kV} = 12.05$$

Se determina la inductancia $L1$ usando 4.10

$$L1 = 12,05 \cdot 0,035 \mu H = 0.42 \mu H$$

Y de acuerdo a lo propuesto por Fernández F y Díaz R (2001) se asume para R_o un valor de $1 M\Omega$ debido a que el sistema es de media tensión.

4.4.8 Tensión 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 donde el usuario especifica su amplitud y frecuencia, esto se logra por medio de la colocación de una fuente trifásica.

4.5 Modelos usados en ATPDraw

A continuación se muestran los modelos utilizados para simular el sistema de distribución con la finalidad de determinar la corriente que origina la descarga retroactiva, para luego calcular la probabilidad de exceder este valor de corriente y finalmente obtener la tasa de salida por descargas retroactivas mediante la ecuación 3.2

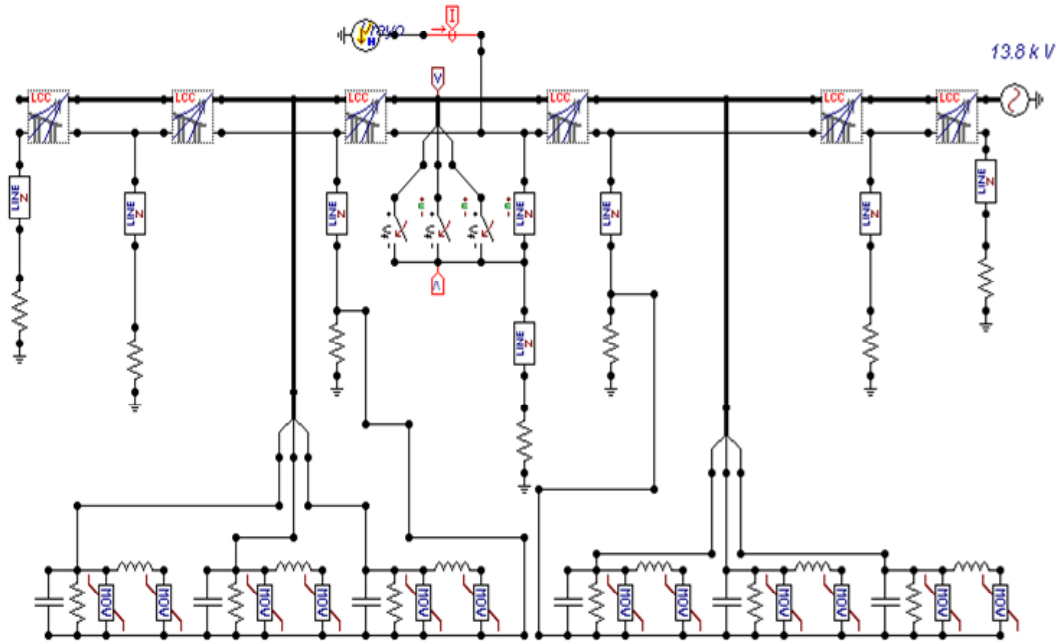


Figura 4.14 modelo de la línea de distribución simple terna en ATPDraw
Fuente: Autor (2008)

En la Figura 4.14 se observa el modelo usado para simular el efecto de la descarga atmosférica en el conductor de guarda de la línea, nótese que este modelo posee simetría a partir del punto de impacto solo que en un extremo de la línea se coloca

una fuente de voltaje para simular que la línea se encuentra activa al momento de recibir la descarga atmosférica, en la parte inferior se pueden observar el modelo de los descargadores de tensión conectados a cada una de las fases y luego a la resistencia de puesta a tierra del sistema. Es importante mencionar que los pararrayos se colocaron de esa forma debido a que así están dispuestos en la realidad, es decir intercalados, estando un poste con pararrayos y otro no.

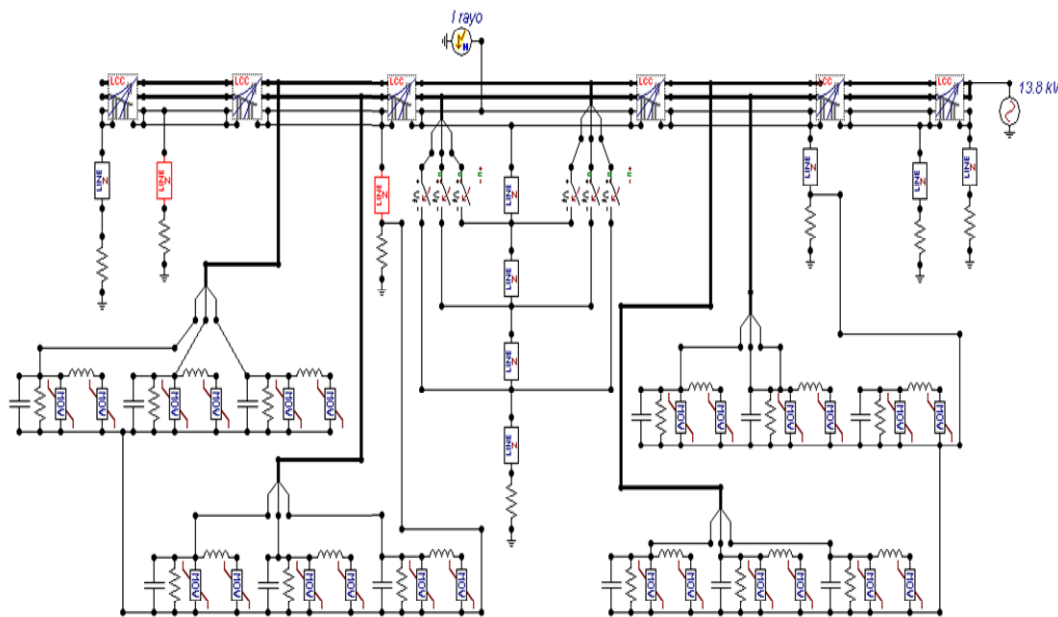


Figura 4.15 modelo de la línea de distribución doble terna en ATPDraw
Fuente: Autor (2008)

En este modelo (ver Figura 4.15) a diferencia del anterior se tienen seis interruptores controlados debido a que la línea es doble terna, de igual forma se usa seis pararrayos más para poder representar el sistema con los pararrayos instalados de forma intercalada, nótese el juego de impedancias que están conectadas en el centro

de la figura, cada una de ellas a su vez se conecta con uno de los interruptores controlados, es decir que cuando alguno de ellos cierre sus contactos simulando la descarga retroactiva la corriente va comenzar su viaje dependiendo del tramo donde se ubique la fase fallada.

4.6 Descripción del Programa EMTCD

El *Electromagnetic Transients including DC* (EMTCD) es un programa que representa y resuelve problemas de transitorios electromagnéticos y electromecánicos mediante ecuaciones diferenciales en el dominio del tiempo, las soluciones son calculadas para un paso de tiempo determinado

Las primeras líneas del programa fueron escritas en 1975 en Manitoba Hydro por Dennis Woodford, Tras el éxito de este estudio, el desarrollo del programa continuó a través de las próximas dos décadas. Durante este tiempo, un espectro completo de los modelos desarrollados profesionalmente fueron acumulándose, hasta hoy en día que funciona como motor de las simulaciones realizadas en el PSCAD el cual es ampliamente usado para el estudio de transitorios en sistemas de potencia bien sea en corriente alterna (AC) o corriente continua (DC), también es capaz de simular maquinas sincrónicas y sobretensiones por descargas atmosféricas. (The Manitoba HVDC Research Centre Inc, (2003))

4.7 Descripción del Programa PSCAD

El *Power Systems CAD* (PSCAD) lo que quiere decir Diseño Asistido por Computador de Sistemas de Potencia, es una potente interfaz gráfica que trabaja usando como motor al EMTDC, esta interfaz permite al usuario construir esquemáticamente un sistema eléctrico, simular su comportamiento y analizar los resultados, todo esto dentro de un entorno gráfico, también posee opciones para realizar el control de la simulación, colocar medidores, y varias herramientas para representar variables de un sistema. (The Manitoba HVDC Research Centre Inc, (2003))

El PSCAD posee una completa librería de modelos preprogramados y probados, los cuales van desde simples elementos pasivos y funciones de control a modelos más complejos, como los de máquinas eléctricas, líneas y cables entre otros, también posee la flexibilidad de que el usuario pueda construir modelos personalizados. (The Manitoba HVDC Research Centre Inc, (2003))

Los siguientes son algunos de los modelos presentes en la librería del PSCAD:

- Resistencias, inductores, condensadores.
- Bobinas acopladas y transformadores, tanto monofásicos como trifásicos.
- Líneas aéreas y cables, con modelos dependientes de la frecuencia.

- Fuentes de corriente y voltaje.
- Funciones de medición de parámetros.
- Interruptores y conmutadores.
- Componentes de electrónica de potencia.
- Funciones para realizar control digital y analógico.
- Maquinas de corriente continua y alterna.
- Convertidores electrónicos tales como rectificadores, inversores y HVDC

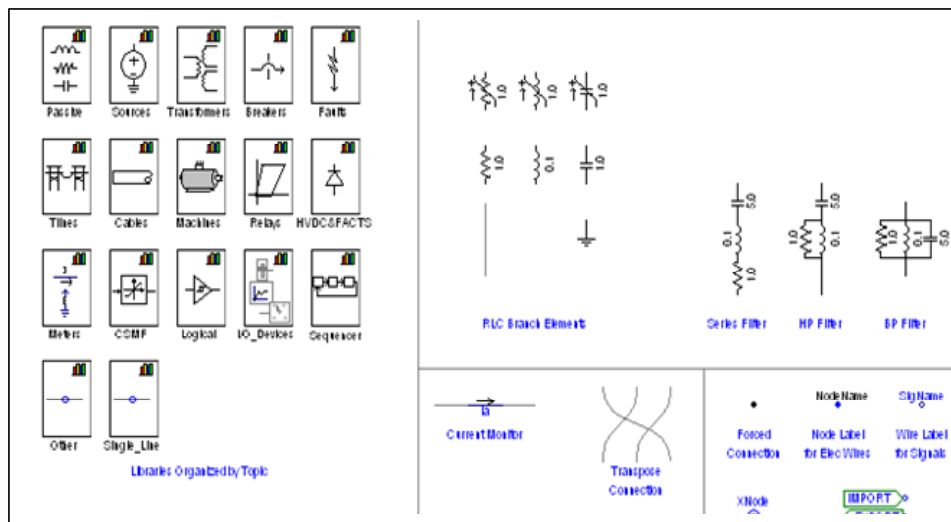


Figura 4.16 Parte del contenido de la librería del PSCAD
Fuente: Autor (2008)

Esta librería de componentes mostrada en la Figura 4.16, se llama *Master Library* en ella se encuentran los componentes mas utilizados y permite acceder al resto de los componentes del PSCAD.

El PSCAD es un programa diseñado para trabajar en un entorno Microsoft Windows, como se observa en la Figura 4.17 donde también se aprecian las diversas zonas en las que se divide el entorno grafico del PSCAD.

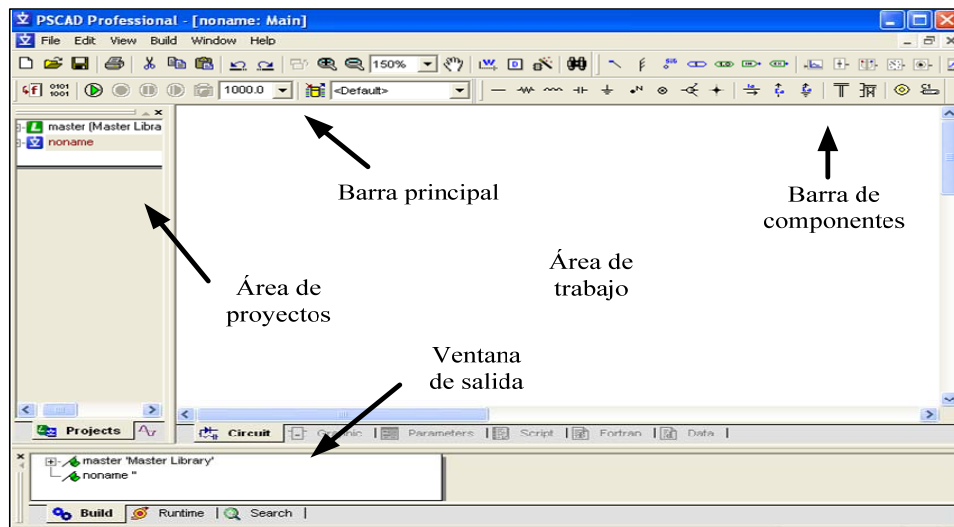


Figura 4.17 Entorno grafico del PSCAD

Fuente: Autor (2008)

4.8 Representación de la línea aérea de distribución en el PSCAD

La modelación del sistema de distribución en el software PSCAD se realizo atendiendo a los principios propuestos por Martínez (2004) quien realizó un modelo

unifilar de una línea de transmisión, a pesar de que el modelo realizado es trifásico la filosofía usada para representar el sistema fue aplicable.

4.8.1 Representación de la línea

La línea aérea se representó por tramos cuya longitud es la de un vano, el modelo usado es el modelo de Bergeron, debido a que el PSCAD no cuenta con el modelo de JMARTI, lo cual no representa ninguna limitante pues el modelo Bergeron también está fundamentado en el modelo de la onda viajera y con parámetros distribuidos estableciendo en este la cantidad de de fases, la disposición geométrica y características de los conductores.

El conductor de guarda se representó de forma independiente para poder tener la posibilidad de hacer que la descarga del rayo incidiera sobre este, para ello también se usó el modelo de Bergeron pero estableciendo la impedancia de onda del conductor de guarda para poder considerar el efecto de la onda viajera en el tiempo.

4.8.2 Terminación de la línea

Debido a que solo se representan dos vanos a partir punto de impacto de la descarga atmosférica fue necesario agregar a ambos extremos del modelo vanos con una longitud de 3 km para reducir el efecto de las reflexiones de onda y se modela el sistema como si fuese de longitud infinita.

4.8.3 Corriente del rayo

Es representada mediante una fuente de corriente doble rampa, la cual alcanza su amplitud máxima en un tiempo determinado de $2\mu\text{s}$ para luego decrecer hasta la mitad de su valor máximo en $50\mu\text{s}$.

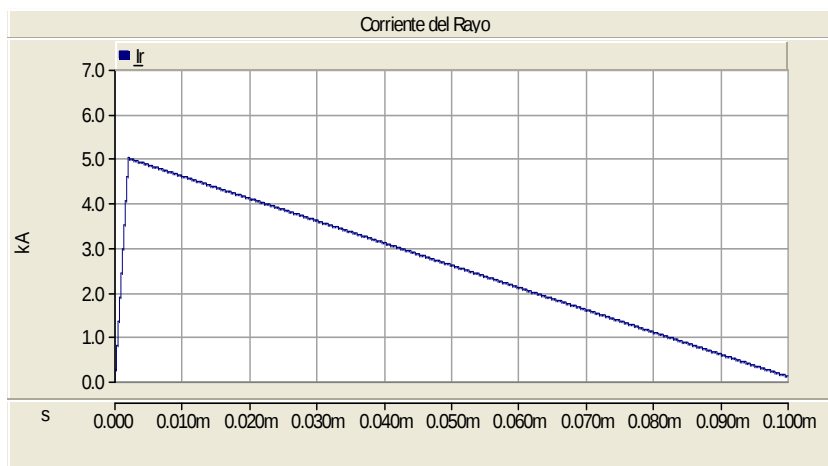


Figura 4.18 Forma de onda de la corriente del rayo en PSCAD
Fuente: Autor (2008)

4.8.3.1 Control de la corriente del rayo

El control de la corriente del rayo consiste en incrementar el valor de la amplitud de la corriente hasta un valor preestablecido y en determinados intervalos, esto es posible con el componente *Multiple Run*, el cual realiza varias corridas del mismo sistema modificando una variable previamente seleccionada, en este caso modificando la amplitud de la corriente del rayo, este componente tiene una entrada

llamada *Meas Enab*, cuya función es almacenar el valor de las variables controladas y comparadas cuando ella tiene un uno lógico.

Este uno lógico proviene de la salida de una compuerta *OR* que a su vez viene de una etapa de comparación del nivel de la sobretensión con el CFO de los aisladores, esto quiere decir que se activara la entrada *Meas Enab* siempre y cuando en alguna de las fases se produzca una sobretensión que supere el valor del CFO de los aisladores. Esto se logra convirtiendo la diferencia de potencial medida como una señal analógica a una señal digital, lo cual es posible mediante un componente llamado *Buffer* el cual coloca a la salida un uno lógico siempre que la entrada sobrepase un valor real preestablecido, que en este caso dicho valor corresponde al CFO de los aisladores y la comparación se realiza mediante un *Flip Flop*, esta etapa es mostrada en la Figura 4.19.

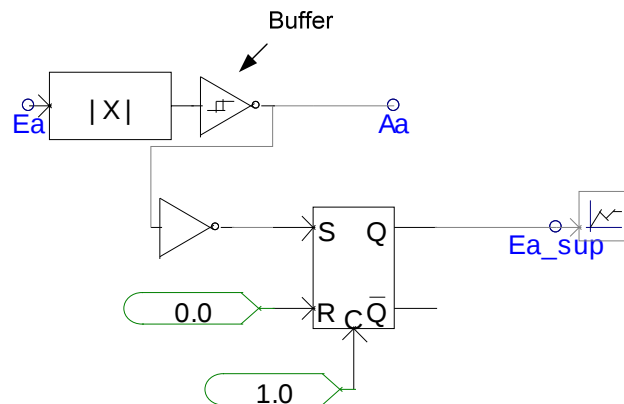


Figura 4.19 Etapa de comparación de la diferencia de potencial medida con el CFO

Fuente: Autor (2008)

Entonces el *Multiple Run* en cada corrida compara el valor de tensión en cada uno de los interruptores que modelan la descarga retroactiva con el valor del CFO, es decir que si alguna de estas tensiones sobrepasa el valor de voltaje crítico aparte de producir la descarga retroactiva mediante el cierre del interruptor también se almacena el valor de corriente que ocasiono tal sobretensión para así cuando se terminen de realizar las corridas preestablecidas devolver de forma grafica éste valor de corriente y ésta sobretensión. En la figura 4.20 se muestra la el *Multiple Run* y la salida del mismo para controlar la amplitud de la corriente del rayo.

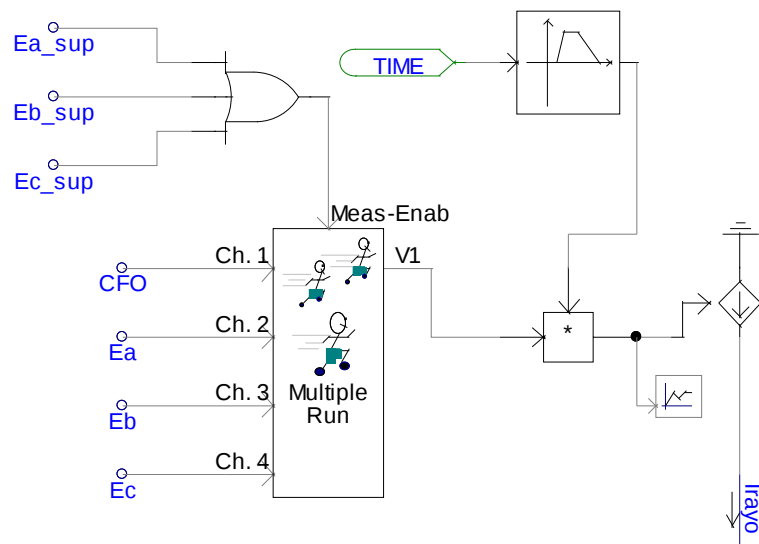


Figura 4.20 Control de la corriente del rayo
Fuente: Autor (2008)

4.8.4 Postes

Estos fueron representados con una línea monofásica cuya longitud es la del poste, la línea a su vez usa el modelo de Bergeron pero estableciendo la impedancia de onda del poste para considerar el efecto de la onda viajera en el tiempo. Para el caso del apoyo en donde ocurre el *Backflashover* se uso un juego de estas líneas, conectadas en cuatro tramos en el caso de las líneas doble terna, para representar el tiempo de viaje de la propagación de la onda a cada nivel de la estructura, esto debido a que los conductores de fase se encuentran ubicados a diferentes alturas. En estas líneas las impedancias de impulso son de igual valor para evitar las reflexiones de onda, solo se varía la distancia de la misma en función del tramo del poste que representan. En el caso de las líneas simple terna se representa solo con dos tramos de líneas ya que los conductores de fase se encuentran a un mismo nivel.

4.8.5 Resistencia de puesta a tierra

Al igual que en ATPDraw la resistencia de puesta a tierra se representa de forma estática con un elemento resistor y también se evalúa el su representación dinámica al variar con respecto al valor de la corriente del rayo, esto se logró mediante el desarrollo de un nuevo componente en el PSCAD, dicho componente posee una entrada y una salida, la entrada corresponde a la corriente del rayo y la salida al valor de resistencia calculado usando 4.5.

Este valor de resistencia es asignado a un elemento resistor (ver Figura 4.21) para así poder representar la resistencia de puesta a tierra variante con la corriente del rayo.

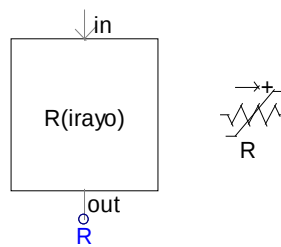


Figura 4.21 Representación de la resistencia de puesta a tierra dinámica en PSCAD

Fuente: Autor (2008)

4.8.6 Descarga retroactiva

Esta se representa a través de interruptores controlados, cuando la sobretensión ocasionada en alguna de las fases sobrepasa el valor del CFO del aislador, el interruptor recibe una orden de cierre para simular así el Backflashover, es importante mencionar que esta orden de cierre del interruptor consiste en un cero lógico el cual proviene de la etapa de comparación mostrada en la Figura 4.22.

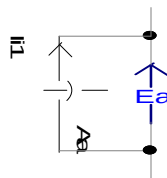


Figura 4.22 Interruptor controlado en paralelo con la herramienta de medición de voltaje en PSCAD

Fuente: Autor (2008)

4.8.7 Descargadores de tensión

De igual forma que en programa ATPDraw los descargadores de tensión son representados por el modelo propuesto por Fernández y Díaz (2001), el cual se representa por medio de dos resistencias no lineales a través de la característica tensión corriente del descargador de tensión, conjuntamente con una resistencia una inductancia y una capacitancia. Los puntos introducidos en el modelo son los mismos que se usaron en el programa ATPDraw (ver Tabla 4.8) y de igual forma se usaron los mismos parámetros R_o , C_o y $L1$

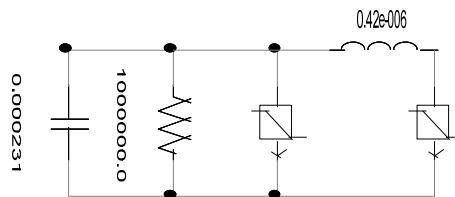


Figura 4.23 Descargador de tension en el PSCAD

Fuente Autor (2008)

4.8.8 Tensión a frecuencia de operación

Esta tensión es representada por una fuente sinusoidal con una frecuencia de 60 Hz con la intención de representar que el sistema se encuentra operativo cuando recibe la descarga atmosférica, para lograr esto se tuvo que establecer que la corriente del rayo llegase a la línea 0.5 s luego de comenzar la simulación, esto debido a que en un tiempo menor la fuente de voltaje aun se encuentra en régimen transitorio.

4.9 Modelos usados en PSCAD

A continuacion se muestran los modelos que se usaron para representar la línea aerea de distrubución y poder determinar el valor de corriente que ocasiona la descarga retroactiva.

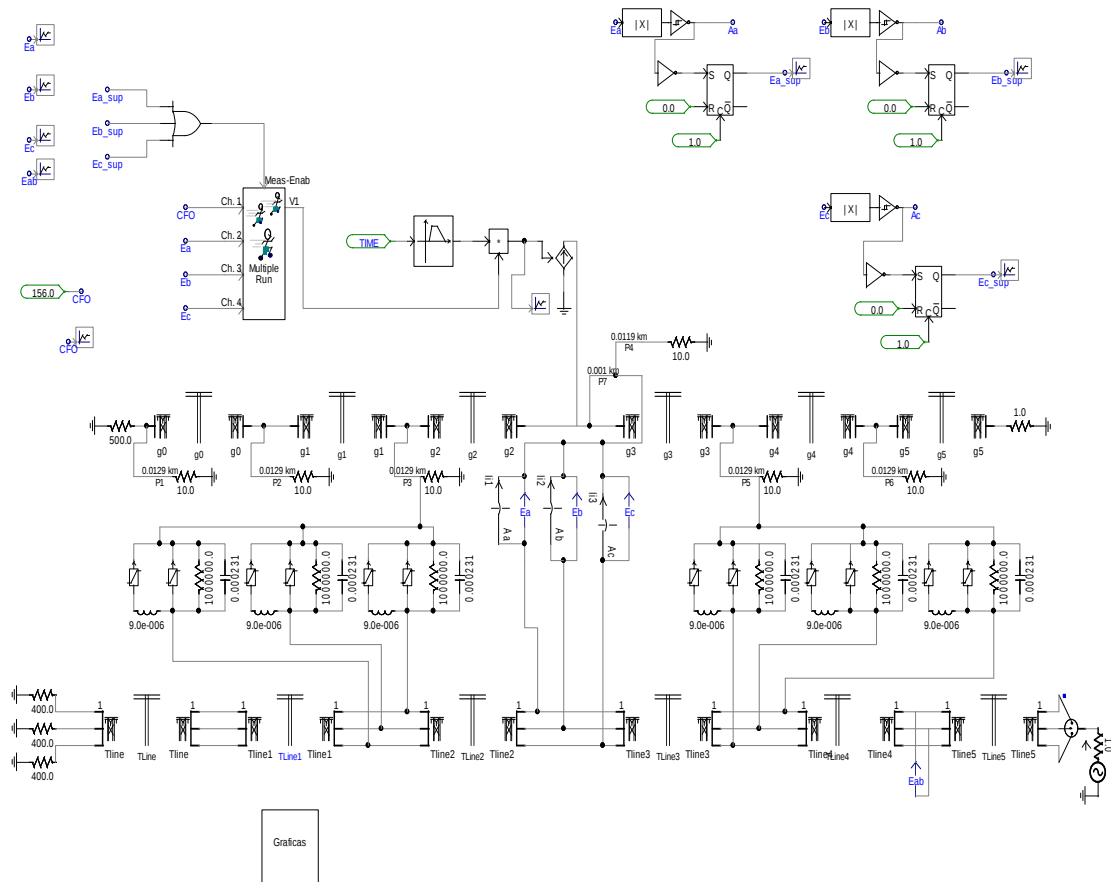


Figura 4.24 Modelo de la línea de distribución simple terna en PSCAD
Fuente: Autor (2008)

En la Figura 4.24 se observan todos los componentes descritos que juntos representan la línea aérea de distribución, en la parte superior derecha de la figura se encuentran los tres controles para los interruptores controlados por tensión y para el *Multipie Run* que se encarga de incrementar la corriente del rayo. Dichos interruptores se encuentran en el centro de la figura uniendo eléctricamente los conductores de fase con una impedancia que representa la estructura, cuando cierra sus contactos. La representación de los conductores de fase de la línea de distribución se encuentra en la parte inferior de la figura y el conductor de guarda en la parte superior de la misma.

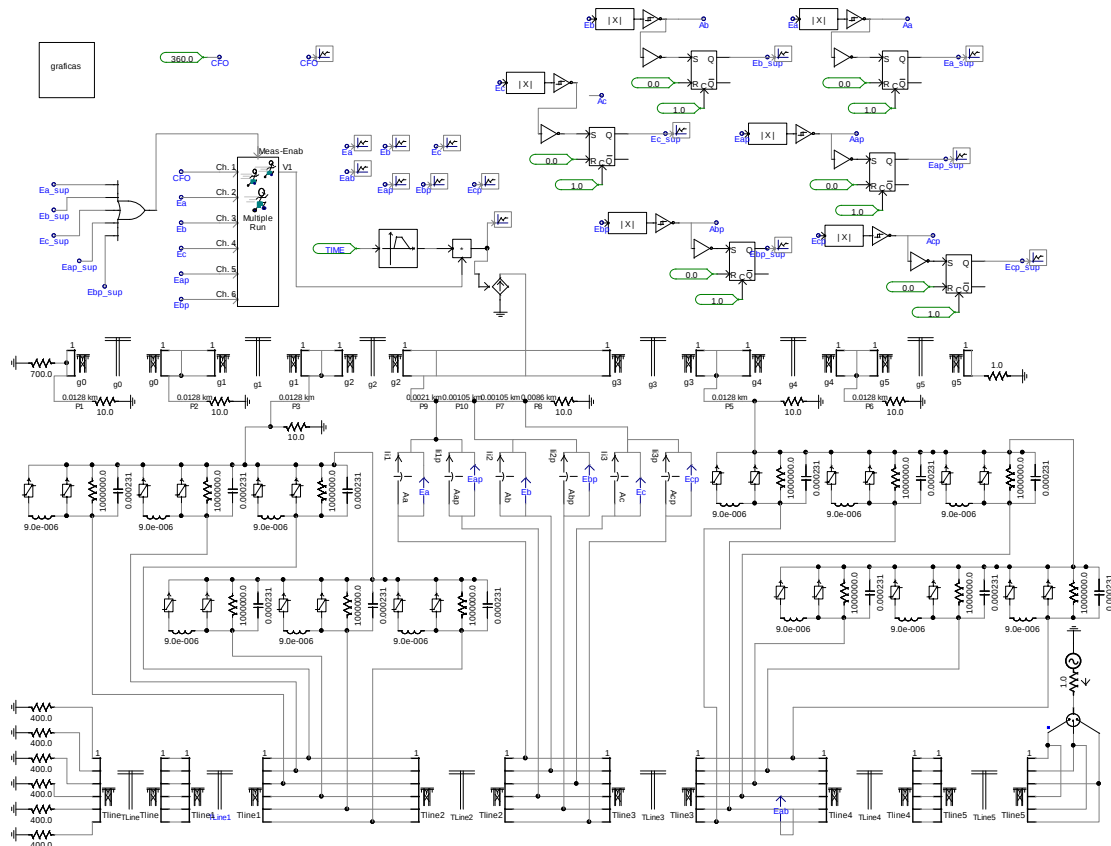


Figura 4.25 Modelo de la línea de distribución doble terna en PSCAD

Fuente: Autor (2008)

En la Figura 4.25 se muestra el modelo de la línea de distribución doble terna, nótese la diferencia con el modelo anterior al comparar los conductores de fase que están ubicados en la parte inferior de la figura, en el centro de esta se encuentran los seis interruptores controlados por tensión y en la parte superior derecha están los controles que indican orden de cierre a cualquiera de estos interruptores cuando la sobretensión sobrepase el valor del CFO del aislador, en la parte superior abajo del *Multiple Run* se encuentran los conductores de guarda estos son dos debido a que son dos ternas las que tienen que brindar la protección.

CAPÍTULO V

RESULTADOS

5.1 Tasa de salida por falla de apantallamiento

En esta parte de la investigación se presentan los resultados obtenidos de la tasa de salida por falla de apantallamiento mediante el uso del programa FLAHS V1.7 del IEEE para cada configuración de la línea, es importante mencionar el nivel cerámico empleado en los cálculos fue tomado de (Ferro, Tarazona y Urdaneta, (2005)).

5.1.1 Línea Simple terna

Los datos necesarios para obtener los siguientes resultados son mostrados en la siguiente Tabla 5.1

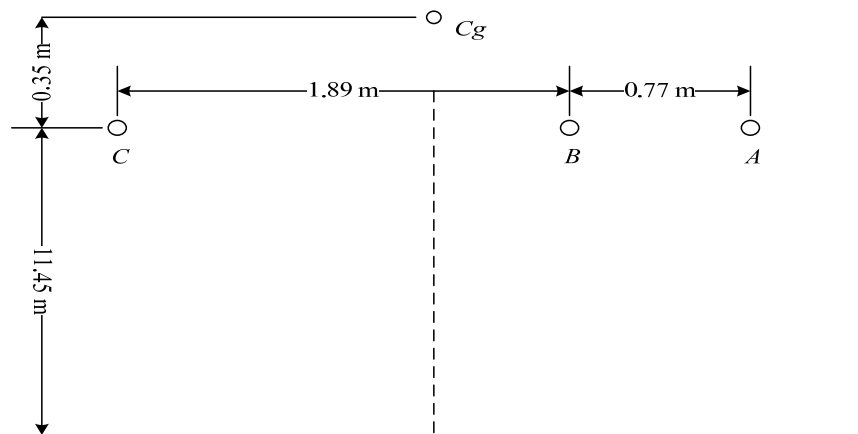


Figura 5.1 Ubicación de los conductores en la línea simple terna

Fuente: Autor (2008)

Tabla 5.1 Datos de la línea de distribución simple terna

Fuente: Autor (2008)

Datos	Valores
Nivel cerámico	60 días de tormenta/año
Longitud de un vano	100 m
Atracción del suelo (β)	1
Radio del poste	0.1222
Diámetro del conductor de guarda	9.25 mm
Diámetro conductor de fase	11.25 mm
Distancia del aislador	0.21 m
Altura del poste	12.9 m
Altura del conductor de guarda	12.8 m
Altura del conductor de fase	11.45 m
Coordenadas horizontales desde el centro del poste	
Conductor de guarda	0
Conductor de la fase A	1.12 m
Conductor de la fase B	0.35 m
Conductor de la fase C	-1.12 m

En la Figura 5.2 se muestran los resultados correspondientes al ángulo de apantallamiento actual y al ángulo de apantallamiento efectivo, al evaluar la línea simple terna

```

D:\DOCUME~1\MARTIN~1\ESCRIT~1\flsh17.exe
----- S H I E L D I N G   C A L C U L A T I O N -----
Value of BETA <Enter 0 for our guess>? 1
THE SHIELD ANGLE REQUIRED FOR CONDUCTOR 1 IS = -50.31 DEGREES
THE ACTUAL SHIELD ANGLE FOR CONDUCTOR 1 IS = 39.68 DEGREES
THE SHIELD ANGLE REQUIRED FOR CONDUCTOR 3 IS = -50.31 DEGREES
THE ACTUAL SHIELD ANGLE FOR CONDUCTOR 3 IS = 39.68 DEGREES
Press Any Key to Continue.
FLASH 1.7 1/90 06-18-2008 15:09:26 PrtSc key --> PRINTED COPY of Screen

```

Figura 5.2 Ángulo de apantallamiento actual y efectivo para las líneas simple terna

Fuente: Autor (2008)

En la Figura 5.3 se muestra la pantalla de resultados que contiene el valor de la tasa de salida por falla de apantallamiento para las líneas simple terna.

```

D:\DOCUME~1\MARTIN~1\ESCRIT~1\flsh17.exe
----- F I N A L   R E S U L T S -----
*****
THE BACKFLASHOVER RATE = 51.095 FLASHOVERS/100 KM
                       = 82.260 FLASHOVERS/100 MI
THE SHIELDING FAILURE
  FLASHOVER RATE = 0.040 FLASHOVERS/100 KM
                 = 0.060 FLASHOVERS/100 MI
TOTAL FLASHOVER RATE  = 51.135 FLASHOVERS/100 KM
                       = 82.320 FLASHOVERS/100 MI
*****
HIT ANY KEY FOR MAIN MENU

FLASH 1.7 1/90 06-18-2008 15:10:00 PrtSc key --> PRINTED COPY of Screen

```

Figura 5.3 Tasa de salida por falla de apantallamiento para las líneas simple terna

Fuente: Autor (2008)

Nótese en la Figura 5.2 que el ángulo de apantallamiento requerido para un apantallamiento efectivo es negativo lo cual carece de significado practico, por tal razón se estimó la tasa de salida de ésta línea por medio de la metodología descrita en el Capítulo III de esté trabajo para así poder determinar cual es el correcto ángulo de apantallamiento efectivo de la línea.

- Altura efectiva para el conductor de guarda y el conductor de la fase mas expuesta

$$h_g = 12.8m - \frac{2}{3}(12.8m - 11.8m) = 12.1333m$$

$$h_f = 11.45m - \frac{2}{3}(11.45m - 10.45m) = 10.7833m$$

La fases mas expuestas son las fases A y C los cálculos están hechos para estimar el número de salidas del conductor de la fase A, esté que es el mismo número de salida que presenta el conductor de la fase C debido se encuentran ubicados de forma simétrica.

- Voltaje crítico de flameo para un aislador de 0.21 m

$$V_{CFO(t)} = 0.4L + \frac{0.71L}{t^{0.75}}$$

$$V_{CFO[kV](2\mu s)} = 0.4(0.21) + \frac{0.71(0.21)}{2^{0.75}} = 172.655 \text{ kV}$$

$$V_{CFO[kV](6\mu s)} = 0.4(0.21) + \frac{0.71(0.21)}{6^{0.75}} = 122.892 \text{ kV}$$

- Impedancia de impulso para el conductor de la fase mas expuesta

$$Z = 60Ln\left(\frac{2h_f}{r}\right)$$

$$Z = 60Ln\left(\frac{2.(10.7833)}{(0.005625)}\right) = 495.101\Omega$$

- Corriente mínima que produce un arco por falla de apantallamiento

$$I_{\min} = \frac{2V_{CFO(6\mu s)}}{Z}$$

$$I_{\min} = \frac{2(122.892 \text{ kV})}{495.101\Omega} = 0.4964 \text{ kA}$$

- Mínima distancia de impacto

$$S = 10I_{\min}^{0.65}$$

$$S = 10(0.4964)^{0.65} = 6.3432 \text{ m}$$

- Espacio no cubierto por el apantallamiento

Se selecciona de la Tabla 3.1 $\beta = 1$

$$X_s = S[\cos(\theta) + \sin(\alpha - w)]$$

Como $\beta S < h_f$ se hace $\cos(\theta) = 1$ entonces:

$$X_s = S[1 + \sin(\alpha - w)]$$

$$\alpha = \arctg\left(\frac{X_f - X_g}{h_g - h_f}\right)$$

$$\alpha = \arctg\left(\frac{1.12 - 0}{12.1333 - 10.7833}\right) = 39.6801^\circ$$

$$F = \sqrt{(X_f - X_g)^2 + (h_f - h_g)^2}$$

$$F = \sqrt{(1.12 - 0)^2 + (10.7833 - 12.1333)^2} = 1.7541$$

$$w = acr \cos\left(\frac{F}{2S_{\min}}\right)$$

$$w = acr \cos\left(\frac{1.7541}{2(6.3432)}\right) = 82.0525^\circ$$

$$X_s = 6.3432[1 + \text{Sen}(39.6801 - 82.0525)] = 2.0682m$$

- Apantallamiento efectivo

$$X_G = \sqrt{S^2 - (\beta S - h_g)^2} - \sqrt{S^2 - (\beta S - h_f)^2}$$

$$X_G = \sqrt{6.3432^2 - ((1)6.3432 - 12.1333)^2} - \sqrt{6.3432^2 - ((1)6.3432 - 10.7833)^2} = -1.9395m$$

$$\alpha_E = \arctg\left(\frac{X_G}{h_f - h_g}\right) = \arctg\left(\frac{-1.9395}{10.7833 - 12.1333}\right) = 55.1605^\circ$$

- Máxima distancia de impacto

$$S_{\max} = Y_o \left(\frac{-B_s - \sqrt{B_s^2 + A_s C_s}}{A_s} \right)$$

$$Y_o = \frac{h_g + h_f}{2} = \frac{12.1333 + 10.7833}{2} = 11.4583m$$

$$m = \frac{X_f - X_g}{h_g - h_f} = \frac{1.12 - 0}{12.1333 - 10.7833} = 0.8296$$

$$A_s = m^2 - \beta m^2 - \beta^2 = 0.8296^2 - (1)0.8296^2 - (1)^2 = -1$$

$$B_s = \beta(m^2 + 1) = (1)(0.8296^2 + 1) = 1.6882$$

$$C_s = (m^2 + 1) = (0.8296^2 + 1) = 1.6882$$

$$S_{\max} = 11.4583 \left(\frac{-1.6882 - \sqrt{1.6882^2 + (-1)1.6882}}{-1} \right) = 31.6945m$$

- Corriente asociada a la máxima distancia de impacto

$$I_{\max} = 0.029 S_{\max}^{1.54} = 0.029(31.6945)^{1.54} = 5.9417kA$$

- Probabilidad de que la corriente pico sea excedida para $I_{\min}$ e $I_{\max}$

$$P(I_{\min}) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_{\min}}{31}\right)^{2.6}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.4964}{31}\right)^{2.6}} = 0.9999$$

$$P(I_{\max}) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_{\max}}{31}\right)^{2.6}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{5.9417}{31}\right)^{2.6}} = 0.9865$$

- Número de fallas de apantallamiento

$$N_{FA} = Ng.X_s(P_{\min} - P_{\max}) = 0.012.T.X_s(P_{\min} - P_{\max})$$

$$N_{FA} = 0.012.60.(0.999 - 0.9865) = 0.0199 \text{ salidas por 100 km por año}$$

- Numero total de de fallas de apantallamiento

$$N_{FA_{total}} = 2N_{FA} = 0.0399 \text{ salidas por 100 km por año}$$

La diferencia del numero de salidas obtenida mediante el uso del programa FLASH V1.7 y mediante cálculos manuales son de 0.0001 salidas por 100 km por año indicando una buena similitud no obstante con los cálculos manuales se obtuvo un ángulo de apantallamiento efectivo positivo siendo este el que se toma para los resultados.

5.1.2 Línea doble terna

Los datos usados en el caso de la líneas doble terna son mostrados en la Tabla 5.2.

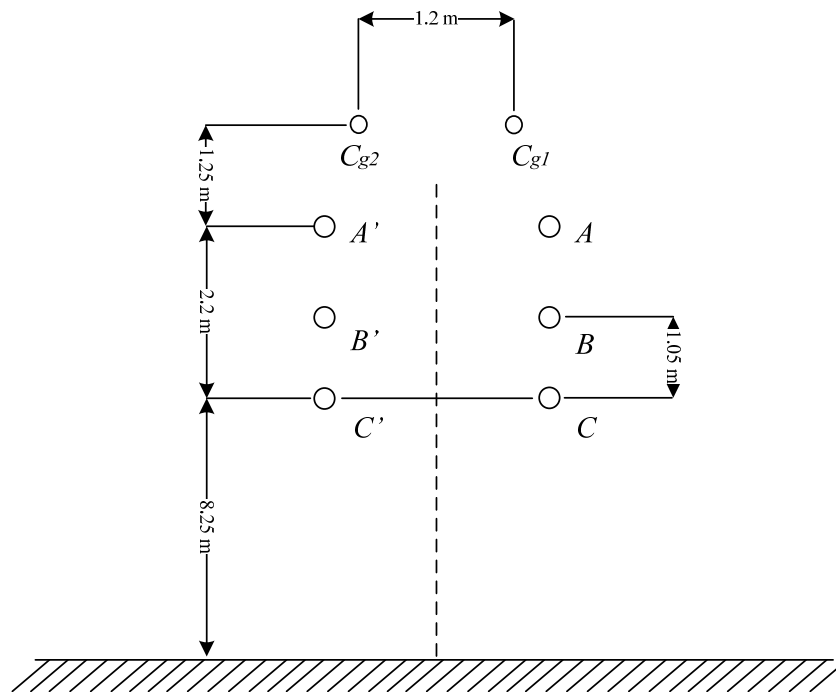


Figura 5.4 Ubicación de los conductores en la línea doble terna

Fuente: Autor (2008)

Tabla 5.2 Datos de la línea de distribución doble terna

Fuente: Autor (2008)

Datos	Valores
Nivel cerámico	60 días de tormenta/año
Longitud de un vano	100 m
Flecha de los conductores	1 m
Atracción del suelo (β)	1
Radio de los postes	0.1222
Espaciamiento horizontal entre los postes	0.8 m
Diámetro del conductor de guarda	9.25 mm
Diámetro conductor de fase	11.25 mm
Distancia de la cadena de aisladores	0.21 m
Altura de los postes	12.8m
Altura de los conductores de guarda	11.7 m
Altura de los conductores de fase A y A'	10.45 m
Altura de los conductores de fase B y B'	9.3
Altura de los conductores de fase C y C'	8.25
Coordenadas horizontales desde el centro del poste	
Conductor de guarda 1	0.6
Conductor de guarda 2	-0.6
Conductor de la fase A	1.28
Conductor de la fase B	1.28
Conductor de la fase C	1.28
Conductor de la fase A'	-1.28
Conductor de la fase B'	-1.28
Conductor de la fase C'	-1.28

Para el caso de las líneas doble terna no se obtuvieron resultados numéricos mediante la utilización del programa FLASH V 1.7 de la IEEE debido a que este arroja un mensaje indicando que las líneas poseen un buen ángulo de apantallamiento y que éste debía ser calculado de forma manual, puesto que la tasa de salida es por falla de apantallamiento es muy pequeña y el programa lo considera como que si no existiesen salidas de esta línea por falla de apantallamiento, con la intención de determinar este valor se usaron las ecuaciones propuestas por Anderson, J. (1982) las

cuales fueron descritas en el Capítulo III de este trabajo. En la figura 5.3 se muestra la pantalla que contiene el mensaje que indicando que las línea posee un buen ángulo de apantallamiento que solo puede ser obtenido con cálculos manuales.



Figura 5.5 Resultado obtenido al evaluar la línea doble terna en el programa FLASH V 1.7

Fuente: Autor (2008)

- Altura efectiva para el conductor de guarda y el conductor de la fase mas expuesta

$$h_g = 11.7m - \frac{2}{3}(11.7m - 10.7m) = 11.0333m$$

$$h_f = 10.45m - \frac{2}{3}(10.45m - 9.45m) = 9.7833m$$

- Voltaje crítico de flameo para un aislador de 0.21 m

$$V_{CFO(t)} = 0.4L + \frac{0.71L}{t^{0.75}}$$

$$V_{CFO[kV](2\mu s)} = 0.4(0.21) + \frac{0.71(0.21)}{2^{0.75}} = 172.655 \text{ kV}$$

$$V_{CFO[kV](6\mu s)} = 0.4(0.21) + \frac{0.71(0.21)}{6^{0.75}} = 122.892 \text{ kV}$$

- Impedancia de impulso para el conductor de la fase mas expuesta

$$Z = 60Ln\left(\frac{2h_f}{r}\right)$$

$$Z = 60Ln\left(\frac{2(9.7833)}{(0.005625)}\right) = 489.262\Omega$$

- Corriente mínima que produce un arco por falla de apantallamiento

$$I_{\min} = \frac{2V_{CFO(6\mu s)}}{Z}$$

$$I_{\min} = \frac{2(122.892 \text{ kV})}{489.262\Omega} = 0.5023 \text{ kA}$$

- Mínima distancia de impacto

$$S = 10I_{\min}^{0.65}$$

$$S = 10(0.5023)^{0.65} = 6.3923 \text{ m}$$

- Espacio no cubierto por el apantallamiento

Se selecciona de la Tabla 3.1 $\beta = 1$

$$X_s = S[\text{Cos}(\theta) + \text{Sen}(\alpha - w)]$$

Como $\beta S < h_f$ se hace $\text{Cos}(\theta) = 1$ entonces

$$X_s = S[1 + \text{Sen}(\alpha - w)]$$

$$\alpha = \arctg\left(\frac{X_f - X_g}{h_g - h_f}\right)$$

$$\alpha = \arctg\left(\frac{1.28 - 0.6}{11.0333 - 9.7833}\right) = 28.5462^\circ$$

$$F = \sqrt{(X_f - X_g)^2 + (h_f - h_g)^2}$$

$$F = \sqrt{(1.28 - 0.6)^2 + (9.7833 - 11.0333)^2} = 1.4229$$

$$w = \arccos\left(\frac{F}{2S_{\min}}\right)$$

$$w = \arccos\left(\frac{1.4229}{2(6.3923)}\right) = 83.6099^\circ$$

$$X_s = 6.3923[1 + \text{Sen}(28.5462 - 83.6099)] = 1.1519m$$

- Apantallamiento efectivo

$$X_G = \sqrt{S^2 - (\beta S - h_g)^2} - \sqrt{S^2 - (\beta S - h_f)^2}$$

$$X_G = \sqrt{6.3923^2 - ((1)6.3923 - 11.0333)^2} - \sqrt{6.3923^2 - ((1)6.3923 - 9.7833)^2} = -1.0229m$$

$$\alpha_E = \arctg\left(\frac{X_G}{h_f - h_g}\right) = \arctg\left(\frac{-1.0229}{9.7833 - 11.0333}\right) = 39.2962^\circ$$

- Máxima distancia de impacto

$$S_{\max} = Y_o \left(\frac{-B_s - \sqrt{B_s^2 + A_s C_s}}{A_s} \right)$$

$$Y_o = \frac{h_g + h_f}{2} = \frac{11.0333 + 9.7833}{2} = 10.4083m$$

$$m = \frac{X_f - X_g}{h_g - h_f} = \frac{1.28 - 0.6}{11.0333 - 9.7833} = 0.544$$

$$A_s = m^2 - \beta m^2 - \beta^2 = 0.544^2 - (1)0.544^2 - (1)^2 = -1$$

$$B_s = \beta(m^2 + 1) = (1)(0.544^2 + 1) = 1.2959$$

$$C_s = (m^2 + 1) = (0.544^2 + 1) = 1.2959$$

$$S_{\max} = 10.4083 \left(\frac{-1.2959 - \sqrt{1.2959^2 + (-1)1.2959}}{-1} \right) = 19.9333m$$

- Corriente asociada a la máxima distancia de impacto

$$I_{\max} = 0.029 S_{\max}^{1.54} = 0.029 (19.9333)^{1.54} = 2.9090kA$$

- Probabilidad de que la corriente pico sea excedida para $I_{\min}$ e $I_{\max}$

$$P(I_{\min}) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_{\min}}{31} \right)^{2.6}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.5023}{31} \right)^{2.6}} = 0.9999$$

$$P(I_{\max}) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_{\max}}{31} \right)^{2.6}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{2.9090}{31} \right)^{2.6}} = 0.9978$$

- Número de fallas de apantallamiento

$$N_{FA} = Ng.X_s(P_{\min} - P_{\max}) = 0.012.T.X_s(P_{\min} - P_{\max})$$

$$N_{FA} = 0.012.60.(0.999 - 0.9978) = 0.001744 \text{ salidas por 100 km por año}$$

- Numero total de de fallas de apantallamiento

$$N_{FA_{total}} = 2N_{FA} = 0.003488 \text{ salidas por 100 km por año}$$

En la Tabla 5.3 se resumen los resultados obtenidos de la tasa de salida por falla de apantallamiento, tanto para la línea simple terna y doble terna

Tabla 5.3 Tasa de salida por falla de apantallamiento

Fuente: Autor (2008)

	Simple Terna	Doble Terna
Tasa de salida 100km por año	0.0399	0.0034888
Ángulo de apantallamiento actual	39.6801°	28.5462°
Ángulo de apantallamiento efectivo	55.1605°	39.2962°

Mediante estos resultados se puede apreciar que las líneas poseen un buen ángulo de apantallamiento, puesto que al comparar el ángulo de apantallamiento actual con el ángulo de apantallamiento efectivo se observa que el ángulo actual es menor que el efectivo, lo cual en relación a lo propuesto por Anderson (1982) es un indicador de que el conductor de guarda está bien ubicado.

Como se observa en la Tabla 5.3 la tasa de salida está dada por 100 km de línea y por año, por ejemplo, para la línea simple terna, se puede inferir de acuerdo a su tasa de salida por falla de apantallamiento, que es probable que en 100 km de línea ocurra una salida cada 25 años, este parámetro de tiempo es introducido al establecer la relación de la densidad de rayos a tierra de la zona donde se encuentran las líneas con la geometría de las mismas.

5.2 Variación de la sobretensión con el modelo de la resistencia de puesta a tierra

En las Figura 5.6 se observa como varía la diferencia de tensión entre la fase y la cruceta para la resistencia de puesta a tierra estática y dinámica al variar con la corriente del rayo. En este caso la sobretensión es ocasionada en una línea simple terna por una corriente de rayo que impacta en el conductor de guarda con un valor pico de 25 kA 2/50 μ s

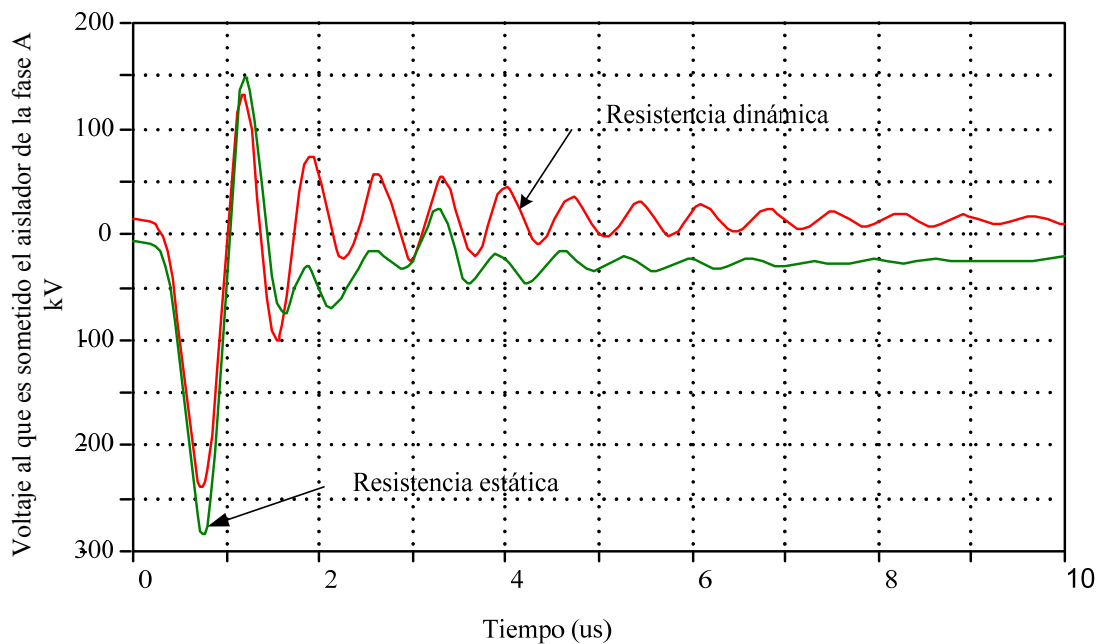


Figura 5.6 Diferencia de tensión entre fase y cruceta para resistencia de puesta a tierra dinámica y estática.

Fuente: Autor(2008)

Las sobretensiones mostradas en la Figura 5.6 fueron obtenidas modelando la descarga atmosférica en las líneas de distribución, para ambos casos se usó el mismo valor de la corriente del rayo, solo se varió la forma de representar la resistencia de

puesta a tierra, en un caso fue con una resistencia estática y en el otro fue de forma dinámica al hacerla variar con el valor de la corriente del rayo según lo establecido en la ecuación 4.5.

Para verificar la variación de la resistencia de puesta a tierra con la corriente del rayo se ha realizado una curva (ver Figura 5.7) la cual proviene de graficar la ecuación 4.5 para un valor de resistencia de puesta a tierra de $10\ \Omega$ y una corriente de rayo con un pico de $5\text{ kA } 2/50\ \mu\text{s}$, obteniendo un valor de resistencia para cada valor correspondiente a la forma de onda del rayo.

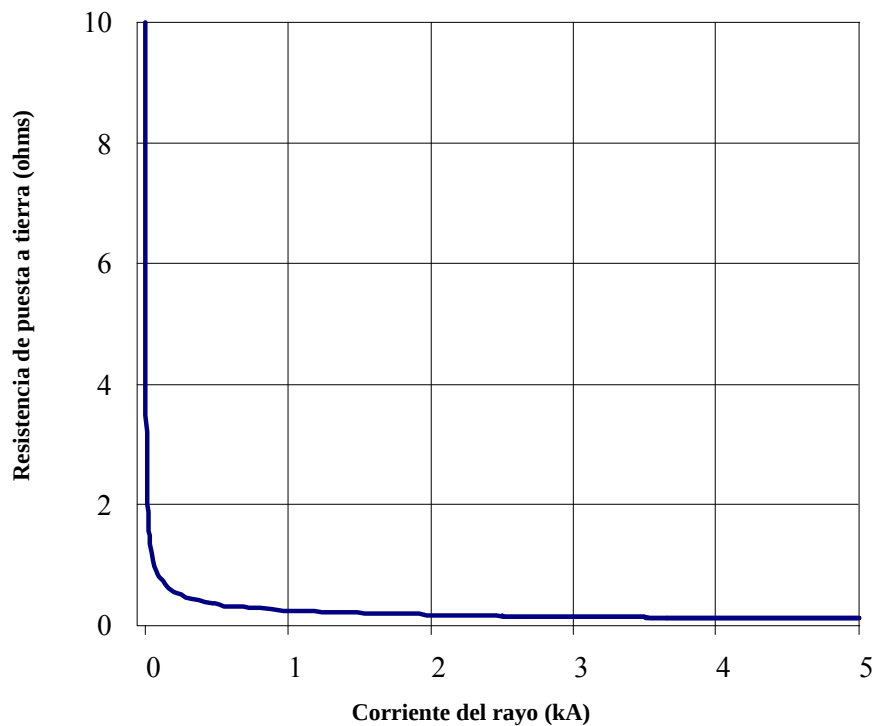


Figura 5.7 Variación de la resistencia de puesta a tierra con el valor de la corriente del rayo.

Fuente: Autor(2008)

En la Figura 5.7 se observa como a medida que aumenta el valor de la corriente del rayo disminuye el valor de la resistencia de puesta a tierra, la cual para este caso comienza una drástica disminución a partir de los 250 A, este comportamiento afecta las sobretensiones ocasionadas entre la fase y la cruceta, debido que al usar esta representación, el valor de la resistencia disminuye con el valor de la corriente del rayo y por lo cual la descarga atmosférica es drenada a tierra de una forma más rápida que al representar la resistencia de forma estática esto ocasiona que las sobretensiones alcanzadas usando la representación estática sean mayores que con la representación dinámica, en la Figura 5.6 se observa una diferencia máxima de 55 kV, cabe destacar que no en todos los casos, esta diferencia no es constante, sin embargo el comportamiento si se mantiene. Por esta razón los resultados obtenidos para determinar la tasa de salida por descargas retroactivas son realizados usando una representación estática de la resistencia de puesta a tierra.

5.3 Tasa de salida por descargas retroactivas (Backflashover)

A continuación se presentan los gráficos de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas directas al conductor de guarda, mediante el empleo de los programas de simulación ATPDraw, de igual forma se muestra la sobretensión originada antes y durante la descarga retroactiva. Finalmente se muestra la tasa de salida para las líneas aéreas de distribución de los distritos Múcura y San Tomé de PDVSA la cual se calculo atendiendo a un análisis de sensibilidad respecto al valor de la resistencia de puesta a tierra.

5.3.1 Sobretensiones en una línea doble terna

En esta parte se muestran las graficas de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas que impactan en el cable de guarda de la línea aérea de distribución doble terna, éste caso se inyecta una descarga de 20 kA 2/50 μ s en el conductor de guarda que protege a la fases de la derecha (C_{gl}) y con una resistencia de puesta a tierra de 10 Ω

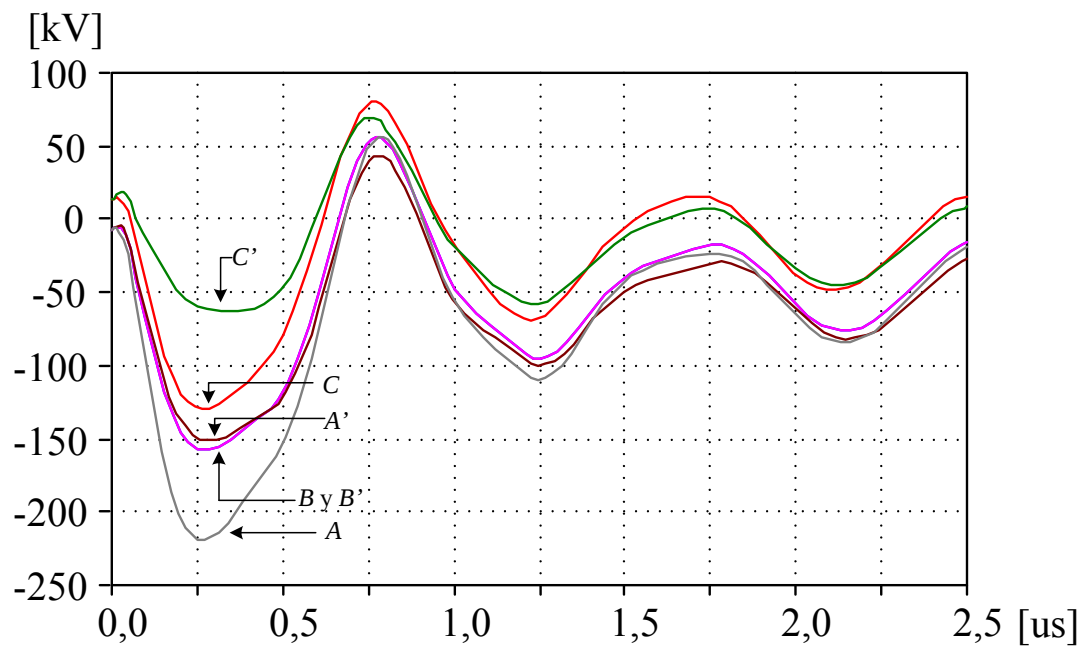


Figura 5.8 Diferencia de tensión entre fase y cruceta antes de la descarga retroactiva; Mediante ATPDraw

Fuente: Autor(2008)

En la Figura 5.8 se observa la forma de onda de la sobretensión ocasionada por una descarga atmosférica en el conductor de guarda a una línea doble terna con disposición vertical de los conductores de fase, ubicando las fases A y A' y en la parte

superior y las fases C y C' en la parte inferior. Se observa como las todas las fases se ven sometidas a la sobretensión y también como esta sobretensión va disminuyendo en el tiempo, esto debido a que la magnitud de la corriente del rayo luego de alcanzar su valor pico comienza a disminuir.

También se puede observar en la figura como la diferencia de tensión mas alta ocurre en la fase superior la cual corresponde a la fase A , que en relación con la sobretensión en la fase A' se tiene una diferencia de 67 kV superior que esta, en todos los casos se obtiene que la fase superior es la que acusa mayor sobretensión que las demás, esto quiere decir que ésta es la en la que ocurrirá inicialmente la descarga retroactiva, no obstante esta situación se cumple solo para la mínima corriente que ocasiona la descarga retroactiva, puesto que no se tienen control de la magnitud de la corriente del rayo en la naturaleza se realizaron simulaciones donde la corriente pico del rayo fue mayor a la corriente mínima que ocasiona *backflashover*, obtenido como resultado que se produce descarga retroactiva en ambos circuitos (ver Figura 5.9) de la línea, esto se debe a que una sola descarga retroactiva no es suficiente para mitigar toda la sobretensión a la que se somete la línea.

La diferencia de tensión entre la fase y la cruceta tiene un valor máximo negativo, esto debido a que la tensión en la fase es menor que la tensión en la estructura.

En la Figura 5.9 se muestra la forma de onda de la sobretensión justo en el momento en que ocurre la descarga retroactiva.

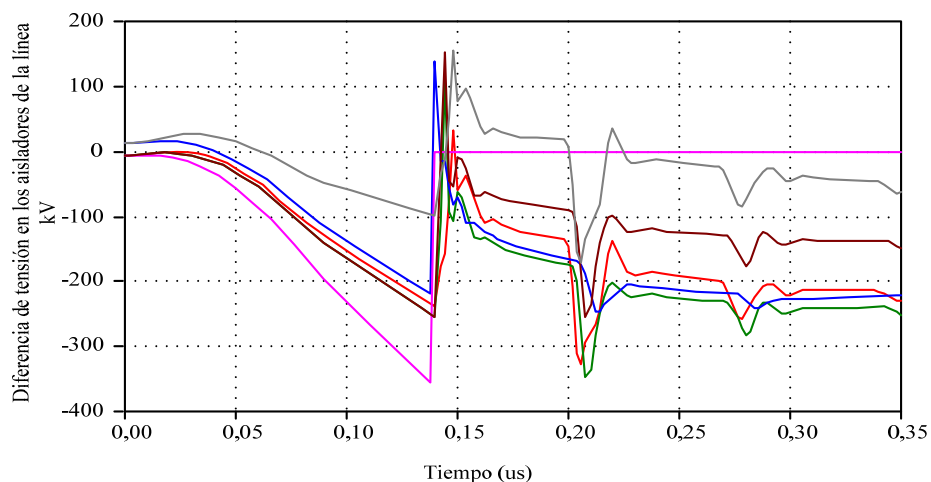


Figura 5.9 Diferencia de tension entre fase y cruceta durante de la descarga retroactiva 1; Mediante ATPDraw
Fuente: Autor(2008)

Esta forma de onda, graficamente representa un pulso de tensión, esto debido a que al momento en que la diferencia de tensión alcanza el valor del CFO se cierran los interruptores controlados por voltaje simulando así la descarga retroactiva, es entonces en este momento cuando los conductores de fase quedan al mismo potencial de la cruceta mientras se extingue el arco.

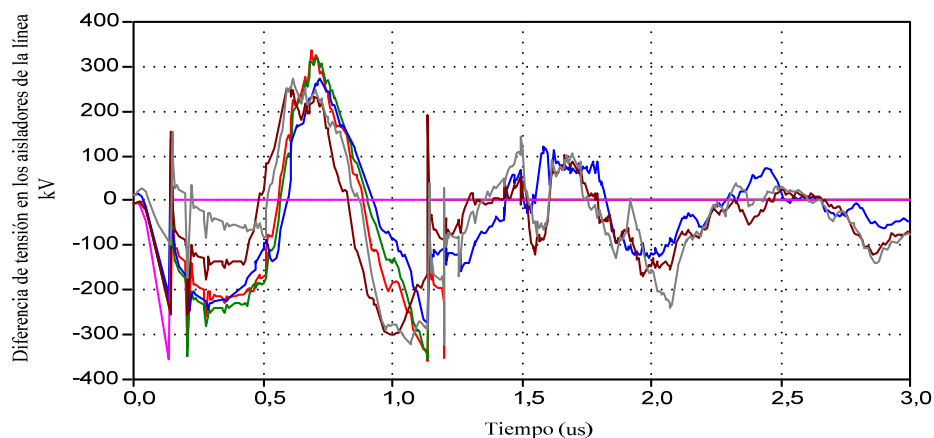


Figura 5.10 Diferencia de tension entre fase y cruceta durante de la descarga retroactiva 2; Mediante ATPDraw
Fuente: Autor (2008)

Tabla 5.4 Tasa de salida por Backflashover para líneas simple terna

Fuente: Autor (2008)

Configuración	Resistencia de puesta a tierra [Ω]	CFO [kV]	Mediante ATPDraw			Mediante PSCAD		
			Corriente [kA]	Probabilidad de Falla	Tasa de salida por 100 km por año	Corriente [kA]	Probabilidad de Falla	Tasa de salida por 100 km por año
Aisladores cerámicos tipo Ping 34.5 kV	5	156	16	0,84808195	37,0995506	14,6	0,87628499	38,3332994
	10		14,9	0,87043694	38,0774749	13,4	0,89850334	39,3052463
	15		14	0,88763595	38,82985	12,5	0,91384179	39,9762309
	20		13,1	0,90374749	39,5346531	11,8	0,92493076	40,4613203
Aisladores cerámicos tipo cadena 34.5 kV	5	156	14,3	0,8820192	38,5841438	13,7	0,89313177	39,0702659
	10		13,3	0,9002657	39,3823411	12,8	0,90886124	39,7583555
	15		12,5	0,91384179	39,9762309	11,9	0,92339303	40,394052
	20		11,7	0,9264528	40,5279025	11,1	0,93525177	40,9128156
Aisladores poliméricos tipo cadena 35 kV	5	360	33	0,45945102	20,0987961	31,2	0,49582002	21,6897669
	10		30,7	0,50632062	22,1491183	29,4	0,53439076	23,3770533
	15		28,7	0,54994147	24,057323	27,6	0,57494253	25,1510006
	20		26,9	0,59117826	25,8612364	25,7	0,619515	27,1008338

En la Tabla 5.4 se muestran los resultados obtenidos para la tasa de salida para una línea simple terna, los valores correspondientes a la situación actual de estas líneas son los que se encuentra en la casilla de aisladores tipo ping de 34.5 kV puesto que como ya se ha mencionado estos son los que poseen las líneas, adicionalmente y para fines comparativos se ha realizado simulaciones variando el tipo de aislador, en el caso de los aisladores tipo cadena de cerámica, se tiene que presenta el mismo nivel de aislamiento que los aisladores tipo ping y aun así la tasa de salida se incrementa en un promedio de 1 salida por 100 km por año, esto se debe a que al colocar estos aisladores se está cambiando la geometría de la línea y como consecuencia varia la impedancia característica de la misma.

En comparación con los aisladores poliméricos de 35 kV se obtiene una disminución de la tasa de salida de un promedio de 15 salidas por 100 km por año esto debido a que estos aisladores poseen mayor nivel de voltaje critico de flameo o *cirtical flashover* (CFO) que los aisladores usados actualmente.

En la Tabla 5.5 se muestra la tasa de salida para las líneas de distribución doble terna, esta posee actualmente aisladores tipo cerámicos tipo cadena, al igual que en el caso de las líneas simple terna, se evaluó la tasa de salida como si se estuviese usando aisladores poliméricos obteniendo mejores resultados con estos pues la tasa de salida disminuye un promedio de 16 salidas por 100 km por año.

Tabla 5.5 Tasa de salida por Backflashover para líneas doble terna

Fuente: Autor (2008)

Configuración	Resistencia de puesta a tierra [Ω]	CFO [kV]	Mediante ATPDraw			Mediante PSCAD		
			Corriente [kA]	Probabilidad de Falla	Tasa de salida por 100 km por año	Corriente [kA]	Probabilidad de Falla	Tasa de salida por 100 km por año
Aisladores cerámicos tipo cadena 34.5 kV	5	156	15,4	0,86044744	34,3577851	14,2	0,88390468	35,294436
	10		14,5	0,87820922	35,0670158	13,3	0,9002657	35,9477337
	15		13,7	0,89313177	35,6628751	12,6	0,91219658	36,4241354
	20		12,8	0,90886124	36,2909551	11,7	0,9264528	36,9933885
Aisladores poliméricos tipo cadena 35 kV	5	360	35,5	0,41279612	16,4830061	32,8	0,46337884	18,5027813
	10		33,4	0,45168161	18,035709	31,4	0,49166732	19,6323442
	15		31,6	0,48754213	19,4676248	30,1	0,51914096	20,7293704
	20		29,5	0,53219341	21,2505566	28,9	0,54546868	21,78064

5.4 Variación de la tasa de salida con la resistencia de puesta a tierra

Como se observa en las Tablas 5.4 y 5.5 al realizar un análisis de sensibilidad variando la resistencia de puesta a tierra también se modifica la tasa de salida de las líneas, de una forma mas concreta se infiere que al disminuir el valor de la resistencia de puesta a tierra se esta disminuyendo la tasa de salida de las líneas.

A continuación se muestra de forma grafica el efecto que tiene la resistencia de puesta a tierra sobre la tasa de salida, para ello se ha tomado la configuración de la línea que presenta menor tasa de salida en cada caso (línea simple terna y líneas doble terna) debido a que forma parte de la propuesta de este trabajo y de igual forma el efecto puede ser notado en cualquiera de las restantes configuraciones usando los resultados obtenidos mediante el ATPDraw.

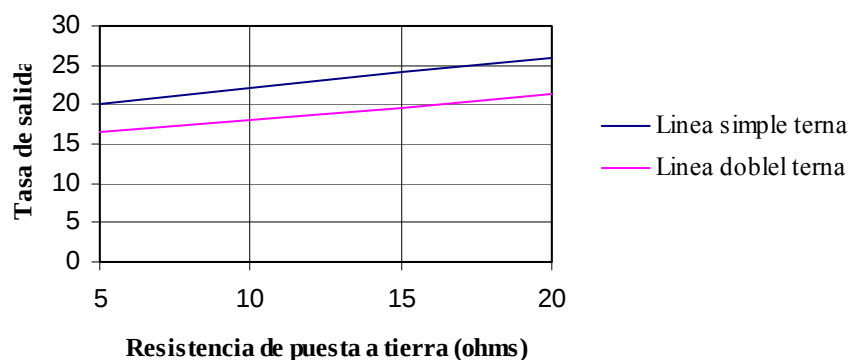


Figura 5.11 Tasa de salida en funcion de la resistencia de puesta a tierra

Fuente: Autor(2008)

En la Figura 5.8 se puede observar como la tasa de salida por descargas retroactivas disminuye al bajar los valores de resistencia de puesta a tierra, sin embargo se puede inferir de dicha grafica que para ambos casos, la diferencia de usar una resistencia de puesta a tierra de 20Ω con una de 5Ω reduce un promedio de 5 salidas por 100km por año, si la comparación se hace con entre una resistencia de puesta a tierra de 5Ω y una de 10Ω la diferencia tiene un promedio de 3 salidas por 100 km por año.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

Las descargas atmosféricas directas constituyen una de las principales causas de salida en las líneas aéreas de distribución, debido a que el nivel de aislamiento en estos sistemas es bajo, por lo tanto son propensas a que se origine un *backflashover* como consecuencia de una descarga atmosférica que incida en el conductor de guarda o en el poste.

A través de la realización de la presente investigación se determinó la tasa de salida por descargas atmosféricas directas a las líneas aéreas de distribución de 13.8 kV de los distritos San Tomé y Múcura de PDVSA, entendiéndose como descargas atmosféricas directas aquellas que terminan en el conductor de fase, poste o cable de guarda de las líneas estudiadas.

La tasa de salida total por descargas atmosféricas directas se determinó por medio de la suma de la tasa de salida por falla de apantallamiento con la tasa de salida por descarga retroactiva; usando para el calculo de la primera tasa el programa del IEEE FLASH 1.7 y cálculos manuales, a su vez la segunda tasa de salida fue calculada

mediante el uso de los programas ATPDraw y PSCAD, con la intención de comparar los resultados obtenidos por medio de la aplicación de estos dos últimos programas.

Luego del análisis de los resultados de la tasa de salida por falla de apantallamiento se infiere que la ubicación de los cables de guarda es adecuada, debido a que los resultados obtenidos en la determinación de esta tasa de salida fueron bajos, por lo tanto, el conductor de guarda cumple correctamente su función de proveer una optima protección a los conductores de fase.

Al evaluar la representación de la resistencia de puesta tierra dinámica, variante con el valor de la corriente del rayo y la resistencia de puesta tierra estática se observo que esta sobretensión es mayor cuando la resistencia es representada de forma estática, esto debido a que la representación dinámica ocasiona una disminución rápida del valor de la resistencia. Por tal razón se recomienda el uso de la resistencia de puesta a tierra estática a menos que esta sea representada en función de la frecuencia.

Se observó que las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas en el cable de guarda de las líneas de distribución doble terna de 13.8 kV tienden a generar una falla en ambos circuitos dependiendo del nivel de corriente que tenga la descarga atmosférica, para descargas atmosféricas por encima de los 50 kA se produce una descarga retroactiva en cada circuito.

Luego de la aplicación de los programas ATPDraw y PSCAD para determinar la tasa de salida por backflashover en líneas aéreas de distribución simple terna y doble terna, se observa que los resultados obtenidos son homogéneos, obteniendo una diferencia máxima en la tasa de salida de 2 salidas por 100 km por año, se puede decir entonces que a través del uso de ambos programas, pues los resultados tienen un óptimo grado de coincidencia. Ambos programas demuestran ser un herramienta útil para el estudio de sobretensiones por descargas atmosféricas directas con la intención de determinar la tasa de salida por *backflashover*.

Con los resultados obtenidos se observa que la tasa de salida disminuye al aumentar el nivel de aislamiento de la línea, específicamente al colocar aisladores que posean un mayor voltaje critico de flameo debido que esto brida al sistema la capacidad de soportar el fenómeno transitorio y aumenta la corriente mínima con la que se produce una descarga retroactiva y así disminuir la tasa de salida.

En función del análisis de sensibilidad realizado al determinar la tasa de salida para diferentes valores de resistencia puesta tierra, se concluye que la tasa de salida aumenta al incrementar el valor de la resistencia puesta tierra. Este efecto es más notorio al comparar la tasa de salida obtenida con un valor de resistencia puesta tierra de 5Ω con la tasa de salida para un valor de resistencia puesta tierra de 20Ω , por otra parte la diferencia en la tasa de salida para resistencias de puesta a tierra de 10Ω y 5Ω no es significativa, tan solo se reducen 2 salidas por 100km por año, debido a esto

se puede decir que no es justificable un cambio en la resistencias de puesta a tierra para llevarlas a un valor de 5Ω .

6.2 Recomendaciones

Se recomienda incrementar el nivel de aislamiento de las líneas mediante la sustitución de los aisladores cerámicos por aisladores poliméricos de 35 kV, específicamente por los aisladores poliméricos con los cuales se efectuaron las simulaciones, los cuales son de marca OHIOBRAS y poseen un voltaje crítico de flameo de 360 kV, esta recomendación se hace debido a que al evaluar la tasa de salida por *backflashover* con este tipo de aisladores disminuye en un 58.1% para el caso de las líneas simple terna, considerando un valor de resistencia puesta tierra de 10Ω ; las líneas doble terna con el mismo valor de resistencia de puesta tierra y el cambio de aisladores propuesto presentan una disminución de la tasa de salida de 51.4%.

Realizar un plan de mantenimiento a al sistema de puesta tierra de las líneas aéreas de distribución, con la intención de establecer sus valores en un rango no mayor a los 10Ω ; debido a que este valor es considerado el valor ideal resultante del estudio de sensibilidad.

Con la intención de disminuir la pérdidas de producción a la empresa PDVSA, se recomienda evaluar la sustitución de las líneas aéreas de distribución doble terna de 13.8 kV por líneas aéreas de distribución simple ternas de 13.8 kV y por corredores

distintos; esto debido a que en la línea doble terna se pierden dos circuitos al producirse una falla por *backflashover*, mientras que en la línea simple terna solo sale de servicio un circuito.

Considerar la instalación de aisladores testigos para estudiar el efecto de la contaminación en la cadena de aisladores sobre el voltaje crítico de *flashover* CFO, y por ende su influencia sobre la tasa de salida por descargas retroactivas en futuras investigaciones.

REFERENCIAS

- Agulleiro, I. y Martínez, M. (s.f.) Técnicas Modernas para la Medición de Sistemas de Puesta a Tierra en Zonas Urbanas. Trabajo de Investigación. Universidad Simón Bolívar.
- Anderson, J. G. Transmission Line Reference Book 345 kV and Above. (1982). 2nd Edition. Palo Alto, California. EPRI (Electric Power Research Institute).
- Arecuña, D (2002) Propuestas Para La Disminución De La Tasa De Salida Forzada En Líneas Aéreas De Transmisión 138 KV Del Sistema Colón De ENELDIS Por Descargas Retroactivas. Trabajo De Grado, Universidad Nacional Experimental De La Fuerza Armada (UNEFA).
- Arias, F. (2000). *Técnicas de Investigación* Aplicada. Editorial Océano Centrum. Barcelona, España.
- Blandón, J. (s. f.) Consideraciones Sobre el Comportamiento de las Líneas de Distribución Ante Descargas Atmosféricas. Trabajo de Investigación. Electroporcelana GAMMA, Empresa de la Organización Corona. Sabaneta, Colombia.
- Fernández, F. y Díaz, R. (2001) Metal-Oxide Surge Arrester Model for Fast Transient Simulations. Trabajo de Investigación. Universidad Nacional de Tucumán. Argentina.
- Ferro, C; Tarazona, J; y Urdaneta, A. (2005) Caracterización Cartográfica de la Actividad Cerámica Venezolana y el Uso en el Diseño de Líneas Aéreas. Trabajo de Investigación VI Jornadas Profesionales de CVG EDELCA.
- García, R (1990) La Puesta a Tierra en Instalaciones Eléctricas y el R.A.T, Editorial Marcombo, Barcelona España.

González, M. (2001) Evaluación Estadística Del Comportamiento De Líneas Aéreas De Distribución Frente A Sobretensiones De Origen Externo. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica De Cataluña

Greenwood, A. Electrical Transients In Power Systems. 2nd Edition Willey-Intercience. Canada. 1971.

IEEE. (1997). Guide For Improving The Lightning Performance Of Electric Power Overhead Distribution Lines. Standard IEEE 1410.

IEEE. (1997).Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines. Standard IEEE 1243.

Leuven EMTP Center–LEC, ed., *Alternative Transients Program Rule Book*.. K.U. Leuven, July 1987.

López, D. (1999). El Contexto Metodológico de una Investigación. Editorial Chani: Mérida, Venezuela

Martínez M.; Ramírez J. (2004) Influencia De Las Sobretensiones Por Descargas Atmosféricas Y Comportamiento De Los Sistemas De Puesta A Tierra En Líneas De Distribución Y Transmisión. Trabajo De Investigación. Universidad Simón Bolívar

Martínez, J. (1999) Modelización de Redes de Distribución para el Calculo de Sobretensiones. Trabajo De Investigación. Universidad Politécnica De Cataluña.

Martínez, J. y Castro, F. (s. f.). Análisis De Sobretensiones De Origen Atmosférico En Líneas Aéreas De Transporte. Trabajo De Investigación. Universidad Politécnica De Cataluña.

Martínez, V. (2004) Estudio De Sobretensiones Por Descargas Atmosféricas En La Línea De Transmisión Valcor-Guanta. Informe De Pasantías Largas. Universidad Nacional Experimental Politécnica De La Fuerza Armada (UNEFA).

Méndez, C. (2002). Metodología. Diseño y Desarrollo del proceso de investigación. 3ra Edición, Editorial Mc Graw Hill, Bogota, D. C., Colombia.

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima PDVSA (On Line), Disponible: <http://www.pdvsa.com/>, Consulta: 2008, Abril.

Siebert, L. (1997) Alta Tensión Y Sistemas De Transmisión, Editorial Limusa, México.

Tamayo, F. y Tamayo, M. (1999). *El proceso metodológico*. 2da. Edición, Editorial Frigor, Caracas, Venezuela

The Manitoba HVDC Research Centre Inc. (2003) *PSCAD Electromagnetic Transients User's Guide*. Manitoba, Estados Unidos de Norte América.

Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL) (2006) Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales 4ta. Edición, Editorial FEDUPEL, Caracas.

ANEXOS