

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**COMISIÓN DE TRABAJOS DE GRADO**



**OPTIMIZACIÓN DEL USO DE PARARRAYOS Y  
CABLES DE GUARDA EN LÍNEAS AÉREAS DE  
DISTRIBUCIÓN DE 13,8 kV**  
**Caso: Proyecto Aguasay, Edo. Monagas, 2009 (PDVSA  
Gas)**

REALIZADO POR:

**ROBERT JOSÉ BORGES DÍAZ**

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD  
DE ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

Barcelona, Abril de 2010

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**COMISIÓN DE TRABAJOS DE GRADO**



**OPTIMIZACIÓN DEL USO DE PARARRAYOS Y**  
**CABLES DE GUARDA EN LÍNEAS AÉREAS DE**  
**DISTRIBUCIÓN DE 13,8 kV**

**Caso: Proyecto Aguasay, Edo. Monagas, 2009 (PDVSA**  
**Gas)**

TRABAJO DE GRADO APROBADO POR LA ESCUELA DE  
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS, DEPARTAMENTO DE  
ELECTRICIDAD

ASESORES:

---

**Ing. Melquiades Bermúdez**

**Asesor académico**

---

**Ing. Eligio Castillo**

**Asesor industrial**

Barcelona, Abril de 2010

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**COMISIÓN DE TRABAJOS DE GRADO**



**OPTIMIZACIÓN DEL USO DE PARARRAYOS Y**  
**CABLES DE GUARDA EN LÍNEAS AÉREAS DE**  
**DISTRIBUCIÓN DE 13,8 kV**  
**Caso: Proyecto Aguasay, Edo. Monagas, 2009 (PDVSA**  
**Gas)**

TRABAJO DE GRADO APROBADO POR LA ESCUELA DE  
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS, DEPARTAMENTO DE  
ELECTRICIDAD

---

**Ing. Melquiades Bermúdez**  
**(Asesor Académico)**

---

**Ing. Luís Suárez**  
**(Jurado Principal)**

---

**Ing. Verena Mercado Polo**  
**(Jurado principal)**

Barcelona, Abril de 2010

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente:

“Los Trabajos de Grado son propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo el cual participará al Consejo Universitario”.

## DEDICATORIA

Este trabajo está especialmente dedicado al ser a quién le debo la mayor parte de lo que soy, a mi madre Josefa, quien con su amor, dedicación y esfuerzo me ha brindado el apoyo y la confianza necesarios para alcanzar mis metas y me ha inculcado el don de la humildad y la generosidad. Tú sabes cuanto te quiero Mamá.

A mi padre Octavio (Q.E.P.D.), por todo su cariño, sus enseñanzas y sus valiosos consejos y por lo mucho que lo quise y lo quiero.

A mi hermano Hildemaro (Q.E.P.D.), por haber sido un ejemplo a seguir, un modelo de persona que cualquier quisiera ser, aunque difícilmente pueda ser igualado por lo grande que fue en todos los aspectos.

A un ser muy especial, mi hermana Lastenia, porque dentro de su mundo sé que existo y que me quiere tanto como yo a ella.

A mis hermanas, Marina, Yeni, Yajaira y Marisela, por apoyarme en todos mis proyectos y en todas las formas en que se puede dar apoyo a alguien y por todo su amor, comprensión y cariño. Las quiero mucho, me siento orgulloso de tenerlas como hermanas.

A mi hermano Octavio, por brindarme su apoyo y confianza en todo, porque más que ser mi hermano ha sido mi amigo y también un ejemplo a seguir por su amor al trabajo y a la responsabilidad.

A mis sobrinos, Liliana, Hildemaro y María de los Ángeles, por llevar la herencia de nuestra familia dentro de sí, sin ustedes no estaríamos completos. Los quiero mucho.

A mi primo Egdo, por haber inculcado en mí el amor a la ciencia y el pensamiento crítico y por brindarme su incondicional ayuda cuando la necesité.

A mis amigos, José Ángel, Jeanpiero, Ricardo, José Luís, Ronald, Daniel, Edgar y Carlos. Dicen que en la vida no se puede tener más de dos amigos, pero todos ustedes me han demostrado su amistad verdadera en cualquier situación, por eso, en parte, este logro también es suyo.

A los amigos de mi familia de toda la vida, Guillermo Muñoz y Gustavo Liccioni, por demostrarnos que la amistad puede trascender más allá de las distancias y el tiempo.

**Este logro es tan mío como de todos ustedes.**

## AGRADECIMIENTO

A mi familia, por su apoyo, comprensión y colaboración, tan valiosos para el alcance de esta meta.

A mis amigos, por estar conmigo bajo cualquier circunstancia.

A la Universidad de Oriente, por todos los conocimientos impartidos, tanto personales como académicos.

A la empresa Petróleos de Venezuela S. A. (PDVSA) GAS Anaco y a la Gerencia de Proyecto Gas Anaco por haberme brindado la oportunidad de realizar este proyecto.

A mi asesor académico Ing. Melquíades Bermúdez y a mi asesor industrial Ing. Eligio Castillo, por sus valiosas contribuciones y colaboración a lo largo de la realización de este proyecto.

A mis profesores del Departamento de Electricidad por sus excepcionales enseñanzas, especialmente a los profesores Luís Parraguez, Melquíades Bermúdez y Santiago Escalante, gracias por su dedicación.

Al profesor Nelson Gil por haberme ayudado en una etapa crucial del proyecto.

Al Ing. Abraham Mejías, gerente de Proyecto Gas Anaco (PGA), por darme la oportunidad de realizar mis pasantías en ese departamento y por su hospitalidad.

A todo el equipo de PGA por su colaboración, apoyo y compañerismo durante mi estadía en ese departamento, en especial a Eusfran Gil, Juan Enriquez y Zoraylí Guevara.

**Gracias a todos por su contribución.**

## RESUMEN

En esta Tesis de Grado, se realizó el análisis estadístico de sobretensiones originadas por el rayo y el cálculo de la tasa de contorneamientos en líneas aéreas de distribución de 13,8 kV a instalarse en el Campo Aguasay, Municipio Aguasay en el Estado Monagas (Proyecto Aguasay, PDVSA GAS), en función de los parámetros más característicos del rayo y de la línea, así como de la actividad atmosférica de la zona por donde ésta transcurre.

El cálculo de sobretensiones por descargas directas se hizo de dos formas: teóricamente, a través de ecuaciones utilizadas en los modelos de líneas y de acoplamiento de líneas que incluyen una metodología recomendada por el IEEE Working Group on Lightning Performance of Distribution Lines y por medio de la simulación, utilizando el software ATP (Alternative Transients Program). Las sobretensiones debidas a descargas indirectas se calculan a través de dos métodos algorítmicos: método de Rusck y método de Pérez. El cálculo de la tasa de contorneamientos se hace por medio de un método sistemático propuesto por Chowdhuri basado en el modelo electrogeométrico.

A través del estudio se determinó el método más efectivo de protección del sistema contra las sobretensiones de origen atmosférico y se propusieron dos sistemas de protección, ambos sistemas fueron simulados con el software (ATP).



# CONTENIDO

<b>RESOLUCIÓN.....</b>	<b>IV</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>V</b>
<b>AGRADECIMIENTO .....</b>	<b>VII</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>VIII</b>
<b>CONTENIDO.....</b>	<b>IX</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>XVI</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>XVII</b>
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>26</b>
<b>EL PROBLEMA Y LA EMPRESA .....</b>	<b>26</b>
1.1. <b>EL PROBLEMA .....</b>	<b>26</b>
1.1.1. <i>Introducción.....</i>	<i>26</i>
1.1.2. <i>Planteamiento del Problema.....</i>	<i>28</i>
1.1.3. <i>Objetivos .....</i>	<i>30</i>
1.1.3.1.    Objetivo General .....	30
1.1.3.2.    Objetivos Específicos .....	30
1.2. <b>LA EMPRESA .....</b>	<b>31</b>
1.2.1. <i>Descripción de la Empresa .....</i>	<i>31</i>
1.2.2. <i>Reseña Histórica .....</i>	<i>31</i>
1.2.3. <i>Misión .....</i>	<i>33</i>
1.2.4. <i>Visión .....</i>	<i>33</i>
1.2.5. <i>Valores .....</i>	<i>33</i>
1.2.6. <i>Función .....</i>	<i>34</i>
1.2.7. <i>Objetivos .....</i>	<i>34</i>
1.2.8. <i>Ubicación Geográfica.....</i>	<i>34</i>
1.2.9. <i>Gerencia de Servicios Eléctricos Oriente .....</i>	<i>35</i>
1.2.10. <i>Funciones de la Gerencia de Servicios Eléctricos Oriente.....</i>	<i>36</i>
1.2.11. <i>PDVSA Gas Anaco.....</i>	<i>37</i>
1.2.12. <i>Proyecto Gas Anaco (PGA) .....</i>	<i>38</i>
1.2.12.1.    Introducción .....	38
1.2.12.2.    Misión .....	38
1.2.12.3.    Principios y Valores .....	38
1.2.12.4.    Política de Calidad .....	40

1.2.12.5.	Objetivos de la Calidad .....	40
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>.....</b>	<b>43</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b>	<b>.....</b>	<b>43</b>
2.1.	ANTECEDENTES.....	43
2.2.	FORMACIÓN DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	44
2.2.1.	<i>Generalidades</i> .....	44
2.2.2.	<i>Descripción de la Formación de las Descargas Nube – Tierra</i> .....	47
2.3.	PARÁMETROS DEL RAYO .....	50
2.3.1.	<i>Introducción</i> .....	50
2.3.2.	<i>Parámetros de Incidencia</i> .....	51
2.3.2.1.	Nivel Cerámico ( $T_d$ ) .....	51
2.3.2.2.	Densidad de Rayos a Tierra ( $N_g$ ).....	52
2.3.2.3.	Polaridad del Rayo .....	53
2.3.2.4.	Características de las Descargas Múltiples.....	54
2.3.3.	<i>Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo</i> .....	55
2.3.4.	<i>Forma de Onda de la Corriente del Rayo</i> .....	55
2.3.5.	<i>Ángulo de Incidencia</i> .....	57
2.3.6.	<i>Velocidad de Retorno del Rayo</i> .....	57
2.3.7.	<i>Características más Resaltantes de los Parámetros del Rayo</i> .....	58
2.4.	CONTABILIZACIÓN DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN VENEZUELA .....	59
2.4.1.	<i>Sistemas Tradicionales</i> .....	59
2.4.2.	<i>Sistema de Localización de Rayos (SLR)</i> .....	62
2.5.	EFFECTOS PRODUCIDOS POR LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS SOBRE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	65
2.5.1.	<i>Introducción</i> .....	65
2.5.2.	<i>Descargas Directas</i> .....	65
2.5.2.1.	Sobre un Conductor de Fase.....	65
2.5.2.2.	Sobre Cables de Guarda o Torres.....	67
2.5.3.	<i>Descargas Indirectas</i> .....	71
2.6.	ESTADÍSTICA ASOCIADA A LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN 73	
2.6.1.	<i>Introducción</i> .....	73
2.6.2.	<i>Funciones de Probabilidad para la Corriente Máxima de un Rayo</i> .....	73
2.6.2.1.	Función Densidad de Probabilidad ( $p(I)$ ) .....	73
2.6.2.2.	Función de Distribución Acumulada ( $P(I \geq i_0)$ ).....	74
2.6.2.3.	Función de Probabilidad para el Tiempo de Frente de la Onda de Corriente de un Rayo ( $p(tf)$ )	74

2.6.2.4.	Función de Probabilidad Conjunta para la Corriente y el Tiempo de Frente de un Rayo (p(I,tf))	75
2.7.	EL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO	76
2.7.1.	Aplicación del Modelo	76
2.7.2.	Apantallamiento Efectivo	78
2.7.3.	Ventana Transversal o Distancia a Partir de la cual se Producen Sobretensiones ( $X_d$ )	79
2.7.4.	Corrección de Alturas	80
2.8.	SOBRETENSIONES ORIGINADAS POR LOS RAYOS EN LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN	80
2.8.1.	Introducción	80
2.8.2.	Sobretensiones Originadas por Rayos Directos	81
2.8.2.1.	Impacto en un Conductor de Fase	81
2.8.2.2.	Impacto en un Conductor de Tierra	83
2.8.3.	Sobretensiones Originadas por Rayos Indirectos	86
2.8.3.1.	Métodología de Rusck	86
2.8.3.1.1.	Líneas Monofásicas	86
2.8.3.1.2.	Líneas Monofásicas con Cable de Tierra	87
2.8.3.2.	Método de Pérez	88
2.9.	SIMULACIÓN CON ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM (ATP)	89
2.9.1.	Introducción	89
2.9.2.	Historia	89
2.9.3.	Estudios que Permite Realizar el ATP	90
2.9.4.	Estructura General del Ambiente ATP-ATPDRAW	91
2.10.	CÁLCULO DE LA TASA DE CONTORNEAMIENTOS EN LÍNEAS AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN	92
2.10.1.	Introducción	93
2.10.2.	Líneas Sin Cable de Tierra	93
2.10.2.1.	Cálculo de la tensión originada por una descarga	93
2.10.2.2.	Cálculo de la tasa de contorneamientos	94
2.10.3.	Líneas Con Cable de Tierra	96
2.10.3.1.	Cálculo de la tensión originada por una descarga	96
2.10.3.2.	Cálculo de la tasa de contorneamientos	97
2.11.	MÉTODOS UTILIZADOS PARA PROTEGER LÍNEAS AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	98
2.11.1.	Introducción	98
2.11.2.	Hilos de Guarda y Disposición de los Conductores	99
2.11.3.	Pararrayos Autovalvulares	101

2.11.3.1.	Conceptos Generales .....	101
2.11.3.2.	Partes de los Pararrayos Autovalvulares.....	103
2.11.3.3.	Funcionamiento de los Pararrayos Autovalvulares.....	105
2.11.3.4.	Características de Funcionamiento de los Pararrayos .....	108
2.11.3.5.	Distancia Protectora de los Pararrayos .....	109
2.11.4.	<i>Sistemas de Puesta a Tierra (SPAT)</i> .....	111
2.11.4.1.	Generalidades .....	111
2.11.4.2.	Objetivos de un SPAT .....	112
2.11.4.3.	Diseño de un SPAT .....	113
2.11.4.3.1.	Resistividad del Terreno .....	113
2.11.4.3.2.	Resistencia de Puesta a Tierra de una Malla .....	115
2.11.4.3.3.	Cálculo para la Sección del Conductor de la Malla de Tierra .....	116
2.12.	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO .....	117
2.12.1.	<i>Introducción</i> .....	117
2.12.2.	<i>Objetivos de la Coordinación de Aislamiento</i> .....	117
2.12.3.	<i>Características y Comportamiento del Aislamiento</i> .....	119
2.12.4.	<i>Especificación del aislamiento eléctrico</i> .....	121
2.12.5.	<i>Procedimiento General para la Coordinación de Aislamiento</i> .....	123
<b>CAPÍTULO 3 .....</b>		<b>125</b>
<b>CÁLCULO DE LAS SOBRETENSIONES INDUCIDAS Y LA TASA DE</b>		
<b>CONTORNEAMIENTO .....</b>		<b>125</b>
3.1.	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	125
3.1.1.	<i>Introducción</i> .....	125
3.1.2.	<i>Líneas</i> .....	125
3.1.3.	<i>Postes</i> .....	126
3.1.4.	<i>Transformadores</i> .....	126
3.1.5.	<i>Resistividad del Suelo</i> .....	126
3.2.	CÁLCULO DE LAS PROBABILIDADES DE CORRIENTE PICO Y TIEMPO DE FRENTE	
DEL RAYO	128	
3.2.1.	<i>Cálculo de la Densidad de Probabilidad de la Corriente Pico <math>p(I)</math></i> .....	128
3.2.2.	<i>Cálculo de la Función de Distribución Acumulada de la Corriente Pico</i> <i><math>(P(I \geq i_0))</math></i> .....	129
3.2.3.	<i>Cálculo de Probabilidad para el Tiempo de Frente de la Onda de</i> <i>Corriente del Rayo <math>(p(tf))</math></i> .....	130
3.3.	ZONA DE ATRACCIÓN DE LOS CONDUCTORES .....	131
3.4.	CÁLCULO DE SOBRETENSIONES PRODUCIDAS EN LAS LÍNEAS .....	133
3.4.1.	<i>Cálculo de Sobretensiones por Descargas Directas</i> .....	134

3.4.1.1.	Método Teórico .....	134
3.4.1.1.1.	Descargas Directas al Conductor de Fase .....	134
3.4.1.1.2.	Voltaje Inducido en la Fase más cercana .....	135
3.4.1.1.3.	Descargas Directas al Conductor de Guarda .....	136
3.4.1.1.3.1.	En Medio del Vano .....	136
3.4.1.1.3.2.	En el Poste .....	138
3.4.1.1.4.	Comparación entre los Sistemas Apantallados y sin Apantallar .....	141
3.4.1.2.	Simulación Digital (ATP) .....	142
3.4.1.2.1.	Descargas Directas al Conductor de Fase .....	142
3.4.1.2.1.1.	Caso 1: Sin cable de guarda .....	142
➤	Descripción de los Componentes Representados en el ATPDRAW .....	142
➤	Cálculo de Sobretensiones.....	147
3.4.1.2.1.2.	Caso 2: Con cable de guarda.....	148
➤	Descripción de los Componentes Representados en el ATPDRAW .....	148
➤	Cálculo de Sobretensiones:.....	151
3.4.1.2.2.	Descargas Directas al Conductor de Guarda .....	152
➤	Descripción de los Componentes Representados en el ATPDRAW .....	152
➤	Cálculo de Sobretensiones.....	152
3.4.1.2.2.1.	Descarga en Medio del Vano.....	152
3.4.1.2.2.2.	Descarga en el Poste .....	154
3.4.1.2.3.	Comparación entre los Sistemas Apantallados y sin Apantallar .....	155
3.4.1.2.4.	Comparación Gráfica entre el Método Teórico y la Simulación Digital ..	156
3.4.1.2.4.1.	Líneas sin Cable de Guarda .....	156
3.4.1.2.4.2.	Líneas con Cable de Guarda .....	158
➤	Descarga sobre el Cable de Guarda en Medio del Vano.....	158
➤	Descarga en el Poste.....	158
3.4.1.2.4.3.	Análisis General de las Comparaciones entre el Método Teórico y la Simulación Digital	159
3.4.2.	<i>Cálculo de Sobretensiones por Descargas Indirectas.....</i>	<i>159</i>
3.4.2.1.	Metodología de Rusck.....	159
3.4.2.1.1.	Líneas sin Cable de Guarda.....	159
3.4.2.1.2.	Líneas con Cable de Guarda .....	164
3.4.2.1.3.	Comparación entre Líneas con Cable de Guarda y sin Cable de Guarda .	169
3.4.2.2.	Metodología de Pérez.....	172
3.4.2.3.	Comparación entre la Metodología de Rusck y de Pérez .....	180
3.5.	CÁLCULO DE LA TASA DE CONTORNEAMIENTOS EN LAS LÍNEAS.....	183
3.5.1.	<i>Líneas sin Cable de Guarda.....</i>	<i>183</i>
3.5.1.1.	Descargas Directas .....	183
3.5.1.2.	Descargas Indirectas.....	184
3.5.2.	<i>Líneas con Cable de Guarda.....</i>	<i>184</i>
3.5.2.1.	Descargas Directas .....	184

3.5.2.1.1.	Descargas Directas al Conductor de Fase .....	185
3.5.2.1.2.	Descargas Directas al Conductor de Guarda .....	185
3.5.2.2.	Descargas Indirectas.....	186
3.5.3.	<i>Resumen del Cálculo de las Tasas de Contorneamientos</i> .....	186
3.5.4.	<i>Análisis de los Resultados</i> .....	187
<b>CAPÍTULO 4 .....</b>	<b>188</b>	
<b>EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS.....</b>	<b>188</b>	
4.1.	EVALUACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	
DIRECTAS EN ATPDRAW.....	188	
4.1.1.	<i>Líneas Sin Cable de Guarda</i> .....	188
4.1.1.1.	Descripción del Sistema Representado en ATPDRAW .....	188
4.1.1.2.	Estudio de la Sobretensión en las Líneas Protegidas con Pararrayos .....	190
4.1.1.2.1.	Trayecto de Línea de 4 Km.....	191
4.1.1.2.2.	Trayecto de Línea de 12 Km.....	194
4.1.2.	<i>Líneas Con Cable de Guarda</i> .....	194
4.1.2.1.	Introducción .....	194
4.1.2.2.	Descripción del Sistema Representado en ATPDRAW .....	194
4.1.2.3.	Estudio de la Sobretensión en las Líneas Protegidas con Pararrayos .....	195
4.1.2.3.1.	Trayecto de Línea de 4 Km.....	195
4.1.2.3.2.	Trayecto de Línea de 12 Km.....	198
4.2.	EVALUACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES POR DESCARGAS DIRECTAS VARIANDO	
LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE LOS POSTES.....	198	
4.2.1.	<i>Introducción</i> .....	198
4.2.2.	<i>Resistencia de Puesta a Tierra: 10 Ω</i> .....	198
4.2.3.	<i>Resistencia de Puesta a Tierra: 5 Ω</i> .....	200
4.2.4.	<i>Comparación de la Sobretensión entre Sistemas con Distinta Resistencia</i>	
<i>de Puesta a Tierra (Rtp)</i> .....	201	
4.3.	EVALUACIÓN DE LA TASA DE CONTORNEAMIENTO DE LAS LÍNEAS	
AUMENTANDO EL NIVEL DE AISLAMIENTO.....	204	
4.3.1.	<i>Introducción</i> .....	204
4.3.2.	<i>Líneas sin Cable de Guarda</i> .....	205
4.3.3.	<i>Líneas con Cable de Guarda</i> .....	206
4.3.4.	<i>Resumen del Cálculo de las Tasas de Contorneamientos</i> .....	206
4.3.5.	<i>Análisis</i> .....	207
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>208</b>	
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>211</b>	

<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>212</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
ANEXO 1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO AGUASAY ...	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
ANEXO 2. SISTEMA SIMULADO EN ALTERNATIVE TRASIENTS PROGRAM (ATP) ..	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
ANEXO 3. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE SOBRETENSIONES Y TASA DE CONTORNEAMIENTOS EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
ANEXO 4 LÍNEAS ABIERTAS DE LA INVESTIGACIÓN .	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 3.1 MEDIDAS DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO PARA EL TRAYECTO DE 4 KM (6 PUNTOS DE MEDICIONES).....	127
TABLA 3.2 MEDIDAS DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO PARA EL TRAYECTO DE 12 KM (24 PUNTOS DE MEDICIONES).....	127
TABLA 3.3 RESUMEN DE LAS TASAS DE CONTORNEAMIENTOS EN LÍNEAS SIN APANTALLAR .....	186
TABLA 3.4 RESUMEN DE LAS TASAS DE CONTORNEAMIENTOS EN LÍNEAS APANTALLADAS.....	187
TABLA 4.1 RESUMEN DE LAS TASAS DE CONTORNEAMIENTOS EN LÍNEAS SIN APANTALLAR .....	206
TABLA 4.2 RESUMEN DE LAS TASAS DE CONTORNEAMIENTOS EN LÍNEAS APANTALLADAS.....	207



## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>FIGURA 1.1. DISTRITOS OPERACIONALES DE PDVSA ORIENTE. FUENTE: PDVSA (2008).....</b>	<b>35</b>
<b>FIGURA 1.2. FUENTES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PDVSA ORIENTE. FUENTE: PDVSA (2008).....</b>	<b>36</b>
<b>FIGURA 1.3. MAPA DE PROCESOS DEL PROYECTO GAS ANACO. FUENTE: PDVSA (2008).....</b>	<b>41</b>
<b>FIGURA 1.4. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROYECTO GAS ANACO. FUENTE: PDVSA (2008) .....</b>	<b>42</b>
<b>FIGURA 2.1 FORMACIÓN DE NUBES.....</b>	<b>45</b>
<b>FIGURA 2.2 DESCARGAS NUBE – TIERRA (RAYOS) .....</b>	<b>46</b>
<b>FIGURA 2.3 DESCARGAS ENTRE NUBES (RELÁMPAGOS) .....</b>	<b>46</b>
<b>FIGURA 2.4 DESCARGAS NUBE - IONÓSFERA .....</b>	<b>46</b>
<b>FIGURA 2.5 FORMACIÓN DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA, ETAPAS A Y B .....</b>	<b>48</b>
<b>FIGURA 2.6 FORMACIÓN DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA, ETAPAS C Y D. ....</b>	<b>49</b>
<b>FIGURA 2.7 FORMACIÓN DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA, ETAPA E. ....</b>	<b>50</b>
<b>FIGURA 2.8 TÍPICA FORMA DE LA ONDA DE CORRIENTE DE RETORNO DEL RAYO.....</b>	<b>56</b>
<b>FIGURA 2.9 ONDA DE RAYO EN DOBLE RAMPA.....</b>	<b>57</b>
<b>FIGURA 2.10 MAPA ISOCERÁUNICO DE VENEZUELA (DÍAS DE TORMENTA AL AÑO) (1950-1971).....</b>	<b>60</b>
<b>FIGURA 2.11 DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA POR KM<sup>2</sup> (NG) (FUENTE NASA) .....</b>	<b>60</b>

FIGURA 2.12 DATA PROMEDIADA CLASIFICADA EN TOTAL DE EVENTOS ENTRE 1998 Y 2002 POR ESTADO .....	61
FIGURA 2.13 EVENTOS POR RAYO EN EL ESTADO MONAGAS.....	61
FIGURA 2.14 DÍAS DE TORMENTA AL AÑO PROMEDIO EN EL TERRITORIO COMPLETO (1998-2002).....	62
FIGURA 2.15 DISTRIBUCIÓN DE LOS SENSORES DEL SDDA DE EDELCA .....	63
FIGURA 2.16 DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA (2003-2006).....	64
FIGURA 2.17 DESCARGA DIRECTA SOBRE UN CONDUCTOR DE FASE .....	67
FIGURA 2.18 DESCARGA DIRECTA SOBRE EL CONDUCTOR DE GUARDA ..	68
FIGURA 2.19 CONCEPTO DE INDUCCIÓN POR ACOPLA .....	68
FIGURA 2.20 DISTRIBUCIÓN DE LA DESCARGA ENTRE EL CABLE DE GUARDA Y LOS POSTES .....	70
FIGURA 2.21 FENÓMENO DE FLAMEO INVERSO EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN (A. RUTAS POSIBLES, B. CIRCUITO DE FLAMEO).....	71
FIGURA 2.22 DESCARGA INDIRECTA.....	71
FIGURA 2.23 GEOMETRÍA DE LA INDUCCIÓN EN LÍNEAS POR DESCARGAS INDIRECTAS.....	72
FIGURA 2.24 MODELO ELECTROGEOMÉTRICO (CÁLCULO DE ZONA NO APANTALLADA).....	77
FIGURA 2.25 MÉTODO ELECTROGEOMÉTRICO, APANTALLAMIENTO EFECTIVO.....	78
FIGURA 2.26 DISTANCIA A PARTIR DE LA CUAL SE PRODUCEN SOBRETENSIONES INDUCIDAS.....	79
FIGURA 2.27 IMPACTO EN UN CONDUCTOR DE FASE.....	82
FIGURA 2.28 IMPACTO EN UN CONDUCTOR DE TIERRA. ....	84
FIGURA 2.29 MODELO SIMPLIFICADO (CEBADOS INVERSOS).....	85
FIGURA 2.30 INTERACCIÓN ENTRE PROGRAMAS EN AMBIENTE ATP-ATPDRAW .....	92
FIGURA 2.31 MODELO CIRCUITAL DE UN SISTEMA ELÉCTRICO EN ATPDRAW .....	92

FIGURA 2.32 ANCHURA EXPUESTA DE LA LÍNEA.....	95
FIGURA 2.33 ZONAS DE PROTECCIÓN FORMADAS POR 1, 2 Y 3 HILOS DE GUARDIA (SCHWAIGER).....	100
FIGURA 2.34 ÁNGULO DE PROTECCIÓN.....	100
FIGURA 2.35 ALTURA MÍNIMA DEL CABLE DE GUARDA (LANGREHR) .....	101
FIGURA 2.36 PARARRAYO AUTOVALVULAR.....	103
FIGURA 2.37 SÍMIL HIDRÁULICO DE UN PARARRAYOS VALVULAR: A - EMBALSE. B - PRESA. C- DERIVACION .....	105
FIGURA 2.38 MÉTODO DE LOS CUATRO ELECTRODOS O MÉTODO DE WENNER.....	115
FIGURA 2.39 CURVAS TENSIÓN - TIEMPO.....	120
FIGURA 2.40 PROCEDIMIENTO GENERAL DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO .....	124
FIGURA 3.1 FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD DE LA CORRIENTE PICO DE RETORNO DEL RAYO .....	129
FIGURA 3.2 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN ACUMULADA DE LA CORRIENTE PICO DE RETORNO DEL RAYO .....	130
FIGURA 3.3 FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD PARA EL TIEMPO DE FRENTE.....	131
FIGURA 3.4 ZONA DE ATRACCIÓN DEL CONDUCTOR DE FASE .....	132
FIGURA 3.5 ZONA DE ATRACCIÓN DEL CONDUCTOR DE GUARDA .....	132
FIGURA 3.6 .A) ZONA SIN PROTEGER (0-200 KA).....	133
FIGURA 3.6.B) ZONA SIN PROTEGER (0-5 KA) .....	133
FIGURA 3.7 SOBRETENSIÓN PRODUCIDA POR DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE FASE.....	134
FIGURA 3.8.A) TENSIÓN INDUCIDA EN LA FASE MÁS CERCANA AL CONDUCTOR DE FASE IMPACTADO POR UN RAYO (I=0-200 KA).....	136
FIGURA 3.8.B) TENSIÓN INDUCIDA EN LA FASE MÁS CERCANA AL CONDUCTOR DE FASE IMPACTADO POR UN RAYO (I=0-30 KA).....	136
FIGURA 3.9.A) SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE GUARDA (I=0-200 KA) .....	138

FIGURA 3.9.B) SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE GUARDA (I=0-30 KA) .....	138
FIGURA 3.10.A) SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR CEBADOS INVERSOS (I=0-200 KA) .....	141
FIGURA 3.10.B) SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR CEBADOS INVERSOS (I=0-30 KA) .....	141
FIGURA 3.11 COMPARACIÓN DE LA TENSIÓN INDUCIDA ENTRE SISTEMAS CON CABLE DE GUARDA Y SIN CABLE DE GUARDA .....	142
FIGURA 3.12 MODELO DE CLARKE PARA SIMULAR LOS TRAMOS DEL POSTE.....	143
FIGURA 3.13 MODELO DEL POSTE EN ATPDRAW .....	144
FIGURA 3.14 MODELO DE LÍNEA PARA CONDUCTORES DE FASE .....	144
FIGURA 3.15 CARACTERÍSTICAS DEL MODELO DE CONDUCTORES UTILIZADO.....	145
FIGURA 3.16 MODELO UTILIZADO PARA SIMULAR LOS AISLADORES EN ATPDRAW .....	145
FIGURA 3.17 MODELO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA EN ATPDRAW .....	146
FIGURA 3.18 MODELO DE LA CORRIENTE DEL RAYO EN ATPDRAW.....	146
FIGURA 3.19 DIAGRAMA DE UN TRAMO DE 400 M DEL SISTEMA SIMULADO EN ATPDRAW .....	147
FIGURA 3.20 SOBRETENSIÓN EN LA FASE IMPACTADA POR EL RAYO .....	147
FIGURA 3.21 SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN LA FASE MÁS CERCANA A LA FASE IMPACTADA POR EL RAYO .....	148
FIGURA 3.22 MODELO DE LÍNEA PARA CONDUCTORES DE FASE Y GUARDA .....	149
FIGURA 3.24 DIAGRAMA DE UN TRAMO DE 400 M DEL SISTEMA CON CABLE DE GUARDA, SIMULADO EN ATPDRAW .....	151
FIGURA 3.27 DESCARGA DIRECTA AL CONDUCTOR DE GUARDA EN MEDIO DEL VANO SIMULADA EN ATPDRAW .....	153

FIGURA 3.29 SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE GUARDA EN MEDIO DEL VANO...	154
FIGURA 3.30 DESCARGA SOBRE EL POSTE, SIMULADA EN ATPDRAW .....	154
FIGURA 3.31 SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR DESCARGAS DIRECTAS AL POSTE, SIMULADA EN ATPDRAW. ....	155
FIGURA 3.32 COMPARACIÓN ENTRE SISTEMAS APANTALLADOS Y SIN APANTALLAR, SIMULADOS EN ATPDRAW .....	156
FIGURA 3.33 SOBRETENSIÓN MÁXIMA EN LA FASE IMPACTADA POR EL RAYO. A) MÉTODO TEÓRICO. B) SIMULACIÓN DIGITAL. ....	157
FIGURA 3.34 SOBRETENSIÓN MÁXIMA EN LA FASE MÁS CERCANA A LA IMPACTADA POR EL RAYO. A) MÉTODO TEÓRICO. B) SIMULACIÓN DIGITAL. ....	157
FIGURA 3.35 SOBRETENSIÓN MÁXIMA EN LA FASE MÁS CERCANA AL CABLE DE GUARDA IMPACTADO POR EL RAYO. A) MÉTODO TEÓRICO. B) SIMULACIÓN DIGITAL. ....	158
FIGURA 3.36 SOBRETENSIÓN MÁXIMA EN LA FASE POR DESCARGAS AL POSTE. A) MÉTODO TEÓRICO. B) SIMULACIÓN DIGITAL. ....	159
FIGURA 3.37 INFLUENCIA DE $Y$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA .....	160
FIGURA 3.38 INFLUENCIA DE $V$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA.....	161
FIGURA 3.39 INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=50$ M) .....	162
FIGURA 3.40.A) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=100$ M, $I=1-87$ KA).....	163
FIGURA 3.40.B) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=100$ M, $I=1-30$ KA).....	163
FIGURA 3.41.A) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=150$ M, $I=1-183$ KA).....	164
FIGURA 3.41.B) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=150$ M, $I=1-30$ KA).....	164
FIGURA 3.42 INFLUENCIA DE $Y$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA .....	165
FIGURA 3.43 INFLUENCIA DE $V$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA.....	166

FIGURA 3.44 INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=50M$ ).....	167
FIGURA 3.45.A) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=100M$ , $I=1-85 KA$ ).....	167
FIGURA 3.45.B) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=100M$ , $I=1-30 KA$ ).....	168
FIGURA 3.46.A) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=150M$ , $I=1-179 KA$ ).....	168
FIGURA 3.46.B) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=150M$ , $I=1-30 KA$ ).....	169
FIGURA 3.47 INFLUENCIA DE $Y$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA .....	170
FIGURA 3.48 INFLUENCIA DE $V$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA.....	171
FIGURA 3.49 INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=150M$ ).....	172
FIGURA 3.50 INFLUENCIA DE $Y$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA .....	173
FIGURA 3.51 INFLUENCIA DE $V$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA.....	174
FIGURA 3.52 INFLUENCIA DE $\alpha$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA .....	175
FIGURA 3.53 INFLUENCIA DE $TF$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA .....	176
FIGURA 3.54 INFLUENCIA DE $\sigma$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA .....	177
FIGURA 3.55 INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=50M$ ).....	178
FIGURA 3.56.A) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=100M$ , $I=1-87 KA$ ).....	178
FIGURA 3.56.B) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=100M$ , $I=1-30 KA$ ).....	179
FIGURA 3.57.A) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=150M$ , $I=1-183 KA$ ).....	179
FIGURA 3.57.B) INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=150M$ , $I=1-30 KA$ ).....	180
FIGURA 3.58 INFLUENCIA DE $Y$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA .....	181

FIGURA 3.59 INFLUENCIA DE $V$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA.....	181
FIGURA 3.60 INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=50M$ ).....	182
FIGURA 3.61 INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=100M$ ).....	182
FIGURA 3.62 INFLUENCIA DE $I$ EN LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA (CON $Y=150M$ ).....	183
FIGURA 4.1 MODELO UTILIZADO EN ATDRAW PARA REPRESENTAR PARARRAYOS AUTOVALVULARES.....	189
FIGURA 4.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS PARA EL MODELO DE PARARRAYOS EN ATPDRAW .....	189
FIGURA 4.3 CONFIGURACIÓN DE LA CONEXIÓN DEL JUEGO DE PARARRAYOS EN ATPDRAW.....	190
FIGURA 4.4 MEDICIÓN DE VOLTAJE EN EL PUNTO DE IMPACTO DE LA DESCARGA PARA UNA SEPARACIÓN ENTRE PARARRAYOS DE 4 KM.....	191
FIGURA 4.5 MEDICIÓN DE VOLTAJE EN EL PUNTO DE IMPACTO DE LA DESCARGA PARA UNA SEPARACIÓN ENTRE PARARRAYOS DE 2 KM.....	192
FIGURA 4.6 MEDICIÓN DE VOLTAJE EN EL PUNTO DE IMPACTO DE LA DESCARGA PARA UNA SEPARACIÓN ENTRE PARARRAYOS DE 1 KM.....	193
FIGURA 4.7 MEDICIÓN DE VOLTAJE EN EL PUNTO DE IMPACTO DE LA DESCARGA PARA UNA SEPARACIÓN ENTRE PARARRAYOS DE 4 KM.....	195
FIGURA 4.8 MEDICIÓN DE VOLTAJE EN EL PUNTO DE IMPACTO DE LA DESCARGA PARA UNA SEPARACIÓN ENTRE PARARRAYOS DE 2 KM.....	196
FIGURA 4.9 MEDICIÓN DE VOLTAJE EN EL PUNTO DE IMPACTO DE LA DESCARGA PARA UNA SEPARACIÓN ENTRE PARARRAYOS DE 1 KM.....	197
FIGURA 4.10 SOBRETENSIÓN PRODUCIDA EN EL CONDUCTOR DE GUARDA POR DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE GUARDA EN MEDIO DEL VANO .....	199
FIGURA 4.11 SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE GUARDA EN MEDIO DEL VANO... ..	199
FIGURA 4.12 SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR DESCARGAS DIRECTAS AL POSTE.....	200

<b>FIGURA 4.13 SOBRETENSIÓN PRODUCIDA EN EL CONDUCTOR DE GUARDA POR DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE GUARDA EN MEDIO DEL VANO</b> .....	<b>200</b>
<b>FIGURA 4.14 SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE GUARDA EN MEDIO DEL VANO...</b>	<b>201</b>
<b>FIGURA 4.15 SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR DESCARGAS DIRECTAS AL POSTE.</b> .....	<b>201</b>
<b>FIGURA 4.16 COMPARACIÓN DE LA SOBRETENSIÓN PRODUCIDA EN EL CONDUCTOR DE GUARDA POR DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE GUARDA EN MEDIO DEL VANO.</b> .....	<b>202</b>
<b>FIGURA 4.18 COMPARACIÓN DE LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR DESCARGAS DIRECTAS AL CONDUCTOR DE GUARDA EN MEDIO DEL VANO.</b> .....	<b>203</b>
<b>FIGURA 4.19 COMPARACIÓN DE LA SOBRETENSIÓN INDUCIDA EN EL CONDUCTOR DE FASE POR DESCARGAS DIRECTAS AL POSTE.</b> .....	<b>204</b>
<b>ANEXO 1.1 PLANO GEOGRÁFICO</b> .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
<b>ANEXO 1.2 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO</b> ...	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
<b>ANEXO 2.1 DISPOSITIVOS DISPONIBLES EN ATPDRAW</b> ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.	
<b>ANEXO 2.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SIMULADO EN ATP (2 KM DE LÍNEA)</b> .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
<b>ANEXO 3.1 PANTALLA DE INICIO DEL PROGRAMA</b> ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.	
<b>ANEXO 3.2 MENÚS Y SUBMENÚS DEL PROGRAMA..</b> ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.	
<b>ANEXO 3.3 EJEMPLO DEL CÁLCULO DE LA SOBRETENSIÓN EN LAS LÍNEAS</b> .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
<b>ANEXO 3.3 EJEMPLO DEL CÁLCULO DE LA TASA DE CONTORNEAMIENTOS EN LAS LÍNEAS</b> .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
<b>ANEXO 4.1 LÍNEAS ABIERTAS DE LA INVESTIGACIÓN .</b> ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.	





# CAPÍTULO 1

## EL PROBLEMA Y LA EMPRESA

### 1.1. El Problema

#### 1.1.1. Introducción

Se entiende por sobretensión una sollicitación variable en el tiempo cuyo máximo valor es superior al valor de pico de la tensión nominal del sistema en estudio. Existen muchas causas por las que se pueden originar sobretensiones en una red de potencia; por esta razón su estudio se suele realizar atendiendo al origen, al tipo de proceso transitorio y al tiempo de duración.

Uno de los tipos de sobretensiones más comunes y más perjudiciales, que se encuentran en sistemas de distribución son las sobretensiones de origen atmosférico, que son debidas a una descarga atmosférica, tienen una duración muy corta y una amplitud que puede ser varias veces la tensión de pico nominal. La importancia de las sobretensiones atmosféricas crece conforme disminuye la tensión nominal de los componentes afectados por el rayo.

El valor de las sobretensiones que se pueden producir en una red de distribución, originadas por un rayo es tan elevado frente al valor de la tensión nominal de la red, que tanto el nivel de aislamiento de los componentes como la selección y coordinación de protecciones se realiza teniendo en cuenta el efecto de las sobretensiones atmosféricas.

La aparición de una sobretensión de origen atmosférico en una línea aérea puede ser debida a uno de los mecanismos siguientes:

La descarga cae sobre un cable de tierra o un poste, en ambos casos una parte de la corriente del rayo termina propagándose a tierra donde originará sucesivas reflexiones que pueden dar lugar a una tensión superior a la rigidez dieléctrica del aislamiento entre el poste y alguno de los conductores de fase.

La descarga cae sobre un conductor de fase debido a un apantallamiento insuficiente del cable de tierra o a la inexistencia de éste; se produce una falta si la onda de tensión supera la rigidez dieléctrica del aislamiento

La descarga cae en las cercanías de una línea aérea, pudiendo inducir en ésta tensiones superiores al nivel de aislamiento.

El estudio del comportamiento de las líneas de distribución frente al rayo ha sido objeto de gran atención durante los últimos años y existe una abundante literatura centrada exclusivamente en este campo. Sin embargo, todavía existen muchos puntos sobre los que no hay un conocimiento suficientemente preciso; probablemente, los más importantes sean la propia naturaleza del rayo y los principales parámetros que describen su comportamiento.

Para la empresa Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), es de suma importancia mantener un suministro continuo de energía eléctrica a sus Centros Operativos, Estaciones de Recolección y otros lugares donde se desarrollan sus actividades, de ahí la necesidad de tener un sistema de protección que disminuya lo más posible el número de salida de las líneas de distribución.

Esta Tesis de Grado está dedicada al análisis estadístico de sobretensiones originadas por el rayo y al cálculo de la tasa de contorneamientos en líneas aéreas de distribución de 13,8 kV a instalarse en el Campo Aguasay, Municipio Aguasay en el Estado Monagas (Proyecto Aguasay, PDVSA GAS), en función de los parámetros más característicos del rayo y de la línea, así como de la actividad atmosférica de la zona por donde ésta transcurre. El objetivo es determinar el método más efectivo de protección del sistema contra las sobretensiones de origen atmosférico.

El documento ha sido estructurado de la siguiente forma:

En el capítulo 1 se describe el problema y los objetivos de la investigación y se resume la información más relevante de la empresa y del sistema eléctrico que ésta distribuye.

En el capítulo 2 se resumen los antecedentes de esta Tesis de Grado y se presenta la teoría necesaria para el desarrollo de la investigación.

En el capítulo 3 se da una descripción general del sistema en estudio y se realizan los cálculos de la sobretensión y la tasa de contorneamientos de las líneas. El cálculo de sobretensiones por descargas directas se hace de dos formas: teóricamente, a través de ecuaciones utilizadas en los modelos de líneas y de acoplamiento de líneas que incluyen una metodología recomendada por el IEEE Working Group on Lightning Performance of Distribution Lines y por medio de la simulación, utilizando el software ATP (Alternative Transients Program). Las sobretensiones debidas a descargas indirectas se calculan a través de dos métodos algorítmicos: método de Rusck y método de Pérez. El cálculo de la tasa de contorneamientos se hace por medio de un método sistemático propuesto por Chowdhuri basado en el modelo electrogeométrico.

En el capítulo 4 se evalúa la sobretensión en las líneas y la distancia de separación entre pararrayos, utilizando una representación del pararrayo autovalvular en el ATP y se analiza la tasa de contorneamientos al aumentar el nivel de aislamiento del sistema.

El capítulo 5 presenta las conclusiones y recomendaciones más importantes del estudio realizado.

El capítulo 6 incluye la bibliografía utilizada para el desarrollo de esta Tesis.

El capítulo 7 muestra los anexos, que incluyen la descripción de un programa realizado en lenguaje de alto nivel (Visual Basic 6.0) para el cálculo de las sobretensiones y la tasa de contorneamientos de las líneas y el manual de usuario, así como las líneas abiertas de la investigación e informaciones adicionales.

### **1.1.2. Planteamiento del Problema**

Las descargas atmosféricas producen algunas de las fallas más frecuentemente encontradas en sistemas de distribución y transmisión de energía eléctrica. La elevada energía disipada en una descarga eléctrica atmosférica, puede ocasionar problemas que van desde la salida de funcionamiento del sistema, pasando por daños a instalaciones y equipos, poniendo en riesgo vidas humanas.

Se ha determinado en estudios internacionales, que las descargas atmosféricas son las causales de un 26% de las salidas forzadas en circuitos de 230 kV y de hasta un 72%, en circuitos de tensiones inferiores. Los sistemas de distribución son los más expuestos a estos tipos de fenómenos, debido a que poseen un nivel de tensión y aislamiento menor que los de transmisión.

La empresa PDVSA GAS, cuenta con importantes sistemas de distribución que sirven de alimentación a Centros Operativos, Estaciones de Recolección y otras centrales de vital importancia para el funcionamiento eficaz de la industria, además de suplir de energía eléctrica a algunas comunidades. La mayoría de estas líneas de distribución, han sido protegidas contra descargas atmosféricas, con sistemas basados en normas de aplicación general y en estudios empíricos de las zonas a proteger, lo que implica que, en ocasiones, no se considere el nivel adecuado de aislamiento de los conductores, la distancia protectora de los pararrayos, la altura real del cable de guarda, el nivel cerámico de la zona, etc., detalles que contribuyen con el desempeño del sistema de protección y que afectan su costo.

El presente proyecto tiene como finalidad realizar un estudio sobre los efectos ocasionados por las descargas atmosféricas en líneas de distribución de 13,8 kV, y utilizarlo para diseñar un sistema de protección atmosférica factible, basado en Pararrayos Autovalvulares. El proyecto está enfocado en las líneas de distribución de 13,8 kV que serán instaladas en el Campo Aguasay y que servirán de alimentación eléctrica al Centro Operativo Aguasay y a las Estaciones de Recolección Caro (CAER-1) y Carisito (CER-1); sin embargo, se pretende realizar un estudio que pueda ser aplicado a cualquier tipo de sistemas de líneas de distribución, con las adaptaciones correspondientes. El Campo Aguasay se encuentra ubicado en el municipio Aguasay estado Monagas a 80 km de la población de Anaco, limita al Norte con el campo Carisito, al Sur con los campos Mata y Zumo, al Este con los campos Acema 100 y 200 y al Oeste con el campo Mata Central.

El estudio que aquí se presenta contempla principalmente las siguientes fases: cálculos teóricos de las sobretensiones y tasas de contorneamientos

producidas en las líneas, simulación de las descargas atmosféricas directas, evaluación de las distancias protectoras de los pararrayos por medio de la simulación, diseño de un sistema de protección contra descargas atmosféricas con cable de guarda y de otro sin cable de guarda y la simulación de ambos sistemas. El estudio contempla, adicionalmente, una comparación entre sistemas que incluyen cables de guarda para las líneas y aquellos que no están apantallados.

Hay que destacar que aún cuando se consideren las condiciones necesarias y estudios realizados para diseñar un sistema de protección óptimo, los fenómenos atmosféricos están sujetos a las leyes de la probabilidad por ser aleatorios, así que ningún sistema puede garantizar, dentro de los límites económicos, una protección 100% efectiva. La intención de este diseño, es reducir los índices de riesgo y garantizar una alta confiabilidad de protección sin exagerar los costos.

Este proyecto está siendo desarrollado para la Gerencia de Proyecto Gas Anaco (PDVSA GAS). Esta gerencia tiene como misión proveer la infraestructura requerida en el Distrito Gas Anaco para manejar la producción actual y futura de Gas y Crudo, en forma óptima, confiable y segura, con el fin de satisfacer los requerimientos y necesidades del cliente.

### **1.1.3. Objetivos**

#### **1.1.3.1. Objetivo General**

Optimizar el uso de Pararrayos Autovalvulares y Cables de Guarda en líneas aéreas de distribución de 13,8 kV del Campo Aguasay, Municipio Aguasay, en el Estado Monagas (PDVSA Gas)

#### **1.1.3.2. Objetivos Específicos**

Describir los procedimientos más utilizados para el cálculo de sobretensiones y tasas de contorneamientos de las líneas, en presencia de descargas atmosféricas.

Calcular las sobretensiones originadas en las líneas por descargas directas a los conductores de fase y de guarda, por cebados inversos y por descargas a tierra y la tasa de contorneamientos de las líneas.

Evaluar las sobretensiones y la tasa de contorneamientos de las líneas, por medio de la simulación, incluyendo una representación del Pararrayo Autovalvular.

Proponer dos Sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas, uno que incluya cable de guarda para las líneas y otro sin cable de guarda, con base en los resultados obtenidos en las evaluaciones anteriores.

Simular ambos sistemas utilizando el software ATP (Alternative Transients Program).

## **1.2.La Empresa**

### **1.2.1.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).

### **1.2.2. 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, 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 julio de 1975, el Ejecutivo Nacional mediante el decreto Número 1123 crea petróleos de Venezuela (PDVSA) como matriz de la industria, siendo su responsabilidad planificar, coordinar, supervisar y controlar, las actividades de las empresas filiales que la integraron a partir de la nacionalización el 1ro de Enero de 1976. De esta forma la Mene Grande Oil Company pasó a constituirse como Sociedad Anónima Meneven y posteriormente se constituían en nuestro país las empresas Lagoven, Maraven y Corpoven.

A partir del 1º 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 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 crudo, gas natural y productos refinados.

Como complemento nacional de internacionalización a principios de la década de los 90, se inicia el proceso de apertura de la industria petrolera en Venezuela al capital privado nacional e internacional, con la finalidad de aprovechar la ventana de oportunidades que ofrece una demanda creciente de energía en el ámbito mundial, además de las adecuaciones en sintonía con las exigencias del mercado, PDVSA aumentó su capacidad instalada de procesamiento de crudo a un volumen que la coloca en la tercera posición entre los refinadores del mundo.

A fines de 1997, ocurrió la unión de las filiales de PDVSA y se desarrolló una nueva estructura corporativa que está formada por las grandes divisiones como son: PDVSA servicios y PDVSA manufactura y mercadeo, todas dedicadas a las actividades medulares del negocio.

En 1998 CEVEGAS pasa a ser PDVSA GAS, S.A. nombre que poseía anteriormente la organización de gas, obteniendo así el rango de División lo que le otorgó una mayor jerarquía y autonomía dentro de la Corporación, en virtud de



la infinidad de oportunidades que ofrece el gas en el país y del empuje y apoyo decidido que se le ha dado desde el Ejecutivo, recientemente la Corporación efectuó un cambio en su estructura lo que llevó a PDVSA Gas a ser una Filial o Unidad de Negocio. Con la finalidad de que se involucrara a todas las actividades referentes al Gas.

### **1.2.3. Misión**

Somos una empresa comercial, cuyo accionista es el estado venezolano, que explora, produce, transporta, procesa, distribuye y comercializa Gas Natural y sus derivados, de manera rentable, segura y eficiente, con calidad en sus productos y servicios, en armonía con el ambiente y la sociedad, que propicia un clima organizacional favorable para nuestros trabajadores y promueve la incorporación del sector privado en el desarrollo de la Industria del Gas.

### **1.2.4. Visión**

Ser un conglomerado de empresas flexibles, dinámicas e innovadoras, de capital mixto, con socios de alta capacidad técnica y financiera, que participan en negocios de gas y conexos, que valorizan su base de recursos, comprometidas con la protección del ambiente, líderes y suplidoras preferidas en el mercado nacional y de exportación, ofreciendo productos y servicios de alta calidad, apoyados por tecnología de punta y un recurso humano altamente calificado y de elevadas convicciones éticas.

### **1.2.5. Valores**

Dirigir un negocio con la perspectiva de cumplir con la visión y misión fundamentadas en los siguientes valores corporativos:

- Integridad
- Respeto por la gente
- Equidad
- Responsabilidad social
- Seguridad Competitividad

### **1.2.6. Función**

PDVSA GAS, tiene como función principal una serie de actividades tales como: planificar, coordinar supervisar y controlar las actividades de exploración, explotación y producción del gas.

### **1.2.7. Objetivos**

Explorar y producir hidrocarburos preservando el medio ambiente.

Generar recursos fiscales al estado venezolano y promover su desarrollo fiscal.

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 de 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 Gas.

### **1.2.8. Ubicación Geográfica**

La sede principal de PDVSA está ubicada en la ciudad de Caracas, pero esta empresa está presente en todos los estados petroleros a lo largo de la geografía nacional.

Debido a lo extenso del territorio, PDVSA ha dividido sus áreas operativas en tres grandes zonas: PDVSA Oriente, PDVSA Occidente y PDVSA Sur y PDVSA Faja, estas zonas de trabajo 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 San Tomé, Distrito Anaco y Refinación Criogénico JOSE y Puerto la Cruz. La ubicación de las entidades pertenecientes al estado Anzoátegui se muestra en la figura 1.1.

La pasantía para el desarrollo de este proyecto fue llevada a cabo en el Distrito Anaco. El distrito Anaco, hoy considerado “Centro Gasífero” en el ámbito nacional, por contener reservas probadas de gas superiores a los 15.600 MMMPCG, con un área aproximada de 13400 Km<sup>2</sup>, está conformado por dos extensas áreas de explotación:

U.E.Y. Área Mayor de Anaco (A.M.A.), ubicado en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui con un área de 3160 Km<sup>2</sup>.

U.E.Y. Área Mayor Oficina (A.M.O.), ubicado en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui con un área de 10240 Km<sup>2</sup>.



**Figura 1.1. Distritos Operacionales de PDVSA Oriente. Fuente: PDVSA (2008)**

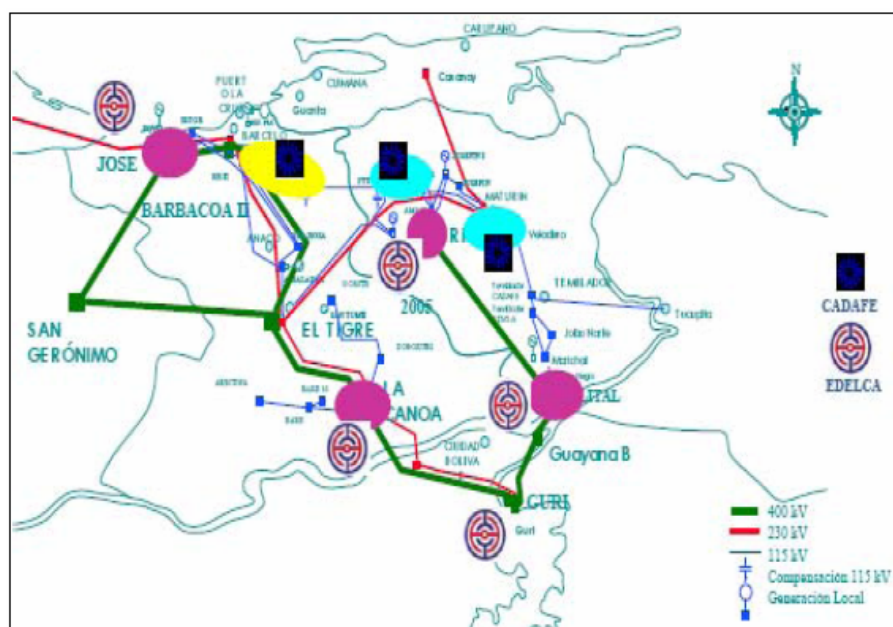
### 1.2.9. Gerencia de Servicios Eléctricos Oriente

La Gerencia de Servicios Eléctricos Oriente, conocida antes con el nombre de Gerencia de Distribución y Transmisión, es una gerencia que se encuentra alineada con la corporación y cuya función básica es controlar el abastecimiento de energía eléctrica de cada uno de los procesos de la industria petrolera. Su

visión está orientada en ser el líder en el suministro de energía eléctrica a la Industria Petrolera y Carbonífera Nacional IPPCN. Su misión es controlar el suministro de energía eléctrica requerida para la producción, manufactura y manejo de hidrocarburos, contemplada en el plan de negocios de la corporación, en forma oportuna, confiable y a costo óptimo.

Esta gerencia realiza actividades en los Distritos orientales Anaco, Maturín, Morichal, Punta de Mata y San Tomé, adicionalmente atiende el Condominio de Jose.

Las fuentes de suministro de energía eléctrica de PDVSA Oriente son EDELCA y CADAPE (Figura 1.2).



**Figura 1.2. Fuentes de suministro de energía eléctrica de PDVSA Oriente. Fuente: PDVSA (2008)**

#### 1.2.10. Funciones de la Gerencia de Servicios Eléctricos Oriente

- Programar y controlar la ejecución de los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos 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 aplicables en el mantenimiento y operación del sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica de PDVSA Oriente.
- Programar y controlar las actividades de investigación y mantenimiento, con el fin de brindar respuestas oportunas a los diferentes inconvenientes que se suelen presentar en la administración del sistema eléctrico de PDVSA en Oriente.

#### **1.2.11. PDVSA Gas Anaco**

PDVSA Gas se concibe como la filial de Petróleos de Venezuela, S.A. que se dedica a la exploración y explotación de gas no asociado, así como a la extracción y fraccionamiento de Líquidos del Gas Natural (LGN), al transporte, distribución y comercialización del Metano, dada su importancia esta industria está presente en casi todo el país.

Por resolución de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela S. A., se acordó la integración a PDVSA Gas del Distrito de producción Anaco y de los procesos de Extracción y Fraccionamiento LGN Oriente y la integración de los procesos de Producción de Gas Libre (Bloque E Sur del Lago) y de Extracción y Fraccionamiento y LGN de Occidente y de las operaciones de transporte y distribución de gas de Occidente.

Entre los planes de PDVSA Gas destaca el impulso al desarrollo de los ejes norte - costero y Apure - Orinoco, e incrementar el transporte y distribución de gas a través de la interconexión Centro – Occidente.

En el tema del suministro interno, la aspiración de PDVSA Gas es intensificar la presencia en el territorio nacional para satisfacer la demanda interna.

### **1.2.12. Proyecto Gas Anaco (PGA)**

#### **1.2.12.1. Introducción**

La Gerencia de Producción Gas Anaco ha estimado yacimientos con un alto potencial de reservas de gas natural en el Estado Anzoátegui. En función de este potencial, resulta necesario la construcción de nuevas instalaciones y la ampliación y/o mejoras de las existentes, a fin de consolidar esta región como productora de gas y satisfacer las necesidades del Mercado Interno y de las Plantas de Extracción, en un horizonte de 20 años.

El Proyecto Gas Anaco, en su totalidad, contempla el desarrollo de siete (7) Centros Operativos (C.O.) distribuidos de la siguiente forma: Área Mayor de Oficina (AMO) con los campos La Ceibita, Aguasay, Zapatos y Soto Mapiri, y Área Mayor de Anaco (AMA) con los campos Santa Ana, Santa Rosa y San Joaquín.

#### **1.2.12.2. Misión**

Proveer la infraestructura requerida en el Distrito Gas Anaco para manejar la producción actual y futura de Gas y Crudo, en forma óptima, confiable y segura, a fin de satisfacer los requerimientos y necesidades del cliente.

#### **1.2.12.3. Principios y Valores**

Nuestra cultura Corporativa se basa en el fortalecimiento continuo del recurso humano, altamente comprometido con los siguientes principios y valores:

- **Ética:** Actuamos con estricto apego a la legalidad y la moral. Procedemos con objetividad e imparcialidad en las decisiones que tomamos.

- Confidencialidad: Mantenemos la confidencialidad y reserva de la información en los casos cuya divulgación afecte los intereses del Proyecto y de la Corporación.
- Integridad: Practicamos la equidad y transparencia en cada uno de los convenios con nuestros proveedores; dándole cumplimiento a nuestras obligaciones y acuerdos.
- Respeto: Respetamos las diferencias somos tolerantes ante la diversidad dentro del marco de nuestros principios y valores, procurando mantener el ánimo conciliatorio en todas nuestras relaciones.
- Compromiso Social: Contribuimos en el desarrollo económico sostenible trabajando con, la comunidad local y la sociedad en general; todo ello para lograr el mejoramiento de la calidad de vida de la población y con ello, el desarrollo del país.
- Excelencia: Contamos con una ambiciosa y clara visión compartida de hacia dónde nos dirigimos. Concentramos nuestros recursos en materializar los objetivos y las estrategias, con un profundo compromiso individual y colectivo de alcanzar resultados del más alto nivel técnico y gerencial, a través del desarrollo de nuestras capacidades, el mejoramiento continuo de nuestros procesos y el cumplimiento de los estándares de calidad.
- Orientación al Cliente: Nos esmeramos en lograr y satisfacer los requisitos de nuestro cliente, ofreciendo soluciones innovadoras.
- Cooperación: Alentamos el espíritu de colaboración y la actitud positiva hacia el trabajo común, base fundamental para la estructuración de equipos de alto desempeño.
- Responsabilidad: Cumplimos a cabalidad las tareas y funciones asignadas; respetamos los acuerdos y compromisos adquiridos.
- Sentido de Pertenencia: Salvaguardamos en todo momento y en cada una de nuestras actuaciones, los intereses de la organización, así como la preservación de su patrimonio. Tratamos los activos de la

organización como nuestros, teniendo presente el éxito mutuo y sostenido.

#### **1.2.12.4. Política de Calidad**

Satisfacer los requisitos de nuestros clientes, a través del desarrollo de la infraestructura para el manejo de la producción de Gas y Crudo de manera confiable y rentable, basada en el mejoramiento continuo de la eficacia del Sistema de Gestión de la Calidad

#### **1.2.12.5. Objetivos de la Calidad**

Desarrollar la construcción de cada Campo con una desviación  $\leq 10\%$  del costo estimado.

Desarrollar la construcción de cada Campo con una desviación  $\leq 15\%$  en el tiempo de ejecución estimado.

Mantener el Sistema de Gestión de la Calidad con un porcentaje de cumplimiento  $\geq 90\%$  en las Auditorías Internas.

Lograr cero accidentalidades, durante la vigencia de la Construcción de cada Campo.

Satisfacer los requerimientos de nuestros clientes, cumpliendo con un mínimo de noventa por ciento (90%) de aceptación.

Lograr un porcentaje de cumplimiento  $\geq 90\%$  en el Plan Anual de Adiestramiento.

Aceptar un máximo de dos (2) quejas del Cliente, por cada Campo.

Garantizar que se cumplan los aportes al Fondo Social, establecidos en los pliegos de licitación (2% - 5% del monto del total del contrato).

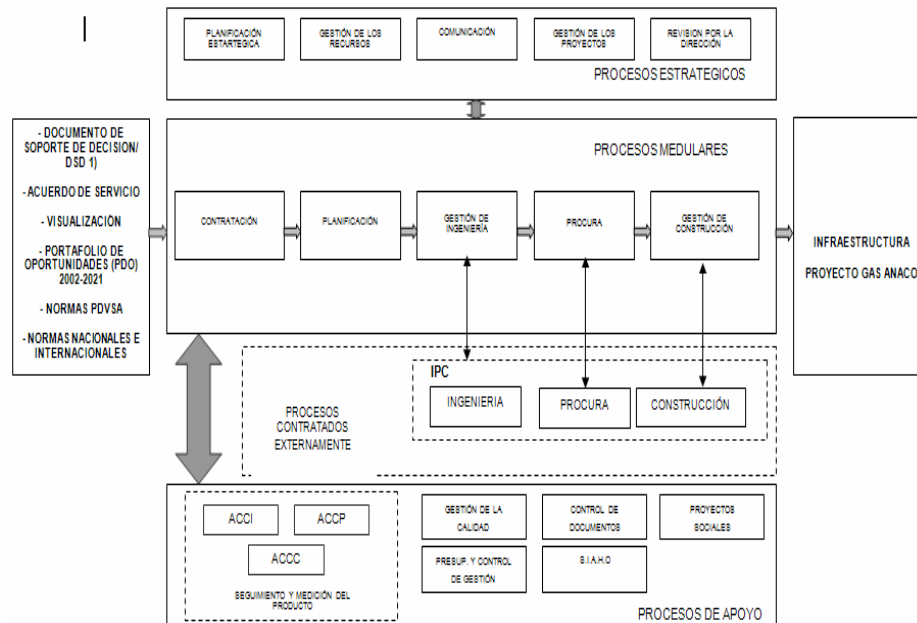
Promover la ejecución de al menos veinte (20) Proyectos Sociales anualmente.

Promover la participación de al menos veinte (20) Empresas de Producción Social (EPS) anualmente.



## Mapa de Procesos

En la Figura 1.3 se puede observar el mapa de procesos del Proyecto gas Anaco.



**Figura 1.3. Mapa de procesos del Proyecto Gas Anaco. Fuente: PDVSA (2008)**

## Ubicación Geográfica

La Figura 1.4 muestra la ubicación geográfica del Proyecto Gas Anaco.

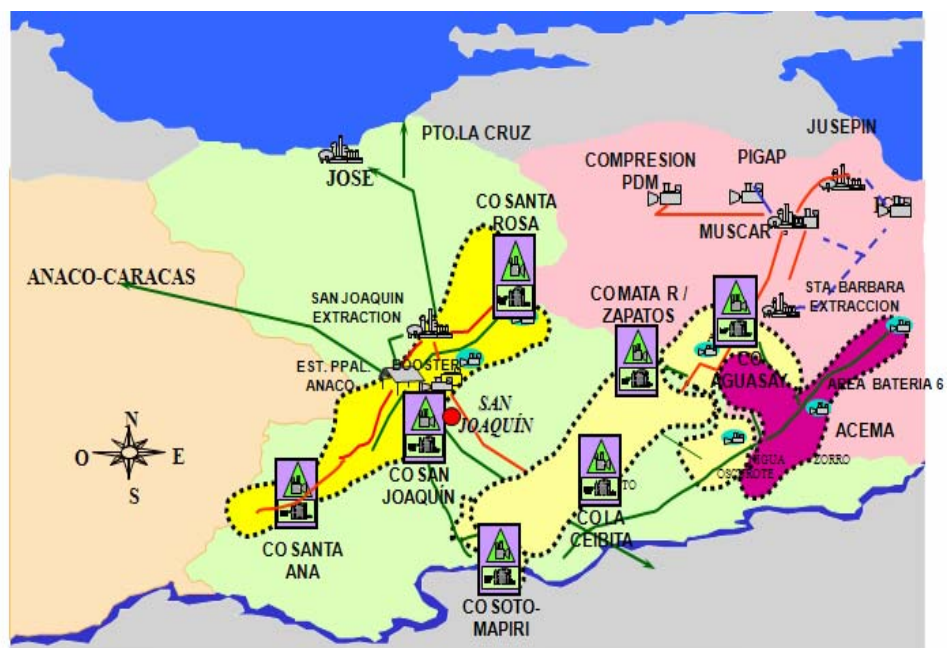


Figura 1.4. Ubicación geográfica del Proyecto Gas Anaco. Fuente: PDVSA (2008)

## CAPÍTULO 2

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1. Antecedentes

Son muchos los proyectos de investigación realizados hasta ahora destinados a estudiar las características y los parámetros del rayo, así como tantos otros dedicados al estudio de los efectos que producen las descargas atmosféricas en las líneas de distribución. En algunos de estos trabajos se ha calculado la sobretensión inducida por el rayo en los conductores de manera algorítmica y se han realizado simulaciones digitales de las mismas.

Para los cálculos de las sobretensiones, los autores han usado modelos de líneas que aproximan el comportamiento del sistema frente a la descarga, considerando los factores más importantes que intervienen en el proceso. Algunos de estos modelos han facilitado la evaluación teórica y digital del sistema estudiado en este proyecto.

Aquí se mencionarán los trabajos que han sido de utilidad para la realización de esta tesis y se dará una breve descripción de los mismos.

Francisco González Molina, realizó una tesis doctoral sobre el comportamiento de las líneas de distribución frente a las sobretensiones atmosféricas, donde se describen algunos procedimientos utilizados para calcular las sobretensiones y la tasa de contorneamiento de las líneas y se realiza una evaluación estadística del comportamiento de líneas aéreas de distribución frente a sobretensiones de origen externo. Esta tesis fue desarrollada en la Universidad Politécnica de Cataluña, España en Octubre de 2001.

Juan Martínez y Francisco González, realizaron en la Universidad Politécnica de Catalunya, España, un trabajo sobre el cálculo de tensiones inducidas en líneas aéreas de distribución por descargas atmosféricas a tierra, en el cual se presenta un resumen de los estudios en el cálculo de sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas a tierra en líneas aéreas de distribución sin apantallar, mediante un modelo de línea desarrollado por los autores.

Un grupo de profesores de la Universidad Simón Bolívar, publicaron un artículo sobre la influencia de sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas en circuitos aéreos de media tensión, en donde se muestran los resultados más sobresalientes obtenidos, tras la evaluación computacional, de una metodología propuesta en la literatura internacional para el cálculo de la tasa de salida en líneas aéreas de media tensión, por efecto de las descargas atmosféricas a tierra, que ocurren en las cercanías de los circuitos eléctricos.

Otro trabajo publicado por la Universidad Simón Bolívar, fue realizado por Alexander Da Silva y Levys Laffont en Marzo de 2000. Allí los autores plantean una herramienta para el cálculo de S/T inducidas en líneas aéreas, considerando la resistividad de tierra, mediante un método de cálculo en el dominio de la frecuencia que permite evaluar las sobretensiones utilizando transformadas discretas de Fourier, logrando disminuir el tiempo computacional y tomando en consideración las pérdidas del terreno.

## **2.2. Formación De Las Descargas Atmosféricas**

### **2.2.1. Generalidades**

La descarga atmosférica, conocida como rayo, es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o entre nubes. Es producida por un tipo particular de nube, conocida como nube de tormenta o cumulus-nimbus (cumulus: apilados, nimbus: lluvia). Sin embargo, se conoce que otros tipos de nubes en condiciones especiales, pueden también originar este fenómeno.

La formación de este tipo de nube, puede ser de dos formas distintas:

- Por convección natural. Típico en zonas tropicales.
- Por frentes de aire frío. Típico en zonas de clima templado.

La nube se forma siempre de forma vertical debido al movimiento de las masas de aire ascendentes y de su forma geométrica particular parecida a un

yunque, puede llegar a alcanzar alturas en cuanto a su parte superior hasta de 20 Km y en su parte más baja, hasta 3 Km. La figura 2.1 muestra la formación de una nube.



**Figura 2.1 Formación de Nubes**

Existen básicamente 4 tipos de descargas atmosféricas:

- Descargas dentro de la nube.
- Descargas entre nubes.
- Descargas Nube – Ionósfera.
- Descarga Nube-Tierra.

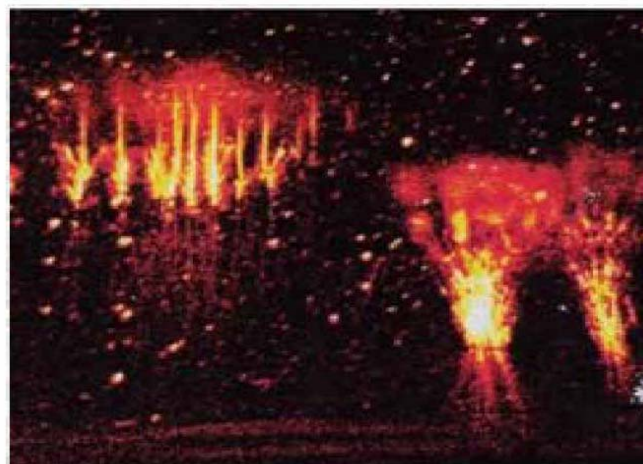
De todas ellas la más perjudicial es la Nube – Tierra, pues es la que puede producir daños a estructuras, animales y personas. Nuestra descripción de la formación de descargas atmosféricas se basará en éstas. Las figuras 2.2, 2.3 y 2.4 muestran los diferentes tipos de descargas atmosféricas.



**Figura 2.2 Descargas Nube – Tierra (Rayos)**



**Figura 2.3 Descargas entre nubes (Relámpagos)**



**Figura 2.4 Descargas Nube - Ionósfera**

Entre las descargas Nube – Tierra se pueden encontrar 4 tipos: 2 iniciados en las nubes, y 2 iniciados en tierra, ya que pueden ser positivos o negativos. Los

más comunes, siendo el 90 % de los rayos detectados, son de una nube negativa hacia tierra.

A continuación se describirá cómo se forman las descargas Nube - Tierra.

### **2.2.2. Descripción de la Formación de las Descargas Nube – Tierra**

Una de las teorías más aceptadas para explicar la formación de la descarga Nube – Tierra, es la de “Schonland” (Figuras 2.5, 2.6 y 2.7), según la cual el ciclo de la nube de tormenta (cumulus-nimbus) y la consecuente descarga denominada rayo, se puede resumir en las siguientes etapas:

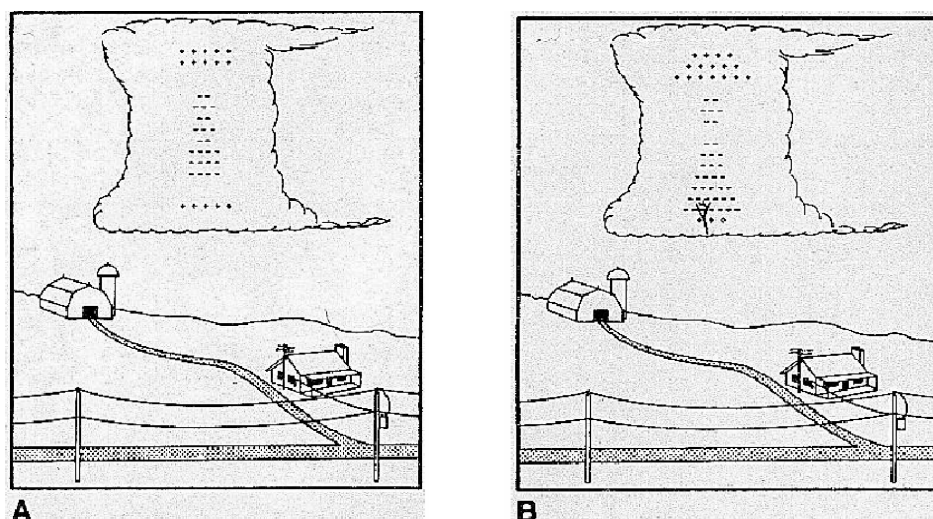
Las cargas eléctricas en la nube se encuentran distribuidas en forma no homogénea, existiendo por consiguiente concentraciones desiguales de carga en el seno de la misma. Y alrededor del 90 % de las nubes poseen la concentración de cargas negativas en su parte inferior. La explicación del por qué la concentración es de esta forma, no está clara, aunque tiene que ver con las temperaturas existentes en la parte superior de la nube ( $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), que hace que las gotas de agua se conviertan en cristales de hielo y en conjunto con las cargas que se mueven desde la superficie por culpa de la convección y las colisiones entre estas partículas dan origen a dicha distribución (cristales de hielo= $q^+$  y gotas de agua= $q^-$ ).

La concentración de carga en la nube, provoca altos gradientes de campo eléctrico. Una vez que dicho gradiente (tensión en la nube cerca de 10 millones de voltios) sobrepasa el valor crítico, comienzan a ocurrir pequeñas descargas en el seno de la nube. Éstas, en virtud de la ionización por choque en el aire, van degenerando en una forma de avalancha, denominada “Pilot Streamer” o descarga piloto, la cual avanza a una velocidad promedio de unos 150 km/s (aproximadamente 1/20 veces la velocidad de la luz).

La rama de la descarga piloto orientada hacia la tierra logra imponerse en su crecimiento hacia la tierra, viéndose acompañada de pequeños puntos luminosos característicos de las descargas escalonadas “Stepped Leaders”. Durante este proceso, la luminosidad es baja y la corriente no excede de unos pocos amperios.

Las descargas escalonadas parecen tener su origen en la acción del viento, llegando raras veces a tierra; esto se debe a que la intermitencia de la descarga piloto (de 30 a 90  $\mu$ s) les sustrae la energía necesaria para tales fines. Esta etapa ocurre a mucha mayor velocidad (aproximadamente un 3 % de la velocidad de la luz).

El incremento del gradiente eléctrico de la tierra al aproximarse la descarga a ésta favorece a la formación de un canal de recepción; dicho canal muchas veces puede ser distinto al suelo, es decir, que puede ser un objeto el causante de un canal de recepción “Upward Streamer”, y es de notar que rara vez dicho canal supera los 30 m de altura y puede llegar a ser notorio desde muchos puntos del entorno.



**Figura 2.5 Formación de la descarga atmosférica, etapas A y B**

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

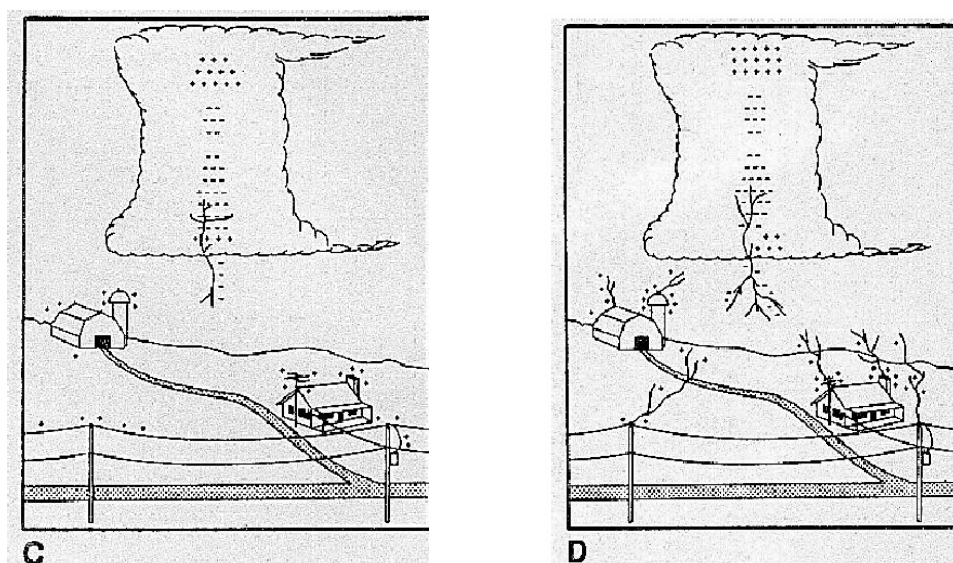
Para neutralizar la carga en la nube, una gran cantidad de cargas opuestas salen de tierra utilizando el mismo canal previamente ionizado. A través del canal plasmático ocurrirán todas las descargas sucesivas, de las cuales la primera es la denominada de retorno “Return Stroke”.



La velocidad de propagación de esta descarga es aproximadamente 10% de la velocidad de la luz, lo cual causa que sea apreciable el valor de la intensidad de corriente que puede alcanzar valores hasta de 400 kA. Mientras la descarga principal requiere de un tiempo aproximado de 20 ms para llegar a la tierra, la descarga de retorno acusa un tiempo promedio de unos 100  $\mu$ s.

El manejo de esa gran cantidad de energía en tan poco tiempo hace que en el canal plasmático de la descarga se produzca una temperatura del orden de los 30000 °C (5-6 veces la temperatura de la superficie del sol), lo cual produce un canal de alta presión originando una onda expansiva que es lo que origina un fuerte sonido denominado trueno.

La forma de onda de la corriente del “Return Stroke”, es determinada por la rata de descarga del canal plasmático, la cual es función de la velocidad del retorno y de la distribución de las cargas a lo largo del canal.



**Figura 2.6 Formación de la descarga atmosférica, etapas C y D.**

El impacto provocado por las cargas eléctricas que la descarga de retorno introduce en el seno de la nube es tan fuerte, que en la mayoría de los casos ocasiona una segunda descarga orientada hacia tierra, denominada descarga secundaria o “Dart Leader”, con una velocidad promedio de 1 % la de la luz.

Este par de fenómenos (Return Stroke/Dart Leader), pueden repetirse un número de veces apreciable y esto se denomina descargas sucesivas o “Multiple Stroke”, que consiste en descargas separadas que utilizan el mismo canal plasmático. Cerca del 50 % de las descargas que ocurren son múltiples y el intervalo de tiempo entre descargas va desde 0.5 ms hasta 0.5 s.

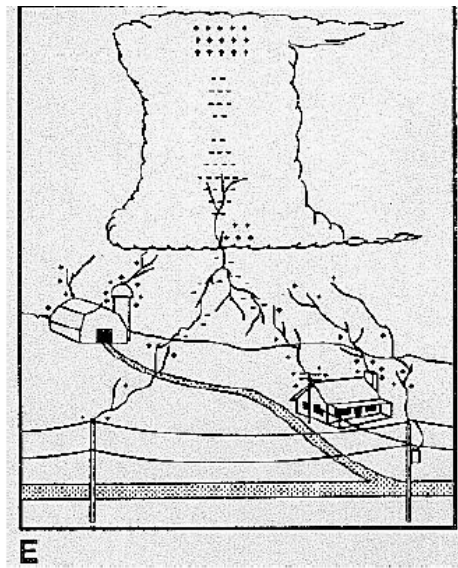


Figura 2.7 Formación de la descarga atmosférica, etapa E.

## 2.3. Parámetros Del Rayo

### 2.3.1. Introducción

“Las magnitudes de los parámetros de la descarga eléctrica atmosférica utilizadas en aplicaciones de ingeniería varían espacial y temporalmente”.

H. Torres / PAAS-UN, Colombia 1990

Ésta es la hipótesis usada modernamente para el estudio y la descripción de los parámetros del rayo. Existen más de 15 parámetros relacionados con las descargas eléctricas atmosféricas.

El conocimiento de estos parámetros, en sus diferentes escalas, tiene importancia tanto científica como tecnológica. El conocimiento científico nos facilita entender su comportamiento en el tiempo y en el espacio y sus relaciones con otros fenómenos naturales. En lo tecnológico su conocimiento permite el

diseño óptimo y la protección adecuada de seres vivos y de equipo eléctrico y electrónico, así como el oportuno mantenimiento para garantizar una operación confiable, económica y segura. La descarga eléctrica atmosférica y sus parámetros asociados, son un fenómeno meteorológico que, como tal, se manifiesta de una manera aleatoria. En sus aplicaciones en la protección, diseño, operación y mantenimiento de equipos y sistemas, es necesario considerar, entonces, la dimensión estadística y la probabilidad de sus valores, es decir, explicar la condición aleatoria del fenómeno. A continuación analizaremos los parámetros del rayo que son utilizados en los diseños de los sistemas de protección.

Diversas investigaciones se han desarrollado, incluyendo registros y mediciones del rayo, para poder modelar su cuadro de desarrollo y así caracterizar sus parámetros para su aplicación en los diseños de los sistemas de protección. Estos parámetros pueden dividirse en cinco grupos fundamentales:

- Los parámetros de incidencia.
- La amplitud máxima de la corriente de retorno del rayo.
- La forma de onda de la corriente del rayo.
- El ángulo de incidencia del rayo respecto a la vertical.
- La velocidad de retorno del rayo.

### **2.3.2. Parámetros de Incidencia**

Los parámetros de incidencia del rayo son: el nivel cerámico, la densidad de rayos a tierra, la polaridad de la descarga y las características de las descargas múltiples.

#### **2.3.2.1. Nivel Cerámico ( $T_d$ )**

Es el número de días del año en los que, al menos, es oído un trueno o, lo que es lo mismo, el número de días al año en que ocurren tormentas eléctricas.

Es uno de los datos relacionado con los rayos más antiguo pero es utilizado aún por muchos países para llevar un control sobre tormentas eléctricas y realizar protecciones contra estos fenómenos.

Así pueden presentarse regiones con 1 o menos días de tormenta al año (baja actividad ceráunica) hasta 200-300 días de tormenta al año, en zonas críticas, especialmente en el trópico (Centro – Sur de América y África).

Su principal deficiencia es que no discrimina entre las descargas entre nube y tierra o entre nube y nube, además de que el uso de ecuaciones empíricas lo convierten en un método de relativa exactitud. Fue el primer indicador establecido y es ampliamente utilizado aún, es un indicador indirecto que acostumbra a darse para un país según el Mapa de Niveles Isoceráunicos (curvas de igual nivel ceráunico). Para obtener el número de días tormentas al año se utilizan las observaciones que se realizan desde las estaciones meteorológicas.

### **2.3.2.2. Densidad de Rayos a Tierra ( $N_g$ )**

Es el número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado al año. Es un parámetro complementario del nivel ceráunico que permite cuantificar la incidencia de rayos en la zona.

Existen tres formas para determinar este indicador: con el uso de contadores, por medio de los datos obtenidos a través de los registros realizados por satélite y por medio de ecuaciones empíricas que lo relaciona con el nivel ceráunico ( $T_d$ ). Este último método es el menos exacto, pero es utilizado mundialmente en zonas donde no existen otras alternativas.

Se han obtenido en función de medidas y estadísticas, ciertas formulaciones que permiten establecer una relación entre el nivel ceráunico y la densidad de rayos a tierra (rayos/Km<sup>2</sup>-año). De todas ellas la más aceptada en el ámbito de normativas y trabajos internacionales es la propuesta por Anderson y Eriksson (Ec. 2.1), en 1980, ya que los resultados obtenidos están avalados por un período de observación de seis años. Ésta misma es adoptada por la CEI (Comisión Electrotécnica Internacional) en su norma 601024.

$$N_g = 0.04 \cdot T_d^{1.25} \quad (2.1)$$

Dónde  $T_d$  es el nivel cerámico en días de tormentas al año. Así por ejemplo, una región con un  $T_d$  de 20 días de tormentas al año, tendría una densidad de rayos a tierra ( $N_g$ ) de 1.7 rayos-tierra/ $Km^2$ -año.

La obtención de la densidad de rayos a tierra en forma directa es posible mediante la utilización de los Sistemas de Detección y Localización de Rayos, como pueden discriminar las descargas nube a nube de las descargas nube a tierra, permiten obtener, directamente por medición, la cantidad de rayos a tierra en la región que abarca su radio de cubrimiento.

Un Sistema de Detección y Localización además de registrar los rayos nube a tierra nos brinda la información sobre el momento en que ocurre la descarga, su valor pico, el número de descargas consecutivas, e incluso su polaridad. Se utilizan con más frecuencia para determinar la ocurrencia del rayo en tiempo y espacio para aplicaciones en tiempo real debido a los costos adicionales por procesamiento y comunicación de datos. La información que se obtiene en una región de la determinación de rayos a tierra en un ciclo solar permite definir las curvas de isodensidad de rayos a tierra.

### **2.3.2.3.Polaridad del Rayo**

Es el tipo de descarga ocurrida. Las descargas eléctricas atmosféricas pueden tener polaridad positiva o negativa. Las descargas ubicadas en los grupos 1 y 3 se les denominan rayos lineales con líderes descendentes con polaridades negativa y positiva, respectivamente. Los representados en los grupos 2 y 4 se les conocen como rayos lineales con líderes ascendentes con polaridades positiva y negativa, respectivamente.

Aunque alrededor del 90% de las descargas atmosféricas son rayos con líderes descendentes de polaridad negativa algunas consideraciones sobre los de polaridad positiva son importantes:

Un análisis global de incidencia de rayos positivos indica que éstas pueden variar en diferentes regiones del mundo, ese rango de variación es generalmente menor al 10% pero puede alcanzar hasta un 20%.

En los casos en que la incidencia de rayos positivos exceda el 10%, estos deben ser considerados porque su proporción puede variar los límites superior e inferior de la distribución de amplitudes de corriente.

La incidencia de rayos positivos puede incrementarse con la altitud de la región y/o con el aumento de la altura de la estructura.

Las investigaciones demuestran que las descargas positivas están relacionadas principalmente a rayos lineales con líderes ascendentes y que éstos ocurren principalmente para estructuras muy altas o estructuras ubicadas en regiones muy altas.

#### **2.3.2.4. Características de las Descargas Múltiples**

Un rayo a tierra frecuentemente incluye un proceso de descargas múltiples. Éstas pueden desarrollarse de dos formas:

Pueden ser originadas por el camino aún ionizado de la descarga de retorno y se suceden desde otras regiones cargadas de la misma nube, una o más descargas a tierra que en cualquier caso (líder inicial ascendente o descendente) se desarrollan con líder ininterrumpido de la nube a la tierra para golpear el mismo punto en que incide la descarga principal.

Pueden ser originadas por ramificaciones al final del camino ionizado que conducen a la descarga principal y tienen diferentes puntos de terminación a la de la descarga de retorno. En la tierra ocurre en varios puntos (rayos de raíces ramificadas) o pueden involucrar una sucesión de descargas espacialmente separadas (rayos complejos) que, aunque ocurren a intervalos comparables a los de las descargas descritas en el punto anterior, tienen aparentemente, líderes guías independientes y pueden terminar a varios kilómetros del punto de incidencia de la descarga principal.

La primera forma agrupa alrededor del 90% de las descargas múltiples y el resto corresponde al segundo grupo. El conocimiento de las características de las descargas sucesivas es importante para la operación adecuada de los sistemas eléctricos porque ellos pueden someterse a un grupo de descargas dentro de un

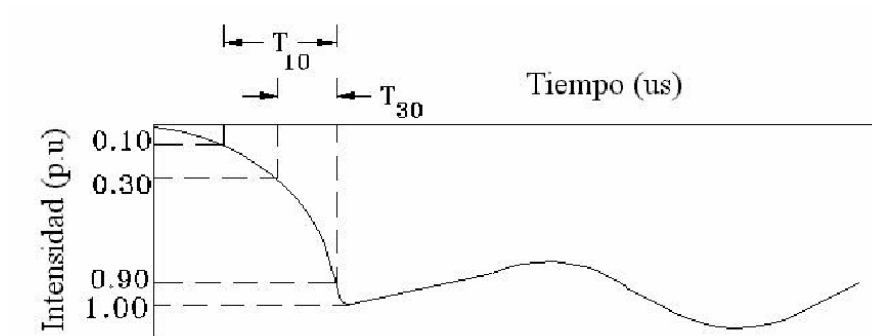
intervalo muy corto y por tanto sus dispositivos de protección deben estar diseñados para estas contingencias.

### **2.3.3. Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo**

La magnitud de la descarga no depende de las características del punto de terminación, ya que la resistencia propia del canal plasmático es superior (en el orden de los miles de Ohmios) a la propia de la terminación. Su comportamiento es totalmente aleatorio y por lo tanto su caracterización debe realizarse desde el punto de vista probabilístico. Se ha estimado, en numerosos registros, un valor medio de 30 kA para la corriente de la descarga principal y de 12 kA para las descargas sucesivas.

### **2.3.4. Forma de Onda de la Corriente del Rayo**

Desafortunadamente, todas las descargas de un rayo, o descargas en diferentes rayos, no tienen igual severidad. Sus amplitudes y formas de onda varían estadísticamente. La forma de onda de la corriente de retorno depende fuertemente de la polaridad del rayo. En rayos de polaridad negativa, la segunda descarga tiene una forma de onda diferente de la primera, presentando generalmente un frente más rápido y una duración menor. Los impulsos positivos tienen un frente de onda más lento y una duración más prolongada que los negativos. Se han realizado numerosas medidas experimentales sobre la corriente en la base del canal de una descarga. La figura 2.8 muestra la forma de onda de la corriente de retorno definida por Anderson y Eriksson. En esta figura,  $T_{10}$  es el intervalo de tiempo entre el 10% y el 90% de la corriente de pico del rayo, y  $T_{30}$  es el intervalo de tiempo entre el 30% y el 90% de la corriente de pico. Los valores de corriente se encuentran normalizados.



**Figura 2.8 Típica forma de la onda de corriente de retorno del rayo**

De manera simplificada se puede utilizar una onda con forma en doble rampa para la corriente del rayo (ver figura 2.9). En este caso, la expresión que sigue la corriente de retorno es la siguiente:

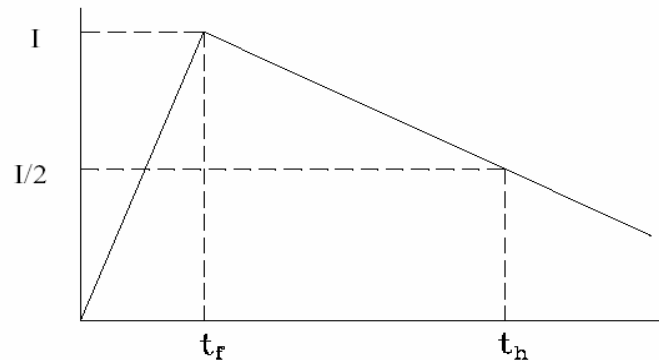
$$i(t) = \alpha_1 \cdot t \cdot u(t) - \alpha_2(t - tf) \cdot u(t - tf) = i_1(t) + i_2(t)$$

$$\alpha_1 = \frac{I}{tf}, \quad \alpha_2 = \frac{2th - tf}{2tf(th - tf)} \cdot I \quad (2.2)$$

Donde:

- $u(t)$ ,  $u(t-tf)$  función escalón unidad
- $I$  intensidad de pico de la onda de la corriente del rayo, en A
- $tf$  tiempo de frente de la onda de la corriente del rayo, en s
- $th$  tiempo al valor medio de la intensidad de pico del rayo, en s





**Figura 2.9 Onda de rayo en doble rampa**

### 2.3.5. Ángulo de Incidencia

Es el ángulo con el cual incide la descarga con cualquier punto terminal, respecto a la línea vertical.

Considerar que todos los rayos inciden verticalmente, introduce errores principalmente debido a que se debe tener en cuenta que no sólo el área superior de la estructura es la que está expuesta, sino su superficie lateral también. La probabilidad  $P(\Theta)$ , de ocurrencia de un ángulo de inclinación se puede expresar como:

$$P(\Theta) = \frac{4}{\pi} \int_{\Theta}^{\pi/2} \cos^2 \Theta \cdot d\Theta \quad (2.3)$$

### 2.3.6. Velocidad de Retorno del Rayo

Las tensiones inducidas por rayos que caen a tierra en las cercanías de la línea pueden ser un grave problema en líneas con bajos niveles de aislamiento, encontrándose la magnitud de estas sobretensiones en función de la velocidad de retorno del rayo. Por tanto, la velocidad es otro parámetro significativo a ser incluido en el estudio. Sin embargo, los datos experimentales para la velocidad de retorno son escasos. Además, este parámetro puede tener una dependencia geográfica, y las características de los rayos disparados artificialmente pueden ser diferentes de los rayos naturales.

Varios autores han propuesto una relación entre la intensidad máxima y la velocidad de retorno de un rayo, como la que muestra la siguiente expresión:

$$v = \frac{c}{\sqrt{1 + \frac{W}{I}}} \quad (2.4)$$

donde  $v$  es la velocidad de retorno del rayo en m/s,  $c$  es la velocidad de la luz en el vacío en m/s,  $W$  es una constante, e  $I$  es la intensidad de pico de la descarga en kA. Esta relación es uno de los principios en los que se basa el Modelo Electrogeométrico que será estudiado más adelante, y por tanto debe ser tomada en cuenta en el cálculo de aquellas tensiones en las que  $v$  intervenga como parámetro. No existe consenso entre autores sobre los valores del parámetro  $W$ , por lo que se han propuesto valores muy diferentes. Por esta razón, en los estudios en los que la velocidad y la intensidad máxima de una descarga vengan relacionados mediante la expresión anterior, se emplearán valores del parámetro  $W$  entre 50 y 500.

### 2.3.7. Características más Resaltantes de los Parámetros del Rayo

- Densidad de Rayos a Tierra:  $N_g = 0.004 T_d^{1.25}$ ,  $T_d$ : Nivel cerámico.
- Polaridad del Rayo: 90% de las descargas son negativas; 10% positivas
- Características de Descargas Múltiples:
  - 55% poseen descargas sucesivas
  - 90% no exceden de 8 descargas
  - Media = 3 descargas/rayo
- Amplitud Máxima de la Corriente del Rayo: Media = 30 kA
- Tiempo de subida: 1 a 30  $\mu$ s, 2  $\mu$ s es el más representativo.
- Velocidad de retorno del rayo: aproximadamente 80% de la velocidad de luz.

## **2.4. Contabilización De Descargas Atmosféricas En Venezuela**

### **2.4.1. Sistemas Tradicionales**

En Venezuela existe poco conocimiento en torno a la actividad ceráunica y esto se evidencia en que hasta hace poco se disponía de un único mapa indicativo, el cual se basa en la data de días de tormenta al año, recogida entre los años de 1950 y 1971, tal como se muestra en la figura 2.10.

Otros datos utilizados para conocer la actividad ceráunica en nuestra zona son los proporcionados por la NASA, quienes a través de la detección satelital, con programas avanzados, manejan la data de  $N_g$  (densidad de rayos a tierra por  $Km^2$ ) y algunas otras no menos importantes relacionadas con las propias características de las descargas (magnitud, polaridad, etc.). En la figura 2.11 se puede observar la  $N_g$  en las distintas zonas del mundo recogida por los satélites de la NASA.

Hace unos años, la Universidad Simón Bolívar llevó a cabo un importante análisis de la data recogida por el sistema “Lightning Imaging Sensor” (LIS) que posee la NASA, aplicado al caso particular de Venezuela. El objetivo fue extraer las características más relevantes de la actividad de rayos entre los años 1998 y 2002. La data fue presentada por Estado geopolítico y mes a lo largo del año y construyeron un mapa isoceráunico actualizado con los datos de esos cinco años.

En la figura 2.12 se muestra el promedio de los eventos ocurridos en todo el territorio nacional a lo largo de ese período, definiendo evento como el total de fenómenos atmosféricos ocurridos (nube-nube “IC” y nube-tierra “CG”), los cuales pueden suceder de forma múltiple para un mismo día y en el entorno de un mismo punto geográfico (ya que es muy difícil que coincidan exactamente en una misma Longitud y Latitud). La figura 2.13 muestra los resultados del Estado Monagas y la figura 2.14 muestra el mapa isoceráunico construido con base en la data de esos cinco años.

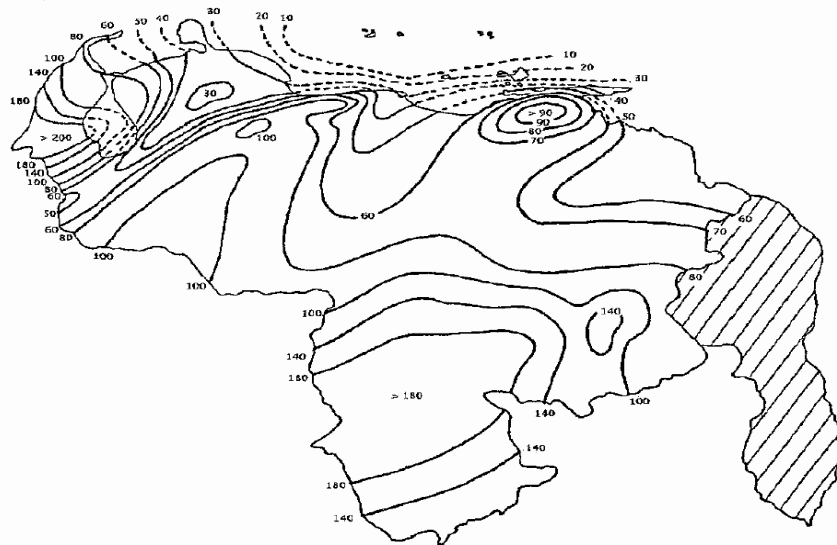


Figura 2.10 Mapa Isoceráunico de Venezuela (días de tormenta al año) (1950-1971)

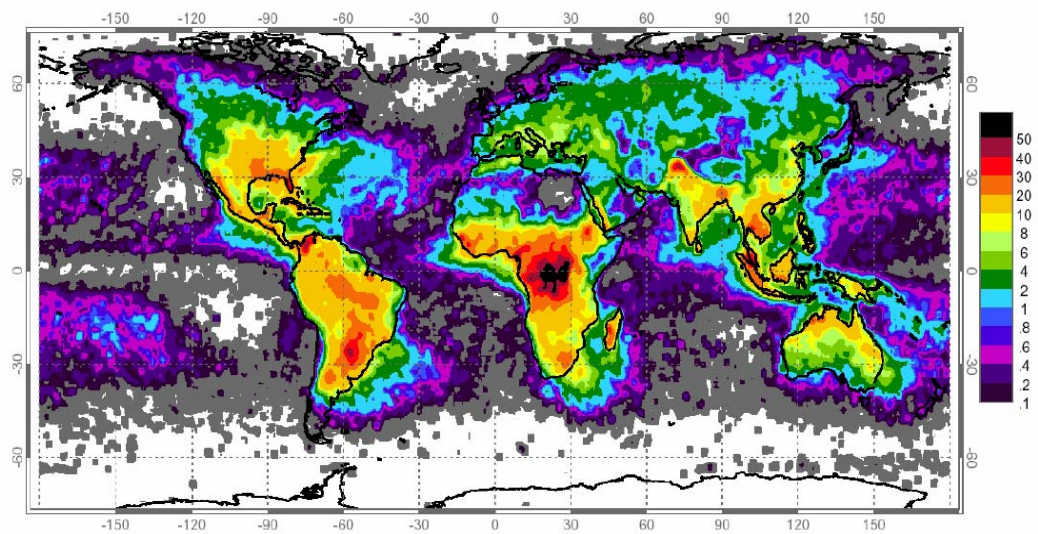


Figura 2.11 Densidad de descargas a tierra por  $\text{Km}^2$  (Ng) (fuente NASA)

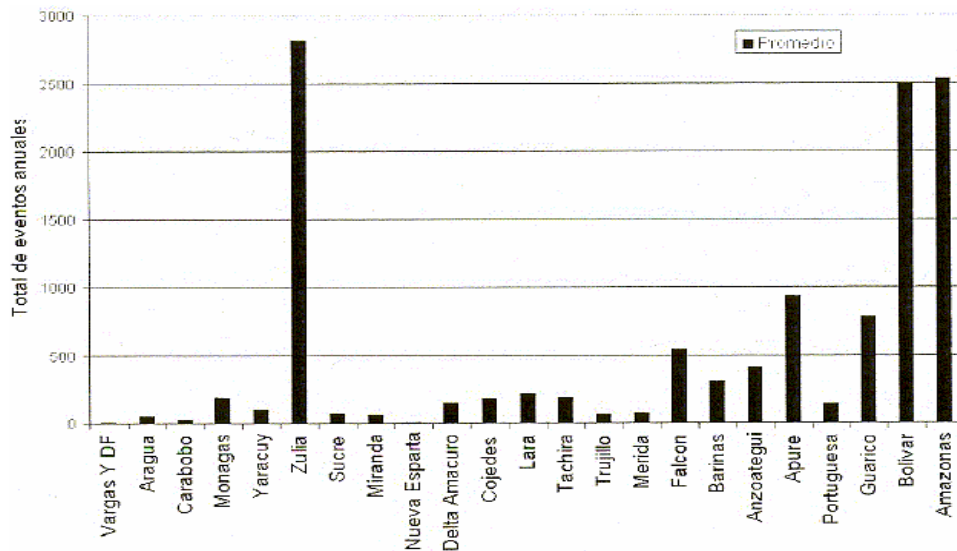


Figura 2.12 Data promediada clasificada en total de eventos entre 1998 y 2002 por Estado

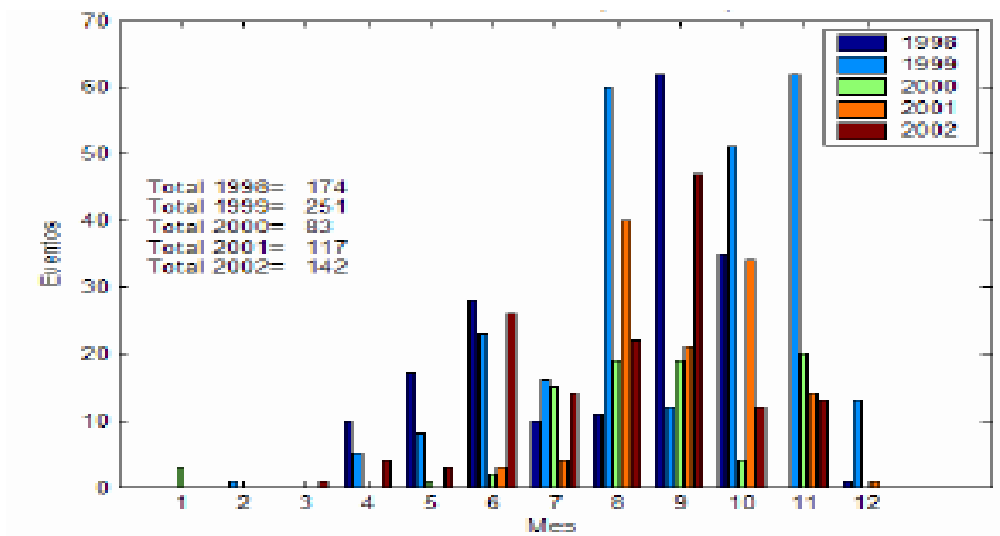
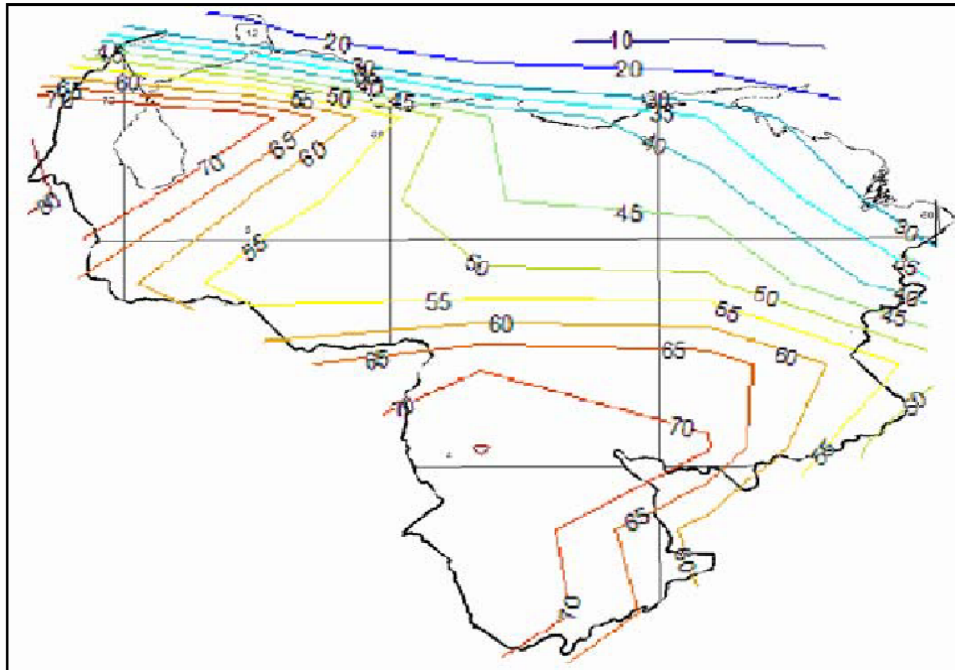


Figura 2.13 Eventos por rayo en el Estado Monagas



**Figura 2.14** Días de Tormenta al año promedio en el territorio completo (1998-2002)

#### **2.4.2. Sistema de Localización de Rayos (SLR)**

Desde noviembre de 1.999, la C.A. Electrificación del Caroní (EDELCA), cuenta con un Sistema de Detección de Descargas Atmosféricas SDDA (tecnología IMPACT), el cual cubre el sistema de transmisión de energía eléctrica de Venezuela, siendo capaz de registrar los parámetros de los rayos que impactan en la zona que abarca y alimentar una base de datos, con el fin de hacer los análisis meteorológicos de la actividad de tormenta y colaborar con la investigación científica que se desarrolla a escala nacional.

El propósito principal del SDDA es el de detectar y localizar descargas atmosféricas, sean nube-tierra o nube-nube (en nuestro caso nube-tierra). Esta labor es realizada a través del uso de múltiples sensores remotos que detectan las señales producidas por las descargas. Cuando un sensor detecta una descarga, envía dicha información a un sistema de procesamiento centralizado, conocido como Analizador de Posición Avanzado (APA). El APA compara el tiempo de

detección de cada sensor para comprobar si la información proviene del mismo evento, y luego calcula el punto de impacto de la descarga. Posteriormente se almacena esta data y los resultados se distribuyen a los usuarios finales.

El SDDA está conformado básicamente por tres partes o subsistemas:

- Sensores
- Sistema de comunicaciones
- Analizador central

El modelo usado por los sensores corresponde al IMPACT ES ALDF. Este dispositivo combina tecnologías de localización magnética de dirección y tiempo de arribo para lograr mayor precisión de localización y eficiencia en la detección.

En el sistema de EDELCA hay doce sensores, localizados por toda Venezuela (figura 2.15). La distribución geográfica de los sensores fue diseñada para abarcar toda el área de las líneas de transmisión del sistema interconectado con una eficiencia de detección en el orden del 90%. Una descarga nube-tierra puede ser localizada con una precisión de 0,5 km.



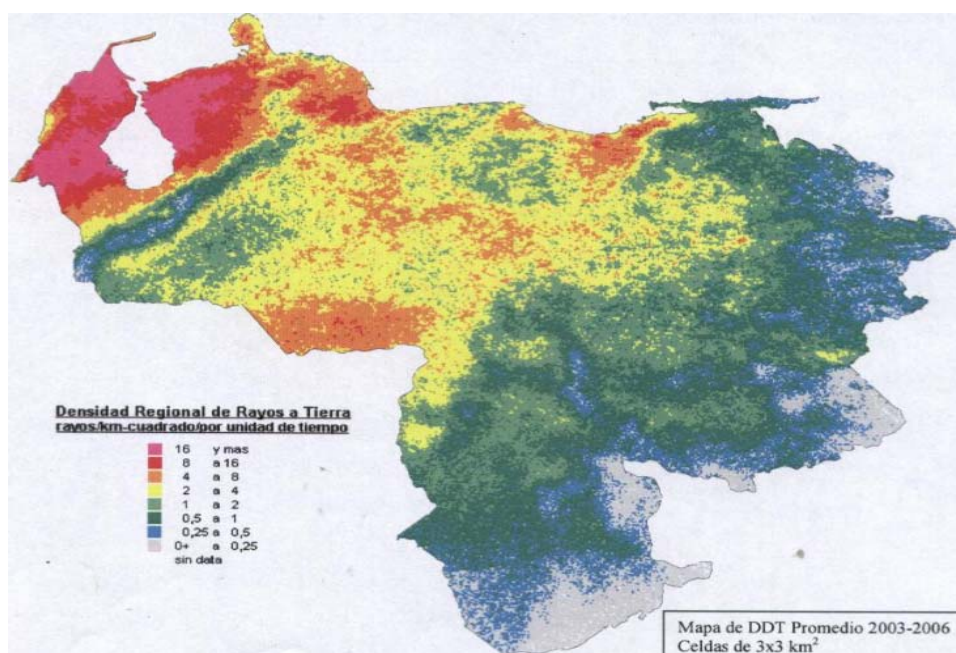
**Figura 2.15 Distribución de los sensores del SDDA de EDELCA**

La importancia de este sistema radica en que al poder discriminar entre descargas nube-tierra y nube-nube, arroja datos verdaderos de la densidad de rayos a tierra ( $N_g$ ) para las distintas zonas del país y puede registrar los parámetros más importantes del rayo, como lo son la amplitud de la corriente de retorno y la polaridad del rayo.

En un análisis de los datos obtenidos a través de este sistema durante el período 2000-2003 se obtuvieron los siguientes resultados:

- En la región noroeste se observó una densidad superior a 16 descargas/km<sup>2</sup>/año, siendo esta la región más activa.
- En las llanuras centrales y del sur 0,25 descargas/km<sup>2</sup>/año.
- En el resto del país se observan 8 descargas/km<sup>2</sup>/año.
- En las islas se observa un máximo de 4 descargas/km<sup>2</sup>/año.
- El pico de corriente promedio para polaridad negativa fue 20 kA.
- El pico de corriente promedio para polaridad positiva fue 13 kA.

El mapa de densidad de descargas a tierra más reciente, realizado con base en la data recogida por este sistema, se muestra a en la figura 2.16 y corresponde al estudio entre los años 2003-2006.



**Figura 2.16 Densidad de descargas a tierra (2003-2006)**

**Importante:** En el presente proyecto se usarán los datos de parámetros de las descargas atmosféricas suministrados por el SDDA de EDELCA para realizar los cálculos pertinentes al sistema de protección a diseñar, debido a que son los más actualizados y más confiables por la tecnología utilizada y por la zona de estudio.



## **2.5.Efectos Producidos Por Las Descargas Atmosféricas Sobre Las Líneas De Distribución De Energía Eléctrica**

### **2.5.1.Introducción**

Las descargas atmosféricas en líneas de distribución son mucho más críticas que en líneas de transmisión, debido a que su nivel de aislamiento es mucho menor. Se ha determinado en estudios internacionales, que las descargas atmosféricas son las causales de un 26% de las salidas forzadas en circuitos de 230 kV y de hasta un 72%, en circuitos de tensiones inferiores.

Los principales daños causados por descargas atmosféricas en líneas de distribución, afectan equipos como los enumerados a continuación:

Transformadores de distribución, cortacircuitos y fusibles, interruptores de aceites, conductores de líneas y aisladores. Adicionalmente, pueden transferir impulsos a la red secundaria debido a la capacitancia entre devanados de los transformadores, afectando equipos domésticos.

Los daños causados por descargas atmosféricas en líneas de distribución son debidos a dos tipos de descargas respecto a las líneas:

### **2.5.2.Descargas Directas**

#### **2.5.2.1.Sobre un Conductor de Fase**

Este tipo de descargas se visualiza en la figura 2.17. Las descargas directas sobre los conductores de fase producirán, casi con certeza, un flameo directo de las cadenas aisladoras, ocasionando una falla usualmente monofásica. El flameo inminente se puede visualizar si tenemos en cuenta que la impedancia característica de una línea de distribución, es aproximadamente  $400 \Omega$ , y que un rayo promedio tiene una corriente pico aproximadamente de 30 kA, con lo cual la sobretensión pico promedio inducida en la línea, es:  $V = 30 \text{ kA} \times 400/2 \Omega = 6000 \text{ kV}$ . Si tenemos en cuenta que la tensión crítica de flameo (tensión a la cual el aislamiento produce flameos el 50% de las veces), de una línea de distribución, es normalmente inferior a 200 kV, se concluye que es muy poco probable que una

línea de distribución soporte sin flamear una descarga directa sobre los conductores de fase.

Este tipo de descargas tiene tres características importantes desde el punto de vista de los daños que puede causar:

Si la magnitud de la tasa de crecimiento de la corriente de la descarga tiene un valor suficientemente alto, puede romper el aislamiento interno de los aisladores en puntos de la línea ubicados en cercanías del punto de impacto de la descarga (alrededor de 50 m). Para que este daño ocurra se debe cumplir que la descarga alcance la tensión de ruptura de frente escarpado del aislador, en un tiempo inferior a 0.1  $\mu$ s. Para aislamientos de sistemas de distribución esto corresponde a tasas de crecimiento de la corriente del rayo superiores a 10 kA/ $\mu$ s, las cuales tienen una probabilidad muy alta de ocurrir, en el orden de 70%.

La ruptura del aislamiento interno del aislador no siempre se produce, debido a que el aislamiento del aire normalmente se rompe primero, pero a medida que la tasa de crecimiento de la tensión es mayor, la rigidez del aislamiento del aire mejora ostensiblemente y puede ocurrir que se haga superior a la del aislamiento interno del aislador obligándolo a que se produzca la ruptura eléctrica a través de él.

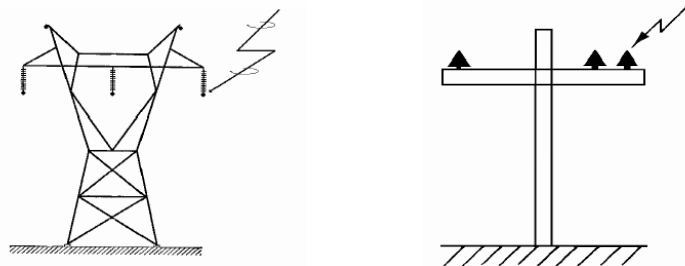
El punto de corte de ambas características es en realidad de muy difícil determinación, dado que depende de factores tales como las condiciones ambientales y la contaminación del aislamiento. Debe tenerse en cuenta que en los postes terminales la tasa de crecimiento de la tensión tiende a duplicarse por el efecto de línea abierta, por lo que sus aisladores tienen mayor probabilidad de sufrir daños. Un fenómeno similar, aunque no tan grave, ocurre en los postes con derivaciones de redes primarias. La presencia de cuernos saltachispas en los aisladores reduce mucho estos daños.

Si la magnitud de la corriente de retorno de la descarga tiene suficiente valor, producirá flameo al aire y en consecuencia una falla monofásica que obligará la salida del circuito, con el consiguiente deterioro de la calidad del servicio.

Dado el bajo nivel del aislamiento en las líneas de distribución, la magnitud de la corriente necesaria para producir esta falla se puede estimar como de solo 1 kA:  $200 \text{ kV} / (400/2 \Omega)$ , valor que supera el 99.9% de los rayos.

Si la distancia entre pararrayos y transformadores es excesiva, la reflexión de ondas en los bornes de los transformadores incrementa la tensión excesivamente en esos puntos, rompiendo su aislamiento interno. Aunque este efecto se ve amortiguado con la distancia debido a los efectos resistivo e inductivo de la línea, se ha establecido que la distancia entre pararrayos y equipos debe ser tan corta como sea posible y que si su valor es mayor de 40 m, la protección brindada por el pararrayos al equipo es deficiente.

Los daños causados por este efecto en líneas de distribución, alcanzan un radio de aproximadamente 500 m del punto de impacto, con lo cual es usual encontrar varios transformadores dañados por una misma descarga.

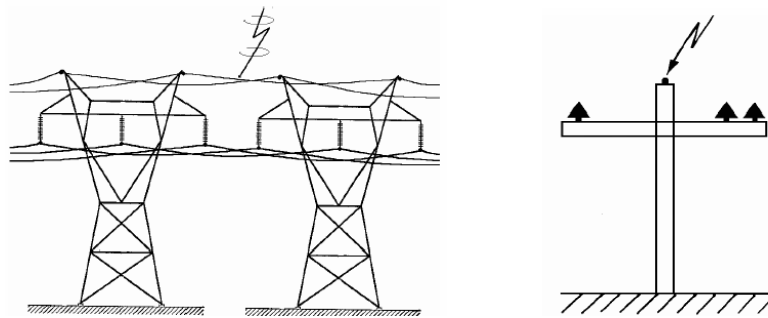


**Figura 2.17 Descarga directa sobre un conductor de fase**

#### **2.5.2.2. Sobre Cables de Guarda o Torres**

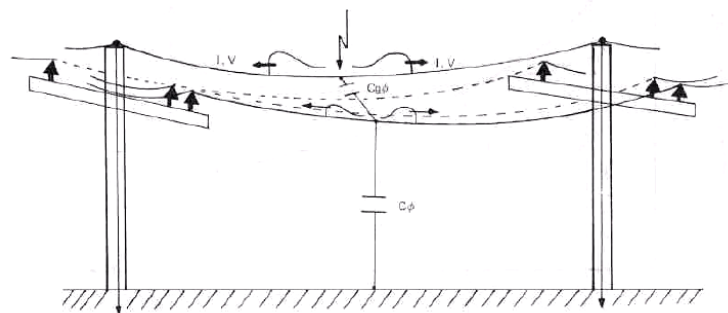
Cuando la descarga directa golpea el cable de guarda o la torre (ver figura 2.18), se presentan varios fenómenos:

La onda electromagnética producida por la descarga viaja a lo largo del conductor de guarda, e induce, debido al acople inductivo y capacitivo con los conductores de fase, una sobretensión en estos últimos que puede causar un flameo fase-tierra. La figura 2.19 ilustra este concepto.



**Figura 2.18 Descarga directa sobre el conductor de guarda**

El factor de acople entre cables de guarda y conductores de fase es el porcentaje de tensión inducida en la fase para una sobretensión dada en el cable de guarda.



**Figura 2.19 Concepto de inducción por acople**

En líneas de distribución varía entre 0.1 y 0.5, dependiendo de la altura del cable de guarda sobre los conductores de fase. En el mejor de los casos, con ángulos de apantallamiento menores de  $30^\circ$ , el factor de acople es aún suficiente para que una descarga promedio produzca flameo. Esta conclusión se puede visualizar como sigue:

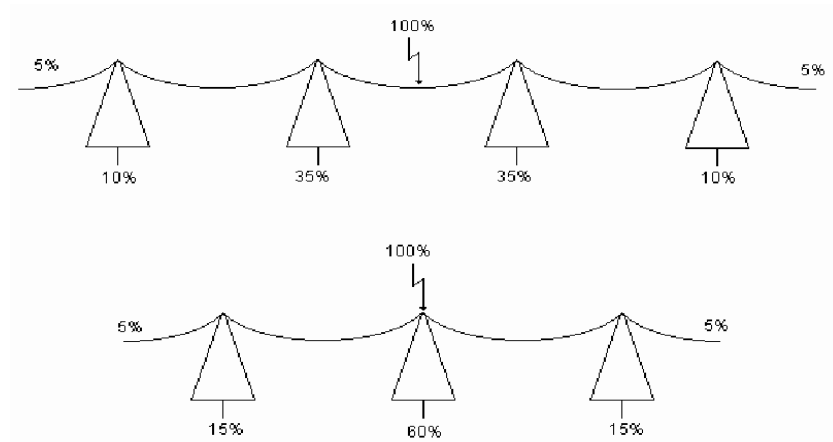
La tensión inducida en el cable de guarda, el cual tiene una impedancia característica cercana a  $500 \Omega$ , para una descarga promedio, es aproximadamente 7500 kV:  $(30 \text{ kA} \times 500/2 \Omega)$ , con lo cual la inducción en el conductor de fase será del orden de 750 kV con un factor de acople de 0.1, haciendo inminente el flameo a tierra en el conductor de fase. Cabe anotar aquí, que en esta estimación no se tuvieron en cuenta las reflexiones negativas producidas en los puntos en que están

puestos a tierra los cables de guarda ni el efecto corona, factores que pueden disminuir ostensiblemente la tensión pico alcanzada en el cable de guarda y por ende la inducción. La influencia benéfica de las reflexiones negativas resalta la importancia de poner a tierra los cables de guarda en el mayor número de puntos posibles, siendo ideal hacerlo en cada poste o estructura.

Para descargas atmosféricas de alta tasa de crecimiento de la corriente, la puesta a tierra de los extremos del cable de guarda no será suficiente para evitar una gran inducción en el conductor de fase, con lo cual el riesgo de falla en la línea de distribución por descargas atmosféricas en el cable de guarda es muy elevado. Aunque es muy difícil establecer un porcentaje de fallas, en general podemos estimarlo alrededor del 70%, que corresponde a la suposición de que las reflexiones amortiguan el 50% de la onda incidente, de que el factor de acople sea del 10% y que la tensión de flameo directo del aislamiento sea de 200 kV, y considerando además el aumento de la tensión de tierra correspondiente. Este resultado indica que el cable de guarda solo podría proteger contra el 30% de las descargas que lo alcancen.

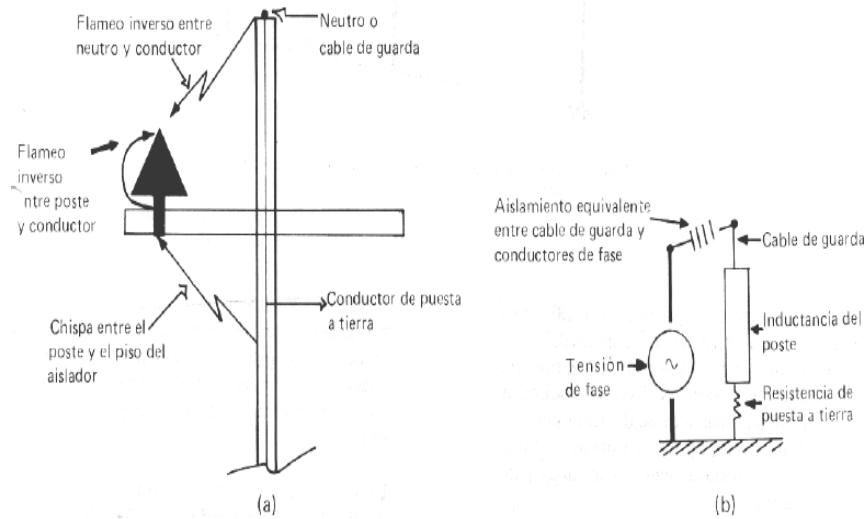
De este breve análisis se concluye que los cables de guarda en líneas de distribución no ofrecen una protección muy efectiva contra descargas directas.

La descarga impacta en el vano del cable de guarda o en la torre, repartiéndose entre los cables de guarda y la puesta a tierra del poste (figura 2.20). Dado que usualmente la puesta a tierra en líneas de distribución es muy pobre (reduciéndose a enterrar una varilla copperweld), la resistencia de puesta a tierra del poste es usualmente alta (mayor de 20  $\Omega$ ), con lo cual una corriente de rayo relativamente baja producirá un apreciable incremento de tensión entre el conductor de puesta a tierra (o el cable de guarda) y los conductores de fase, facilitando la aparición de un flameo inverso. La figura 2.21 muestra este proceso.



**Figura 2.20 Distribución de la descarga entre el cable de guarda y los postes**

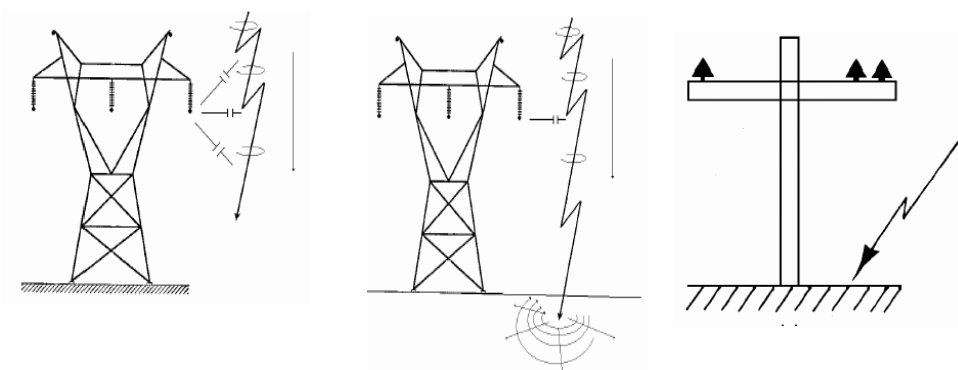
Para que ocurra flameo inverso en una línea de distribución, se requiere que la tensión producida por la corriente a tierra sea mayor que la tensión crítica de flameo inverso, más tres desviaciones estándar del aislamiento de la línea. Esta tensión, en líneas de distribución, no supera los 300 kV, con lo cual la corriente necesaria para producir flameo es aproximadamente: 15 kA ( $I = 300 \text{ kV}/20 \Omega$ ). Para producir esta corriente se requiere alrededor de 30 kA de corriente de retorno con lo cual se espera que cerca del 50% de las descargas en la línea de distribución produzcan flameo inverso. Así pues, si la resistencia de puesta a tierra es alta, se producirá flameo directo por inducción o inverso por sobretensión en el cable de guarda, por lo que debe procurarse que este valor sea tan bajo como se pueda.



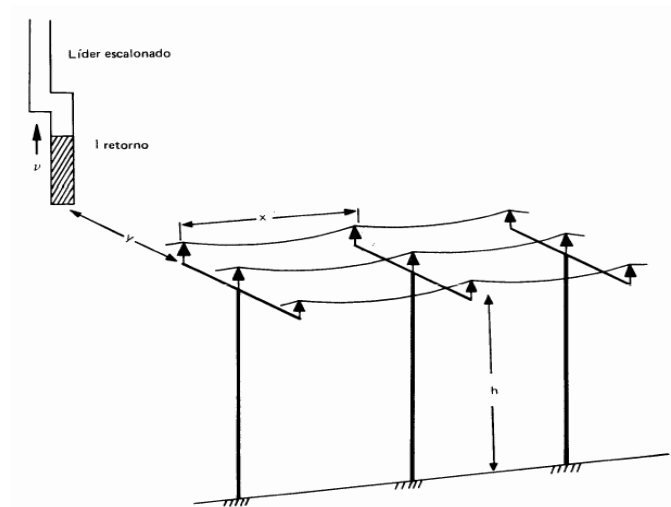
**Figura 2.21 Fenómeno de flameo inverso en líneas de distribución (a. Rutas posibles, b. Circuito de flameo)**

### 2.5.3. Descargas Indirectas

Las descargas indirectas son aquellas que no impactan directamente la línea (figura 2.22), pero que retornan por un canal ionizado cercano a la línea (dentro de un radio de aproximadamente 200 m). El cambio brusco del campo electromagnético producido por la circulación de la corriente de retorno induce en la línea una sobretensión. La figura 2.23 muestra esta situación.



**Figura 2.22 Descarga Indirecta**



**Figura 2.23 Geometría de la inducción en líneas por descargas indirectas**

De acuerdo con investigaciones, se ha encontrado que cerca del 80% de los daños en líneas de distribución, son producidos por este mecanismo. Así pues, las descargas indirectas constituyen la principal causa de daños por descargas atmosféricas, no solo en líneas de distribución sino en instalaciones domiciliarias y de computadores.

La protección contra este tipo de inducciones consiste en la construcción de una jaula de Faraday alrededor de los conductores. Obviamente, una jaula ideal sería de construcción injustificable económicamente en la mayoría de los casos, pero la presencia del cable de guarda ha demostrado comportarse como una jaula de Faraday bastante buena, reduciendo apreciablemente el número de fallas por este concepto.

La presencia del cable de guarda en una línea de distribución, se justifica, no sólo como protección contra descargas directas, sino por su efecto de jaula de Faraday contra descargas indirectas.



## 2.6. Estadística Asociada A Las Descargas Atmosféricas En Líneas De Distribución

### 2.6.1. Introducción

Como ya sabemos, las descargas eléctricas atmosféricas son fenómenos aleatorios, por tanto, su comportamiento debe ser estudiado desde el punto de vista probabilístico. En esta sección se estudiarán las funciones de probabilidad que siguen los parámetros más importantes de un rayo.

### 2.6.2. Funciones de Probabilidad para la Corriente Máxima de un Rayo

#### 2.6.2.1. Función Densidad de Probabilidad (p(I))

La función densidad de probabilidad de las amplitudes de la corriente de pico de un rayo,  $p(I)$ , se calcula a partir de la expresión:

$$p(I) = \frac{1}{\sigma_{\ln I} I \sqrt{2\pi}} \cdot e^{\left\{ -\frac{1}{2} \left( \frac{\ln I - \ln \bar{I}}{\sigma_{\ln I}} \right)^2 \right\}} \quad (2.5)$$

donde  $\bar{I}$  y  $\sigma_{\ln I}$  son el valor medio y la desviación estándar del logaritmo de la corriente de retorno del rayo. Estos valores están referidos a la primera descarga del rayo, que normalmente es la que presenta un valor de pico más elevado. Generalmente se asumen los siguientes valores:

$\sigma_{\ln I} = 0.65$ ,  $\bar{I} = 29.96$  kA, para descargas con polaridad negativa

$\sigma_{\ln I} = 1.23$ ,  $\bar{I} = 35.16$  kA, para descargas con polaridad positiva

En este trabajo se usarán los parámetros del rayo correspondientes a descargas con polaridad negativa.

### 2.6.2.2. Función de Distribución Acumulada ( $P(I \geq i_0)$ )

La función de distribución acumulada permite calcular la probabilidad de que la corriente de pico de un rayo,  $I$ , sea igual o más grande que un valor determinado,  $i_0$ .

Esta función se puede calcular:

a partir de la función densidad de probabilidad,  $p(I)$ , tal como se muestra a continuación:

$$P(I \geq i_0) = p(i_0) \cdot \Delta I + p(i_0 + \Delta I) \cdot \Delta I + \dots + p(200kA) \cdot \Delta I \quad (2.6)$$

Para que la Ec. 2.6 sea precisa el incremento de intensidad,  $\Delta I$ , debe de ser pequeño.

mediante la siguiente aproximación:

$$P(I \geq i_0) = \frac{1}{1 + (i_0 / 31)^{2.6}} \quad (2.7)$$

### 2.6.2.3. Función de Probabilidad para el Tiempo de Frente de la Onda de Corriente de un Rayo ( $p(tf)$ )

De forma similar a la corriente de pico, la densidad de probabilidad del tiempo de frente de la onda de corriente de un rayo,  $p(tf)$ , se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$p(tf) = \frac{1}{\sigma_{\ln tf} tf \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{\ln tf - \ln \bar{tf}}{\sigma_{\ln tf}} \right)^2 \right\}} \quad (2.8)$$

donde  $\bar{tf}$  y  $\sigma_{\ln tf}$  son el valor medio y la desviación estándar del logaritmo del tiempo de frente de onda. Generalmente se asumen los siguientes valores:  $\sigma_{\ln tf} = 0.55$ ,  $\bar{tf} = 3.83 \mu s$ .

#### 2.6.2.4. Función de Probabilidad Conjunta para la Corriente y el Tiempo de Frente de un Rayo ( $p(I,tf)$ )

La función densidad de probabilidad conjunta,  $p(I,tf)$ , para una combinación de la corriente de pico de un rayo,  $I$ , y del tiempo de frente de la onda,  $tf$ , viene expresada por:

$$p(I,tf) = \frac{1}{(2\pi)(I \cdot tf)(\sigma_{InI} \cdot \sigma_{InI})\sqrt{1-\rho^2}} e^{\left[ \frac{-0.5}{(1-\rho^2)} \left\{ \left( \frac{\ln I - \ln \bar{I}}{\sigma_{InI}} \right)^2 - 2\rho \left( \frac{\ln I - \ln \bar{I}}{\sigma_{InI}} \right) \left( \frac{\ln tf - \ln \bar{tf}}{\sigma_{InI}} \right) + \left( \frac{\ln tf - \ln \bar{tf}}{\sigma_{InI}} \right)^2 \right\} \right]} \quad (2.9)$$

donde  $\rho$  es el coeficiente de correlación. Si la intensidad y el tiempo de frente están distribuidos independientemente,  $\rho = 0$ , y la densidad de probabilidad conjunta queda de la siguiente forma:

$$p(I,tf) = p(I) \cdot p(tf) \quad (2.10)$$

La función densidad de probabilidad conjunta se puede calcular de dos maneras diferentes dependiendo de los valores que se hayan escogido para los parámetros estadísticos que definen a la intensidad de la descarga.

- Dos tipos de parámetros estadísticos para la intensidad

Para valores de intensidad menores o iguales que 20 kA:

$$\sigma_{InI} = 1.33, \bar{I} = 61.1 \text{ kA}; \sigma_{InI} = 0.55, \bar{tf} = 3.83 \mu\text{s}$$

y para valores más grandes que 20 kA:

$$\sigma_{InI} = 0.60, \bar{I} = 33.3 \text{ kA}; \sigma_{InI} = 0.55, \bar{tf} = 3.83 \mu\text{s}$$

Coefficiente de correlación de  $\rho = 0.47$ .

- Un solo tipo de parámetros estadísticos para la intensidad

Para cualquier valor de intensidad:

$$\sigma_{InI} = 0.65, \bar{I} = 29.96 \text{ kA}; \sigma_{InI} = 0.55, \bar{tf} = 3.83 \mu\text{s}$$

Coefficiente de correlación de  $\rho = 0.47$ .

En este trabajo se ha considerado la Ec. 2.10 con dos tipos de parámetros estadísticos para la corriente de pico del rayo, y con las dos variables, intensidad y tiempo de frente, distribuidas independientemente, es decir  $\rho = 0$ .

## 2.7.El Modelo Electrogeométrico

### 2.7.1.Aplicación del Modelo

Este modelo permite calcular el ancho de zona sin proteger,  $X_s$ , dentro de la cual un rayo impactará directamente en la línea. La base de este modelo es el establecimiento de una relación entre la intensidad de la corriente del rayo y la región de alcance del extremo de la descarga piloto (líder), la que permite establecer que un rayo en su trayectoria hacia la tierra tiene preferencia en alcanzar los objetos más próximos.

En la figura 2.24 puede observarse que el rayo A saltará solamente sobre el cabe de guarda, dado que para cualquier punto sobre el arco OP la distancia al conductor de fase será siempre mayor que S.

El rayo C sólo podrá saltar a una distancia  $\beta S$  ya que para cualquier punto sobre QR la distancia al conductor de fase es muy grande (normalmente  $\beta = 0.9$  para líneas de distribución).

El rayo B, tan pronto alcanza el arco PQ, sólo podrá saltar hacia la fase.

La distancia  $X_s$  corresponde a una zona no protegida en la cual los rayos que normalmente alcanzarían la tierra incidirán en cambio sobre la fase.

La zona de atracción de los conductores se calcula por medio de la expresión:

$$S = 10 \cdot I^{0.65} \quad (2.11)$$

Donde:

S: Distancia mínima crítica de atracción del rayo (m)

I: Corriente del rayo (Ka)

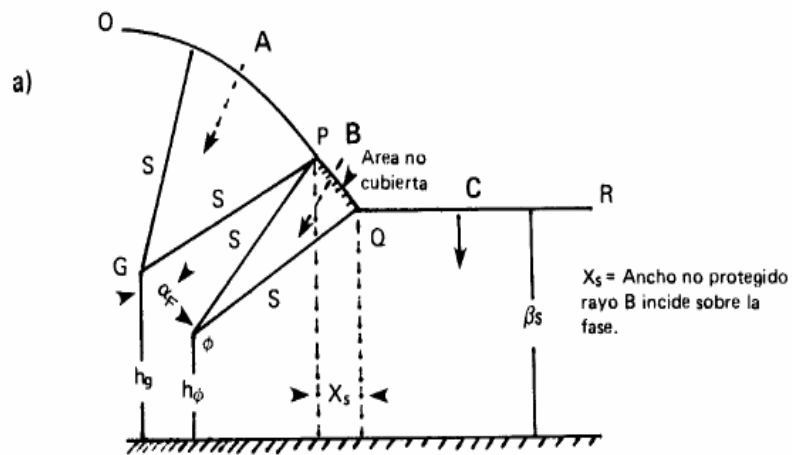


Figura 2.24 Modelo Electrogeométrico (cálculo de zona no apantallada).

Para calcular el ancho de zona sin proteger,  $X_s$ , dada la geometría del conductor con el cable de guarda, se presentan dos casos:

Si  $\beta \cdot S > Y_\phi$  (ordenada del conductor de fase)

$$X_s = S[\cos \theta + \text{Sen}(\alpha - W)] \quad (2.12)$$

Donde:

$X_s$ : Ancho no protegido

$$\theta = \text{ArcCos}\left(\frac{\beta \cdot S - Y_\phi}{S}\right), \quad W = \text{ArcCos}\left(\frac{F}{2S}\right), \quad \alpha = \text{ArcTang}\left(\frac{X_\phi - X_{cg}}{-Y_{cg} - Y_\phi}\right) \quad (2.13)$$

F: Separación entre el cable de guarda y fase (m)

$\alpha$ : Ángulo de apantallamiento

$X_\phi$ : Abscisa del conductor de fase (m)

$X_{cg}$ : Abscisa del conductor de guarda (m)

$Y_\phi$ : Ordenada del conductor de fase (m)

$Y_{cg}$ : Ordenada del conductor de guarda (m)

Si  $\beta \cdot S < Y_\phi$

$$X_s = S[1 + \text{Sen}(\alpha - W)] \quad (2.14)$$

### 2.7.2. Apantallamiento Efectivo

Para lograr un apantallamiento efectivo,  $X_s = 0$ , (figura 2.25), la coordenada de la fase se toma como referencia (igual a cero) y se calcula la coordenada  $X_{cg}$  (negativa por estar el cable de guarda localizado a la izquierda de la fase).

$$X_{cg} = \sqrt{S^2 - (\beta \cdot S - Y_\phi)} - \sqrt{S^2 - (\beta \cdot S - Y_{cg})^2} \quad (2.15)$$

Donde:

$X_{cg}$ : Abscisa del cable de guarda para apantallamiento efectivo (m)

$Y_{cg}$  y  $Y_\phi$ : Ordenadas del cable de guarda y fase, respectivamente ( $h_m$ ,  $h_\phi$ )

(m)

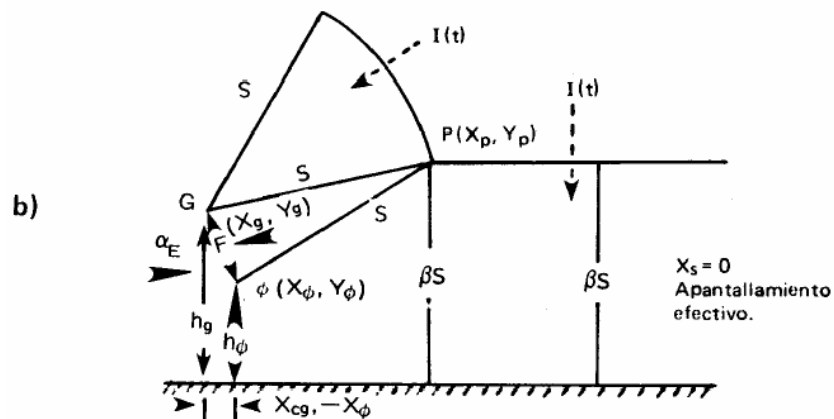


Figura 2.25 Método Electrogeométrico, apantallamiento efectivo

A partir de aquí podemos obtener el ángulo de apantallamiento efectivo,  $\alpha_E$ :

$$\alpha_E = \text{ArcTang} \left( \frac{X_{cg}}{Y_\phi - Y_{cg}} \right) \quad (2.16)$$

Nota: Si  $\alpha_E > \alpha$  la línea estará perfectamente apantallada,  $X_s = 0$

### 2.7.3. Ventana Transversal o Distancia a Partir de la cual se Producen Sobretensiones ( $X_d$ )

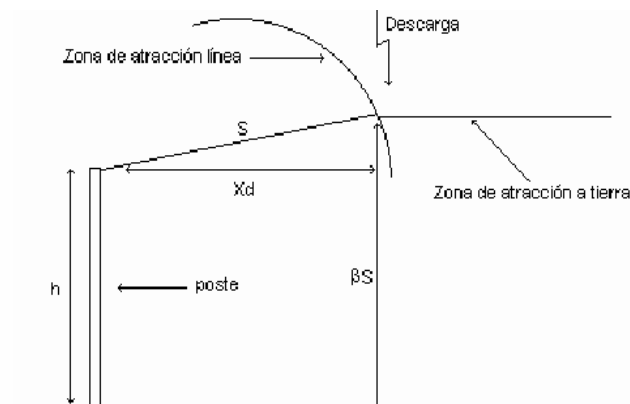
Diferente literatura internacional indica que la ocurrencia de descargas a distancias mayores de 1 Km de la línea, producen sobretensiones poco significativas para sistemas de media tensión.

Existe una distancia a partir de la cual, la descarga en vez de caer en la línea (poste, cable de guarda o conductor de fase), cae en tierra. Es a partir de esta distancia de la línea, que deben considerarse la ocurrencia de sobretensiones inducidas, ver figura 2.26.

El cálculo de esta distancia, se realiza de la siguiente forma:

$$X_d = \sqrt{S^2 - (\beta \cdot S - h)^2} \quad \text{si} \quad \beta \cdot S > h$$

$$X_d = S \quad \text{si} \quad \beta \cdot S \leq h \quad (2.17)$$



**Figura 2.26 Distancia a partir de la cual se producen sobretensiones inducidas**

A partir de esta ecuación también podemos determinar el ancho sin proteger,  $X_S$ . La distancia mínima,  $X_{dct}$ , por debajo de la cual un rayo impactará directamente en el cable de tierra, se obtiene geoméricamente a partir de la figura 2.24 y utilizando la Ec. 2.17. La distancia mínima,  $X_d$ , por debajo de la cual un rayo impactará directamente en la línea, conductores de fase o cable de tierra, se obtiene a partir de la Ec. 2.17 y utilizando la figura 2.24. La anchura expuesta al rayo por un conductor de fase,  $X_s$ , es la diferencia ( $X_d - X_{dct}$ ).

#### 2.7.4. Corrección de Alturas

En el presente trabajo, tanto en las líneas sin apantallar como en las apantalladas, en todos los cálculos, la altura de los conductores de fase y la altura del cable de tierra han sido corregidas teniendo en cuenta sus respectivas flechas según las expresiones:

$$f_c = 0.0014 \cdot \frac{l^2}{20} , \quad f_{ct} = 0.0009 \cdot \frac{l^2}{20} \quad (2.18)$$

donde  $f_c$  es la flecha del conductor,  $f_{ct}$  es la flecha del cable de tierra, y  $l$  es la longitud media de un vano de la línea en metros. Teniendo en cuenta la Ec. 2.18, las alturas de un conductor y del cable de tierra corregidas se calculan a partir de las siguientes expresiones:

$$h_{c,corregida} = h_c - (2/3)f_c \quad h_{ct,corregida} = h_{ct} - (2/3)f_{ct} \quad (2.19)$$

### 2.8. Sobretensiones Originadas Por Los Rayos En Las Líneas De Distribución

#### 2.8.1. Introducción

Ya fueron presentados de manera general, en la sección 2.5, los efectos ocasionados por las descargas atmosféricas sobre las líneas de distribución o en sus cercanías. En este apartado estudiaremos los métodos más utilizados para calcular las sobretensiones originadas en la línea por descargas directas a los conductores de fase, por cebados inversos y por descargas a tierra en sistemas apantallados y sin apantallar y se presentará un resumen de las ecuaciones necesarias para realizar estos cálculos. De aquí en adelante se entenderá por rayo directo al impacto, bien en un conductor de fase o en un conductor de tierra.

Las líneas aéreas de distribución de los sistemas de PDVSA se encuentran apantalladas, es decir, han sido instaladas con cable de tierra. Está reconocido que la instalación de este cable puede ser muy útil, especialmente para reducir el



número de contorneamientos debidos a sobretensiones inducidas por rayos que caen a tierra cerca de la línea.

Las sobretensiones inducidas en una línea aérea de distribución por descargas a tierra son una causa muy importante de contorneamientos, de aquí la importancia de evaluar el comportamiento de una línea frente a este tipo de sobretensiones. Para realizar estos cálculos se han de tener en cuenta tres aspectos fundamentales:

- El modelo de descarga de retorno
- El cálculo de campos originados por esta descarga
- Las ecuaciones de acoplamiento entre la línea y los campos originados por la descarga.

## **2.8.2. Sobretensiones Originadas por Rayos Directos**

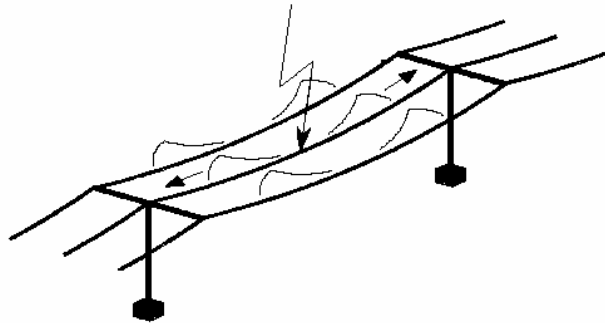
### **2.8.2.1. Impacto en un Conductor de Fase**

El valor de la tensión originada por el impacto de un rayo directo en una línea de distribución es tan elevado que cualquier rayo que alcance un conductor de la línea terminará produciendo contorneamiento. Por este motivo, en este proyecto se ha escogido  $I_c = 1$  kA como valor de la corriente crítica del rayo a partir de la cual se originará el contorneamiento en una línea.

La figura 2.27 muestra un diagrama con el impacto de un rayo en un conductor de fase, que generalmente será el conductor situado en una posición más elevada. La corriente del rayo se dividirá en dos partes iguales que darán lugar a dos tensiones que se propagarán en ambos sentidos. La tensión máxima originada en el conductor donde impacta el rayo vendrá dada por ley de Ohm, considerando que la onda de tensión se divide hacia ambos lados de la línea:

$$V_{c1} = Z_c \cdot (I/2) \quad (2.20)$$

siendo  $Z_c$  la impedancia característica del conductor en  $\Omega$ , e  $I$  la intensidad máxima del rayo en A.



**Figura 2.27 Impacto en un conductor de fase.**

La impedancia de onda de un conductor se encuentra en función de su altura media  $h$  y de su radio  $r_c$ , y se puede calcular de la siguiente forma:

$$Z_c = 60 \cdot \ln\left(\frac{2h}{r_c}\right) \quad (2.21)$$

En las otras fases de la línea también se originarán sobretensiones por acoplamiento. Si  $K$  es el factor de acoplamiento entre dos fases, la tensión máxima inducida en otra fase será:

$$V_{c2} = K \cdot V_{c1} = K \cdot Z_c(I/2) \quad (2.22)$$

El contorneamiento en la línea puede originarse:

Entre conductores de fase si la diferencia de tensiones

$$V_{c1} - V_{c2} = (1 - k)Z_c(I/2) \quad (2.23)$$

es superior a la rigidez dieléctrica entre los conductores

En la cadena de aisladores más próxima al impacto si las tensiones que se propagan desde el punto de impacto superan la tensión crítica de contorneamiento.

### 2.8.2.2. Impacto en un Conductor de Tierra

La figura 2.28 muestra las dos posibilidades que se pueden presentar: el rayo impacta en un conductor de tierra en un punto situado en medio del vano o justo en el poste.

Si el impacto se produce en el conductor de tierra el análisis inicial es similar al anterior. Las tensiones originadas en este conductor y en el conductor de fase serán:

$$V_{ct} = Z_{ct}(I/2) \quad (2.24)$$

$$V_c = K \cdot V_{ct} \quad (2.25)$$

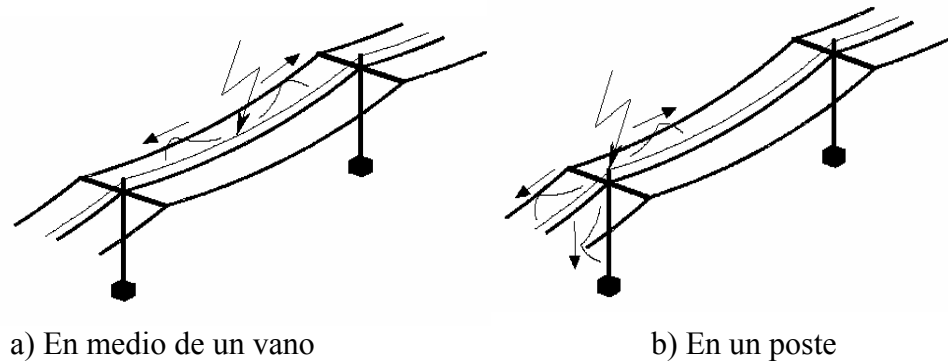
siendo  $Z_{ct}$  la impedancia característica del cable de tierra, y  $K$  el factor de acoplamiento entre el cable de tierra y un conductor. Este coeficiente de acoplamiento se puede obtener a partir de la impedancia característica del cable de tierra,  $Z_{ct}$ , y a partir de la impedancia mutua entre cable de tierra y conductor,  $Z_{ct-c}$ , según la siguiente expresión:

$$K = \frac{Z_{ct-c}}{Z_{ct}} \quad (2.26)$$

$$Z_{ct} = 60 \ln \left( \frac{2h_{ct}}{r_{ct}} \right) \quad (2.27)$$

$$Z_{ct-c} = 60 \ln \left( \frac{D_{ct-c}}{d_{ct-c}} \right) \quad (2.28)$$

donde  $h_{ct}$  es la altura del cable de tierra en m,  $r_{ct}$  es el radio del cable de tierra en m,  $D_{ct-c}$  es la distancia entre la imagen del cable de tierra y el conductor en m, y  $d_{ct-c}$  es la distancia entre el cable de tierra y el conductor en m.



a) En medio de un vano

b) En un poste

**Figura 2.28 Impacto en un conductor de tierra.**

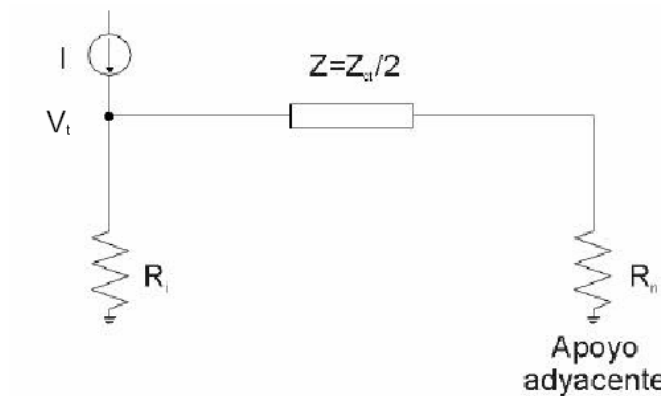
Si la diferencia entre las tensiones obtenidas a partir de Ec. 2.24 y Ec. 2.25 es suficientemente grande

$$V_{ct} - V_c = (1 - K)V_{ct} \quad (2.29)$$

entonces el contorneamiento se producirá entre el cable de tierra y el conductor de fase en el punto de impacto. Si no es así, las ondas de tensión que se produjeron en el punto de impacto alcanzarán los postes más próximos donde se originarán ondas que viajarán a tierra. A partir de este punto el proceso será más complejo y la sobretensión se calcula como si el impacto se hubiese dado en el poste.

Si el impacto se produce directamente en el punto de conexión con el poste, la corriente del rayo se dividirá entre una parte que viajará a tierra a través del poste, y otra que se dividirá a su vez en dos partes iguales que se propagarán en ambos sentidos a través del cable de tierra, ver figura 2.26.b.

A continuación se describe el procedimiento adoptado por el IEEE Working Group on Lightning Performance of Distribution Lines para calcular la tensión que aparece en los aisladores como consecuencia del impacto de un rayo en el cable de tierra o en un poste, y para calcular la corriente crítica del rayo a partir de la cual se originará el contorneamiento. La figura 2.29 muestra el modelo simplificado utilizado para calcular la tensión,  $V_t$ , que aparece en la parte alta del poste, ver Ec. 2.30, obtenida para un tiempo  $t$  de subida del rayo de  $2 \mu\text{s}$ . Se tienen en cuenta las reflexiones en el apoyo adyacente.



**Figura 2.29 Modelo simplificado (cebados inversos)**

$$V_t = \frac{t}{2} \left[ Z_I - \frac{Z_W(1-\varphi^N)}{1-\varphi} \right] + \tau \cdot Z_W \left[ \frac{(1-\varphi^N)}{(1-\varphi)^2} - \frac{N\varphi^N}{1-\varphi} \right]$$

$$Z_W = \frac{2R_i^2 Z \cdot (Z - R_n)}{(Z + R_i)^2 \cdot (Z + R_n)}, Z_I = \frac{R_i \cdot Z}{(Z + R_i)}, \varphi = \frac{(Z - R_i)(Z - R_n)}{(Z + R_i)(Z + R_n)} \quad (2.30)$$

donde  $V_t$  es la tensión en función del tiempo en la parte alta del apoyo en kV.s/kA,  $Z_{ct}$  es la impedancia característica del cable de tierra en  $\Omega$ ,  $R_i$  es la resistencia de puesta a tierra en  $\Omega$ ,  $R_n$  es la resistencia de puesta a tierra del apoyo adyacente en  $\Omega$ ,  $\tau$  es el tiempo de propagación de la onda de tensión a lo largo del vano, y  $N$  es el número de onda en el que se alcanza el instante  $t/2\tau$ .

La tensión que aparece en un conductor se calcula mediante la expresión

$$V_c = V_t \cdot (1 - K) \quad (2.31)$$

donde  $K$  es el factor de acoplamiento entre cable de tierra y conductor calculado según Ec. 2.26.

La corriente crítica del rayo a partir de la cual se originará el contorneamiento se obtiene de la siguiente expresión:

$$I_c = \frac{V_{max}}{V_c} \quad (2.32)$$

donde  $V_{max}$  es la tensión máxima de contorneamiento que puede ser calculada a partir de la tensión crítica de contorneamiento (CFO – Critical FlashOver Voltage) según la siguiente expresión:

$$V_{max} = 1.5 \cdot CFO \quad (2.33)$$

### 2.8.3. Sobretensiones Originadas por Rayos Indirectos

#### 2.8.3.1. Metodología de Rusck

##### 2.8.3.1.1. Líneas Monofásicas

Este método determina la tensión inducida modelando la línea sin pérdidas, el canal de la descarga como una antena vertical de velocidad y distribución constantes y bajo la premisa que el análisis para sistemas multiconductores es el mismo que para sistemas monoconductores que ocupen la misma posición espacial. El modelo de tensión inducida desarrollado por Rusck, sobre la base de este método, se encuentra en las recomendaciones establecidas en la norma IEEE Std. 1410-2004.

La expresión adoptada por Rusck para calcular la tensión inducida en una línea por descargas que caen a tierra en sus cercanías es la siguiente

$$V = \frac{Z_0 \cdot I \cdot h}{y} \left[ 1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{v}{c} \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left( \frac{v}{c} \right)^2}} \right] \quad (2.34)$$

donde  $y$  es la distancia perpendicular entre la descarga y la línea en m,  $I$  es la intensidad del rayo en A,  $h$  es la altura de la línea en m,  $v$  es la velocidad de retorno del rayo en m/s,  $c$  es la velocidad de la luz en el vacío en m/s, y  $Z_0$  una impedancia que se calcula a partir de la siguiente expresión

$$Z_0 = (1/4\pi)\sqrt{(\mu_0/\epsilon_0)} = 30\Omega \quad (2.35)$$

### 2.8.3.1.2. Líneas Monofásicas con Cable de Tierra

La tensión inducida en un conductor de fase, debido a descargas que caen a tierra en las cercanías de la línea, se ve reducida por la presencia de un cable puesto a tierra a través de los postes. En este caso, el cable de tierra tiene el mismo efecto tanto si se coloca por encima como por debajo del conductor de fase. Analizando el efecto de un cable de tierra, Rusck asume que si un cable es puesto a tierra a través de una resistencia  $R$ , la intensidad que circula a través de dicha resistencia vendrá dada por la expresión

$$I = \frac{V_{ct}}{\frac{Z_{ct}}{2} + R} \quad (2.36)$$

donde  $V_{ct}$  es la tensión inducida en kV en el cable de tierra debida a descargas a tierra, y  $Z_{ct}$  es la impedancia característica de dicho cable de tierra en  $\Omega$ .

La tensión inducida en el conductor de fase por esta intensidad será

$$\Delta V_c = -\frac{Z_{ct-c}}{Z_{ct} + 2R} V_{ct} \quad (2.37)$$

donde  $Z_{ct-c}$  es la impedancia mutua entre el cable de tierra y el conductor en  $\Omega$ .

$$V'_c = V_c + \Delta V_c = V_c - \frac{Z_{ct-c}}{Z_{ct} + 2R} V_{ct} \quad (2.38)$$

Puesto que la tensión inducida es directamente proporcional a la altura, el factor de protección o de apantallamiento vendrá dado por la expresión

$$pr = 1 - \frac{h_{ct}}{h_c} \frac{Z_{ct-c}}{Z_{ct} + 2R} \quad (2.39)$$

La tensión inducida en el conductor teniendo en cuenta la presencia de un cable de tierra se calculará según la siguiente expresión

$$V' = pr \cdot V \quad (2.40)$$

donde  $V$  es la tensión inducida cuando no hay cable de tierra, ver Ec. 2.34, y  $pr$  el factor de apantallamiento del cable de tierra.

### 2.8.3.2. Método de Pérez

A diferencia del método anterior, el modelo para determinar la tensión inducida debido a Pérez considera la influencia de la resistividad del suelo. Este método supone el canal base de la descarga por el modelo de Heidler, el cálculo del campo electromagnético se realiza a partir del modelo de Master y Uman y el modelo utilizado para el acoplamiento es el de Agrawal. Para considerar la conductividad del suelo usa la aproximación de Cooray-Rubinstein.

La Ec. 2.41 muestra la formulación de la tensión inducida máxima por este modelo.

$$V_{max} = 5.08 \cdot \frac{h^{0.755} \cdot I^{0.98} \cdot v^{0.4}}{\alpha^{0.89} \cdot \sigma^{0.1} \cdot y^{0.885} \cdot tf^{0.18}} \quad (2.41)$$

Donde:

$h$  : altura del conductor (m)

$I$  : corriente pico de retorno del rayo (kA)

$v$  : velocidad de retorno del rayo (Km/s)

$\alpha$  : ángulo de incidencia de la descarga (°)

$\sigma$  : conductividad del terreno (S/m)

$y$  : distancia perpendicular entre la descarga y el conductor (m)



$t_f$  : tiempo de frente ( $\mu\text{s}$ )

## **2.9.Simulación Con Alternative Transients Program (Atp)**

### **2.9.1.Introducción**

El ATP es una potente herramienta de simulación actualmente muy empleada en un elevado número de aplicaciones, y cuyas prestaciones pueden ser útiles para diseñar varios tipos de paquetes de simulación. Fue originalmente diseñado para el cálculo de procesos transitorios en sistemas eléctricos de potencia. Durante los últimos años se han desarrollado varios programas de apoyo con los que se puede diseñar un paquete de simulación muy flexible y potente, cuyas prestaciones son actualizadas regularmente.

En este proyecto, se utilizan algunas prestaciones del ATPDRAW para desarrollar un modelo de líneas, que permita realizar el cálculo de sobretensiones por descargas directas y comparar estos resultados con los obtenidos en los análisis teóricos, se incluirán las características más representativas del sistema de distribución estudiado y se evaluará el desempeño de los pararrayos. A continuación se hará un resumen de la historia y las aplicaciones del ATP.

### **2.9.2.Historia**

El EMTP/ATP fue desarrollado en su versión inicial por el Dr. Hermann Dommel durante la década del 60 en Alemania, quién posteriormente cedería el programa a la Bonneville Power Administration (BPA) de los Estados Unidos. A pesar de ser la BPA la que coordinó la distribución del programa entre los diferentes grupos de usuarios, muchas universidades contribuyeron al desarrollo de los diferentes modelos que constituyen lo que hoy es este programa.

El programa ha evolucionado desde las versiones para grandes computadoras hasta las versiones actuales para computadores personales. Debido a que el programa fue escrito inicialmente en Fortran, la interacción con el usuario es mediante un rígido archivo que debe cumplir ciertas normas de dicho lenguaje. Actualmente existen programas tipo interfaz, que permiten un trabajo más

amigable para muchas de las aplicaciones. La interfaz que utilizada es la ATPDRAW, que es un producto desarrollado por Hans Kr. Høidalen, de Norwegian Electric Power Research Institute y realizado mediante un contrato con la BPA. Esta Interfaz ha evolucionado bastante desde una versión inicial para sistema operativo DOS hasta las versiones actuales para ambiente Windows. Esta interfaz cubre una buena parte de las posibilidades que tiene el programa EMTP/ATP pero siempre se deberá tener un conocimiento básico de cómo opera el ATP, que es realmente el programa simulador.

### **2.9.3. Estudios que Permite Realizar el ATP**

A pesar de que el objetivo principal del programa es la obtención de la respuesta transitoria de los sistemas eléctricos de potencia, también se puede obtener la respuesta en estado estacionario para un sistema alimentado con CA (respuesta fasorial).

Para la simulación del sistema de potencia el programa posee varios modelos que deja una representación adecuada de los diferentes elementos que lo componen.

Los modelos disponibles se pueden clasificar así:

- Modelos constituidos por elementos concentrados RLC. Estos modelos pueden ser simples ramas RLC serie, circuitos PI polifásicos que pueden representar líneas de transmisión o transformadores.
- Modelo de onda viajera para representar adecuadamente una línea o un cable.
- Impedancias de tipo no lineal: Resistencias no lineales, inductancias no lineales, resistencias variables con el tiempo.
- Suiches ideales controlados por tiempo. Suiches controlados por voltaje para la simulación de "gaps" en flameos de aisladores. Diodos y tiristores. Suiches de operación estadística.
- Fuentes de voltaje y corriente ideales de tipo escalón, sinusoidal, rampa, exponencial y definidas punto a punto.

- Modelo completo para la máquina sincrónica.

El ATP permite hacer entre otros los siguientes estudios:

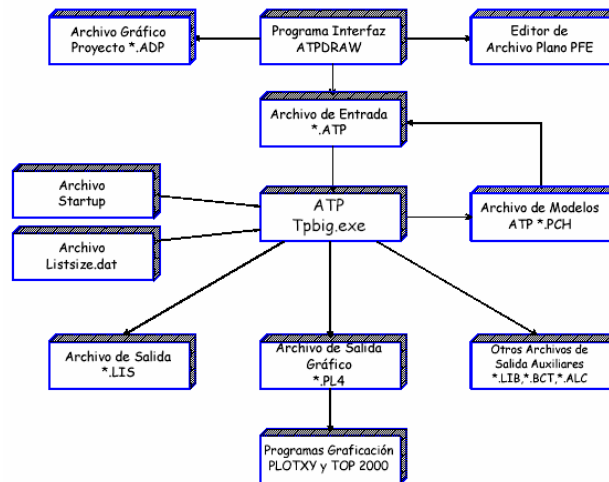
- Cálculo de parámetros en líneas aéreas y cables subterráneos
- Cálculo en estado estacionario sobre un sistema de potencia
- Sobrevoltajes por maniobra (suicheo)
- Sobrevoltajes por descargas atmosféricas
- Cálculos de cortocircuito involucrando los sistemas de retorno
- Coordinación de aislamiento
- Cálculo de voltajes inducidos sobre elementos cercanos a líneas de transmisión (otras líneas, cercas, oleoductos)
- Resonancia en líneas paralelas
- Simulación de arranque de motores
- Evaluación de armónicos
- Estudios de ferorresonancia
- Máquinas eléctricas
- Simulación del control de las máquinas y del sistema de potencia

#### **2.9.4. Estructura General del Ambiente ATP-ATPDRAW**

El ambiente de trabajo Atp-Atpdraw está compuesto por tres programas básicos:

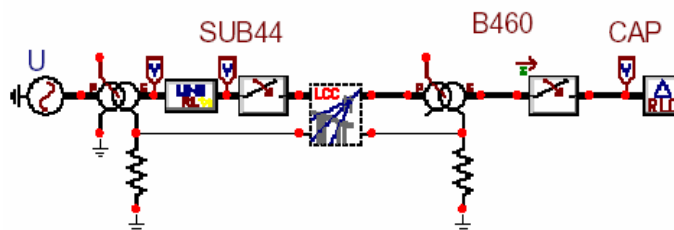
- Atpdraw
- Tpbig (ATP)
- Plotxy y TOP 2000

Estos programas interactúan entre si de acuerdo al esquema de la figura 2.30.



**Figura 2.30 Interacción entre programas en ambiente ATP-ATPDRAW**

El programa Atpdraw es una interfaz gráfica que actúa como una máscara entre el usuario y el programa ATP. El ambiente de trabajo en el Atpdraw es muy amigable y se asimila al trabajo de dibujar un sistema eléctrico con los símbolos circuitales de cada uno de los elementos. Una vez elaborado el modelo sobre la herramienta gráfica Atpdraw, el programa se encarga de generar un archivo plano en formato tipo Atp, que es que acepta el programa Tpbig.exe (ATP). En la figura 2.31 se muestra un ejemplo de la representación circuitual que puede hacerse mediante el ATPDRAW.



**Figura 2.31 Modelo circuitual de un sistema eléctrico en ATPDRAW**

## 2.10. Cálculo De La Tasa De Contorneamientos En Líneas Aéreas De Distribución

### **2.10.1. Introducción**

El cálculo de la tasa de contorneamientos debidos a sobretensiones atmosféricas está dividido en dos partes: primero, un método para distinguir los rayos que impactan en la línea de los que impactan a tierra; segundo, un método para calcular las sobretensiones producidas por rayos que impactan en los conductores de fase, en el cable de tierra y en tierra, en las cercanías de la línea.

El procedimiento más empleado para determinar si un rayo impactará en una línea o caerá a tierra está basado en el modelo electrogeométrico. Sin embargo, se han desarrollado otros métodos para calcular el número de contorneamientos causados por rayos directos e indirectos, y por cebados inversos en líneas apantalladas con cable de tierra.

En el presente proyecto, el cálculo de la tasa de contorneamientos se hará por medio de una adaptación del método propuesto por Chowdhuri, basado en el modelo electrogeométrico. En general, se acepta que todos los impactos directos a una línea de distribución provocarán contorneamiento. El estudio se hará tanto para líneas con cable de tierra como para líneas sin apantallar.

### **2.10.2. Líneas Sin Cable de Tierra**

A continuación se comentará el método utilizado para calcular las sobretensiones inducidas por descargas que caen a tierra cerca de una línea, y el procedimiento para obtener la tasa de contorneamientos por descargas directas, por descargas a tierra y por la suma de ambas.

#### **2.10.2.1. Cálculo de la tensión originada por una descarga**

No se considera el cálculo de la tensión originada en la línea por un rayo directo a una fase, ya que se asume que el valor de esta tensión es tan elevado que cualquier rayo que alcance un conductor de la línea terminará produciendo contorneamiento.

Para calcular la tensión inducida en la línea como consecuencia del impacto del rayo en sus cercanías se utilizará el modelo de Rusck descrito en el apartado 2.8.2.1. El valor de la tensión viene dado por la Ec. 2.34.

### 2.10.2.2. Cálculo de la tasa de contorneamientos

El procedimiento completo para calcular la tasa de contorneamientos, por descargas directas a los conductores de fase y por descargas que caen a tierra en las cercanías de la línea, está basado en el modelo electrogeométrico descrito en la sección 2.7, y se puede resumir en los siguientes puntos:

Se fijan los parámetros de la descarga y se varía la intensidad de la descarga,  $I$ , de 1 kA a 200 kA en incrementos de 0.5 kA.

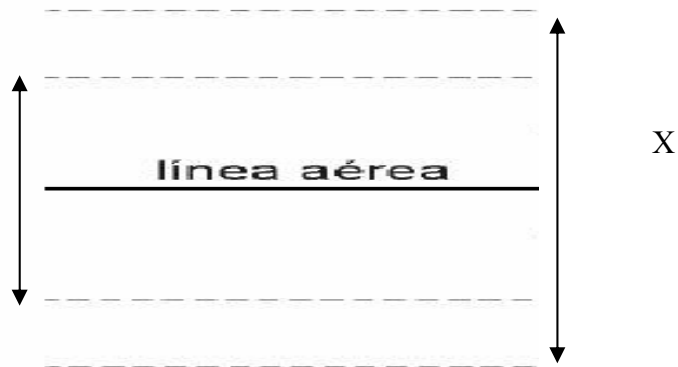
Para cada valor de la intensidad de la descarga,  $I$ , se obtiene el valor de la distancia disruptiva  $S$ , y a partir de este valor se obtiene el de la distancia mínima desde la cual se producen sobretensiones  $X_d$ , ver Ecs. 2.11 y 2.17 respectivamente.

La tasa de contorneamientos por 100 Km de línea y año por descargas directas a los conductores de fase (DLFFOR – Direct Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la siguiente expresión

$$DLFFOR_{(I)} = DLFFOR_{(I-\Delta I)} + X_{d(I)} \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2N_g / 10 \quad (2.42)$$

donde  $X_{d(I)}$  es la distancia mínima calculada con una intensidad  $I$  en m,  $p(I)$  es la probabilidad de tener rayos de intensidad  $I$  calculada a partir de la Ec. 2.5,  $\Delta I$  es el incremento de intensidad en kA, y  $N_g$  la densidad de descargas a tierra por Km<sup>2</sup> y año.

Para cada valor de la intensidad de la descarga,  $I$ , se calcula la distancia perpendicular máxima,  $X_{dmax(I)}$  (ver figura 2.32), por encima de la cual una descarga de esta intensidad que caiga a tierra no produce contorneamiento en la línea.



**Figura 2.32 Anchura expuesta de la línea**

El procedimiento para calcular  $X_{d\max(I)}$  está basado en la relación que existe entre la tensión inducida y la intensidad. La tensión máxima inducida disminuye cuando disminuye la intensidad de la corriente del rayo. El valor de pico de la tensión inducida, calculado según la Ec. 2.34, se compara con la tensión máxima de contorneamiento, calculada mediante la Ec. 2.33. Si no se excede la tensión máxima entonces se aumenta la intensidad del rayo, en caso contrario se aumenta la distancia perpendicular,  $X_d$ , entre el rayo y la línea en incrementos de 1 m y se vuelve a calcular la tensión inducida hasta que no se exceda la tensión máxima de contorneamiento. Se producirá contorneamiento si el rayo impacta a tierra dentro del área limitada entre  $X_{d\max(I)}$  y  $X_{d(I)}$ .

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por rayos indirectos (ILFFOR - Indirect Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la siguiente expresión

$$ILFFOR_{(I,tf)} = ILFFOR_{(I-\Delta I)} + (X_{d\max(I)} - X_{d(I)}) \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2N_g / 10 \quad (2.43)$$

donde  $X_{d\max(I,tf)}$  es la distancia máxima calculada con una intensidad  $I$  en m,  $X_{d(I)}$  es la distancia mínima calculada a partir de la Ec. 2.17 con una intensidad  $I$  en m,  $p(I)$  es la probabilidad de tener rayos de intensidad  $I$ ,  $\Delta I$  es el incremento de intensidad en kA, y  $N_g$  es la densidad de descargas a tierra por  $\text{km}^2$  y año.

Si se desea, se puede calcular directamente la tasa total de contorneamientos por 100 km de línea y año (NFO – Number of FlashOvers) en lugar de calcular las tasas de contorneamientos parciales, aplicando la siguiente expresión

$$NFO = \left( \frac{2Ng}{10} \right) \cdot \sum_{\substack{I=1 \\ \Delta I=0.5}}^{200} \max(X_{d(I)}, X_{d_{\max(I)}}) \cdot p(I) \cdot \Delta I \quad (2.44)$$

### 2.10.3. Líneas Con Cable de Tierra

El cálculo de sobretensiones se realizará teniendo en cuenta que estas pueden ser originadas por cebados inversos, por fallos de apantallamiento o inducidas por descargas a tierra en las cercanías de la línea. Como en líneas sin apantallar, el Modelo Electrogeométrico será empleado para distinguir qué descargas van a tierra, que descargas alcanzan el cable de tierra y cuales alcanzan un conductor de fase por fallo de apantallamiento. Finalmente, para cada método se resumirá el procedimiento para calcular el número de contorneamientos debidos a cada uno de los mecanismos mencionados anteriormente.

#### 2.10.3.1. Cálculo de la tensión originada por una descarga

No se considera el cálculo de la tensión originada en la línea por el impacto de un rayo en una fase, se asume que cualquier descarga que impacta en un conductor de fase origina contorneamiento.

El procedimiento utilizado para calcular la tensión que aparece en los aisladores como consecuencia del impacto de un rayo en el cable de tierra o en un poste, y la corriente crítica del rayo a partir de la cual se originará el contorneamiento, se ha descrito en el apartado 2.8.1.2, ver Ecs. 2.31 y 2.32 respectivamente.

Se utiliza el método de Rusck para calcular la tensión inducida en la línea por rayos que caen a tierra en sus cercanías, ver apartado 2.8.2.1.b) La Ec. 2.40 proporciona el valor de la tensión inducida.



### 2.10.3.2. Cálculo de la tasa de contorneamientos

El procedimiento para calcular la tasa de contorneamientos, por descargas directas a los conductores de fase, por cebados inversos y por rayos indirectos, se puede resumir en los siguientes puntos:

Se fijan los parámetros de la descarga y se varía la intensidad de la descarga,  $I$ , de 1 kA a 200 kA en incrementos de 0.5 kA. No obstante, se deberán de tener en cuenta los siguientes intervalos:

entre 1kA y 200 kA, para el cálculo del número de contorneamientos por impactos a tierra

entre  $I_c$  y 200 kA, para el cálculo del número de contorneamientos por cebados inversos;  $I_c$  es la corriente crítica del rayo a partir de la cual se originará el contorneamiento calculada según la Ec. 2.32.

entre 1 kA e  $I_{max}$ , para el cálculo del número de contorneamientos por descargas directas a la fase;  $I_{max}$  es la intensidad máxima del rayo por encima de la cual el conductor de fase se encuentra apantallado efectivamente por el cable de tierra, o sea la distancia horizontal o anchura expuesta del conductor,  $X_S = X_d - X_{dct}$ , es nula; con  $X_S = 0$ ,  $I_{max}$  se despeja de la ecuación 2.11.

Para cada valor de la intensidad de la descarga,  $I$ , se obtiene el valor de la distancia disruptiva  $S$ , y a partir de este valor se obtiene el ancho de la zona sin proteger  $X_S$ .

La tasa de contorneamientos por 100 Km de línea y año por descargas directas a los conductores de fase (SFFOR – Shielding Failure FlashOver Rate) se incrementa según la siguiente expresión:

$$SFFOR_{(I)} = SFFOR_{(I-\Delta I)} + X_{S(I)} \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2N_g / 10 \quad (2.45)$$

donde  $X_{S(I)}$  es el ancho de la zona sin proteger en m,  $p(I)$  es la probabilidad de tener rayos de intensidad  $I$ ,  $\Delta I$  es el incremento de intensidad en kA y  $N_g$  es la densidad de descargas a tierra por  $Km^2$  y año.

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por cebados inversos (BFOR - Back FlashOver Rate) se incrementa según la Ec. 2.46. Esta

expresión se multiplica por 0.6 para considerar que sólo el 60% de los impactos que caen suficientemente cerca de un poste pueden provocar contorneamiento.

$$BFOR_{(I)} = BFOR_{(I-\Delta I)} + 0.6 \cdot X_{ct(I)} \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2N_g / 10 \quad (2.46)$$

$X_{ct(I)}$  es la anchura expuesta del cable de tierra calculada con una intensidad  $I$  en mA a partir de la Ec. 2.17,  $p(I)$  es la probabilidad de tener rayos de intensidad  $I$ ,  $\Delta I$  es el incremento de intensidad en A y  $N_g$  es la densidad de descargas a tierra por  $\text{km}^2$  y año.

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por rayos indirectos (ILFFOR -Indirect Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la Ec. 2.43

## 2.11. Métodos Utilizados Para Proteger Líneas Aéreas De Distribución Contra Descargas Atmosféricas

### 2.11.1. Introducción

Como ya se ha comentado, los golpes de rayo directos pueden producir tensiones del orden de  $10^5$  hasta  $10^6$  voltios, y corrientes del orden de  $10^4$  hasta  $10^5$  amperios. De los oscilogramas tomados mediante oscilógrafos de rayos catódicos resulta que la tensión y la corriente son impulsos de muy breve duración que pueden representarse mediante ondas aperiódicas que se desarrollan en intervalos de 2 hasta 100  $\mu\text{s}$ .

Los aisladores de línea no pueden soportar tales sobretensiones, en consecuencia, se producen descargas y se forman arcos sobre los aisladores que perduran aun cuando la sobretensión desaparece, siendo la tensión de servicio de líneas de alta y media tensión suficiente para mantenerlos en el canal de aire ionizado. Ahora bien, el arco con su alta temperatura destroza a los aisladores si no se interrumpe muy pronto.

De lo dicho resulta que la mejor solución para proteger líneas aéreas contra descargas atmosféricas sería impedir que éstas entren en los conductores de líneas

aéreas y contar con algún tipo de protección que descargue la sobretensión que pueda producirse. En este apartado definiremos los conceptos asociados a la protección contra descargas atmosféricas de líneas aéreas más usada actualmente, la cual incluye: cables de guarda, pararrayos autovalvulares, un eficaz sistema de puesta a tierra y una adecuada coordinación de aislamiento.

### **2.11.2. Hilos de Guarda y Disposición de los Conductores**

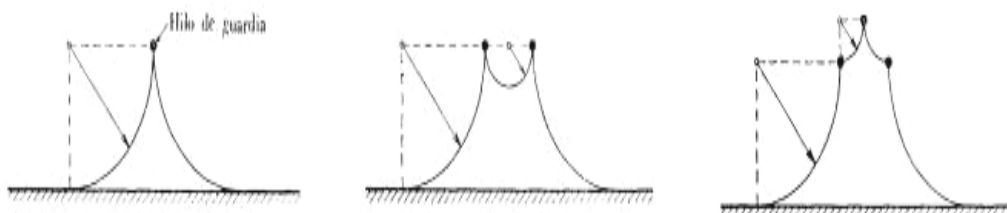
Para eliminar totalmente la influencia del campo electrostático atmosférico sobre los conductores habría que construir alrededor de ellos una jaula de Faraday, lo cual es económica y técnicamente imposible. Sin embargo, la experiencia confirma que uno o dos cables colocados sobre los conductores de fase y paralelos a éstos garantizan una discreta protección contra golpes de rayo directos. Tales cables de protección denominados hilos de guarda o hilos de tierra se colocan en el extremo más alto de los soportes y se conectan mediante la misma estructura del soporte a tierra. Generalmente se utilizan como hilos de guardia cables de acero con secciones de 25 hasta 50 mm<sup>2</sup>.

La probabilidad de golpes de rayo directos en los conductores disminuye en líneas protegidas hilos de guarda hasta un valor casi despreciable; sin embargo, los cables de guarda no representan una protección muy efectiva contra descargas atmosféricas directas, su principal utilidad se encuentra en la protección contra descargas atmosféricas indirectas, las cuales producen el 80% de las fallas en líneas de distribución, como ya se comentó en la sección 2.5.2.2 y 2.5.3.

La eficiencia de la protección con hilos de guarda depende de la posición de los hilos respecto de los conductores, pero siendo las relaciones muy complicadas ya que existen muchos factores independientes, no es posible hallar una solución analítica del problema, sino solamente una aproximación experimental.

Existen varios criterios sobre la mejor posición de los hilos de guarda.

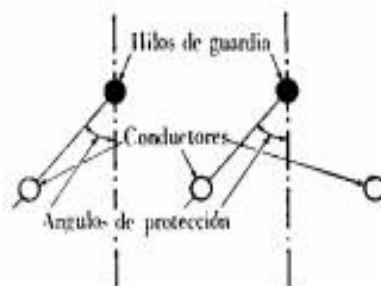
Según Schwaiger, la zona protegida por los hilos de guarda, está determinada por círculos de radios iguales a la altura sobre el suelo del hilo de protección, como está representado en la figura 2.33.



**Figura 2.33 Zonas de protección formadas por 1, 2 y 3 hilos de guardia (Schwaiger)**

La zona propiamente protegida, está aún disminuida por una zona de dispersión que hay que tomar en cuenta con un ancho del 2 al 4 % del radio correspondiente.

Se puede definir la posición de los hilos de guardia, mediante el ángulo de protección (figura 2.34). Se considera que un ángulo menor de  $40^\circ$  ó  $30^\circ$ , entre el hilo de protección y conductores, asegura la línea contra los golpes directos. Las alturas de los soportes construidos de acuerdo con este criterio, resultan menores que las exigidas por la teoría de Schwaiger.



**Figura 2.34 Ángulo de Protección**

Otro método utilizado para definir la altura mínima del hilo de guardia, con el fin de asegurar una protección eficaz de las líneas, fue ideado por Langrehr quién supone que cuando el rayo se descarga hacia tierra y se encuentra a una altura igual al doble de la del hilo de guardia, la descarga se efectuará sobre estos o el suelo, por ser estos los puntos más cercanos al rayo.

La zona de protección queda entonces determinada de la siguiente manera:

Sea  $h$  la altura de los conductores o del equipo a protegerse,  $2a$  el ancho de la celda y  $H$  la altura mínima de los hilos de guardia, tal como se muestra en la figura 2.35.

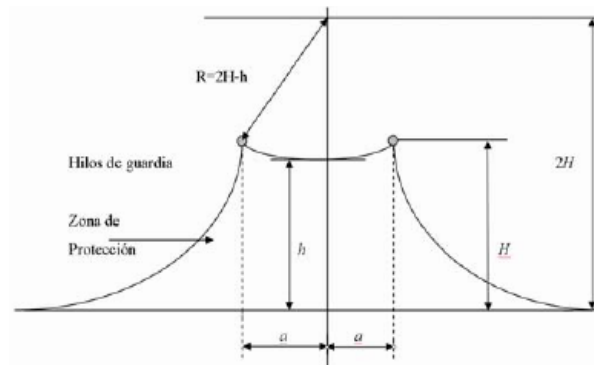


Figura 2.35 Altura mínima del cable de guardia (Langrehr)

Se tiene que

$$H = \frac{4h \pm \sqrt{16h^2 - 12(h^2 - a^2)}}{6} \quad (2.47)$$

El valor  $H$  representa la altura mínima de los hilos de guardia para obtener una zona de protección adecuada.

### 2.11.3. Pararrayos Autovalvulares

#### 2.11.3.1. Conceptos Generales

La protección más completa y segura para limitar las sobretensiones de origen atmosférico a valores no peligrosos para el aislamiento se obtiene con la instalación de pararrayos.

Se denominan, en general, pararrayos a los dispositivos destinados a descargar las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que, en otro caso, se descargarían sobre los aisladores o perforando el aislamiento, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y, en muchos casos, desperfectos en los generadores, transformadores, etc.

Para que su funcionamiento sea eficaz, los pararrayos han de estar permanentemente conectados a las líneas pero solamente han de entrar en

funcionamiento cuando la tensión alcance un valor conveniente y superior, naturalmente, a la tensión de servicio. Es decir, que el pararrayos actúa de la manera de una válvula de seguridad.

Como en las primeras instalaciones en que se emplearon estos dispositivos, su misión fundamental era limitar las sobretensiones de origen atmosférico, recibieron el nombre de pararrayos. Posteriormente amplió su misión, utilizándose también para proteger las instalaciones contra las sobretensiones de origen interno. Por eso, parece mas adecuada la denominación de descargadores de sobretensión aunque en este trabajo se ha conservado la denominación clásica de pararrayos, porque parece más intuitiva. En lo sucesivo, se utilizará indistintamente ambas denominaciones y el lector debe saber que se refiere al mismo dispositivo.

Los pararrayos casi exclusivamente utilizados actualmente para proteger líneas de distribución se denominan pararrayos autovalvulares o, también, descargadores auto-valvulares.

Por lo general, un descargador autovalvular está constituido por un explosor o espinterómetro y una resistencia en serie. El explosor está ajustado para que salte la descarga entre sus electrodos a cierta tensión denominada tensión de encebamiento del pararrayos, lo que establece la conexión con tierra a través de la resistencia. Después de la disminución del valor de la sobretensión, el explosor suprime, a su próximo paso por cero, la corriente de la red, que se restablece con la tensión de servicio pero cuya intensidad está limitada por la resistencia; por lo tanto, la línea queda nuevamente separada de tierra. La resistencia está constituida por un material aglomerado (denominaciones comerciales: thyrite, resorbite, etc.) que tiene la propiedad de variar su resistencia con rapidez, disminuyendo cuanto mayor es la tensión aplicada y adquiriendo un valor elevado cuando esta tensión es reducida, es decir, tiene una característica de resistencia eléctrica muy adecuada para el funcionamiento del pararrayos, ya que a la tensión de servicio opone mucha resistencia al paso de la corriente mientras que, en caso de sobretensión, su resistencia eléctrica disminuye, permitiendo así la fácil descarga a tierra con la consiguiente eliminación de la sobretensión.

El explosor de un pararrayos tiene una doble misión: debe cebarse en caso de aparición de la sobretensión y, después, debe suprimir la corriente de fuga a su paso por cero, después del amortiguamiento de la onda de sobretensión. En los pararrayos más modernos esta doble misión está encomendada a dos explosores conectados en serie y denominados, respectivamente, explosor de cebado y explosor de extinción. En los modelos más antiguos, el explosor de cebado estaba constituido por dos semiesferas, cuya distancia disruptiva era ajustable y dependía de la tensión de cebado; en estos modelos como elementos de extinción se utilizaban electrodos planos, con interposición de discos aislantes. El gran inconveniente de este sistema era el valor relativamente pequeño de la capacidad entre las dos semiesferas, con relación a la de los electrodos planos, de lo que resulta un defectuoso reparto de tensión, ya que el explosor de cebado recibía la mayor parte de la tensión. Por esta razón, esta disposición fue abandonada y sustituida por el sistema de electrodos planos apilados sin dispositivo de cebado separado. Casi todos los pararrayos modernos adoptan esta disposición. En la figura 2.36 se muestra un pararrayo autovalvular.



**Figura 2.36 Pararrayo Autovalvular**

### **2.11.3.2. Partes de los Pararrayos Autovalvulares**

Las partes más importantes que constituyen estos pararrayos son las siguientes:

- Explosor de cebado. Este explosor aísla de la línea los elementos del pararrayos para las tensiones normales de servicio, pero se ceba cuando aparece una sobretensión que sobrepasa cierto nivel; algunos fabricantes le denominan explosor de aislamiento. La superficie de uno de los electrodos está provista de dientes de aristas vivas; estas aristas están en contacto con el anillo de cerámica que separa los electrodos; este dispositivo presiona el explosor antes de que la tensión alcance el valor de cebado y asegura la constancia de la tensión de cebado.
- Explosor de extinción. Una serie de explosores, cuya separación entre electrodos está mantenida por anillos aislantes, tiene como misión interrumpir la corriente de fuga a su primer paso por cero (esta corriente de fuga es la corriente a frecuencia industrial que tiende a mantenerse después del paso de la corriente de descarga), cerrando el camino conductor abierto por la corriente de descarga.
- Bloque autovalvular. Este bloque tiene una característica tensión - corriente, no lineal y se comporta como una resistencia de pequeño valor cuando es recorrido por corrientes elevadas, limitando de esta forma la caída óhmica en los bornes del pararrayos durante el curso de la descarga. Por el contrario, esta resistencia es más elevada para la corriente de fuga, que es mucho más pequeña, cuyo valor limita a un valor moderado, fácilmente cortado por el explosor de extinción.
- Conexión de tierra eyectable. Una de las particularidades de este tipo de pararrayos es el dispositivo de eyección de la conexión de tierra. Cuando se avería un pararrayos como causa de una sobrecarga térmica (caso de funcionamiento sobre una red con tensión de línea demasiado elevada), funciona el dispositivo de eyección, desconectando el cable de conexión a tierra, y poniendo de esta forma el pararrayos fuera de servicio, lo que evita un defecto línea - tierra en la red. Este dispositivo suprime el peligro de explosión del pararrayos y da la indicación de avería a los equipos de vigilancia.

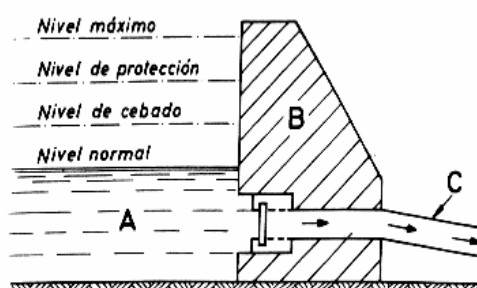


### 2.11.3.3. Funcionamiento de los Pararrayos Autovalvulares

Para comprender mejor el funcionamiento de un pararrayos valvular, vamos a recurrir a un símil hidráulico (figura 2.37). Supongamos un embalse constituido por el río A, la presa B, y una derivación C, compuesta ésta por una válvula de compuerta y un conducto de evacuación. Admitamos que existen 4 niveles posibles de agua: el nivel normal, el nivel de cebado durante el cual empieza a abrirse la válvula, el nivel de protección o de seguridad y el nivel máximo. Si se produce una crecida en un tiempo muy corto pueden ocurrir dos cosas:

*Primera.* - Que la altura del agua no sobrepase el nivel de cebado de la compuerta; por lo tanto, ésta no se abre porque la crecida no amenaza la seguridad de la presa.

*Segunda.*- Que la altura del agua sobrepase el nivel de cebado de la compuerta; en este caso, la compuerta se abre y deja escapar cierta cantidad de agua que depende de la presión sobre la compuerta, es decir, de la altura de la crecida. La apertura rápida de la válvula y la sección del conducto de evacuación, deben calcularse de forma que, en caso de crecida repentina cuya altura sea superior al nivel de seguridad, el agua se evacue por el conducto en un tiempo suficientemente corto para que el agua vuelva a su nivel de protección, sin peligro para la integridad de la presa.



**Figura 2.37 Símil hidráulico de un pararrayos valvular: A - Embalse. B - Presa. C- Derivacion**

En un sistema eléctrico, el pararrayos realiza la misión protectora encomendada a la compuerta y al conducto de evacuación, en nuestro símil hidráulico. Por esta razón, se denominan pararrayos autovalvulares o, también pararrayos de efecto valvular.

La tensión de cebado  $U_c$  está relacionada con el valor máximo de la tensión nominal  $U_n$  de la red, es decir con

$$U_{max} = \sqrt{2 \cdot U_n} \quad (2.48)$$

Por medio de un coeficiente  $K$  que depende de las características del pararrayos; esta tensión de cebado vale, por lo tanto

$$U_c = \sqrt{2 \cdot U_n} \quad (2.49)$$

Hasta que la resistencia variable del pararrayos comienza su trabajo de descarga, transcurre cierto tiempo, para el cual la tensión alcanza el valor de punta, algo superior a la tensión de cebado  $U_c$  y desciende después rápidamente hasta llegar al valor correspondiente a la tensión residual.

La tensión residual  $U_r$  aparece en los bornes del pararrayos en el momento en que la corriente alcanza su valor máximo  $I_{max}$ ; el valor de esta tensión es

$$U_r = I_{max} \cdot R \quad (2.50)$$

siendo  $R$  el valor en Ohmios que, en ese instante tiene la resistencia del pararrayos.

Es conveniente que la tensión de cebado sea lo menor posible, para lo cual debe procurarse que el valor  $K$  no sea superior a 2.4; en estas condiciones, y utilizando explosores constituidos por varios platillos en serie, se consigue también que la extinción del arco se realice con una tensión  $1.2 U_m$  que es un valor aceptable.

Tampoco es conveniente que  $K$  sea menor de 2.4, ya que las resistencias variables de los pararrayos admiten el paso de varios miles de amperios pero solamente durante un tiempo reducido (del orden de 50 microsegundos); como, por otra parte, las sobretensiones de origen interno llegan a alcanzar amplitudes de

$2\sqrt{2 \cdot U_n}$ , con una duración de unos 10.000 microsegundos, si la graduación de los explosores permitiese el funcionamiento de los pararrayos con tales ondas y tiempos tan elevados, las resistencias quedarían gravemente averiadas. Por lo tanto, y de acuerdo con lo expuesto, para contar con un margen de seguridad, debe adoptarse para K el valor indicado de 2.4.

En lo que se refiere a la resistencia de descarga del pararrayos, para un funcionamiento correcto del dispositivo de protección, debe cumplir varias condiciones contrarias. Por una parte, ha de presentar un valor relativamente débil a las corrientes de choque de gran intensidad, para que el pararrayos que protege la instalación pueda llevar la onda de sobretensión procedente de la línea, al valor de la tensión residual  $U_r$ , inferior al valor de la tensión de seguridad de la instalación. Pero, por otra parte, a la tensión de servicio, la resistencia ha de ser lo más elevada posible para que el explosor pueda controlar y cortar la corriente de fuga.

La tensión  $U_c$  es la tensión de cebado del pararrayos o del explosor. El nivel de protección es decir, la tensión de cebado al choque  $U_{chh}$  y la tensión residual  $U_r$  para la corriente nominal de descarga  $I_d$  debería ser de 15 a 20 % inferior al nivel de seguridad  $U_s$  prescrito para la instalación. Para una característica corriente - tensión, conocida, la tensión nominal de la resistencia de descarga o del conjunto del pararrayos, está dada por la corriente  $I_{\sim}$  que todavía puede cortar el explosor. Por lo tanto, la eficacia de la resistencia puede expresarse por

$$G = \frac{U_r}{U_n} = \frac{\text{tensión - residual}}{\text{tensión - nominal}} \quad (2.51)$$

A G se le llama muchas veces coeficiente de protección, cuanto más pequeño es su valor, mejor es el efecto de protección. Dicho de otra forma, cuanto menos inclinada es la característica U - I de la resistencia de descarga de un pararrayos, mejor es este dispositivo.

#### **2.11.3.4. Características de Funcionamiento de los Pararrayos.**

A continuación, definiremos las magnitudes que caracterizan los pararrayos; estas definiciones están basadas en las recomendaciones del Comité Electrotécnico Internacional. Debe tenerse en cuenta que el conocimiento de todas estas magnitudes es indispensable para juzgar las cualidades de un pararrayos.

**Tensión nominal.** Es el valor eficaz más elevado de la tensión admitido entre los bornes del pararrayos, a la frecuencia nominal. Por lo tanto, la tensión nominal de un pararrayos coincide con el valor de la tensión máxima de servicio.

**Tensión de cebado a la frecuencia de servicio.** No es deseable que el pararrayos se cebase frecuentemente con sobretensiones de origen interno, que pueden soportar perfectamente los aparatos. Por lo tanto, está previsto que un pararrayos pueda recibir sin cebarse estos impactos de tensión para valores de ésta que sean 1.5 veces inferiores a la tensión nominal del pararrayos.

**Tensión de cebado al choque.** En este caso, se hace distinción entre la tensión 100% de cebado al choque y la tensión de cebado en el frente de la onda. La primera es el valor de cresta de la tensión de choque de  $1/50 \mu\text{s}$  para la cual, el pararrayos se ceba 5 veces de cada 5. La tensión de cebado en el frente es el valor más elevado de la tensión de cebado que es medida en caso de cebado en el frente de una tensión de choque de cierta forma y de cierto valor.

**Tensión residual.** Es la tensión que aparece en los bornes del pararrayos cuando la corriente de descarga alcanza el valor de la corriente nominal.

**Corriente de descarga nominal.** Es la amplitud de la corriente de choque para la cual se dimensiona el pararrayos. El pararrayos debe poder descargar esta corriente un número ilimitado de veces, sin sufrir avería. La variación temporal difiere, según las prescripciones en distintos países, entre 8... 20 y 12... 45  $\mu\text{s}$ .

**Corriente de descarga máxima.** Es la corriente máxima de choque que el pararrayos puede descargar con seguridad. En la mayor parte de los casos, el valor exigido es de 100.000 A para una forma de onda de  $5/10 \mu\text{s}$ . Desde hace algún tiempo, se exige también una corriente de descarga máxima para choques rectangulares de larga duración, por ejemplo, 2.000  $\mu\text{s}$ .

### 2.11.3.5. Distancia Protectora de los Pararrayos

El pararrayo fija el nivel de protección de la instalación que se define como la tensión máxima que aparece entre sus bornes de línea a tierra en las condiciones de ensayos con ondas de impulso especificadas y representativas de las condiciones reales de servicio. El nivel de protección a la onda de impulso determinado por el pararrayo queda caracterizado por el valor mas elevado de las siguientes tensiones:

Tensión de cebado para la onda plena de impulso normalizada

Tensión residual a la potencia de descarga nominal

Tensión de cebado para el frente de la onda de impulso dividido por 1.2.

El cociente entre el nivel resistente del aislamiento del material y el nivel de protección define la relación de protección, cuyo valor mínimo es de 1.20.

$$C_i = \frac{N_a}{N_p} \geq 1.20 \quad (2.52)$$

Para realizar una instalación efectiva de los equipos de los cuales se trata debe tenerse especial cuidado en dos aspectos que son esenciales para que los pararrayos funcionen de una manera efectiva como lo son el hecho de que las conexiones entre el punto de unión del pararrayos y tierra sean suficientemente cortas y se disponga de una baja resistencia de tierra, lo cual es fundamental en instalaciones de media tensión debido a que las caídas de tensión originadas por efecto óhmico e inductivo en las conexiones pueden alcanzar valores importantes con relación a la tensión residual del pararrayos, y otro aspecto a tomar en cuenta es el hecho de que la distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger se mantenga dentro de un valor adecuado debido a que cuando la onda de tensión penetra en la estación, su amplitud se reduce al descargarse a tierra a través del pararrayos. En ese punto de discontinuidad se originan un par de ondas, una de las cuales se refleja y la otra que se transmite al aparato también se refleja al llegar a ese (al transformador de potencia por ejemplo) produciéndose una oscilación estacionaria de alta frecuencia entre el pararrayos y el transformador.

Esta oscilación se amortigua muy rápidamente de manera que la sollicitación de la tensión sobre la instalación tiene influencia solamente en los primeros periodos y es muy breve debido a que la frecuencia de la oscilación es directamente proporcional a la velocidad de propagación de la onda e inversamente proporcional a la distancia de separación entre el pararrayos y el equipo a proteger, siendo

$$f = v/4l \quad (2.53)$$

Donde:

$v$  = Velocidad de propagación

$l$  = distancia del objeto a proteger.

$f$  = Frecuencia de oscilación de la onda de tensión.

La amplitud de la oscilación propia queda determinada por la ecuación que sigue a continuación:

$$u = \frac{2sl}{v} \quad (2.54)$$

Donde:

$s$  = gradiente de la onda de tensión en kV/ $\mu$ s

$l$  = distancia protectora en m

$v$  = velocidad de propagación de la onda en m /  $\mu$ s.

La tensión máxima que pueda aparecer entre el pararrayos y el equipo a proteger no deberá ser superior al nivel de la onda cortada de impulso del material, dado que, en caso contrario, se podría producir algún arco en la instalación antes de que la onda de tensión alcance nuevamente el valor de la tensión residual.

La zona protectora o alcance de protección del pararrayos queda entonces limitada a una distancia de separación relativamente corta, de acuerdo a lo que se deduce de la ecuación correspondiente.

$$U_a = U_{res} + \frac{2sl}{v} \quad (2.55)$$

De donde:

$$l = \frac{(U_a - U_{res})v}{2s} \quad (2.56)$$

donde:

$U_a$  = Tensión resistente de la aislación en kV max.

$U_{res}$  = Tensión residual del pararrayos en kV max.

$v$  = velocidad de propagación de la onda en m /  $\mu$ s.

$s$  = gradiente de la onda de tensión incidente en kV/ $\mu$ s.

$l$  = distancia máxima de protección del pararrayos.

Los valores normalmente adoptados para el gradiente de la onda de tensión son:

Instalaciones con hilo de guardia: 500 kV/ $\mu$ s.

Instalaciones sin hilo de guardia: 1000 a 1200 kV/ $\mu$ s.

#### **2.11.4. Sistemas de Puesta a Tierra (SPAT)**

##### **2.11.4.1. Generalidades**

La palabra aterramiento es comúnmente utilizada (de manera poco elegante) en sistemas eléctricos de potencia, para cubrir los sistemas de puesta a tierra y el aterramiento de equipos y del neutro.

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

Los Sistemas de Puesta a Tierra (SPAT) se instalan con la finalidad de garantizar la conexión del potencial a tierra de los equipos que lo requieran

(transformadores, motores, etc.) y la integridad del personal y suscriptores de la empresa.

Este diseño tradicionalmente se ha realizado en función de la resistividad del terreno, donde será ubicado el SPAT, y el límite máximo establecido para el valor de la resistencia de la toma de tierra por las normas nacionales e internacionales, y los límites permisibles de voltajes para las personas y equipos.

Pero además el SPAT se utiliza, para drenar a tierra las sobretensiones, por la operación de los descargadores de sobretensiones, vulgarmente denominados pararrayos.

En el caso de tomas con resistencia de tierras muy elevadas, la operación de estos descargadores puede que no sea efectiva ocasionando la circulación de corrientes de fallas sobre las superficies aislantes de los elementos de la red, provocando posibles daños de los equipos, riesgo eléctrico en las personas e interrupciones del servicio eléctrico.

Especial importancia reviste el hecho de que al circular estas corrientes por las tomas de tierra, aparecen diferencias de potencial, las cuales podrían exceder el umbral tolerable por los seres humanos, de ahí que estas condiciones transitorias puedan degenerar en riesgo eléctrico a las personas y que deben ser tomadas muy en cuenta para el diseño del sistema a utilizar.

En esta sección se muestra un breve bosquejo de los conceptos asociados a los sistemas de puesta a tierra.

#### **2.11.4.2. Objetivos de un SPAT**

Las razones que más frecuentemente se citan para tener un SPAT son:

- Proporcionar una impedancia suficientemente baja para facilitar la operación satisfactoria de las protecciones en condiciones de falla.
- Asegurar que personas presentes en la estación, no queden expuestos a potenciales inseguros, en régimen permanente o en condiciones de falla.



- Mantener los voltajes del sistema dentro de límites razonables bajo condiciones de falla (tales como descarga atmosférica, ondas de maniobra o contacto inadvertido con sistemas de voltaje mayor), y asegurar que no se exceda el voltaje de ruptura dieléctrica del aislante.
- Limitar el voltaje a tierra sobre materiales conductivos que circundan conductores o equipos eléctricos.

Otras razones citadas menos frecuentemente, incluyen:

- Estabilizar los voltajes fase a tierra en líneas eléctricas bajo condiciones de régimen permanente, por ejemplo, disipando cargas electrostáticas que se han generado debido a nubes, polvo, agua, nieve.
- Proporcionar una trayectoria alternativa para las corrientes inducidas y de tal modo minimizar el ruido eléctrico en cables.
- Proporcionar una plataforma equipotencial sobre la cual pueda operar equipo electrónico.
- Para desempeñarse adecuadamente cumpliendo cualquiera de las funciones anteriores, el SPAT debe generalmente tener una baja impedancia, de modo que ya sea dispersando o recogiendo corriente desde el terreno, no se produzca un aumento de voltaje excesivo.

#### **2.11.4.3. Diseño de un SPAT**

Para el diseño de un SPAT en general es necesario identificar los distintos elementos que lo conforman y los factores que de una u otra forma podrían afectarlo, para así determinar cual es el camino más fiable en la implementación del mismo, garantizando un sistema confiable, seguro y de larga duración.

##### **2.11.4.3.1. Resistividad del Terreno**

Esta es la magnitud característica de toda materia, que expresa su aptitud para la conducción de corrientes eléctricas. Representa la resistencia de una

materia considerada, cuyas dimensiones son la unidad, por ejemplo un cubo de un metro de lado la resistividad será expresada en  $\Omega\text{-m}$ .

Las medidas de resistividad de la tierra tienen un triple propósito:

Este tipo de datos es usado para realizar reconocimientos geofísicos debajo de la superficie como ayuda para identificar zonas de mineral, profundidades de roca y otros fenómenos geológicos.

La resistividad posee un impacto directo sobre el grado de corrosión en tuberías bajo tierra. Una baja resistividad, tiene relación con un aumento en actividad corrosiva y así dicta el tratamiento protectorio a usar.

La resistividad de la tierra afecta directamente el diseño de un sistema de toma de tierra y a este último propósito es el que será explicado en el presente trabajo.

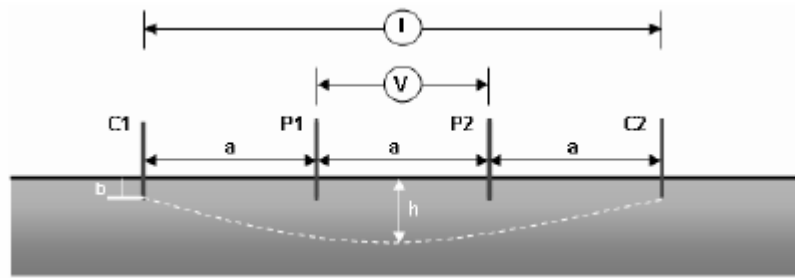
Al diseñar un SPAT extenso, es recomendable localizar el área de menor resistividad de la tierra para conseguir la instalación de puesta a tierra más económica.

La resistividad del terreno varía ampliamente y es afectada por varios aspectos: Naturaleza del terreno, humedad, temperatura, salinidad, estratigrafía, variaciones estacionales, factores de naturaleza eléctrica, compactación.

La resistividad del terreno se mide fundamentalmente para encontrar la profundidad de la roca, así como para encontrar los puntos óptimos para localizar el conjunto de electrodos que conformaran el SPAT.

Uno de los métodos más usados para medir la resistividad del terreno es el método de los cuatro electrodos o método de Wenner.

Este método consiste en introducir cuatro electrodos de prueba en línea recta y separados a distancias iguales ( $a$ ), enterrados a una profundidad ( $b$ ) que es igual a la vigésima parte de la separación de los electrodos de prueba ( $b = a/20$ ) y van conectados al equipo de medición, el cual introduce una intensidad de corriente entre los electrodos C1 y C2, generando una diferencia de potencial entre los electrodos P1 y P2 ( $V_{P1, P2}$ ), que será medida por el equipo, a su vez en la pantalla tendremos el resultado de la relación ( $V/I$ ) que por ley de Ohm es  $R$ . Esto se muestra en la figura 2.38.



**Figura 2.38 Método de los cuatro electrodos o método de Wenner**

La separación entre los electrodos dará la medida de resistencia a un estrato de espesor de terreno que es igual a:  $h = a$ , con este valor de resistencia se calculará la resistividad aparente del terreno mediante la ecuación:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (2.57)$$

#### 2.11.4.3.2. Resistencia de Puesta a Tierra de una Malla

Para el cálculo de la resistencia de la malla a tierra existen diversos métodos que dependiendo de ciertas condiciones pueden dar de una manera aproximada un valor cercano al real de la malla de tierra de una subestación eléctrica.

Un método simple empleado por Laurent y Nieman, el cual es recomendado por el estándar 80 de la IEEE, utiliza para este cálculo una modificación de la ecuación del electrodo en forma de plato circular, sumándole un segundo término, quedando la expresión de la resistencia de la malla de la siguiente manera:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \quad (2.58)$$

Donde:

$R$  = Resistencia de la malla, en  $\Omega$ .

$\rho$  = Resistividad promedio del suelo, en  $\Omega$ -m.

$L$  = Longitud total del conductor enterrado, en m.

$r$  = Radio de un círculo con igual área que es ocupada por la instalación de puesta a tierra

El segundo término de la expresión indica que la resistencia de una malla es mayor que la de un plato sólido, y que esta diferencia decrece cuando la longitud del conductor aumenta.

### 2.11.4.3.3. Cálculo para la Sección del Conductor de la Malla de Tierra

Los conductores de la malla de tierra deben diseñarse de la manera que:

- Resistan la fusión y el deterioro de las juntas eléctricas bajo las más adversas combinaciones de magnitud y duración de las corrientes de falla.
- Sean mecánicamente resistentes, especialmente en aquellos sitios expuestos a grandes esfuerzos físicos.
- Tengan suficiente conductividad, de manera que no contribuyan substancialmente a diferencias locales de potenciales peligrosos.

El conductor de cobre adecuado para la malla de tierra, puede ser obtenido de la siguiente ecuación desarrollada por Onderdonk y recomendada por la IEEE en su publicación Std. 80 de 1986:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\left(\frac{1}{33S}\right) \log_{10}\left(1 + \frac{Tm - Ta}{234 + Ta}\right)}} \quad (2.59)$$

Donde:

$A$  = Sección del conductor, en circular mil.

$I$  = Corriente RMS de cortocircuito, en amperios.

$S$  = Tiempo en segundos, durante el cual la corriente  $I$  es aplicada. Es el mismo tiempo de despeje de la falla.

$Ta$  = Temperatura ambiente en grados centígrados (usualmente se usa 40 °C).

$T_m$  = Temperatura máxima permisible, en grados centígrados (usualmente se usa 450 °C para uniones de fusión y 250 °C para uniones apernadas).

En donde:

$$S = T_{or} - T_{oi} \quad (2.60)$$

Donde:

$T_{or}$  = Tiempo de operación del relé de tierra en s.

$T_{oi}$  = Tiempo de operación del interruptor en s.

Generalmente, la resistencia mecánica fija una sección mínima para los usos prácticos, utilizándose un conductor 4/0 de cobre como mínimo para la malla de tierra y un conductor 2/0 AWG de cobre como mínimo para la puesta a tierra de los equipos y estructuras a la malla a tierra.

## **2.12. Coordinación de Aislamiento**

### **2.12.1. Introducción**

No es la intención de este trabajo realizar la coordinación de aislamiento de las líneas que se piensan instalar. Lo que se quiere analizar es el nivel de aislamiento para líneas de distribución de 13,8 kV que contribuya con la eficiencia del sistema de protección atmosférica dentro de los límites económicos; sin embargo, se dará una breve instrucción acerca de los aspectos más importantes que deben ser considerados para realizar una adecuada coordinación de aislamiento.

### **2.12.2. Objetivos de la Coordinación de Aislamiento**

Los equipos e instalaciones eléctricas son sometidos a sobretensiones que pueden afectar su aislamiento y provocar un fallo o una avería. Una sobretensión es una sollicitación variable en el tiempo cuyo valor máximo es superior al valor de cresta de la tensión nominal del sistema en el que se origina. Las sobretensiones en una red eléctrica se originan como consecuencia de una falta,

una maniobra o una descarga atmosférica. Su estudio es fundamental para determinar tanto el nivel de aislamiento que se debe seleccionar para los distintos componentes de un sistema como los medios o dispositivos de protección que es necesario instalar. Todo esto se debe realizar conociendo el comportamiento de los distintos aislamientos frente a todo tipo de sobretensiones. Y por razones similares la selección y ubicación de los distintos medios de protección sólo se podrá realizar de forma adecuada si se conoce su comportamiento frente a las distintas sobretensiones.

El estudio de sobretensiones y la selección de aislamientos y dispositivos de protección es el objetivo de lo que se conoce como Coordinación de Aislamiento. Existen varias formas de definir este concepto. Una primera aproximación definiría la Coordinación de Aislamiento como la selección de la tensión soportada de los distintos equipos. Puesto que el comportamiento de cualquier aislamiento depende del tipo de sollicitación al que es sometido, la definición se puede completar tal como aconseja la norma UNE-EN 60071-1: la Coordinación de Aislamiento es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual se hallan instalados, teniendo en cuenta las condiciones ambientales de servicio y las características de los dispositivos de protección disponibles.

Con una perspectiva más amplia, un estudio de coordinación de aislamiento podría tener objetivos diferentes. Considérese el caso de una subestación; el objetivo del estudio podría ser cualquiera de los siguientes:

La subestación ya ha sido construida y las tensiones soportadas normalizadas de todos los componentes han sido seleccionadas; el objetivo es seleccionar y ubicar los dispositivos de protección que pueden reducir el riesgo de fallo.

La subestación ha sido diseñada, así como los medios de protección; el objetivo es seleccionar la tensión soportada normalizada de los distintos componentes.

Se tiene que diseñar la subestación y el objetivo es seleccionar las tensiones soportadas normalizadas de los componentes de la misma, así como las características y ubicación de los medios de protección.

De lo dicho anteriormente, se deduce que una selección óptima de los aislamientos y de los dispositivos de protección contra sobretensiones requiere un conocimiento riguroso de la siguiente información:

- origen y distribución estadística de las sobretensiones que se pueden originar,
- caracterización de los distintos tipos de aislamientos,
- dispositivos de protección que es posible seleccionar o instalar,
- coste de las distintas opciones o estrategias.

### **2.12.3. Características y Comportamiento del Aislamiento**

La descarga disruptiva en un aislamiento gaseoso empieza con un proceso de ionización causado por los electrones libres que son acelerados por el campo eléctrico aplicado. Con estos electrones libres se puede originar una avalancha que ioniza los átomos neutros y las moléculas, y libera nuevos electrones. La descarga disruptiva del aislamiento tiene lugar cuando la avalancha consigue atravesar el espacio comprendido entre los electrodos. La avalancha se iniciará si el valor del campo eléctrico aplicado entre electrodos supera el umbral de efecto corona, pero la descarga disruptiva o contorneo sólo tendrá lugar si el campo eléctrico es suficientemente elevado.

El tiempo de ruptura, hasta que se consigue la descarga disruptiva total, se descompone en tres períodos:

inicialmente se debe originar el efecto corona que arranque o acelere los electrones libres que terminarán provocando la avalancha, para lo cual se necesita que transcurra lo que se conoce como tiempo hasta la aparición del efecto corona;

el tiempo de propagación de los caminos precursores del arco, que disminuye conforme aumenta el valor del campo eléctrico aplicado;

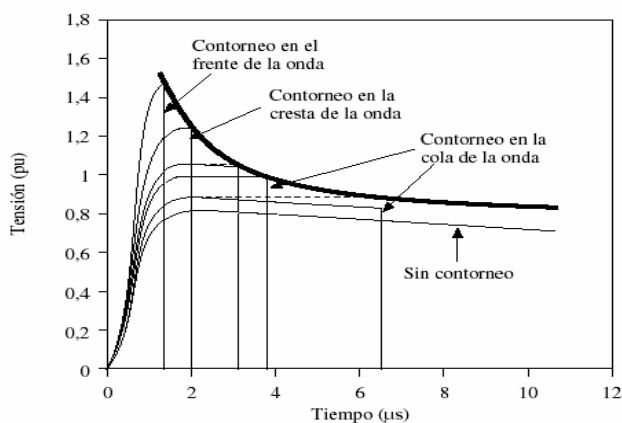
finalmente, el tiempo de propagación del canal conductor.

En general, el tiempo de aparición del efecto corona es despreciable frente a los otros dos y depende de la intensidad del campo eléctrico aplicado.

La propagación del canal conductor puede terminar en un contorneo entre electrodos si el campo eléctrico aplicado permanece suficientemente elevado.

La dependencia de la rigidez dieléctrica de un aislamiento gaseoso respecto a la forma de onda de tensión aplicada se cuantifica mediante las curvas tensión - tiempo. Un aislamiento soporta una onda de tensión normalizada si el valor de cresta no es suficientemente elevado. Al aumentar el valor de cresta de la onda, se puede llegar a la descarga disruptiva, que inicialmente se producirá en algún instante de la cola de tensión; es decir, después de haber alcanzado el valor de cresta de la onda. Si se aumenta el valor de cresta, la descarga disruptiva podrá ocurrir en el mismo instante en el que se alcanza el valor máximo de la onda. Finalmente, si todavía se aumenta más el valor de cresta, la descarga puede aparecer en algún instante durante el frente de onda, antes de haberse alcanzado el valor máximo.

La figura 2.39 ilustra este comportamiento y cómo se puede obtener la curva tensión – tiempo para un aislamiento a partir de los ensayos comentados.



**Figura 2.39** Curvas tensión - tiempo

Una curva tensión - tiempo relaciona, por tanto, la tensión aplicada con el tiempo que tarda el aislamiento en contornear. Este tipo de curva depende de la



polaridad y de la forma de onda de tensión aplicada. Además también hay que tener en cuenta las condiciones ambientales (humedad, presión, contaminación).

El comportamiento del aislamiento líquido es similar al descrito para aislamiento gaseoso y puede describirse con el mismo modelo. Por lo que respecta al aislamiento sólido, la descarga disruptiva puede aparecer con distintos mecanismos de ruptura (electromecánica, térmica, electroquímica, descargas parciales), siendo en algunas ocasiones provocada por una combinación de causas.

#### **2.12.4. Especificación del aislamiento eléctrico**

La rigidez dieléctrica de un aislamiento se puede describir mediante el nivel de aislamiento normalizado, que es un conjunto de tensiones soportadas normalizadas asociadas a la tensión más elevada en régimen permanente,  $U_m$ , a la que será sometido el equipo eléctrico:

- a las tensiones de la gama I ( $1 \text{ kV} \leq U_m \leq 245 \text{ kV}$ ) se asocian la tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial, medida en kV eficaces, y la tensión soportada normalizada a impulsos tipo rayo, medida en kV cresta;
- a las tensiones de la gama II ( $245 \text{ kV} < U_m$ ) se asocian la tensión soportada normalizada a impulsos tipo maniobra y la tensión soportada normalizada a impulsos tipo rayo, ambas medidas en kV cresta.

Aunque las tensiones soportadas normalizadas por la CEI son especificadas mediante unos valores concretos, el comportamiento de cualquier tipo de aislamiento presenta carácter estadístico. O dicho de otra forma, la tensión soportada por un aislamiento eléctrico es un valor estadístico. Es decir, el aislamiento puede soportar una onda de tensión determinada durante un ensayo y fallar con la misma onda de tensión y con las mismas condiciones ambientales en el siguiente ensayo.

En general, se supone que la rigidez dieléctrica de un aislamiento se comporta de acuerdo con una función de densidad de probabilidad normal o gaussiana, cuya expresión matemática es la siguiente:

$$f_a(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} e^{\left(-\frac{(u-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)} \quad (2.61)$$

siendo  $\mu$  el valor medio y  $\sigma$  la desviación estándar.

En coordinación de aislamiento, el valor medio es la tensión soportada dieléctrica, es decir la tensión para la que el aislamiento tiene una probabilidad de fallo del 50 %, y se suele anotar como  $U_{50}$  ó CFO. Por lo que respecta a la desviación estándar, ésta se suele expresar en tanto por ciento del valor medio de la tensión soportada dieléctrica. Para impulsos tipo rayo, la desviación estándar está situada entre el 2 y el 3 % de  $U_{50}$ , mientras que para impulsos de tipo maniobra se sitúa generalmente entre el 5 y el 7 % de  $U_{50}$ .

En coordinación de aislamiento, una distribución normal también se puede caracterizar mediante el valor  $U_{50}$  y el valor  $U_{10}$ , que es el valor de tensión con una probabilidad de fallo o contorneo del 10 %. Puesto que entre ambos valores de tensión existe la siguiente relación:

$$U_{10} = U_{50} - 1,28\sigma \quad (2.62)$$

también se puede obtener o conocer el valor de la desviación estándar:

$$\sigma = \frac{U_{50} - U_{10}}{1,28} \quad (2.63)$$

En general, el comportamiento estadístico del aislamiento se suele especificar mediante la función de distribución acumulada. Como ya se ha visto en el estudio de sobretensiones, esta función se obtiene integrando la función de densidad de probabilidad:

$$F_a(u) = \int_0^u f_a(U).dU \quad (2.64)$$

En estudios de coordinación de aislamiento, la función  $F_a(u)$  indica la probabilidad de que la tensión disruptiva sea igual o inferior a un determinado valor.

### 2.12.5. Procedimiento General para la Coordinación de Aislamiento

El diagrama de la figura 2.40 muestra los pasos a realizar en el procedimiento de coordinación de aislamiento propuesto por la CEI, cuyos aspectos más importantes son comentados a continuación:

El primer paso a realizar es la estimación de la tensión representativa en los equipos o en la instalación a diseñar, teniendo en cuenta los niveles de protección proporcionados por los dispositivos de protección instalados y el valor máximo de la tensión de operación:

- para instalaciones de gama I se analizan las sobretensiones temporales y las de origen atmosférico,
- para instalaciones de gama II se analizan las sobretensiones de frente lento las de origen atmosférico.

Tensiones de la gama I:  $1 \text{ kV} \leq U_m \leq 245 \text{ kV}$

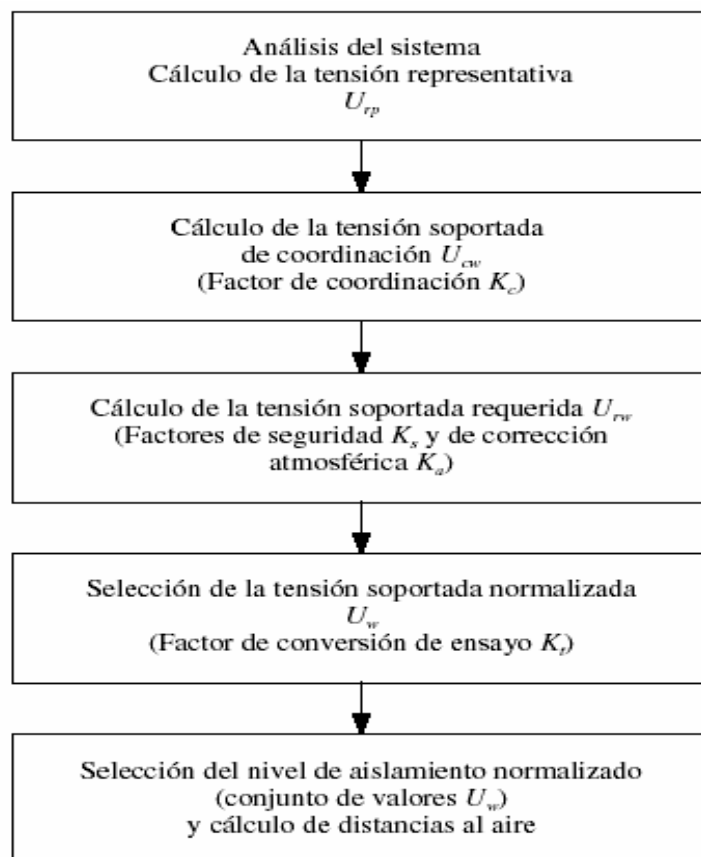
Tensiones de la gama II:  $245 \text{ kV} < U_m$

Se determina la tensión soportada de coordinación, que es la tensión soportada que cumple los criterios de diseño en las condiciones de servicio en que funcionarán los equipos o la instalación. La selección de la tensión soportada de coordinación se basa, por tanto, en la tasa de riesgo aceptada y su cálculo se realizará multiplicando la tensión representativa por el *factor de coordinación*,  $K_c$ , cuyo valor depende del tipo de aislamiento (autorregenerable, no autorregenerable) y del método de coordinación de aislamiento (determinista, estadístico) que es posible aplicar.

La tensión soportada de coordinación se convierte en la *tensión soportada especificada o requerida*, que es la tensión normalizada de ensayo que el aislamiento debe soportar para asegurar que cumplirá con el criterio de diseño. La tensión soportada especificada se obtiene multiplicando la tensión soportada de coordinación por un factor de seguridad,  $K_s$ , que compensa las diferencias entre las condiciones reales de servicio y las de ensayo a tensiones soportadas normalizadas. En el caso de aislamiento externo también se aplicará un *factor de corrección atmosférico*,  $K_a$ , que tenga en cuenta las diferencias entre las condiciones ambientales de servicio y las normalizadas.

Se selecciona el conjunto de tensiones soportadas normalizadas que satisfacen las tensiones soportadas especificadas. La tensión soportada normalizada es la tensión aplicada en un ensayo de tensión normalizado, y su selección permite justificar que el aislamiento aguantará las tensiones soportadas especificadas que fueron estimadas en el paso anterior. La tensión soportada normalizada puede elegirse para la misma forma de onda normalizada que la tensión soportada especificada (continua, tipo maniobra, tipo rayo) o para una forma de onda distinta mediante la aplicación *del factor de conversión de ensayo*,  $K_t$ .

Finalmente, se selecciona el *nivel de aislamiento normalizado*, es decir el nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones soportadas normalizadas están asociadas a la tensión de operación más elevada según la clasificación de la CEI.



**Figura 2.40 Procedimiento general de coordinación de aislamiento**

## CAPÍTULO 3

### CÁLCULO DE LAS SOBRETENSIONES INDUCIDAS Y LA TASA DE CONTORNEAMIENTO

#### 3.1. Características Del Sistema De Distribución

##### 3.1.1. Introducción

El estudio de optimización que se presenta en este trabajo está enfocado en las líneas de distribución de 13,8 kV que serán instaladas en el Campo Aguasay y que servirán de alimentación eléctrica al Centro Operativo Aguasay y a las Estaciones de Recolección Caro (CAER-1) y Carisito (CER-1). A continuación se describen las características más importantes del sistema.

##### 3.1.2. Líneas

- Longitud media del vano:  $lv = 100m$
- Altura del Conductor de Fase:  $hc = 11.18m \rightarrow hc_{\text{corregida}} = 10.71m$
- Altura del Conductor de Guarda:  $hct = 12.6m \rightarrow hct_{\text{corregida}} = 12.3m$
- Los conductores de fase de la línea son ACSR calibre 2/0 AWG ( $r_c = 0.0052m$ )
- El conductor de guarda está conformado por una guaya de acero calibre 3/8" ( $r_{ct} = 0.0048m$ )
- Resistencia DC a 20 °C de los conductores:  $R_{cdc} = 0.29\Omega/Km$  ,  
 $R_{cdct} = 1.9014\Omega/Km$
- Distancia entre las fases más externas:  $d_f = 1.7m$
- Longitud total de las líneas: dos trayectos, uno de 4 Km y otro de 12 Km, aproximadamente.

### 3.1.3. Postes

Poste de acero, tres secciones tubulares, galvanizado en caliente, para uso en redes eléctricas con las siguientes características:

- Altura: 15 m
- Peso: 578 Kg
- Carga de trabajo: 448 Kg
- Longitud de las secciones:  $l_1 = 8.5m$ ,  $l_2 = 3.25m$ ,  $l_3 = 3.25m$
- Diámetro de las secciones:  $D_1 = 244.5mm$ ,  $D_2 = 219.1mm$ ,  $D_3 = 177.8mm$
- Resistencia de puesta a tierra: la resistencia de puesta a tierra de los postes se realiza con hincamiento profundo hasta alcanzar una resistencia menor de  $20 \Omega$ , en este estudio se considera una resistencia de  $15 \Omega$ .

### 3.1.4. Transformadores

Transformador de distribución monofásico sumergido en aceite sin ventilación forzada, con las siguientes características:

- Capacidad Nominal: 25 kVA
- Tensión Nominal (AT/BT): 13.8/0.48-0.277 kV

### 3.1.5. Resistividad del Suelo

El estudio de medición de la resistividad del suelo fue realizado por la consultora, ORICONSULT, CA, encargada de la ingeniería básica del proyecto, utilizando el método de Wenner o método de los cuatro puntos descrito la sección 2.11.4.3. Los resultados se muestran en las tablas 3.1 (para el trayecto de 4 Km) y 3.2 (para el trayecto de 12 Km).

**Tabla 3.1 Medidas de la resistividad del suelo para el trayecto de 4 Km (6 puntos de mediciones)**

<b>Punto</b>	<b><math>\rho</math> (<math>\Omega</math>-m) a 2 m</b>	<b><math>\rho</math> (<math>\Omega</math>-m) a 4 m</b>	<b><math>\rho</math> (<math>\Omega</math>-m) a 6 m</b>	<b><math>\rho</math> (<math>\Omega</math>-m) a 8 m</b>	<b><math>\rho</math> (<math>\Omega</math>-m) a 10 m</b>
1	19.57	33.18	7.16	7.04	6.28
2	7.17	11.81	14.70	17.59	18.85
3	196.71	197.79	139.86	127.17	71.00
4	761.79	643.40	525.53	233.73	138.23
5	24.26	18.60	24.88	26.64	28.90
6	136.84	140.74	121.39	109.58	81.68

**Tabla 3.2 Medidas de la resistividad del suelo para el trayecto de 12 Km (24 puntos de mediciones)**

<b>Punto</b>	<b><math>\rho</math> (<math>\Omega</math>-m) a 2 m</b>	<b><math>\rho</math> (<math>\Omega</math>-m) a 4 m</b>	<b><math>\rho</math> (<math>\Omega</math>-m) a 6 m</b>	<b><math>\rho</math> (<math>\Omega</math>-m) a 8 m</b>	<b><math>\rho</math> (<math>\Omega</math>-m) a 10 m</b>
1	2530.60	1761.81	1553.20	1518.02	1470.27
2	1839.25	1412.46	1070.65	970.12	Falla
3	3704.59	2390.12	1941.50	1432.57	Falla
4	4304.63	3370.30	2288.34	1427.54	Falla
5	778.75	525.27	387.92	189.50	59.69
6	176.75	547.89	672.55	675.07	479.41
7	220.71	131.70	73.89	46.75	36.44
8	218.49	311.65	188.87	126.67	86.71
9	310.46	242.78	173.42	115.61	69.12
10	29.61	96.51	173.04	142.25	63.46
11	1695.76	570.51	Falla	Falla	Falla
12	84.92	54.04	38.08	29.15	21.99
13	102.27	106.81	69.37	42.22	30.16
14	133.05	130.94	103.30	49.26	29.53
15	122.75	121.89	70.12	39.21	23.88
16	24.91	21.36	19.60	18.60	17.59

Punto	$\rho$ ( $\Omega$ -m) a 2 m	$\rho$ ( $\Omega$ -m) a 4 m	$\rho$ ( $\Omega$ -m) a 6 m	$\rho$ ( $\Omega$ -m) a 8 m	$\rho$ ( $\Omega$ -m) a 10 m
17	29.22	19.85	18.10	15.58	16.96
18	24.00	21.87	15.46	14.07	13.82
19	28.05	24.63	25.64	18.60	20.11
20	9.00	6.28	8.67	5.03	4.40
21	239.76	124.16	83.32	44.74	34.56
22	234.54	138.23	125.92	70.87	53.41
23	500.90	272.94	50.52	26.14	12.57
24	707.00	395.59	275.58	123.15	96.76

### 3.2.Cálculo De Las Probabilidades De Corriente Pico Y Tiempo De Frente Del Rayo

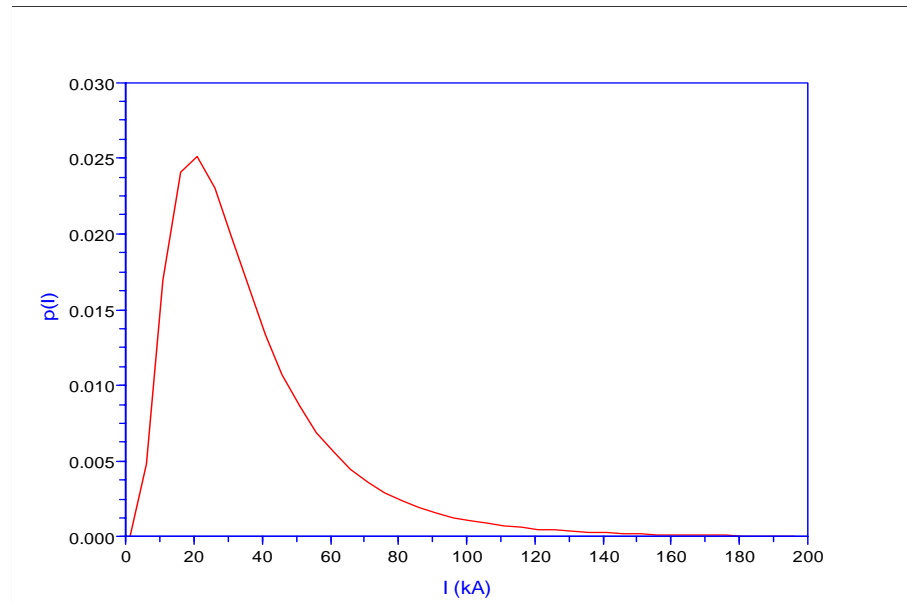
#### 3.2.1. Cálculo de la Densidad de Probabilidad de la Corriente Pico $p(I)$

En la figura 3.1 se muestra  $p(I)$ . Para realizar este cálculo se usó la Ec. 2.5, con parámetros de rayos con polaridad negativa, variando la corriente de retorno del rayo de 1 kA a 200 kA.

En esta gráfica puede observarse que la corriente pico del rayo que tiene mayor probabilidad de tener la descarga está entre 20 y 30 kA aproximadamente, mientras que intensidades superiores a los 200 kA son poco probables que ocurran, aunque se han registrado descargas atmosféricas con corrientes que exceden los 400 kA.

$$p(I) = \frac{1}{\sigma_{\ln I} I \sqrt{2\pi}} \cdot e^{\left\{ -\frac{1}{2} \left( \frac{\ln I - \ln \bar{I}}{\sigma_{\ln I}} \right)^2 \right\}}$$





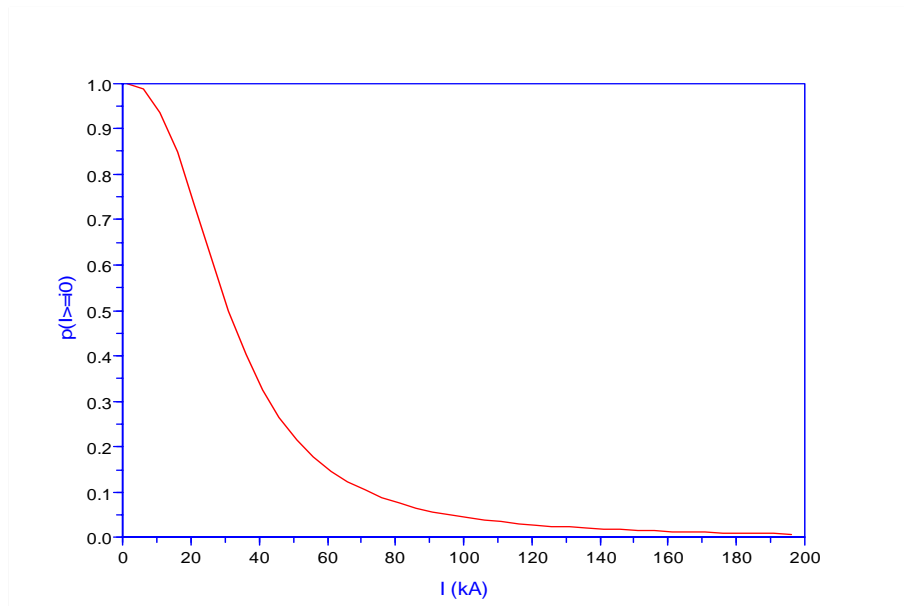
**Figura 3.1 Función de Densidad de Probabilidad de la corriente pico de retorno del rayo**

### 3.2.2. Cálculo de la Función de Distribución Acumulada de la Corriente Pico ( $P(I \geq i_0)$ )

El resultado de este cálculo es mostrado en la figura 3.2. Haciendo uso de la Ec. 2.7:

$$P(I \geq i_0) = \frac{1}{1 + (i_0/31)^{2.6}}$$

Se puede observar que la probabilidad de tener corrientes superiores a los 10 kA es prácticamente la unidad, lo que significa que casi todos los rayos que se precipitan a tierra superan los 10 kA en la intensidad de su corriente de retorno, mientras que casi el 50% de las veces los rayos tendrán una intensidad de aproximadamente 30 kA.



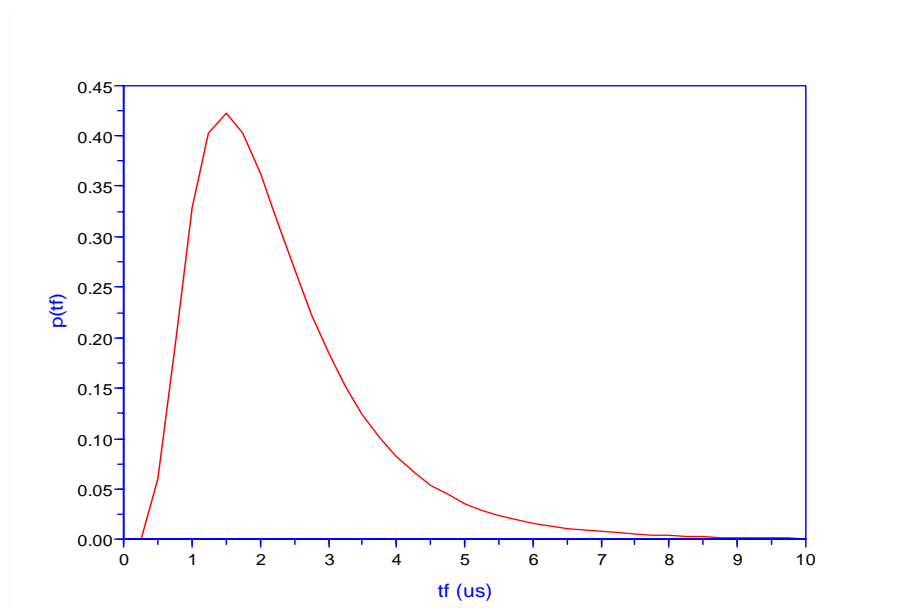
**Figura 3.2 Función de Distribución Acumulada de la corriente pico de retorno del rayo**

### 3.2.3. Cálculo de Probabilidad para el Tiempo de Frente de la Onda de Corriente del Rayo ( $p(tf)$ )

Este cálculo se realizó usando la Ec. 2.8 y el resultado se muestra en la figura 3.3.

$$p(tf) = \frac{1}{\sigma_{\ln tf} tf \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{\ln tf - \ln \bar{tf}}{\sigma_{\ln tf}} \right)^2 \right\}}$$

Aquí se ve que el tiempo de frente con más probabilidades de ocurrencia en un rayo, varía entre 1.5 y 2  $\mu\text{s}$  aproximadamente, mientras que rayos de más de 10  $\mu\text{s}$  son muy poco probables que ocurran.



**Figura 3.3 Función de Densidad de Probabilidad para el tiempo de frente**

### 3.3.Zona De Atracción De Los Conductores

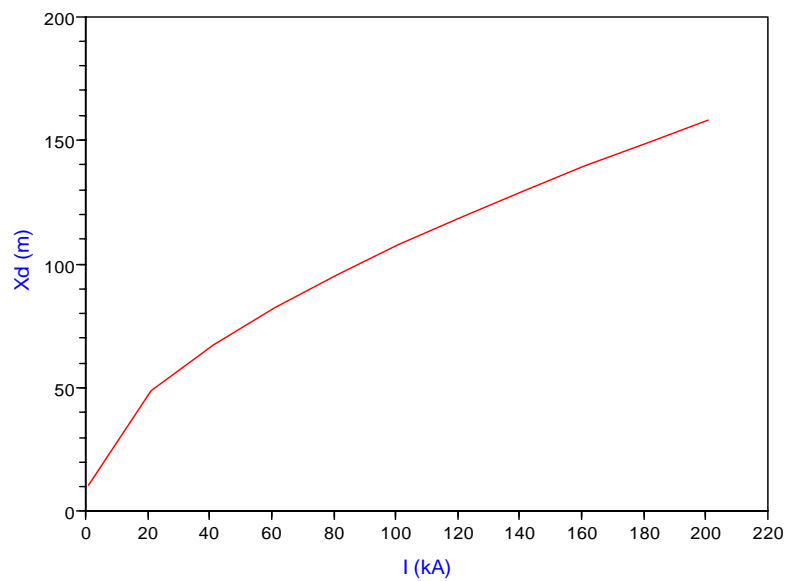
Datos:

- Radio de Atracción Ec. 2.11:  $S = 10 \cdot I^{0.65}$
- Zona de Atracción Ec. 2.17:
- Fase:  $X_d = \sqrt{S^2 - (\beta \cdot S - hc)^2} + 0.85$
- Guarda:  $X_{dct} = \sqrt{S^2 - (\beta \cdot S - hct)^2}$
- $\beta = 0.9$  (líneas de distribución)
- Zona no Protegida:  $X_s = X_d - X_{dct}$

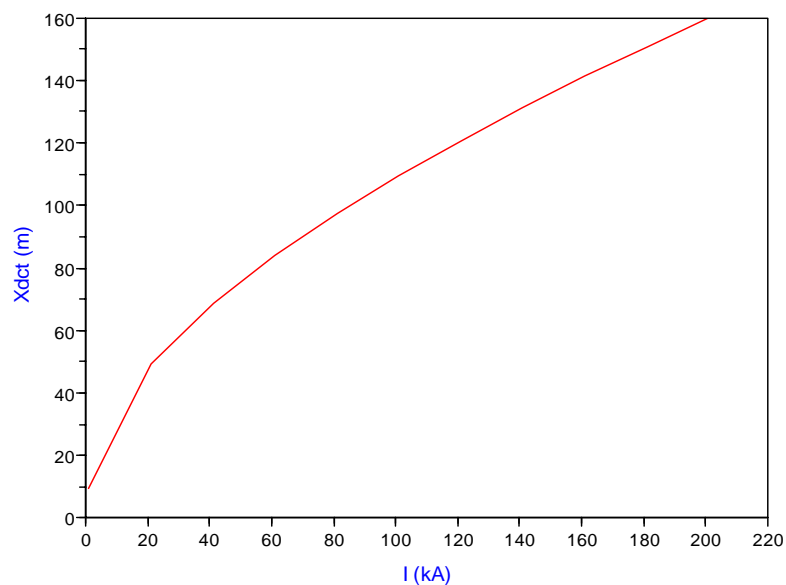
La figura 3.4 muestra la zona de atracción del conductor de fase más expuesto. Como es de suponerse, a medida que la intensidad de la corriente de retorno del rayo aumenta, la zona de atracción es mayor, llegando a superar los 150 m para las intensidades de corriente más altas que pueden ocurrir.

En la figura 3.5 se ilustra la zona de atracción del conductor de guarda, que muestra un comportamiento similar a la del conductor de fase, con algunas diferencias en sus valores debido a las posiciones geométricas distintas de estos conductores. Esta diferencia puede visualizarse en la figura 3.6 (a: desde 1 kA hasta 200 kA, b: desde 1 kA hasta 5 kA) que muestra la zona sin proteger por el

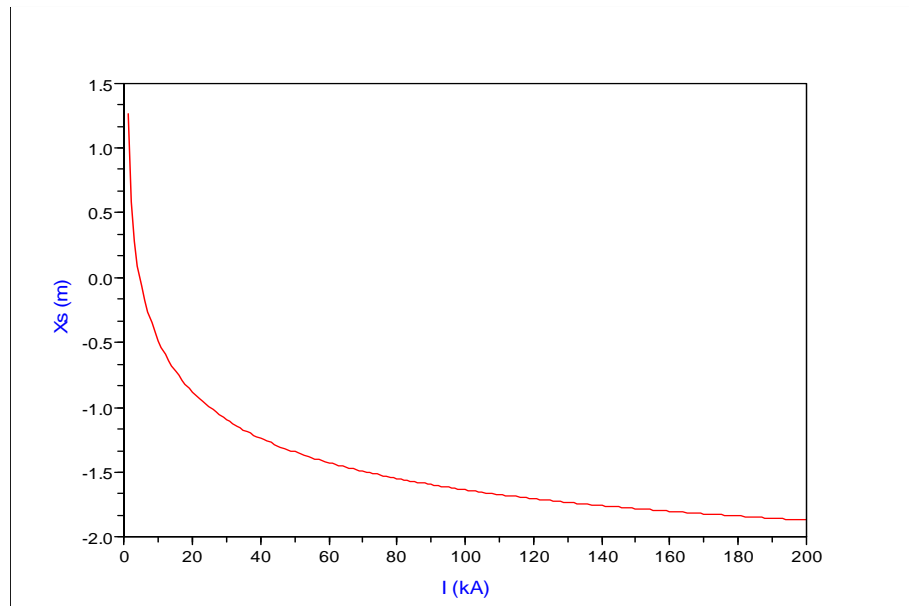
conductor de guarda; es decir, el área expuesta del conductor de fase. En esa figura se puede observar que para intensidades de corriente superiores a aproximadamente los 5 kA, el sistema se encuentra perfectamente apantallado, independientemente de la distancia en la que caiga el rayo respecto al conductor de fase, lo que significa que rayos con intensidades de corriente superiores a los 5 kA caerán directamente sobre el conductor de guarda.



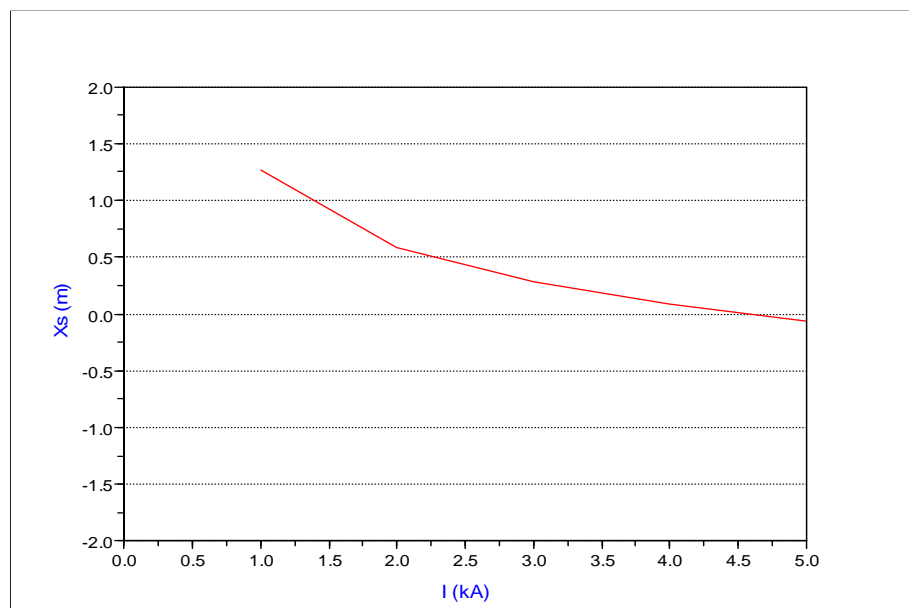
**Figura 3.4 Zona de Atracción del Conductor de Fase**



**Figura 3.5 Zona de Atracción del Conductor de Guarda**



**Figura 3.6 .a) Zona sin proteger (0-200 kA)**



**Figura 3.6.b) Zona sin Proteger (0-5 kA)**

### 3.4.Cálculo De Sobretensiones Producidas En Las Líneas

En esta sección se estudiarán los efectos de los parámetros más importantes que intervienen en el cálculo de sobretensiones originadas por las descargas atmosféricas. El estudio se realizará para descargas directas e indirectas en líneas sin cables de guarda y apantalladas.

### 3.4.1. Cálculo de Sobretensiones por Descargas Directas

#### 3.4.1.1. Método Teórico

##### 3.4.1.1.1. Descargas Directas al Conductor de Fase

Datos:

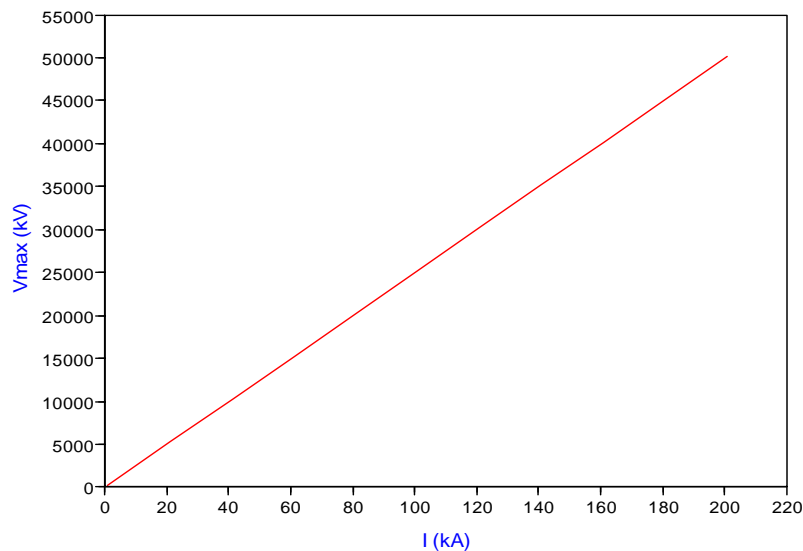
- Diámetro del conductor 2/0 AWG = 10.31 mm  $\rightarrow r = 0.0052$  m
- Impedancia Característica del Conductor de Fase Ec. 2.21:

$$Z_c = 60 \cdot \ln\left(\frac{2h}{r_c}\right) \rightarrow Z_c = 499.4053\Omega$$

- Los cálculos se realizaron utilizando la Ec. 2.20:

$$V_{c1} = Z_c \cdot (I/2)$$

El resultado se muestra en la figura 3.7.



**Figura 3.7 Sobretensión Producida por Descargas Directas al Conductor de Fase**

En esta figura se observa la sobretensión producida en un conductor de fase al ser impactado por un rayo contra la intensidad de corriente pico de retorno del rayo. Como se puede ver, los voltajes que producen este tipo de descargas son tan elevados, que es muy poco probable que un sistema como el estudiado, soporte una de estas descargas sin que se produzca contorneamientos. La sobretensión

llega a alcanzar los 7.500 kV para la intensidad promedio que corresponde a los rayos (30 kA).

#### 3.4.1.1.2. Voltaje Inducido en la Fase más cercana

Datos

- Impedancia característica del conductor de fase:

$$Z_c = 499.4053\Omega$$

- Distancia entre la imagen del conductor de fase impactado y el otro conductor de fase:

$$D_{c-c} = 21.44m$$

- Distancia entre los conductores:

$$d_{c-c} = 0.95m$$

- Impedancia mutua entre ambos conductores:

$$Z_{c-c} = 186.9931\Omega$$

- Factor de Acoplamiento entre los conductores:

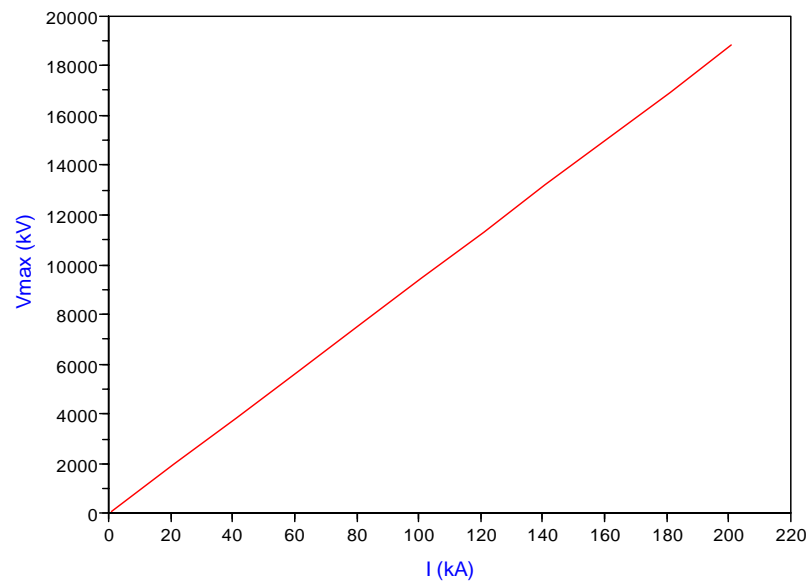
$$K = \frac{Z_{c-c}}{Z_c}$$

$$K_{c-c} = 0.3744315$$

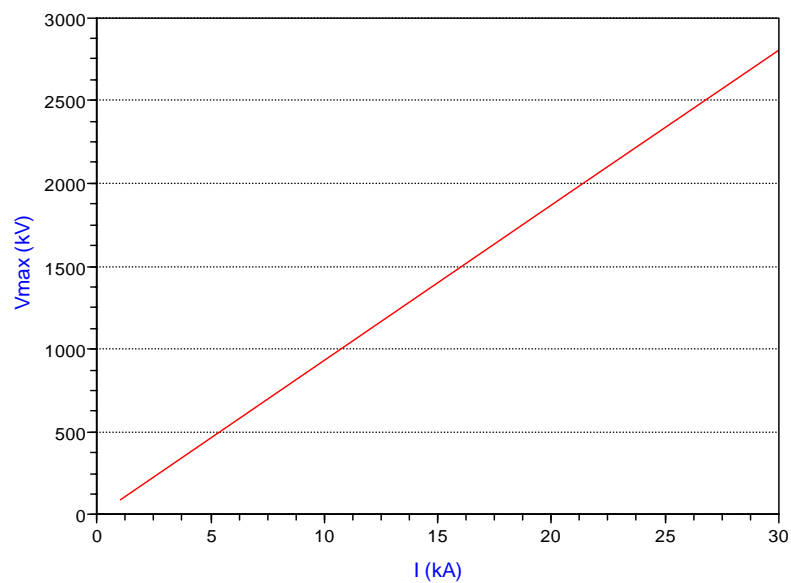
- El cálculo se realiza mediante la Ec. 2.22:

$$V_{c2} = K \cdot V_{c1} = K \cdot Z_c(I/2)$$

El resultado se muestra en la figura 3.8.a. Se puede observar que la tensión inducida en un conductor de fase cercano a otro que haya sido impactado por un rayo es muy elevada, provocando también, casi con certeza, contorneamiento en esta línea. En la figura 3.8.b muestra la tensión que se induce en este conductor variando la corriente de retorno del rayo de 0 a 30 kA. Se nota que la tensión para la corriente promedio del rayo, que aparece en el conductor supera los 2.750 kV.



**Figura 3.8.a) Tensión inducida en la fase más cercana al conductor de fase impactado por un rayo (I=0-200 kA).**



**Figura 3.8.b) Tensión inducida en la fase más cercana al conductor de fase impactado por un rayo (I=0-30 kA).**

### 3.4.1.1.3. Descargas Directas al Conductor de Guarda

#### 3.4.1.1.3.1. En Medio del Vano

Datos:



- Diámetro del Conductor de tierra 3/8" = 9.53 mm  $\rightarrow r_{ct} = 0.0048$  m

- Impedancia característica del conductor de tierra:

$$Z_{ct} = 512.5132\Omega$$

- Distancia entre la imagen del conductor de tierra y el conductor de fase

$$D_{ct-c} = 23.03m$$

- Distancia entre el conductor de guarda y el conductor de fase más cercano:

$$d_{ct-c} = 1.85m$$

- Impedancia mutua entre el conductor de guarda y el conductor de fase:

$$Z_{ct-c} = 151.2972\Omega$$

- Factor de acoplamiento entre el cable de guarda y el cable de fase:

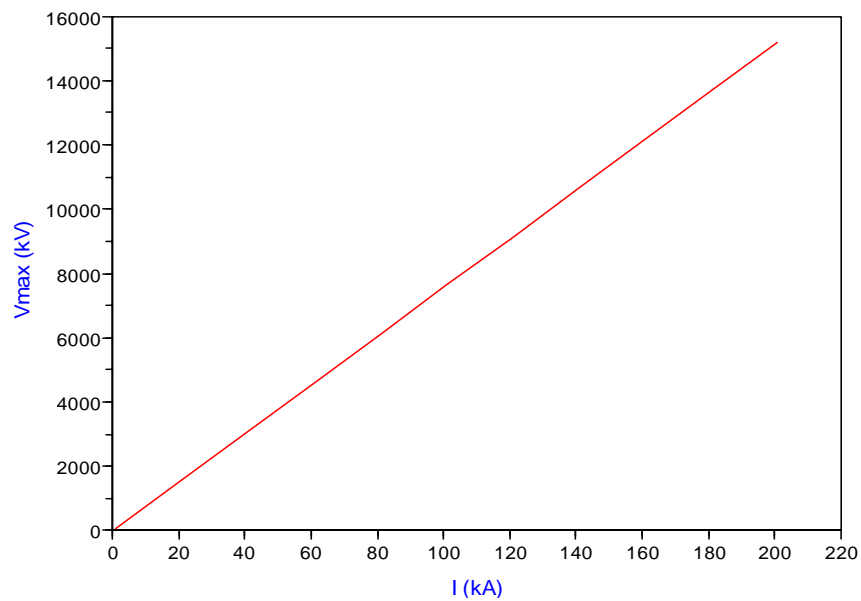
$$K_{ct-c} = 0.2952055$$

- El cálculo se realiza mediante la Ec. 2.25:

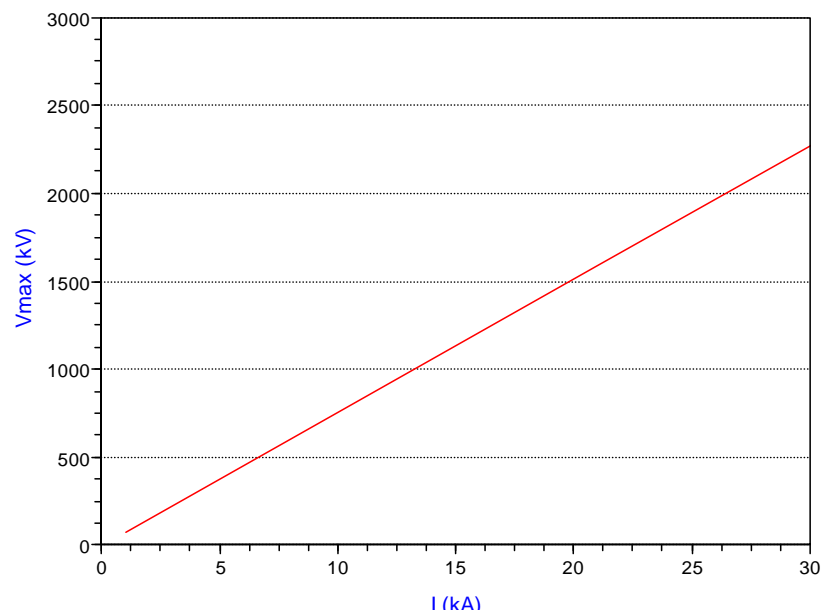
$$V_{ct} = Z_{ct}(I/2)$$

$$V_c = K \cdot V_{ct}$$

La figura 3.9.a muestra la sobretensión inducida en el conductor de fase más cercano al conductor de guarda impactado por el rayo. Aún cuando el voltaje encontrado en la fase es suficientemente alto para producir contorneamientos para la mayoría de los valores de intensidad de corriente de retorno del rayo, su valor disminuye considerablemente si lo comparamos al que se produce cuando el rayo impacta directamente en el conductor de fase. Una muestra de esto se puede ver en la figura 3.9.b, donde el voltaje que se produce en la fase cuando la intensidad del rayo que impacta al conductor de guarda es de 30 kA, es de aproximadamente 2.250 kV contra los 7.500 kV que se producen si el impacto es sobre el conductor de fase, lo que representa una disminución de más de 5.000 kV para ese valor de intensidad.



**Figura 3.9.a) Sobretensión Inducida en el Conductor de Fase por Descargas Directas al Conductor de Guarda (I=0-200 kA)**



**Figura 3.9.b) Sobretensión Inducida en el Conductor de Fase por Descargas Directas al Conductor de Guarda (I=0-30 kA)**

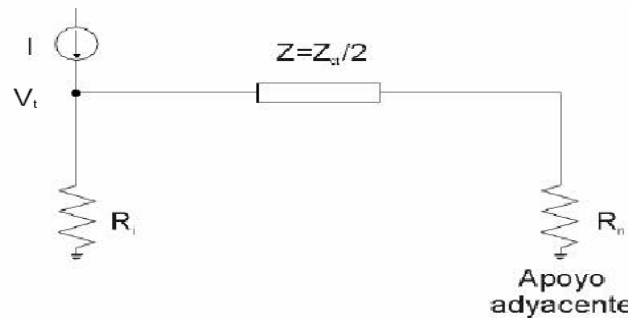
#### 3.4.1.1.3.2. En el Poste

Como ya se describió en la sección 2.8.1.2, el cálculo de las sobretensiones inducidas en los conductores de fase debidas a impactos de rayos en los postes o a ondas de tensión que impactan en el conductor de guarda y viajan hasta el poste

(Flameo Inverso), se realiza mediante el procedimiento adoptado por el IEEE Working Group on Lightning Performance of Distribution Lines.

Datos:

- Diagrama usado para el cálculo:



- El cálculo de la tensión,  $V_t$ , que aparece en la parte alta del poste, obtenida para un tiempo  $t$  de subida del rayo de  $2 \mu s$ , se realiza por medio de la Ec. 2.30:

$$V_t = \frac{t}{2} \left[ Z_I - \frac{Z_w(1-\varphi^N)}{1-\varphi} \right] + \tau \cdot Z_w \left[ \frac{(1-\varphi^N)}{(1-\varphi)^2} - \frac{N\varphi^N}{1-\varphi} \right]$$

$$Z_w = \frac{2R_i^2 Z \cdot (Z - R_n)}{(Z + R_i)^2 \cdot (Z + R_n)}, \quad Z_I = \frac{R_i \cdot Z}{(Z + R_i)}, \quad \varphi = \frac{(Z - R_i)(Z - R_n)}{(Z + R_i)(Z + R_n)}$$

- Tiempo de propagación de la onda de tensión a lo largo del vano:

$$\tau = \frac{d}{c} = \frac{0.1 Km}{300000 Km/s} = 0.33 \mu s$$

- Tiempo de subida de la onda:

$$t = 2 \mu s$$

- Tiempo  $t_N = t/2\tau$ :

$$t_N = t/2\tau = 3.03 s$$

- Frecuencia típica para descargas atmosféricas:

$$f = 100 kHz$$

- Número de ondas en el que se alcanza  $t_N$ :

$$N = 3.03 * 100k = 303000 ondas$$

- Resistencia de puesta a tierra del poste:

$$R_i = 15\Omega$$

- Resistencia de puesta a tierra del apoyo adyacente:

$$R_n = 15\Omega$$

$$Z = 256.2566\Omega$$

$$Z_i = 14.1705271\Omega$$

$$Z_w = 1.3938814\Omega$$

$$\varphi = 0.7910388$$

$$V_t = 0.0000188 \text{ kV.s/kA}$$

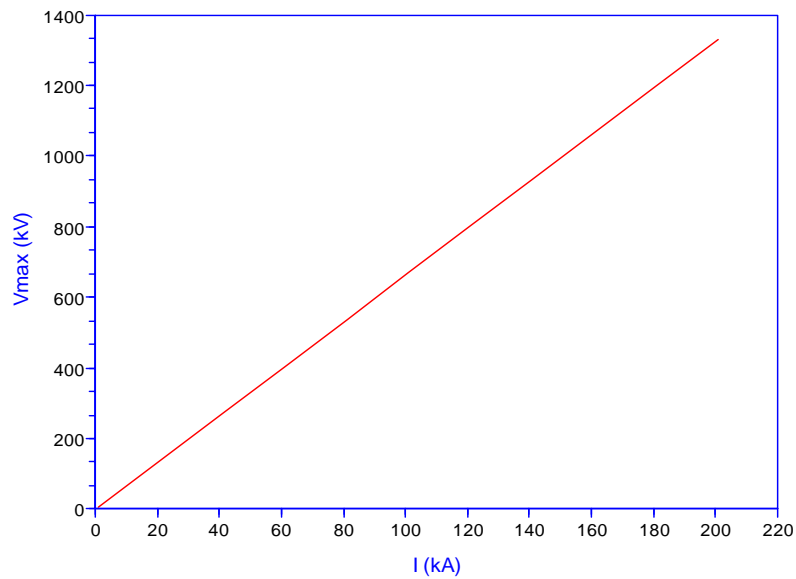
Como  $V_t$  se expresa en  $\text{kV.s/kA}$ , se debe multiplicar por el valor de la corriente pico de retorno del rayo ( $I$ ) y dividirlo entre el tiempo ( $t$ ) para obtener la sobretensión que aparece en el poste, llamada  $V_{ii}$ :

$$V_{ii} = V_t * I / t$$

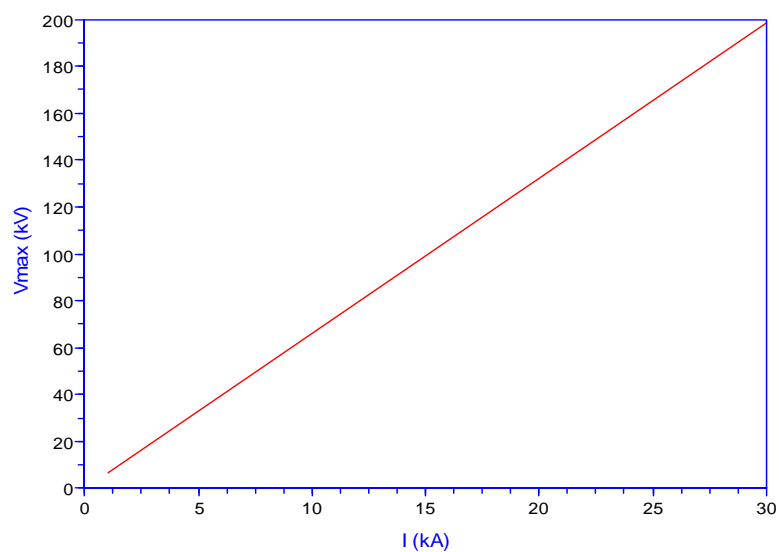
Luego se tiene que el voltaje inducido en el conductor de fase está dado por:

$$V_c = V_{ii} \cdot (1 - k)$$

La figura 3.10.a muestra el voltaje inducido en el conductor de fase como consecuencia de un rayo que cae en el poste, o de una onda de tensión que llega al poste después que un rayo impactó en un conductor de guarda. Se puede observar, en la figura 3.10.b, que para la corriente promedio de retorno del rayo la sobretensión inducida en la fase supera la tensión crítica de flameos (CFO) del aislamiento, lo que significa que para esta intensidad de corriente y superiores, es muy probable que ocurran contorneamientos.



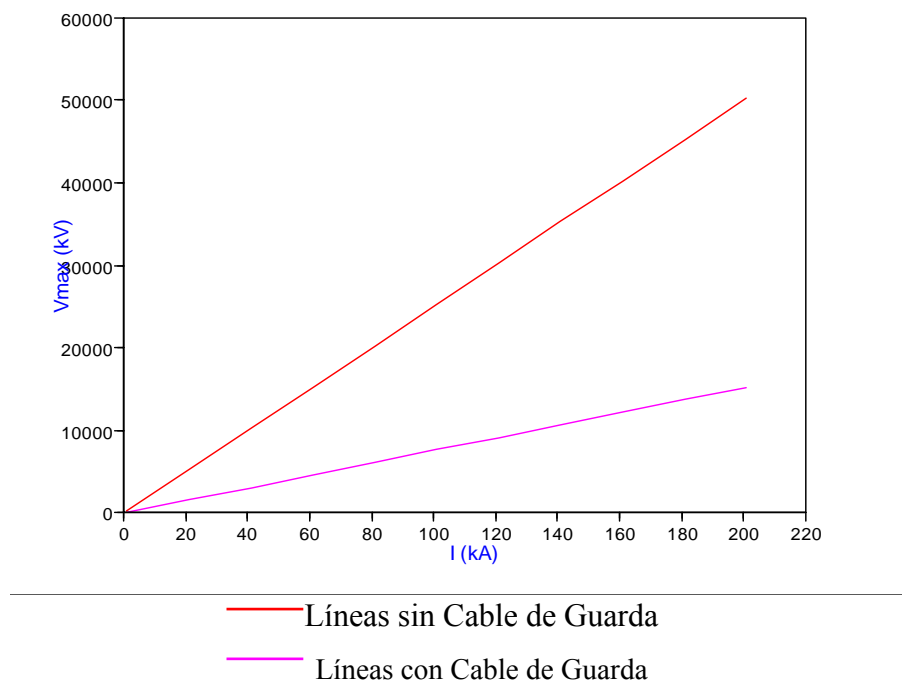
**Figura 3.10.a) Sobretensión Inducida en el Conductor de Fase por Cebados Inversos (I=0-200 kA)**



**Figura 3.10.b) Sobretensión Inducida en el Conductor de Fase por Cebados Inversos (I=0-30 kA)**

#### **3.4.1.1.4. Comparación entre los Sistemas Apantallados y sin Apantallar**

La figura 3.11 muestra la comparación entre la tensión inducida en un conductor de fase para el sistema con cable de guarda y el sistema sin cable de guarda, calculadas mediante el método teórico. Se puede observar una atenuación significativa de la sobretensión en los sistemas apantallados, que se incrementa a medida que aumenta la intensidad de corriente de retorno del rayo.



**Figura 3.11 Comparación de la tensión inducida entre sistemas con cable de guarda y sin cable de guarda**

### 3.4.1.2. Simulación Digital (ATP)

Las herramientas del software ATP serán usadas en el capítulo 4 para evaluar el funcionamiento del sistema de protección atmosférica. En este capítulo se usará el ATPDRAW para calcular las sobretensiones producidas en las líneas por descargas directas.

#### 3.4.1.2.1. Descargas Directas al Conductor de Fase

Las descargas directas al conductor de fase se pueden producir por dos razones:

- El sistema no está apantallado (sin cable de guarda), o
- El sistema está apantallado y presenta fallas en el apantallamiento (con cable de guarda)

##### 3.4.1.2.1.1. Caso 1: Sin cable de guarda

- **Descripción de los Componentes Representados en el ATPDRAW**

**Postes:** Cada uno de los elementos metálicos se puede modelar como un tramo de línea ideal sin pérdidas con una impedancia característica dada por (para postes tubulares):

$$Z_T = 60 \cdot \ln\left(\sqrt{2} \cdot \frac{h}{r}\right) - 60$$

Donde:

$h$ : altura promedio del conductor

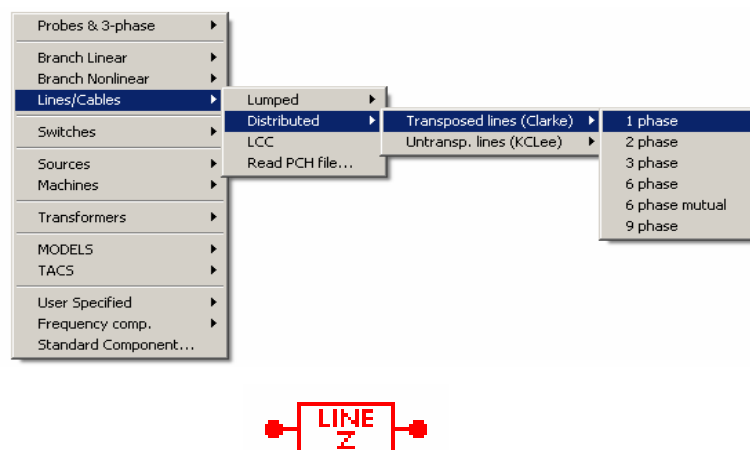
$r$ : radio de la base del cilindro

En el sistema estudiado:

$$Z_T \cong 200\Omega$$

La velocidad de propagación puede ser considerada como la de la luz.

El poste se divide de acuerdo a los tramos que se necesiten con la misma impedancia característica de  $200\ \Omega$  y de acuerdo a la distancia que se considere. El modelo utilizado es el de CLARKE para el caso monofásico y sin pérdidas, tal como se observa en la figura 3.12.



**Figura 3.12 Modelo de Clarke para simular los tramos del poste**

La estructura final del poste se muestra en la figura 3.13, donde cada tramo de línea representa una parte de la estructura metálica.

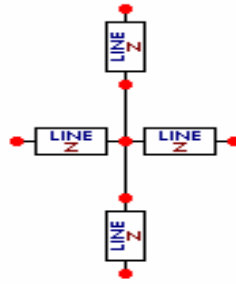


Figura 3.13 Modelo del poste en ATPDRAW

**Conductores:** los conductores de fase se modelan como tres fases acopladas entre sí, mediante el modelo de LCC, a una frecuencia de 100 kHz (lo que se denomina el modelo Bergerón en el ATPDRAW). La longitud promedio del vano es de 100 m. La figura 3.14 muestra el modelo de línea utilizado y en la figura 3.15 se muestran las características de las líneas.

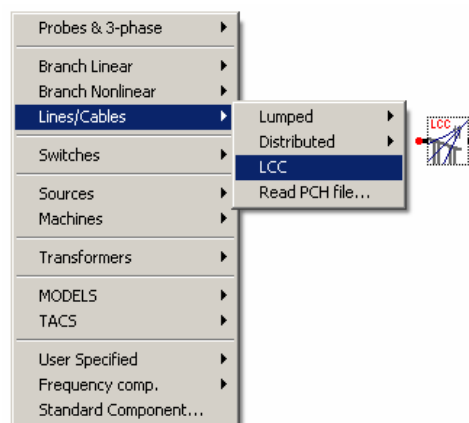


Figura 3.14 Modelo de línea para conductores de fase

Line/Cable Data: C:\ATP\project\Usp\LCC\_ej.alc

Model Data

System type: Overhead Line #Ph: 3

Standard data: Rlco (ohm/m) 200, Freq. init (Hz) 10000, Length (km) 0.1

Transposed,  Auto bundling,  Skin effect,  Segmented ground,  Beal trans. matrix

Units:  Metric,  English

Model Type:  Bergeron,  El,  JMari,  Seplyten,  Noda

Comment: Order: 0 Label: Hide

Buttons: OK, Cancel, Import, Save As, Run ATP, View, Verify, Edit icon, Help

Line/Cable Data: C:\ATP\project\Usp\LCC\_ej.alc

Model Data

#	Ph.no	Rin [cm]	Rout [cm]	Rres [ohm/km DC]	Hoitz [m]	Vtower [m]	Vnsid [m]
1	0	0.52	0.29	-1.2	10.71	0	
2	0	0.52	0.29	0	10.71	0	
3	0	0.52	0.29	0.5	10.71	0	

Buttons: Add row, Delete last row, Insert row copy, Move

Buttons: OK, Cancel, Import, Save As, Run ATP, View, Verify, Edit icon, Help



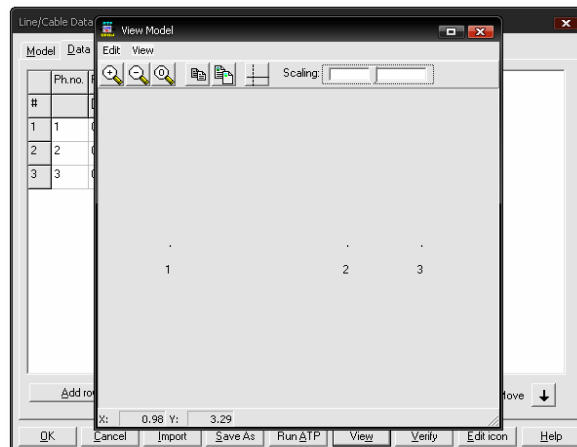


Figura 3.15 Características del modelo de conductores utilizado

**Aisladores:** Los aisladores se modelan como suiches tipo “gap” controlados por voltaje (figura 3.16). Para que se pueda observar perfectamente el voltaje que aparece sobre los aisladores, se coloca un voltaje de flameo alto con respecto al que normalmente aparecería sobre los mismos (50 MV por ejemplo).

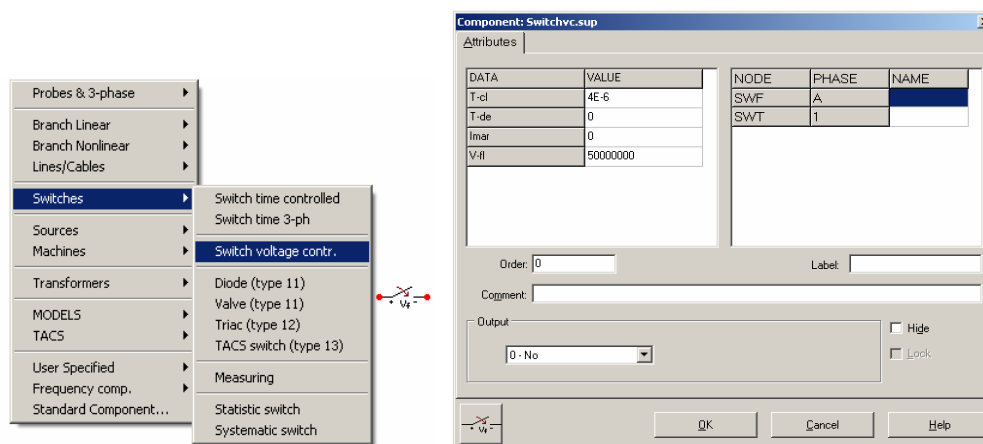


Figura 3.16 Modelo utilizado para simular los aisladores en ATPDRAW

**Resistencia de Puesta a Tierra:** La resistencia de puesta a tierra se modela como una del tipo concentrado (figura 3.17), con el valor correspondiente de 15  $\Omega$ .

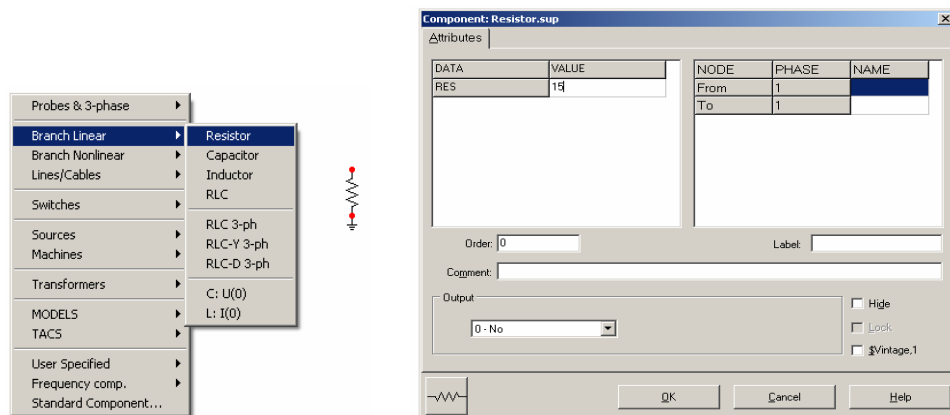


Figura 3.17 Modelo de resistencia de puesta a tierra en ATPDRAW

**Corriente del Rayo:** La corriente de rayo se puede simular con una fuente rampa de doble pendiente (tipo 13), o con una fuente tipo impulso bien sea doble exponencial o de un exponencial (tipo 15). En este estudio se utilizó la fuente de corriente tipo 15 con una amplitud de 30.000 A y una onda de 1.2/50  $\mu$ s (figura 3.18).

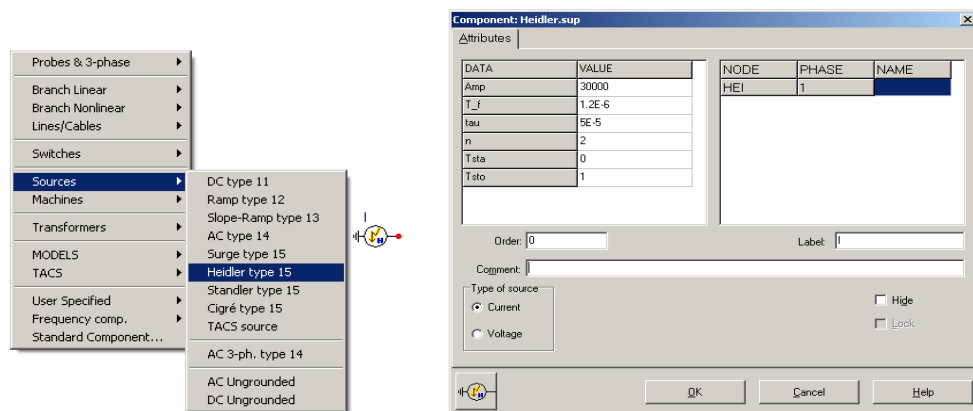
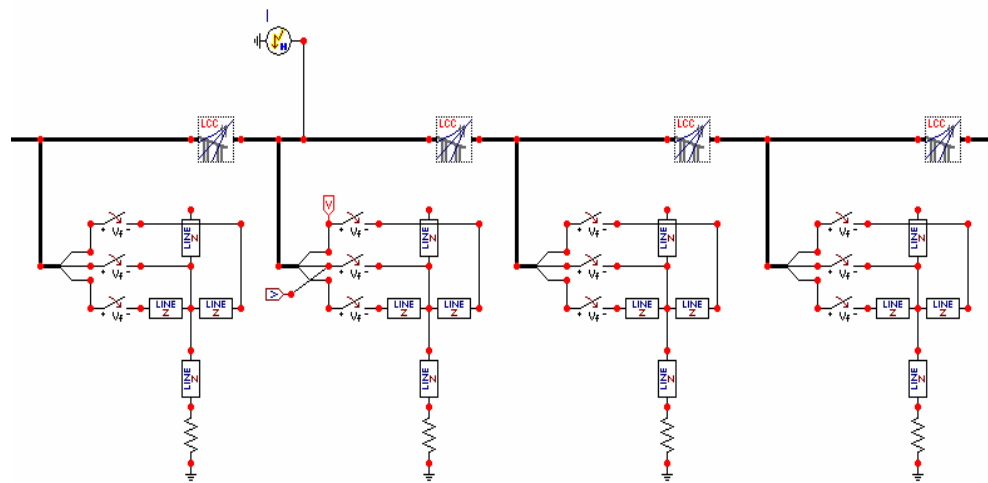


Figura 3.18 Modelo de la Corriente del Rayo en ATPDRAW

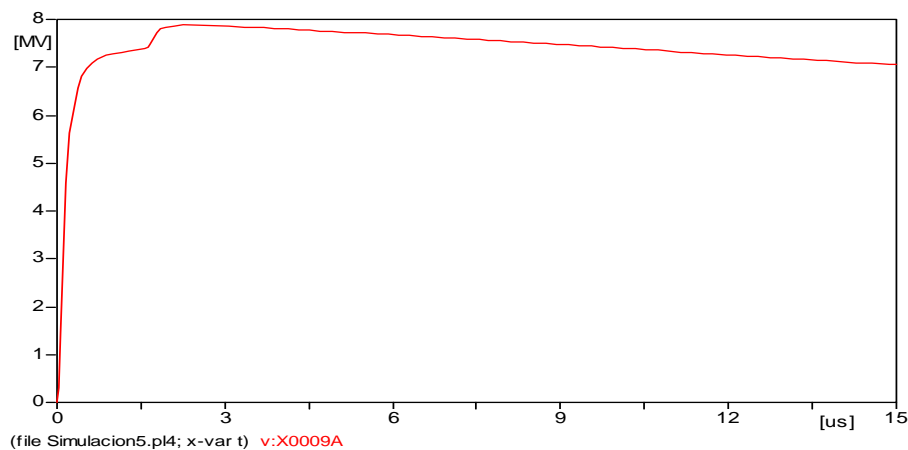
**Diagrama General del Sistema en ATPDRAW:** En la figura 3.19 se presenta un tramo del sistema estudiado, compuesto por cuatro postes y cuatro vanos de línea, lo que representa una longitud aproximada de 400 m.



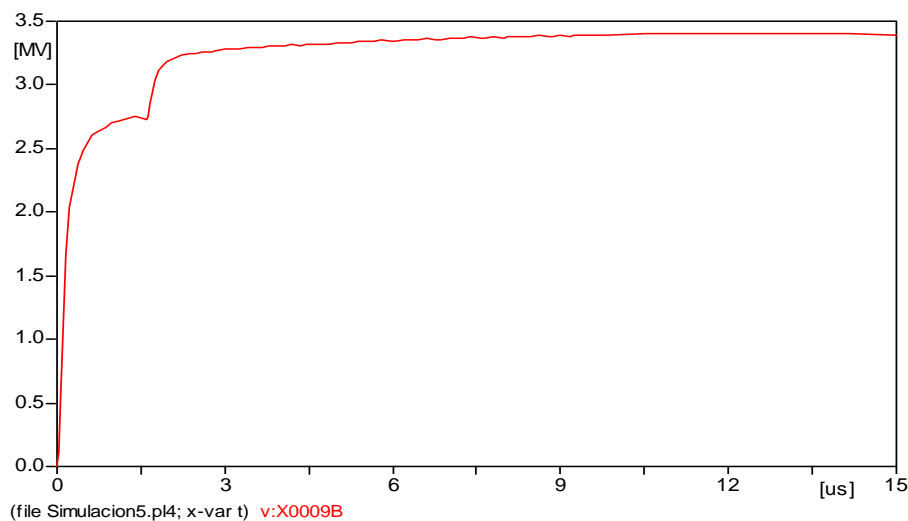
**Figura 3.19** Diagrama de un tramo de 400 m del sistema simulado en ATPDRAW

### ➤ Cálculo de Sobretensiones

La figura 3.20 muestra la sobretensión que aparece en la fase impactada por el rayo y la figura 3.21 muestra la sobretensión inducida en la fase más cercana a ésta por acoplamiento entre líneas, ambas simuladas mediante ATPDRAW.



**Figura 3.20** Sobretensión en la fase impactada por el rayo



**Figura 3.21 Sobretensión inducida en la fase más cercana a la fase impactada por el rayo**

En la figura 3.20 se puede observar que el impacto directo al conductor de fase por un rayo con una intensidad de corriente de 30 kA, produce una sobretensión máxima cercana a los 8.000 kV en la fase impactada. En la figura 3.21 se observa que la sobretensión inducida en la fase más cercana casi alcanza los 3.500 kV.

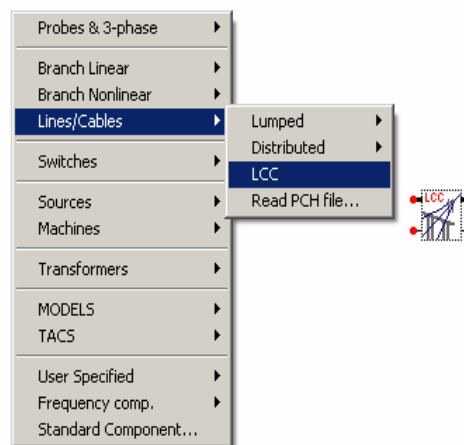
#### **3.4.1.2.1.2.Caso 2: Con cable de guarda**

Como se explicó en el capítulo 2, para que una descarga atmosférica impacte al conductor de fase cuando el sistema está apantallado, deben existir fallas en el apantallamiento. En las líneas estudiadas las fallas de apantallamiento se dan por debajo de los 5 kA de intensidad de la corriente de retorno del rayo; para intensidades superiores el sistema está perfectamente apantallado.

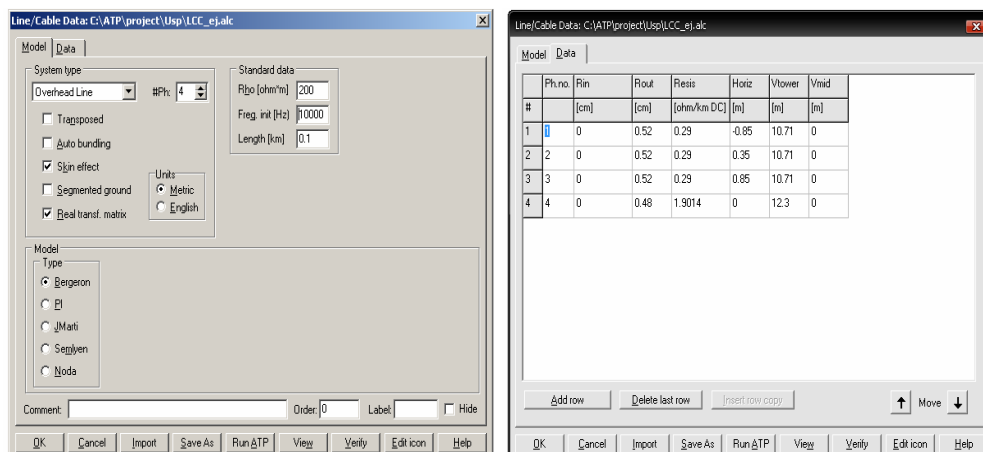
#### **➤ Descripción de los Componentes Representados en el ATPDRAW**

Las únicas variaciones existentes respecto al sistema anterior, de los componentes utilizados para representar este caso en el ATPDRAW, se dan en los conductores y en la corriente del rayo.

**Conductores:** los conductores de fase conjuntamente con el de guarda se modelan como cuatro fases acopladas entre sí, mediante el modelo de LCC, a una frecuencia de 100 kHz (lo que se denomina el modelo Bergerón en el ATPDRAW). La longitud promedio del vano es de 100 m. La figura 3.22 muestra el modelo de línea utilizado y en la figura 3.23 se muestran las características de las líneas.



**Figura 3.22 Modelo de línea para conductores de fase y guarda**



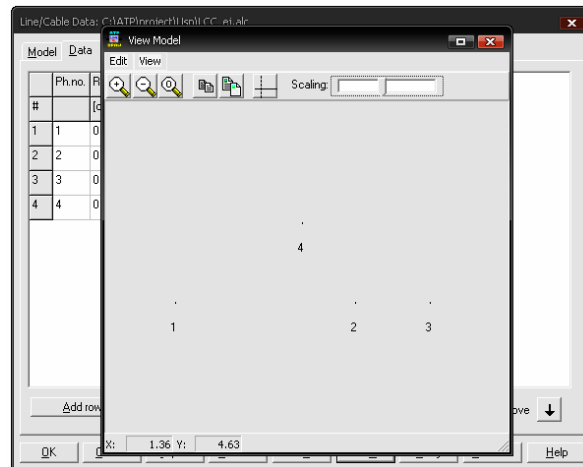


Figura 3.23 Características del modelo de conductores utilizado

**Corriente del Rayo:** Como ya se ha dicho, la máxima intensidad que puede causar fallas en el apantallamiento es de 5 kA. Para este estudio se usará la misma fuente de corriente que para el caso anterior, ahora con una amplitud de 5 kA.

**Diagrama General del Sistema en ATPDRAW:** En la figura 3.24 se presenta un tramo del sistema estudiado, ahora con cable de guarda, compuesto por cuatro postes y cuatro vanos de línea, lo que representa una longitud aproximada de 400 m.

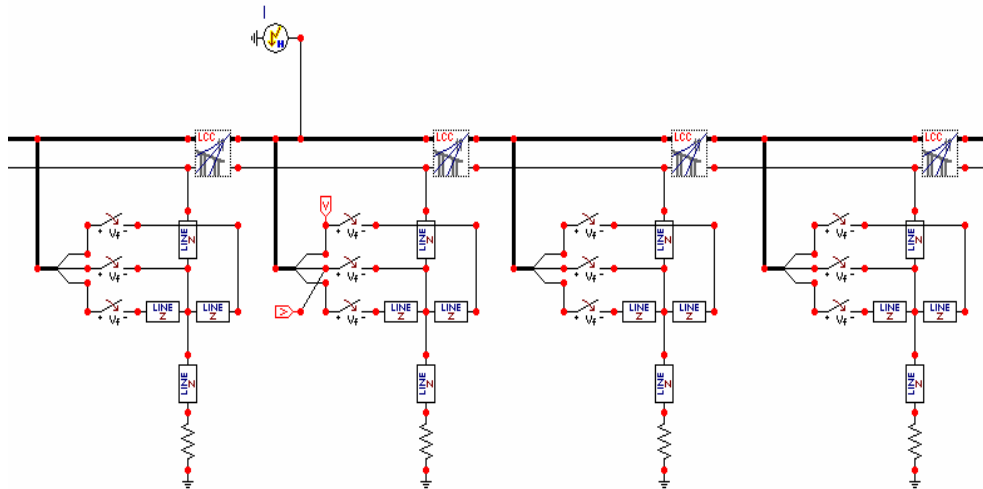


Figura 3.24 Diagrama de un tramo de 400 m del sistema con cable de guarda, simulado en ATPDRAW

- **Cálculo de Sobretensiones:** Al igual que para el caso anterior, el estudio se hará en la línea impactada por el rayo (figura 3.25) y en la línea más cercana a ésta (figura 3.26), ahora para una intensidad de corriente de retorno del rayo de 5 kA.

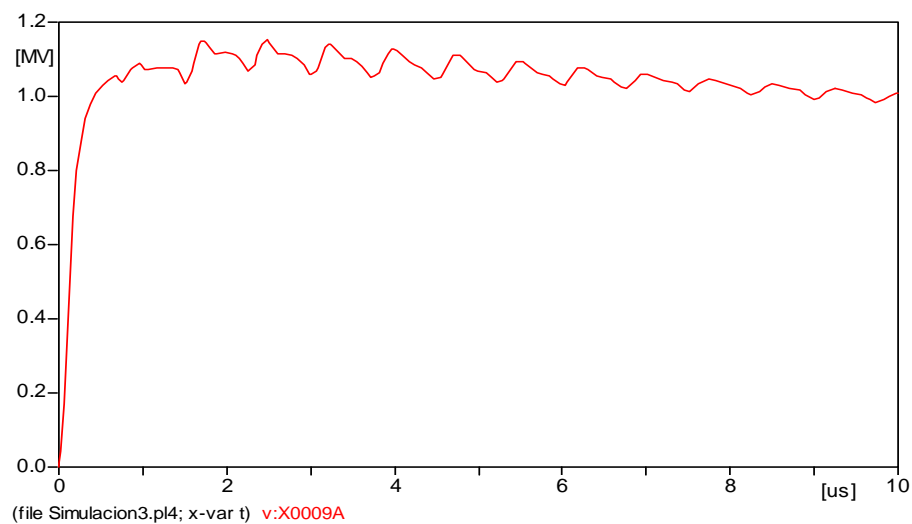


Figura 3.25 Sobretensión en la fase impactada por el rayo

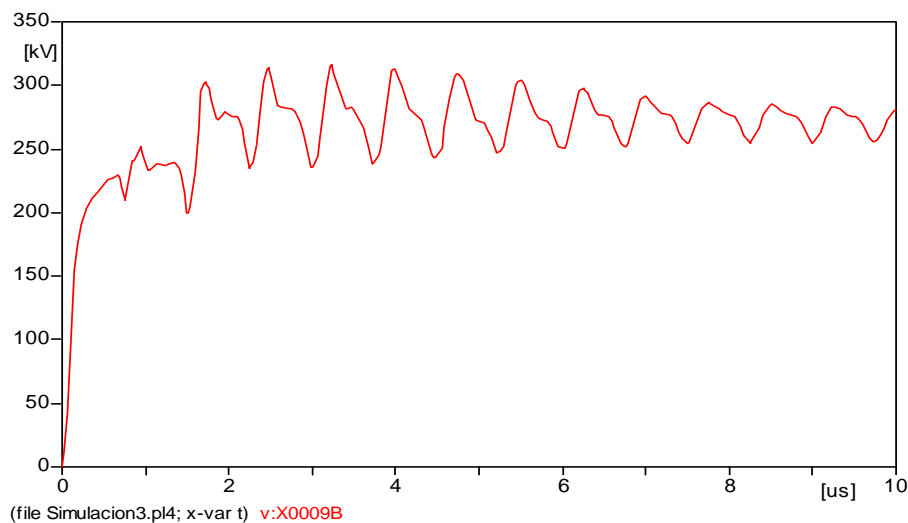


Figura 3.26 Sobretensión inducida en la fase más cercana

#### 3.4.1.2.2. Descargas Directas al Conductor de Guarda

##### ➤ Descripción de los Componentes Representados en el ATPDRAW

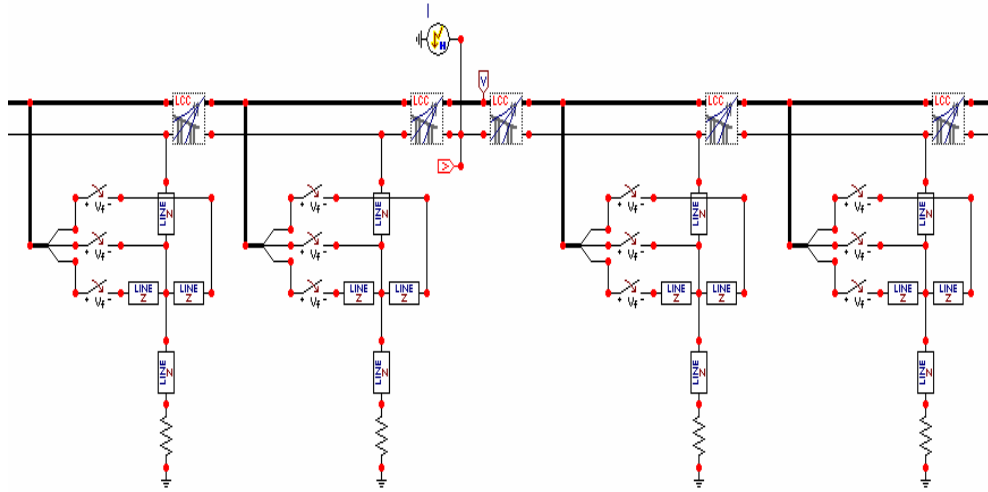
Los componentes utilizados para este estudio son los mismos descritos en el caso anterior, ahora con una fuente de corriente del rayo de 30 kA de intensidad.

##### ➤ Cálculo de Sobretensiones

#### 3.4.1.2.2.1. Descarga en Medio del Vano

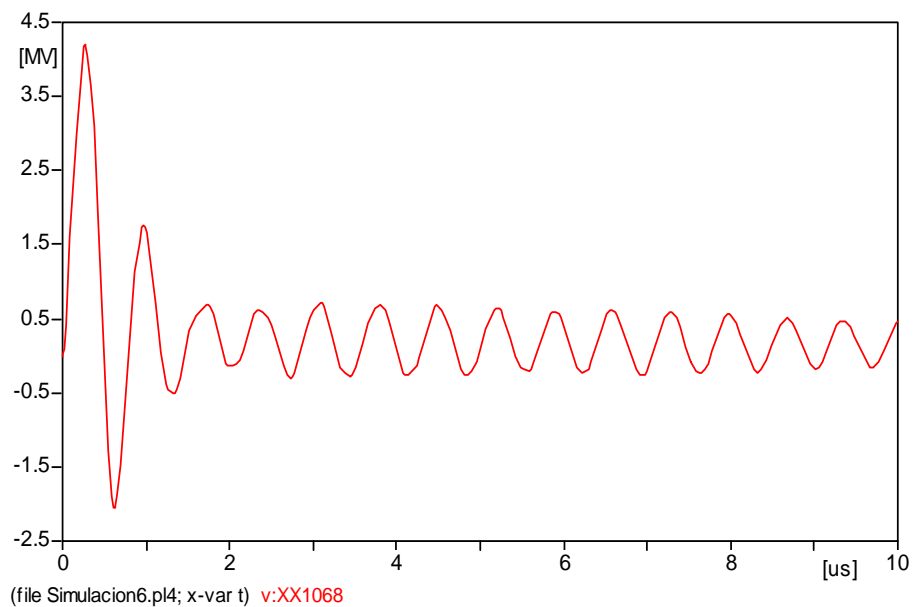
Para este caso se divide un vano de 100 m en dos vanos de 50 m y se simula la descarga entre ambos vanos, la figura 3.27 se muestra el diagrama utilizado en ATPDRAW para esta simulación.



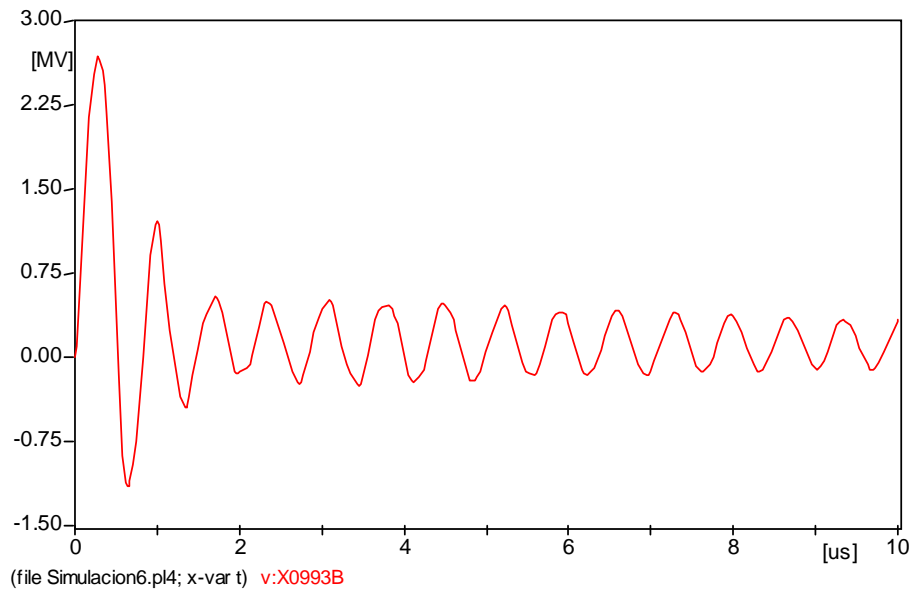


**Figura 3.27 Descarga directa al conductor de guarda en medio del vano simulada en ATPDRAW**

En la figura 3.28 se muestra la sobretensión producida en el conductor de guarda y en la figura 3.29 la sobretensión inducida en el conductor de fase más cercano a éste.



**Figura 3.28 Sobretensión producida en el conductor de guarda**

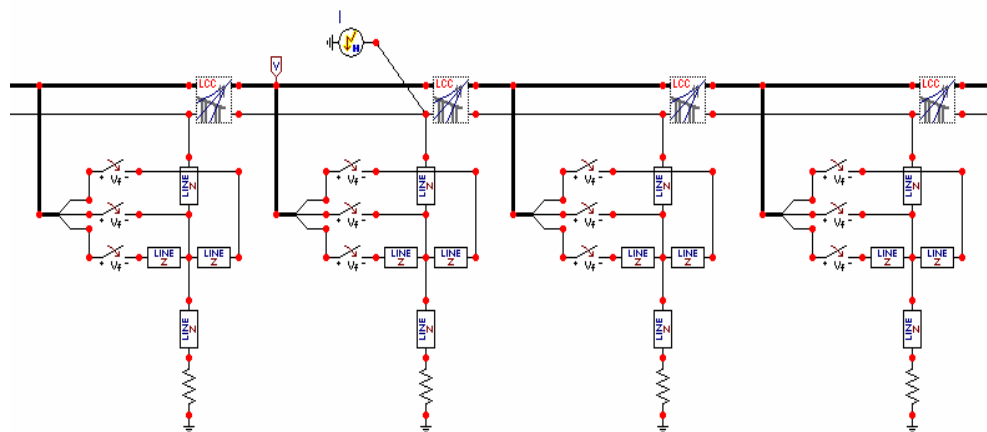


**Figura 3.29** Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al conductor de guarda en medio del vano

Aquí se observa que la sobretensión máxima inducida en el conductor de fase más cercano al conductor de guarda impactado, supera los 2.500 kV.

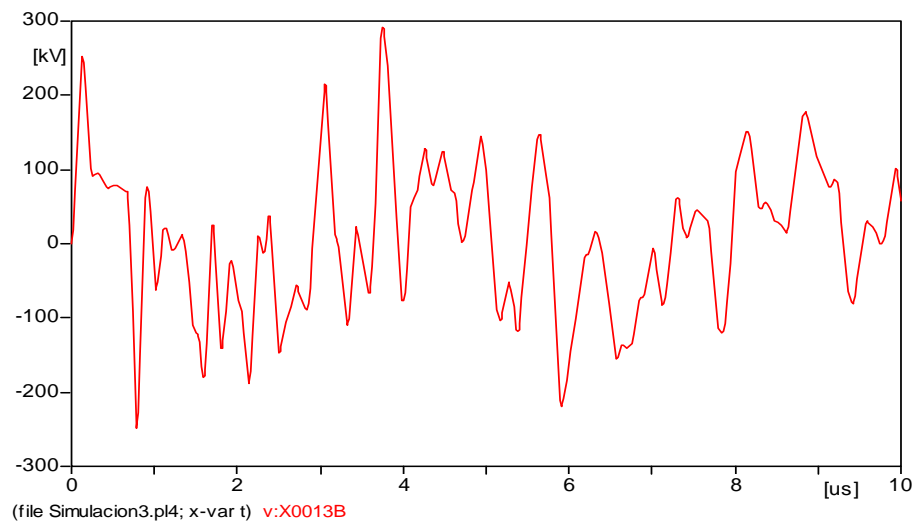
#### 3.4.1.2.2.2. Descarga en el Poste

La figura 3.30 muestra el diagrama de este tipo de descargas simulada en ATPDRAW.



**Figura 3.30** Descarga sobre el poste, simulada en ATPDRAW

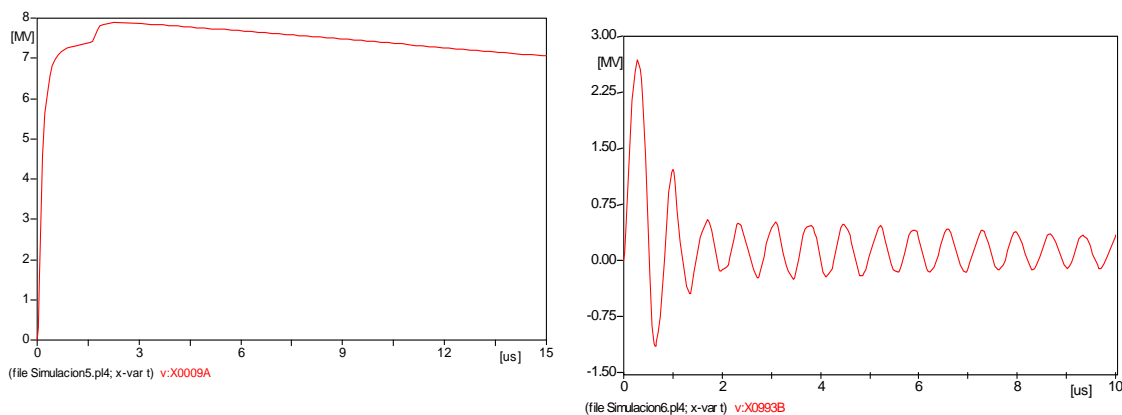
La figura 3.31 muestra la sobretensión inducida en la fase como consecuencia de una descarga atmosférica sobre el poste, esta sobretensión se aproxima a los 300 kV.



**Figura 3.31 Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al poste, simulada en ATPDRAW.**

#### **3.4.1.2.3. Comparación entre los Sistemas Apantallados y sin Apantallar**

En la figura 3.32 se muestra la comparación entre el sistema que incluye cable de guarda para las líneas y el sistema sin cable de guarda, simulados en ATPDRAW. Puede observarse una disminución de aproximadamente 5.5 MV, en la sobretensión máxima del sistema apantallado, respecto al sistema sin cable de guarda.



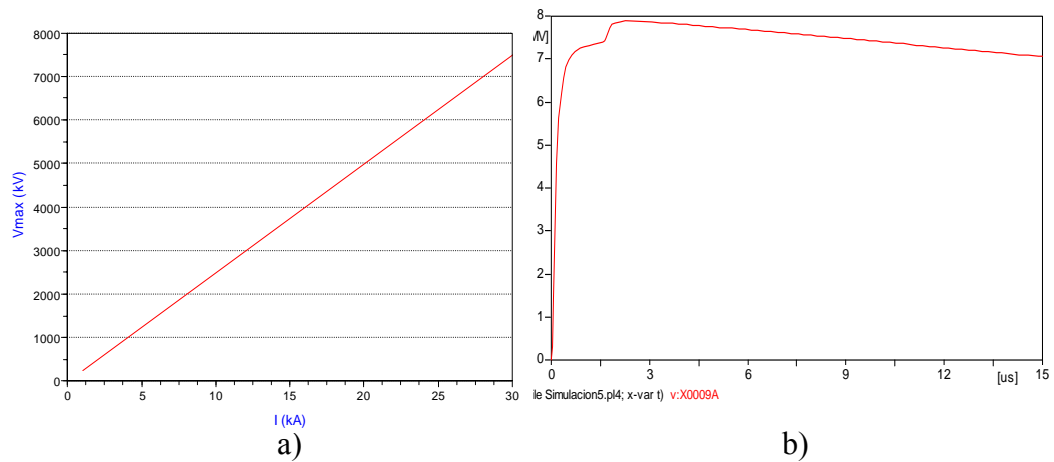
**Figura 3.32 Comparación entre sistemas apantallados y sin apantallar, simulados en ATPDRAW**

#### **3.4.1.2.4. Comparación Gráfica entre el Método Teórico y la Simulación Digital**

En este apartado se realizará una comparación gráfica de las sobretensiones por descargas atmosféricas directas, calculadas mediante el método teórico y la simulación digital. La comparación se hará para líneas apantalladas y sin apantallar, para una intensidad máxima de corriente de retorno del rayo de 30 kA.

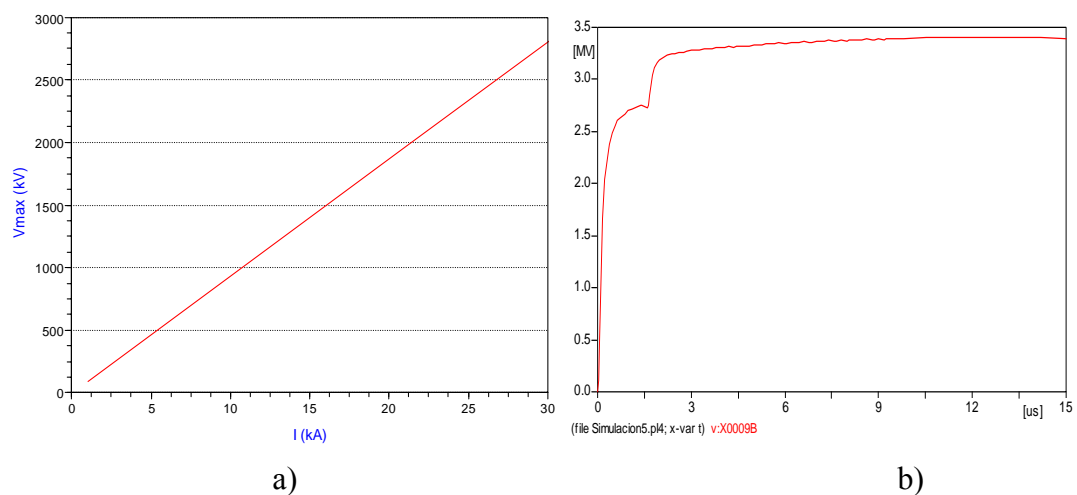
##### **3.4.1.2.4.1. Líneas sin Cable de Guarda**

La figura 3.33.a) muestra la sobretensión producida en la fase impactada por el rayo, calculada mediante el método teórico y en la figura 3.33.b) se presenta la misma sobretensión calculada mediante la simulación digital. Puede observarse que en ambos métodos la sobretensión máxima encontrada en la fase es aproximadamente de 7.500 kV.



**Figura 3.33** Sobretensión máxima en la fase impactada por el rayo. a) Método teórico. b) Simulación digital.

En la figura 3.34 se observa la sobretensión inducida en la fase más cercana a la fase impactada por acoplamiento entre líneas. En el método teórico la sobretensión máxima no alcanza los 3.000 kV mientras que en la simulación digital esta sobretensión es cercana a los 3.500 kV.

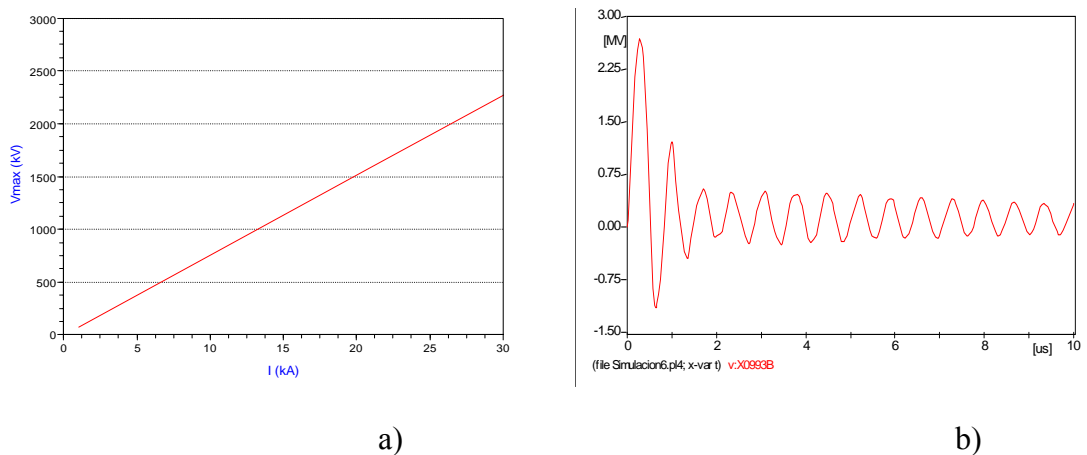


**Figura 3.34** Sobretensión máxima en la fase más cercana a la impactada por el rayo. a) Método teórico. b) Simulación digital.

### 3.4.1.2.4.2. Líneas con Cable de Guarda

#### ➤ Descarga sobre el Cable de Guarda en Medio del Vano

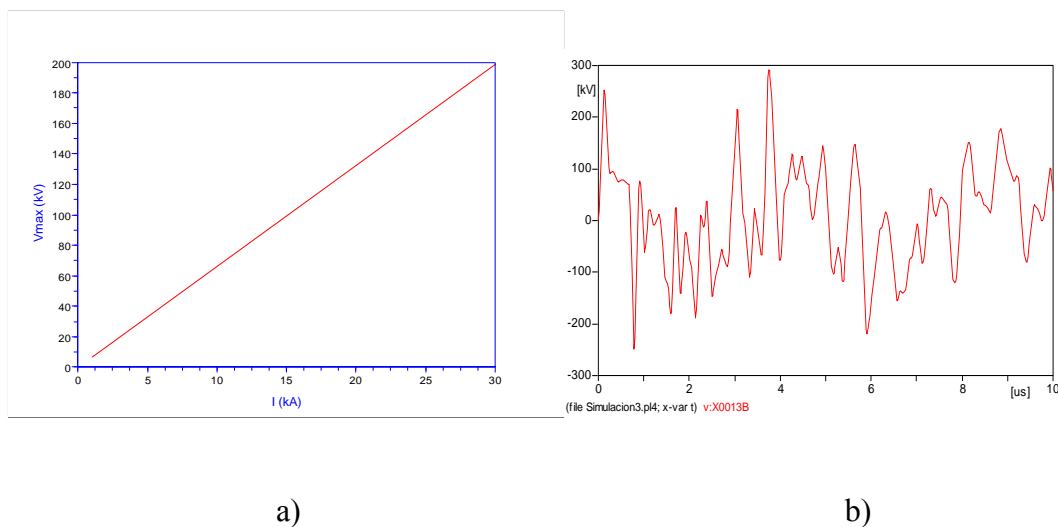
La figura 3.35 ilustra la sobretensión inducida en la fase más cercana al conductor de guarda cuando el rayo se precipita en mitad del vano del mismo. Puede observarse una diferencia de aproximadamente unos 250 kV, en la sobretensión máxima, entre ambos métodos.



**Figura 3.35 Sobretensión máxima en la fase más cercana al cable de guarda impactado por el rayo. a) Método teórico. b) Simulación digital.**

#### ➤ Descarga en el Poste

La sobretensión inducida en un conductor de fase como consecuencia de una descarga atmosférica sobre el poste, se muestra en la figura 3.36, puede observarse una diferencia de aproximadamente unos 100 kV entre el cálculo por el método teórico y la simulación digital.



**Figura 3.36 Sobretensión máxima en la fase por descargas al poste. a) Método teórico. b) Simulación digital.**

#### **3.4.1.2.4.3. Análisis General de las Comparaciones entre el Método Teórico y la Simulación Digital**

En todas las comparaciones hechas se presentan algunas diferencias entre la magnitud de sobretensión máxima en las líneas, obtenidas mediante el método teórico y la simulación digital, llegando a hacer la máxima diferencia de unos 500 kV. Esto se debe a que en el modelo representado en ATPDRAW, para calcular las sobretensiones, se consideran algunos factores adicionales a los del método teórico, como lo son, el nivel de aislamiento de las líneas, un modelo de corriente del rayo en forma doble exponencial, la frecuencia de la descarga, etc. Sin embargo, en la mayoría de los casos, la sobretensión obtenida por el método teórico y la simulación digital presenta valores máximos muy similares.

### **3.4.2. Cálculo de Sobretensiones por Descargas Indirectas**

#### **3.4.2.1. Metodología de Rusck**

##### **3.4.2.1.1. Líneas sin Cable de Guarda**

Los cálculos se harán según la Ec. 2.34:

$$V = \frac{Z_0 \cdot I \cdot h}{y} \left[ 1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{v}{c} \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left( \frac{v}{c} \right)^2}} \right]$$

**Caso 1:** Influencia de la Distancia Perpendicular entre la descarga y la línea (y).

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

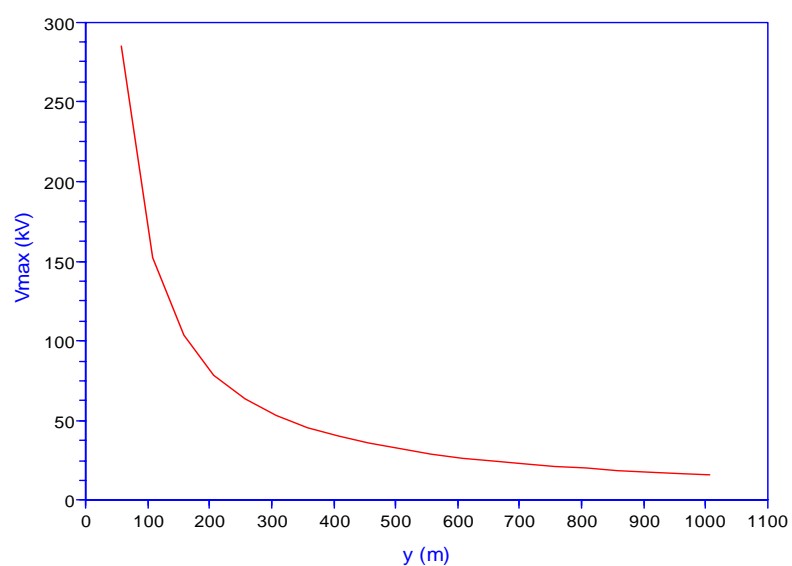
$$I = 30 \text{ kA}$$

$$v = 240000 \text{ Km/s}$$

$$h = 10.71 \text{ m}$$

$$Z_0 = 30 \Omega$$

Se varía  $y$  desde 57 m hasta 1000 m. Para una intensidad de 30 kA todas las descargas por debajo de los 57 m caerán directamente en la línea. El resultado se muestra en la figura 3.37. Se observa como disminuye la tensión inducida en la línea a medida que aumenta la distancia perpendicular entre la descarga y la línea, llegando a ser de menos de 50 kV a partir de los 500 m, esto indica que es muy poco probable que para esta distancia o superiores, para la intensidad de retorno del rayo promedio, se produzcan contorneamientos.



**Figura 3.37** Influencia de  $y$  en la sobretensión inducida



**Caso 2: Influencia de la Velocidad de Retorno del Rayo ( $v$ )**

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

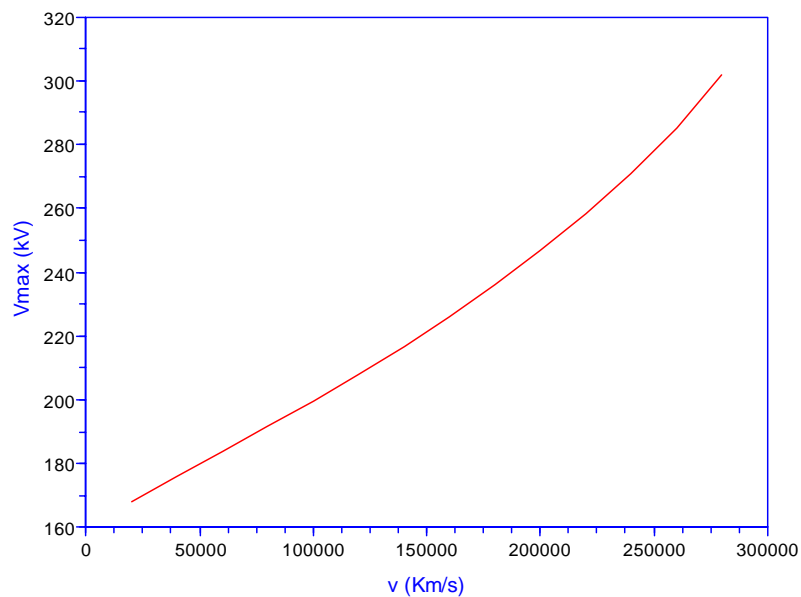
$$I = 30kA$$

$$y = 60m$$

$$hc = 10.71m$$

$$Z_0 = 30\Omega$$

Se varía  $v$  entre 20000 y 280000 Km/s. La figura 3.38 muestra como se incrementa la sobretensión inducida en la línea cuando aumenta la velocidad de retorno del rayo. Esta velocidad puede tomar valores cercanos a la velocidad de luz, presentándose en esos casos los valores más elevados de sobretensión.



**Figura 3.38 Influencia de  $v$  en la Sobretensión Inducida**

**Caso 3: Influencia de la Corriente Pico del rayo ( $I$ )**

Para este caso se estudiará la influencia de  $I$  para tres distancias distintas:

$$y = 50m$$

$$y = 100m$$

$$y = 150m$$

Para todos los estudios se mantendrán constantes los siguientes valores:

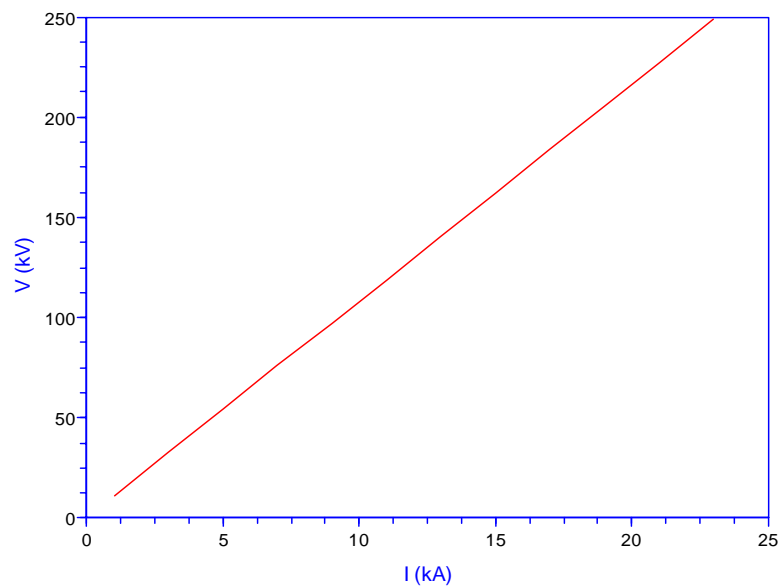
$$v = 240000 \text{ Km/s}$$

$$h = 10.71 \text{ m}$$

$$Z_0 = 30 \Omega$$

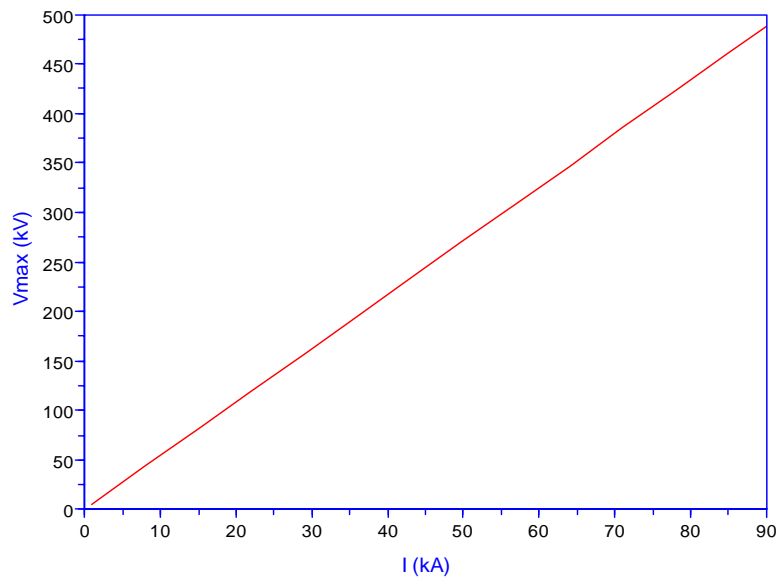
Con  $y = 50 \text{ m}$ , se varía  $I$  entre 1 kA y 22 kA (a esta distancia, descargas con intensidades mayores caerán directamente sobre el conductor)

En la figura 3.39 se puede ver que el valor más alto de sobretensión que se produce, alcanza los 250 kV, para la intensidad de 22 kA aproximadamente.

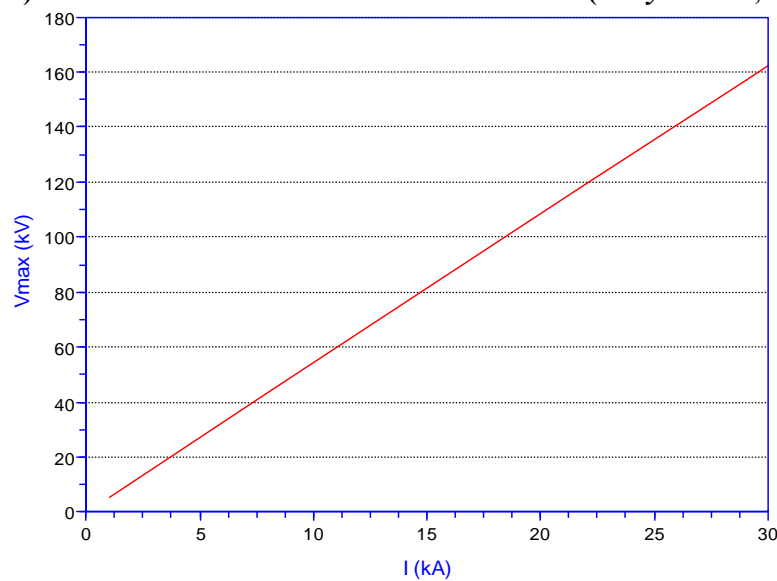


**Figura 3.39 Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=50 \text{ m}$ )**

Con  $y = 100 \text{ m}$ , se varía  $I$  entre 1 kA y 87 kA (a esta distancia, descargas con intensidades mayores caerán directamente sobre el conductor). El resultado se muestra en la figura 3.40.a y 3.40.b, donde se observa que una intensidad de 30 kA producirá una sobretensión en la línea de unos 160 kV aproximadamente.

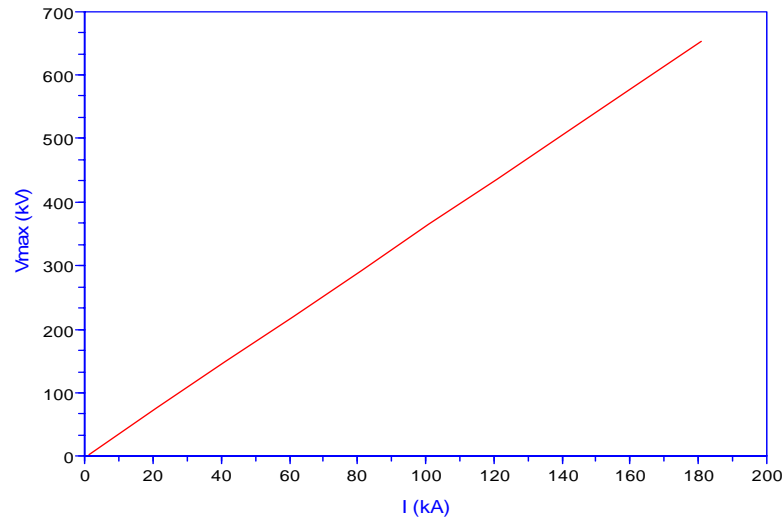


**Figura 3.40.a) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=100$  m,  $I=1-87$  kA)**

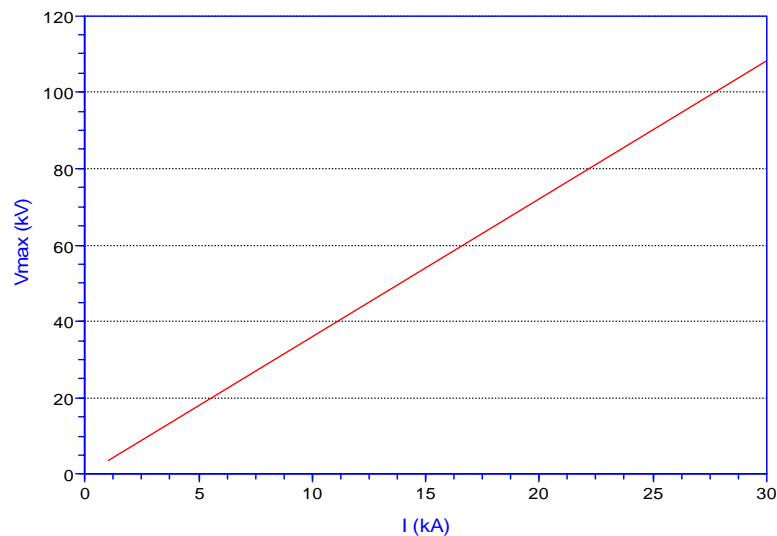


**Figura 3.40.b) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=100$  m,  $I=1-30$  kA)**

Con  $y = 150$  m, se varía  $I$  entre 1 kA y 183 kA (a esta distancia, descargas con intensidades mayores caerán directamente sobre el conductor). Las figuras 3.41.a y 3.41.b muestran los resultados, en estas figuras podemos observar que a esta distancia, un rayo con una intensidad de corriente de retorno de 30 kA, producirá una sobretensión que casi alcanza los 110 kV.



**Figura 3.41.a) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=150$  m,  $I=1-183$  kA)**



**Figura 3.41.b) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=150$  m,  $I=1-30$  kA)**

#### 3.4.2.1.2. Líneas con Cable de Guarda

Se realizarán los mismos estudios anteriores considerando ahora la inclusión del conductor de guarda, a través del procedimiento descrito en la sección 2.8.2.1.b). Los resultados de la atenuación, debida al conductor de guarda, de la sobretensión en la línea, se muestran en las figuras 3.42, 3.43, 3.44, 3.45 y 3.46.

Los cálculos se harán según la Ec. 2.40:

$$V' = pr \cdot V$$

$$pr = 1 - \frac{h_{ct}}{h_c} \frac{Z_{ct-c}}{Z_{ct} + 2R}$$

Factor de apantallamiento:

$$pr = 0.6911029$$

**Caso 1:** Influencia de la Distancia Perpendicular entre la descarga y la línea  
(y)

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

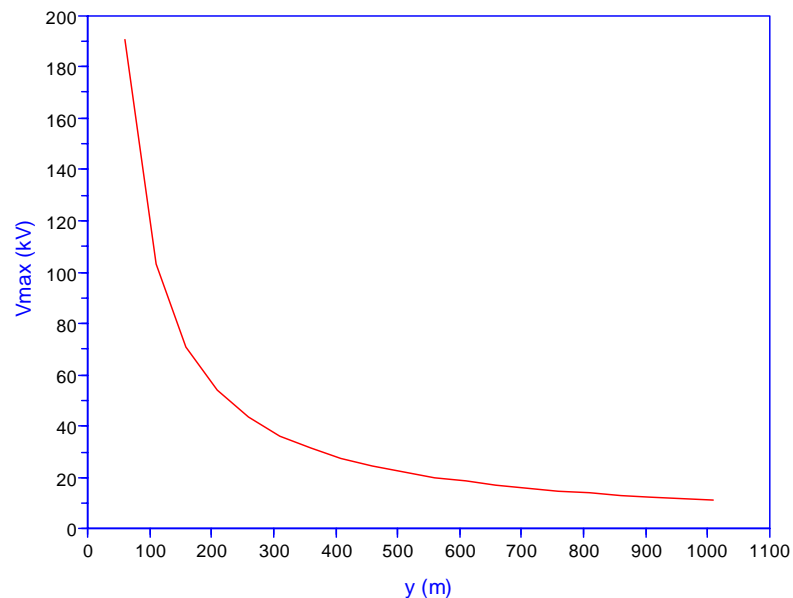
$$I = 30kA$$

$$v = 240000Km/s$$

$$h = 10.71m$$

$$Z_0 = 30\Omega$$

Se varía y desde 59 m hasta 1000 m. Para una intensidad de 30 kA todas las descargas por debajo de los 59 m caerán directamente en el cable de guarda, se sabe que para intensidades mayores de aproximadamente 5 kA el sistema está perfectamente apantallado.



**Figura 3.42** Influencia de y en la Sobretensión Inducida

**Caso 2:** Influencia de la Velocidad de Retorno del Rayo (v)

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

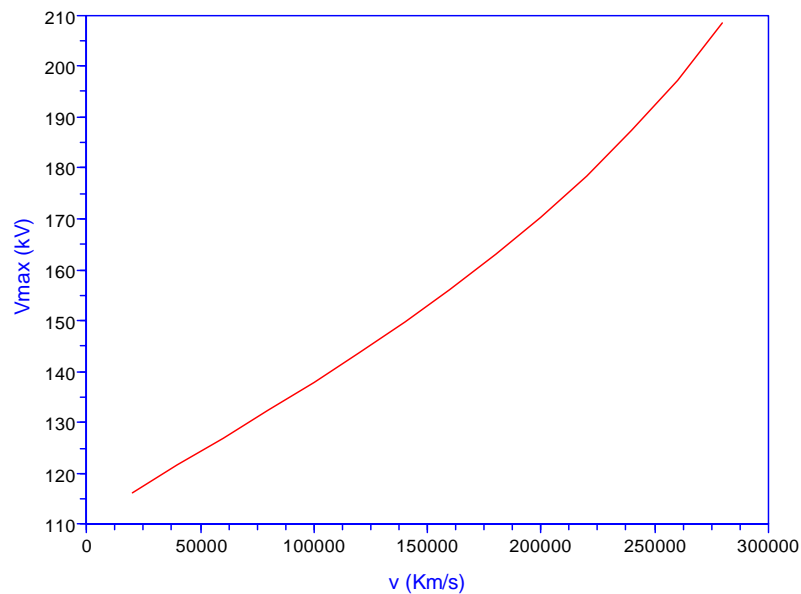
$$I = 30kA$$

$$y = 60m$$

$$hc = 10.71m$$

$$Z_0 = 30\Omega$$

Se varía  $v$  entre 20000 y 280000 Km/s.



**Figura 3.43 Influencia de  $v$  en la Sobretensión Inducida**

### **Caso 3:** Influencia de Corriente Pico del rayo ( $I$ )

Para este caso se estudiará la influencia de  $I$  para tres distancias distintas:

$$y = 50m$$

$$y = 100m$$

$$y = 150m$$

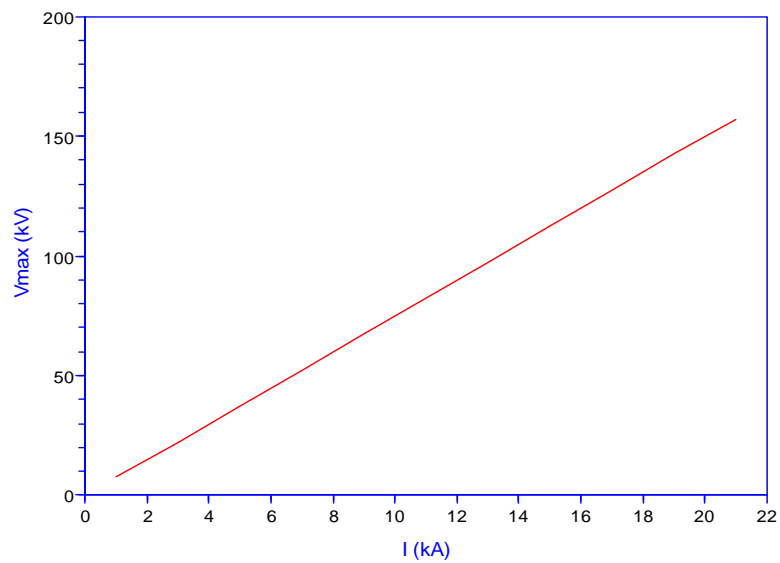
Para todos los estudios se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$v = 240000Km/s$$

$$h = 10.71m$$

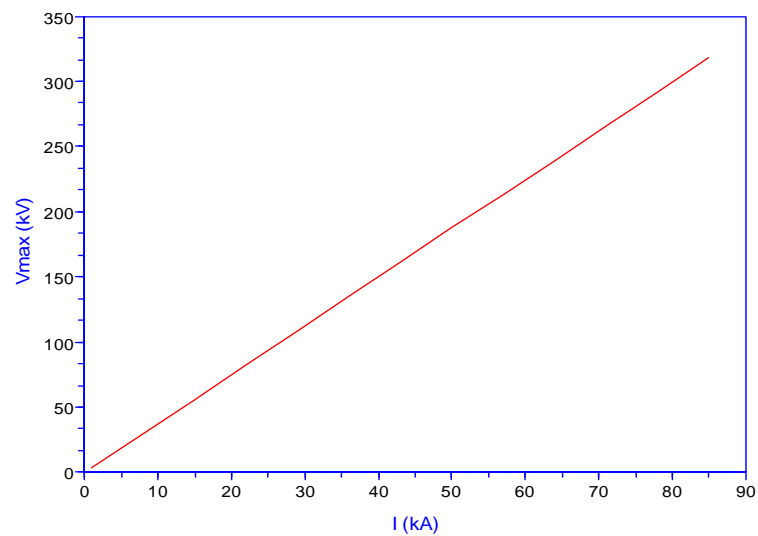
$$Z_0 = 30\Omega$$

Con  $y = 50m$ , se varía  $I$  entre 1 kA y 21 kA (a esta distancia, descargas con intensidades mayores caerán directamente sobre el conductor de guarda).

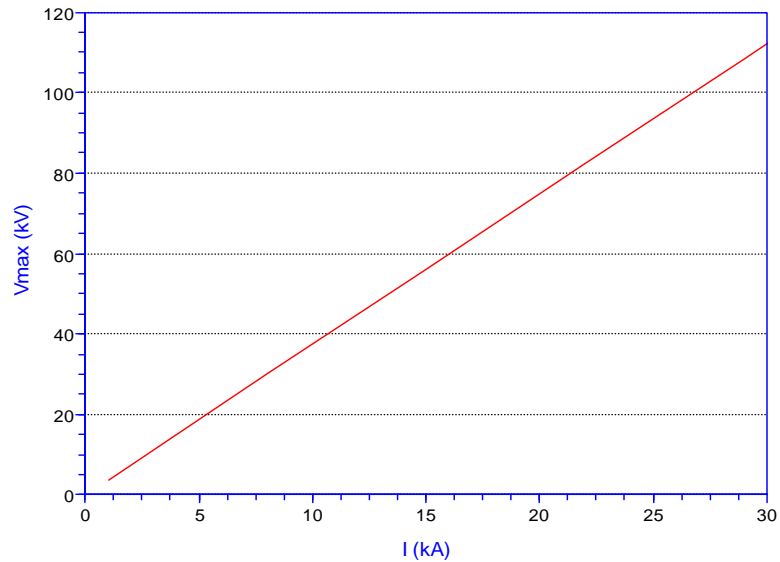


**Figura 3.44 Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=50m$ )**

Con  $y = 100m$ , se varía  $I$  entre 1 kA y 85 kA (a esta distancia, descargas con intensidades mayores caerán directamente sobre el conductor de guarda).

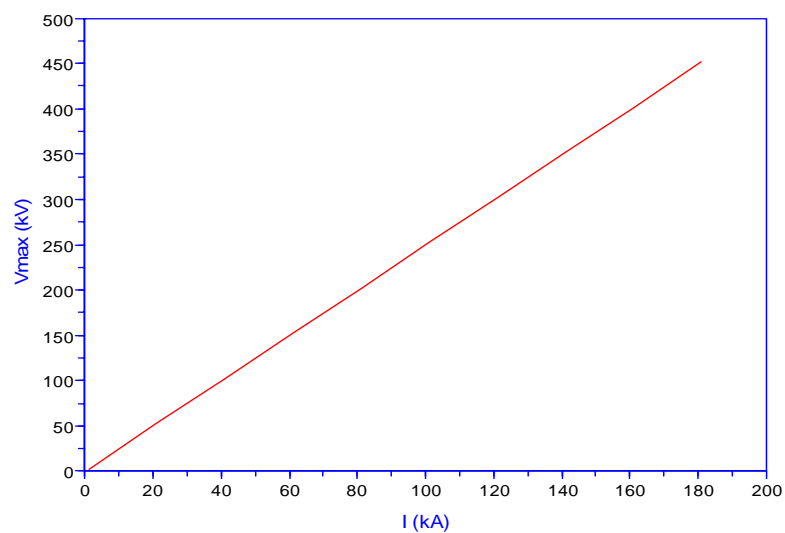


**Figura 3.45.a) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=100m$ ,  $I=1-85$  kA)**



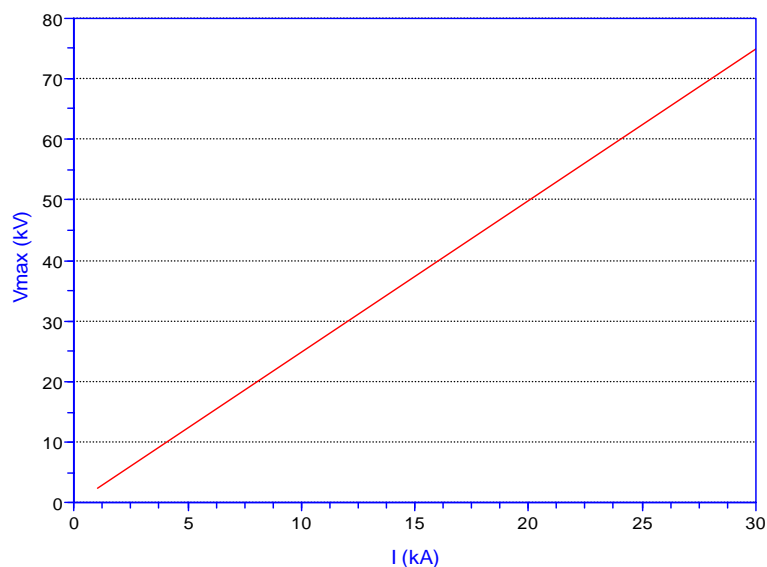
**Figura 3.45.b) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=100m$ ,  $I=1-30$  kA)**

Con  $y = 150m$ , se varía  $I$  entre 1 kA y 179 kA (a esta distancia, descargas con intensidades mayores caerán directamente sobre el conductor de guarda)



**Figura 3.46.a) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=150m$ ,  $I=1-179$  kA)**





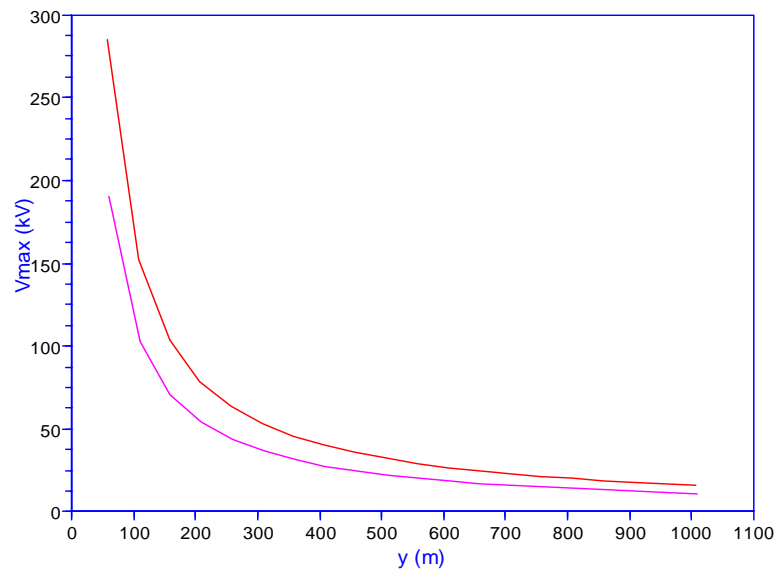
**Figura 3.46.b) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=150\text{m}$ ,  $I=1\text{-}30\text{ kA}$ )**

### 3.4.2.1.3. Comparación entre Líneas con Cable de Guarda y sin Cable de Guarda

Aquí se realizará una comparación gráfica entre los resultados obtenidos en el cálculo de sobretensiones por descargas indirectas, en las líneas apantalladas y sin apantallar, caso por caso.

**Caso 1:** Influencia de la Distancia Perpendicular entre la descarga y la línea ( $y$ )

La figura 3.47 muestra la comparación de la sobretensión inducida en la línea sin cable de guarda y con cable de guarda, como consecuencia de descargas que caen en las cercanías de la línea. Puede observarse una atenuación significativa de la sobretensión en el sistema con cable de guarda respecto al sistema sin apantallar. Esta atenuación llega a ser de aproximadamente 100 kV en las descargas más cercanas a la línea, mientras que a medida que la distancia aumenta disminuye la magnitud de la atenuación.



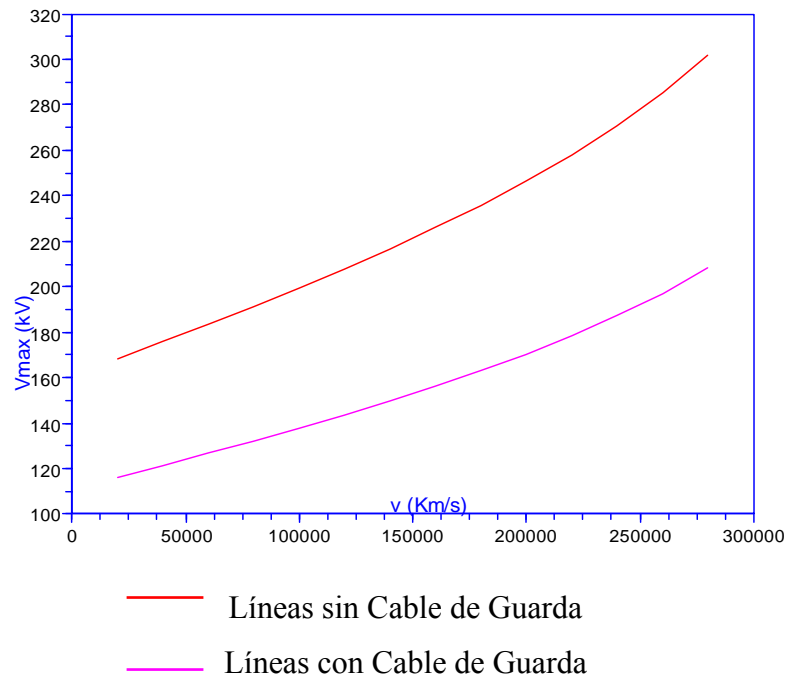
— Líneas sin Cable de Guarda  
 — Líneas con Cable de Guarda

**Figura 3.47 Influencia de  $y$  en la Sobretensión Inducida**

**Caso 2:** Influencia de la Velocidad de Retorno del Rayo ( $v$ )

La figura 3.48 muestra el resultado de esta comparación.

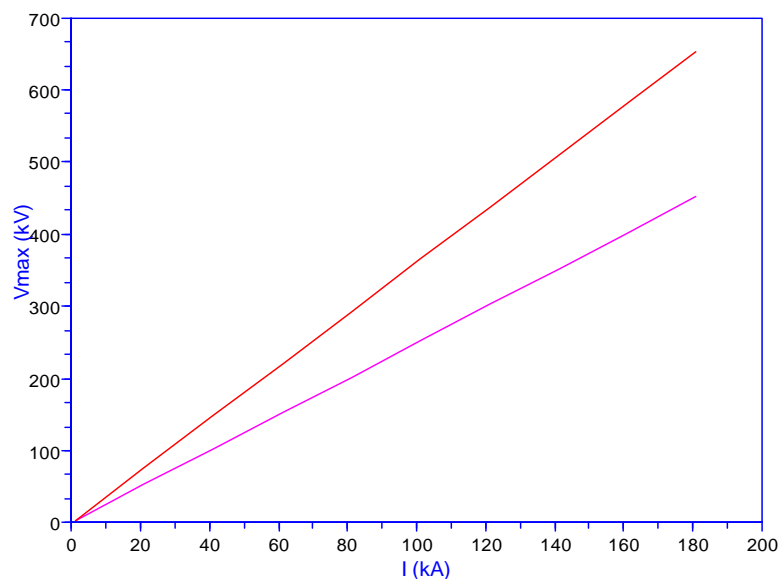
Se puede observar que la magnitud de la disminución de la sobretensión como causa de la presencia de un cable de guarda, es prácticamente constante para todas las velocidades de retorno del rayo, presentando un ligero aumento para las velocidades mayores.



**Figura 3.48 Influencia de  $v$  en la Sobretensión Inducida**

### Caso 3: Influencia de la Corriente Pico del rayo (I)

En la figura 3.49 se presenta la comparación de ambos sistemas con una distancia perpendicular entre el rayo y la descarga de 150 m. Se toma este único ejemplo ya que para las 3 distancias estudiadas el comportamiento de la atenuación de sobretensión es el mismo, siendo muy pequeña para las intensidades más bajas y aumentando a medida que la corriente se incrementa.



- Líneas sin Cable de Guarda
- Líneas con Cable de Guarda

**Figura 3.49 Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=150\text{m}$ )**

### 3.4.2.2. Metodología de Pérez

Como se describió en la sección 2.8.2.2, la metodología de Pérez permite el cálculo de la sobretensión inducida en una línea sin cable de guarda y considerando el efecto producido por la conductividad del suelo. Los cálculos se harán según la Ec. 2.41:

$$V_{max} = 5.08 \cdot \frac{h^{0.755} \cdot I^{0.98} \cdot v^{0.4}}{\alpha^{0.89} \cdot \sigma^{0.1} \cdot y^{0.885} \cdot tf^{0.18}}$$

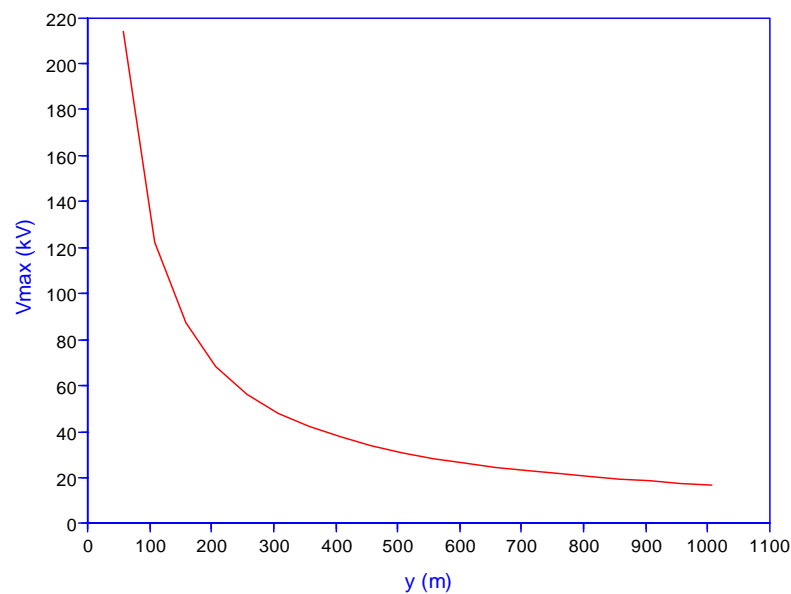
Al igual que en la metodología de Rusck, se estudiará un caso distinto para cada variable.

**Caso 1:** Influencia de la Distancia Perpendicular entre el rayo y la línea ( $y$ )

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$\begin{aligned}
 h &= 10.71m \\
 I &= 30kA \\
 v &= 240000Km/s \\
 \alpha &= 25^\circ \\
 \sigma &= 0.1S/m \\
 tf &= 2\mu s
 \end{aligned}$$

Se varía  $y$  desde 57m hasta 1000m (para  $I = 30$  kA todas las descargas por debajo de 57 m caerán directamente sobre el conductor). El resultado se muestra en la figura 3.50, puede observarse, de manera similar a la metodología de Rusck, como disminuye la sobretensión inducida en la línea a medida que aumenta la distancia perpendicular entre la línea y la descarga.



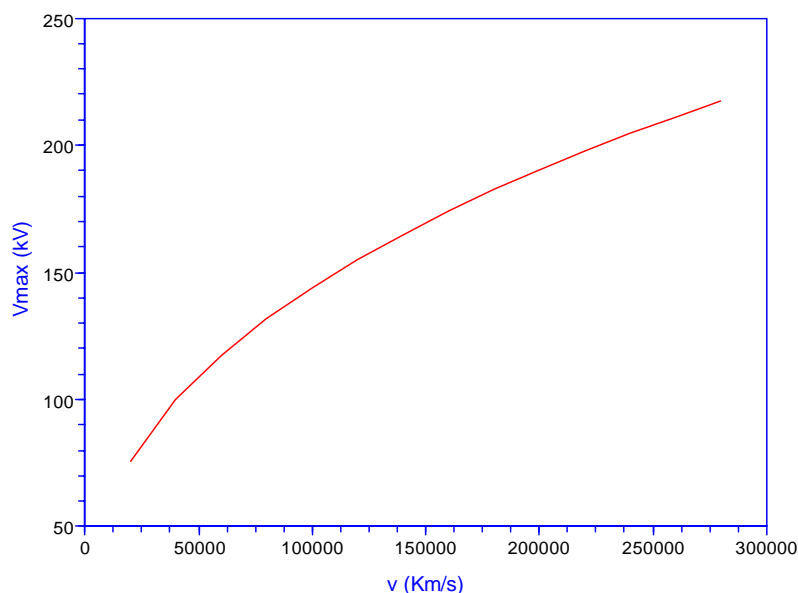
**Figura 3.50** Influencia de  $y$  en la Sobretensión Inducida

### Caso 2: Influencia de la Velocidad de Retorno del rayo ( $v$ )

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$\begin{aligned}
 h &= 10.71m \\
 I &= 30kA \\
 y &= 60m \\
 \alpha &= 25^\circ \\
 \sigma &= 0.1S/m \\
 tf &= 2\mu s
 \end{aligned}$$

Se varía  $v$  desde 20000 Km/s hasta 280000 Km/s. En la figura 3.51 se muestra el aumento de la sobretensión en la línea cuando se incrementa la velocidad de retorno del rayo



**Figura 3.51 Influencia de  $v$  en la Sobretensión Inducida**

**Caso 3:** Influencia del Ángulo de Incidencia del rayo ( $\alpha$ ).

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$h = 10.71m$$

$$I = 30kA$$

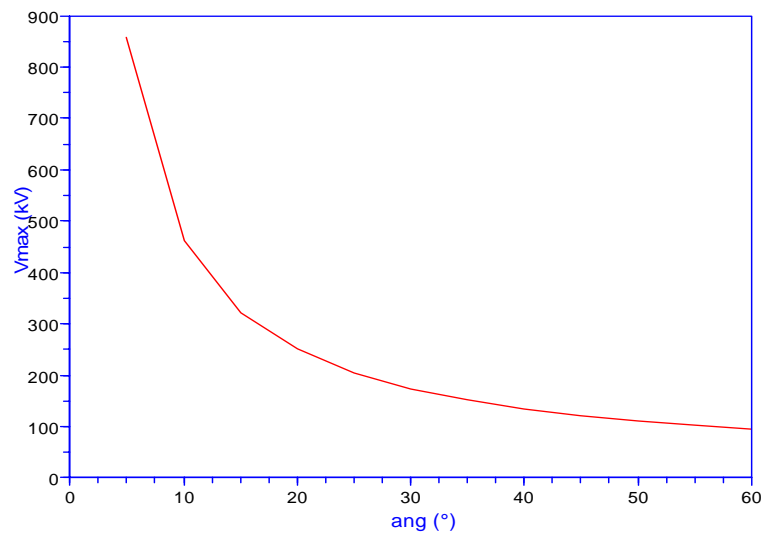
$$y = 60m$$

$$v = 240000Km/s$$

$$\sigma = 0.1S/m$$

$$tf = 2\mu s$$

Se varía  $\alpha$  desde  $5^\circ$  hasta  $60^\circ$ . La figura 3.52 ilustra este estudio. Se observa que los rayos que inciden más verticalmente en tierra, producen los niveles más altos de sobretensión inducida, mientras que aquellos cuya incidencia es más horizontal, producen sobretensiones menores. Este estudio es importante ya que muchos de los métodos utilizados para calcular sobretensiones inducidas en las líneas por descargas indirectas, suponen que la descarga se produce siempre verticalmente; es decir, con  $\alpha=0^\circ$ .



**Figura 3.52 Influencia de  $\alpha$  en la Sobretensión Inducida**

**Caso 4:** Influencia del Tiempo de Frente ( $t_f$ ).

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$h = 10.71m$$

$$I = 30kA$$

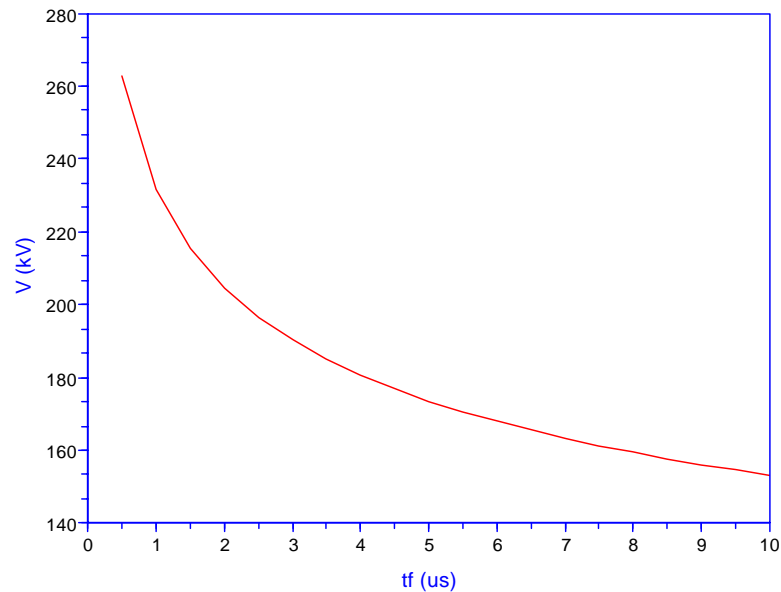
$$y = 60m$$

$$v = 240000Km/s$$

$$\sigma = 0.1S/m$$

$$\alpha = 25^\circ$$

Se varía  $t_f$  desde  $0.5 \mu s$  hasta  $10 \mu s$  y el resultado se muestra en la figura 3.53. Allí podemos observar que los rayos que tienen un tiempo de frente menor producen sobretensiones muy elevadas en las líneas, comparados con aquellos cuyo tiempo de frente es relativamente alto. Así, una descarga atmosférica con un tiempo de frente de unos  $0.5 \mu s$  producirá una sobretensión de aproximadamente 100 kV por encima de una, cuyo tiempo de frente sea de  $10 \mu s$ , por ejemplo.



**Figura 3.53 Influencia de  $t_f$  en la Sobretensión Inducida**

**Caso 5: Influencia de la Conductividad del Suelo ( $\sigma$ )**

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$h = 10.71m$$

$$I = 30kA$$

$$y = 60m$$

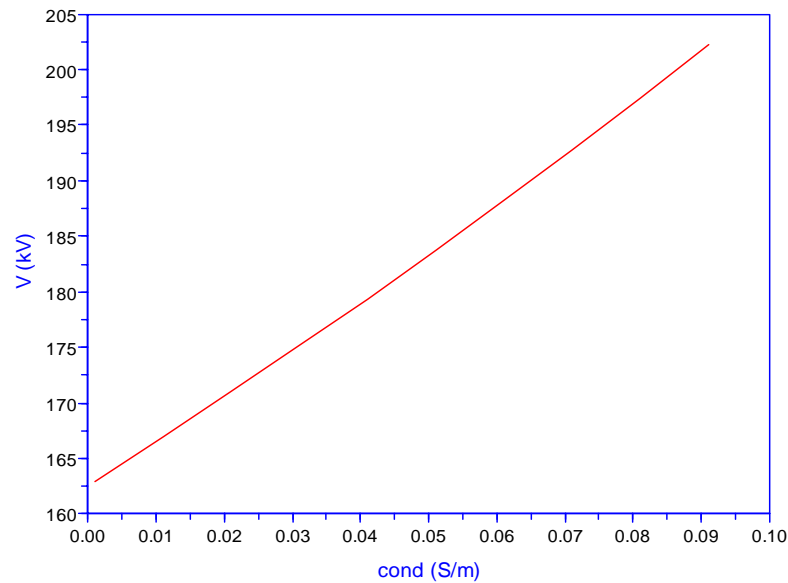
$$v = 240000Km/s$$

$$t_f = 2\mu s$$

$$\alpha = 25^\circ$$

Se varía  $\sigma$  desde 0.001 S/m hasta 0.1 S/m. En la figura 3.54 puede observarse como aumenta la sobretensión inducida en la línea a medida que la conductividad del suelo se incrementa. Entonces, en terrenos en donde la conductividad del suelo es muy buena la sobretensión inducida en las líneas será mayor que en aquellos con poca conductividad. Casi todos los estudios que realizan cálculos de este tipo consideran al terreno con conductividad infinita.





**Figura 3.54 Influencia de  $\sigma$  en la Sobretensión Inducida**

**Caso 6:** Influencia de la Corriente Pico del rayo ( $I$ )

El estudio se realizará para tres distancias distintas:

$$y = 50m$$

$$y = 100m$$

$$y = 150m$$

Para todos los estudios se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$h = 10.71m$$

$$\sigma = 0.1S/m$$

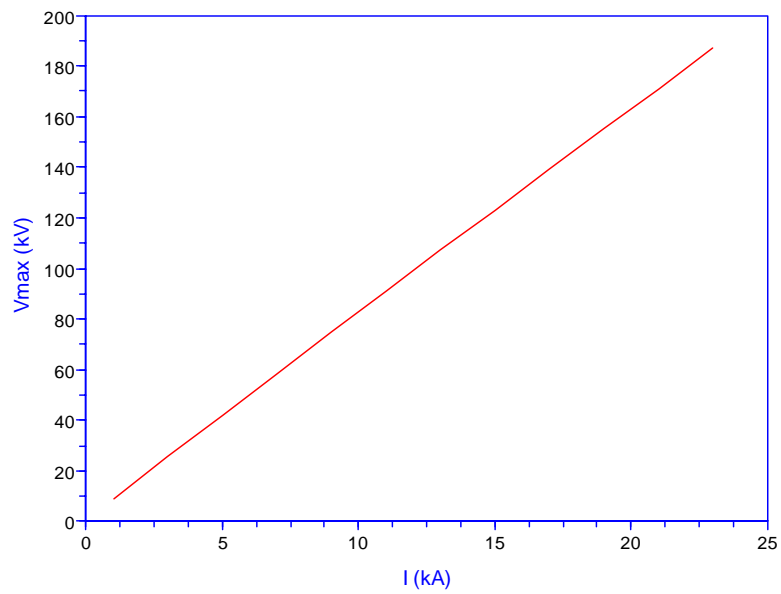
$$v = 240000Km/s$$

$$tf = 2\mu s$$

$$\alpha = 25^\circ$$

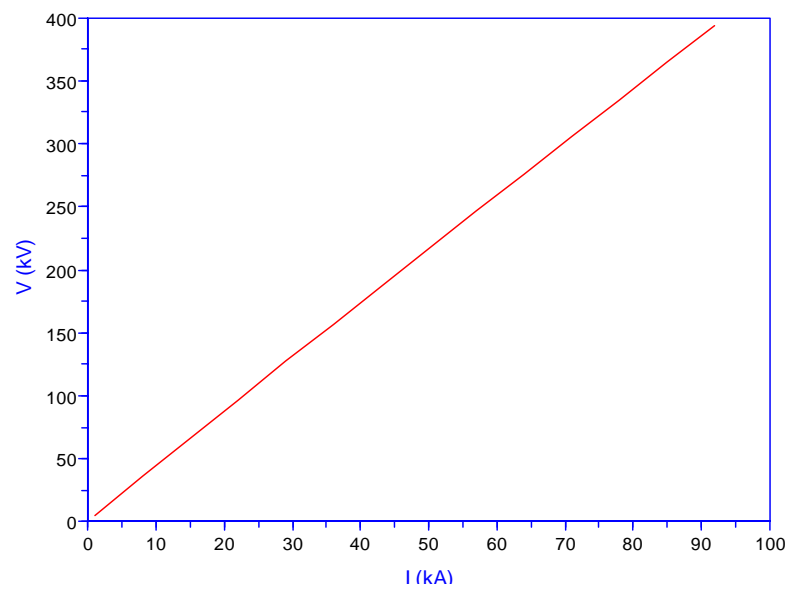
Los resultados se muestran de la figura 3.55 a la 3.57. En ellas puede observarse el incremento proporcional de la sobretensión con  $I$ .

Con  $y = 50m$ , se varía  $I$  entre 1 kA y 22 kA (a esta distancia, descargas con intensidades mayores caerán directamente sobre el conductor).

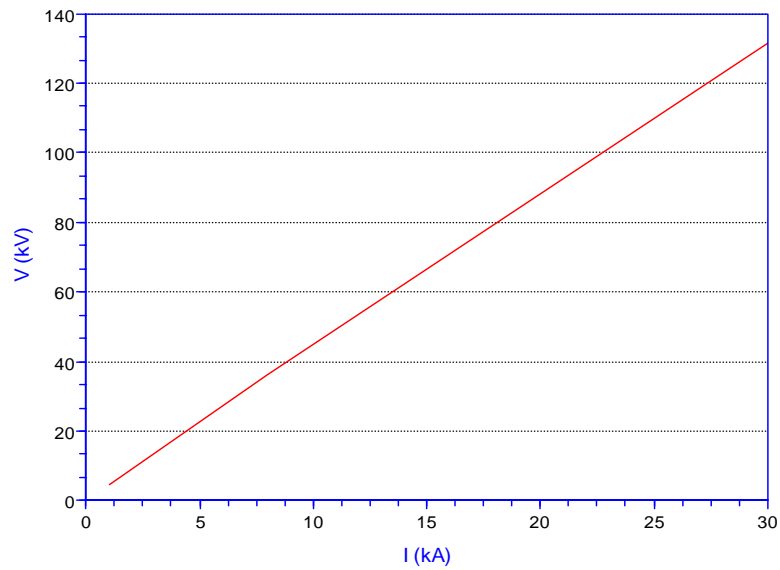


**Figura 3.55 Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=50m$ )**

Con  $y = 100m$ , se varía  $I$  entre 1 kA y 87 kA (a esta distancia, descargas con intensidades mayores caerán directamente sobre el conductor)

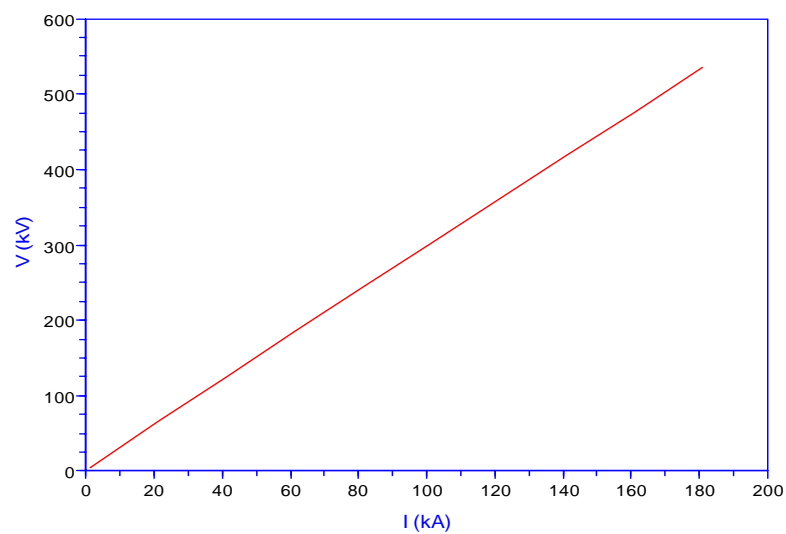


**Figura 3.56.a) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=100m$ ,  $I=1-87$  kA)**

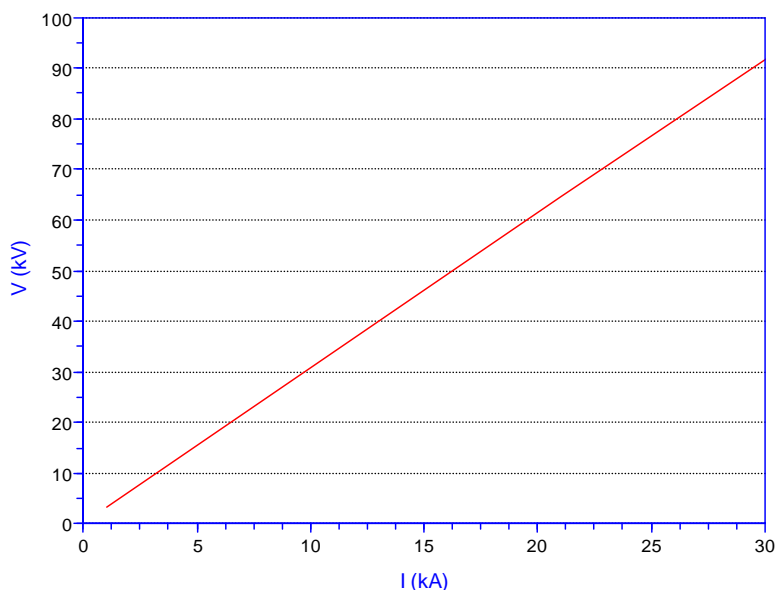


**Figura 3.56.b) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=100m$ ,  $I=1-30$  kA)**

Con  $y = 150m$ , se varía  $I$  entre 1 kA y 183 kA (a esta distancia, descargas con intensidades mayores caerán directamente sobre el conductor)



**Figura 3.57.a) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=150m$ ,  $I=1-183$  kA)**



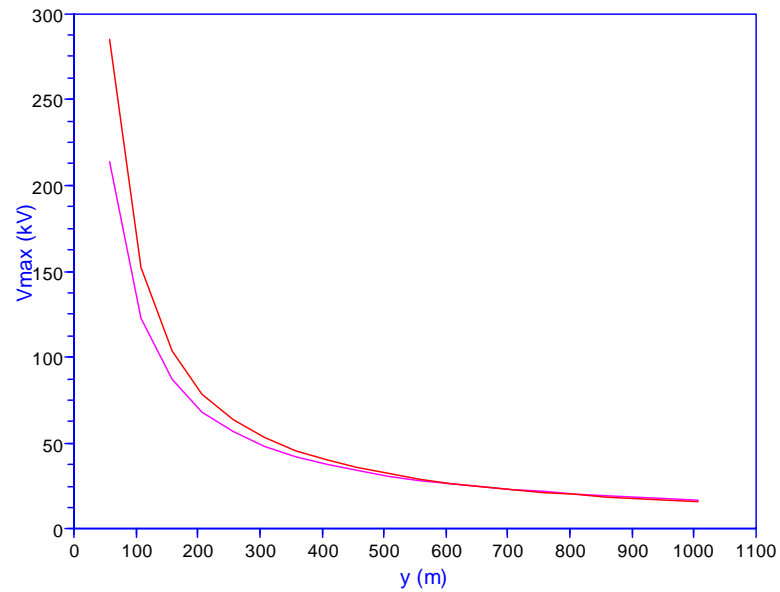
**Figura 3.57.b) Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=150\text{m}$ ,  $I=1\text{-}30\text{ kA}$ )**

### 3.4.2.3. Comparación entre la Metodología de Rusck y de Pérez

Se realizará una comparación gráfica entre ambos métodos. La comparación se hará para tres casos: Influencia de  $y$ , influencia de  $v$  e influencia de  $I$ .

Los resultados se muestran desde la figura 3.58 hasta la figura 3.62. En casi todas las gráficas se observa un comportamiento similar para ambos métodos, presentándose la única diferencia de las formas gráficas en el estudio de la influencia de la velocidad de retorno del rayo (figura 3.59), que aún cuando la sobretensión se incrementa con la velocidad para ambos métodos, la concavidad de cada curva es diferente. En estas figuras se puede ver también, que para todos los casos, la sobretensión calculada mediante el método de Pérez es inferior a la calculada mediante Rusck, esto es debido a que la metodología de Pérez considera parámetros del rayo ( $tf$  y  $\alpha$ ) no considerados por Rusck, a parte de la conductividad del terreno, que es precisamente el factor más determinante en esta diferencia de la sobretensión entre ambos métodos.

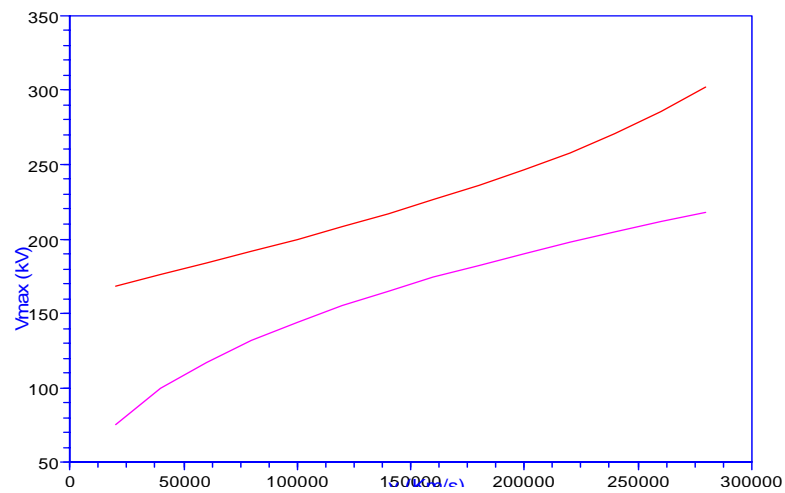
**Caso 1:** Influencia de la Distancia Perpendicular entre la línea y la descarga ( $y$ )



— Método de Rusck  
— Método de Pérez

**Figura 3.58 Influencia de  $y$  en la Sobretensión Inducida**

**Caso 2: Influencia de la Velocidad de Retorno del rayo**

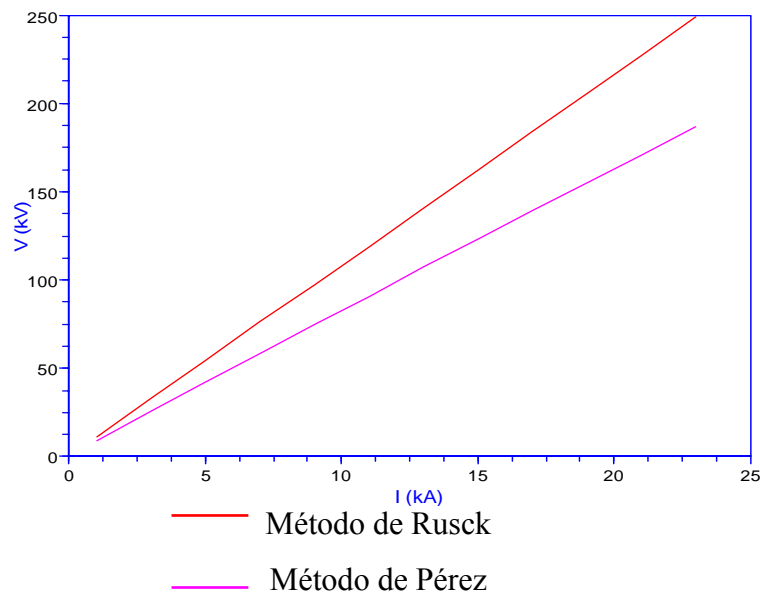


— Método de Rusck  
— Método de Pérez

**Figura 3.59 Influencia de  $v$  en la Sobretensión Inducida**

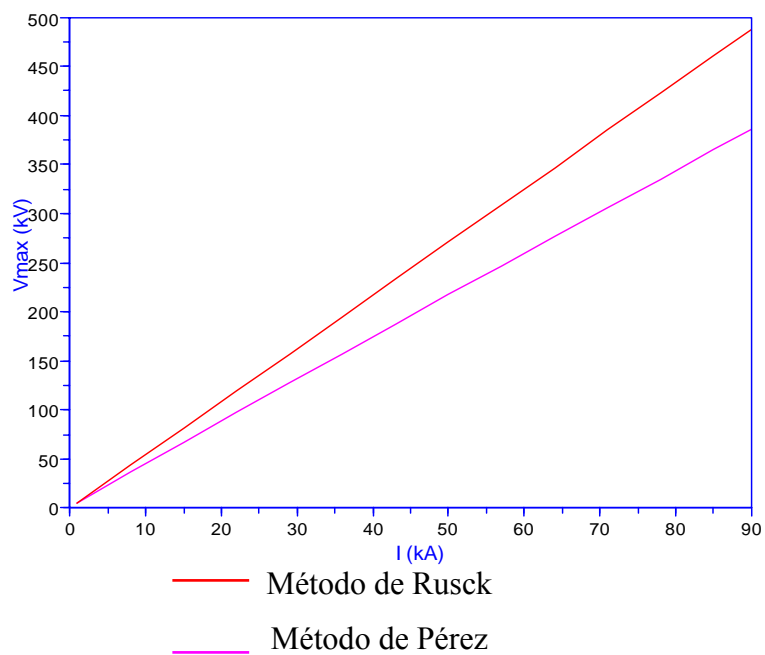
**Caso 3: Influencia de la Corriente Pico de retorno del rayo (I)**

Para  $y = 50$



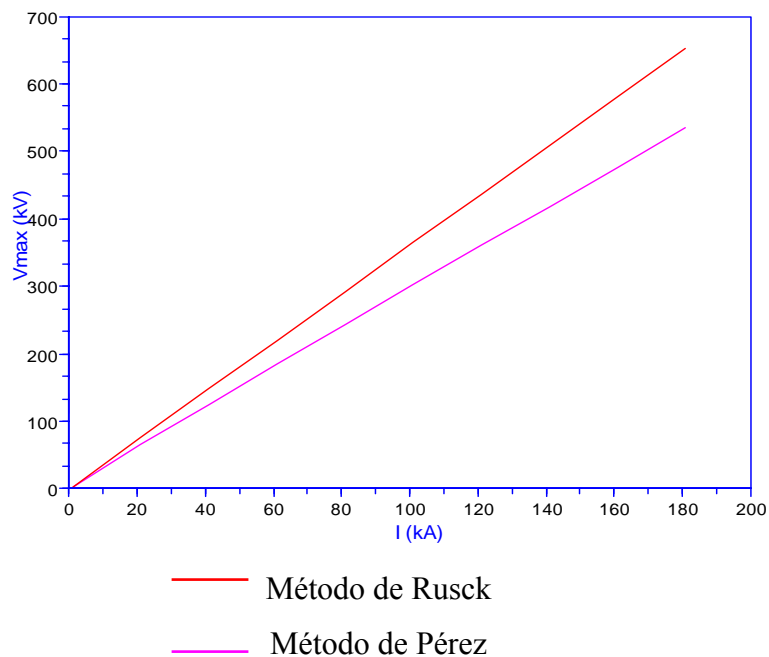
**Figura 3.60** Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=50m$ )

Para  $y = 100$



**Figura 3.61** Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=100m$ )

Para  $y = 150$



**Figura 3.62 Influencia de  $I$  en la Sobretensión Inducida (con  $y=150m$ )**

### 3.5.Cálculo De La Tasa De Contorneamientos En Las Líneas

#### 3.5.1.Líneas sin Cable de Guarda

El procedimiento para el cálculo de la tasa de contorneamiento en líneas sin cable de guarda fue descrito en la sección 2.10.2.

##### 3.5.1.1.Descargas Directas

La tasa de contorneamientos por 100 Km de línea y año por descargas directas a los conductores de fase (DLFFOR - Direct Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la Ec. 2.42:

$$DLFFOR_{(I)} = DLFFOR_{(I-\Delta I)} + X_{d(I)} \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2N_g / 10$$

Los valores constantes son:

$$\Delta I = 0.5kA$$

$$N_g = 4rayos / Km^2 / año \rightarrow Figura2.14$$

El resultado se muestra a continuación:

$$DLFFOR_{(I)} = 49cont / 100Km / año$$

Para los tramos de línea estudiados:

Para 4 Km:

$$DLFFOR_{(l)} = 2cont / 4Km / año$$

Para 13 Km:

$$DLFFOR_{(l)} = 7cont / 13Km / año$$

### 3.5.1.2.Descargas Indirectas

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por rayos indirectos (ILFFOR - Indirect Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la Ec. 2.43.

$$ILFFOR_{(l)} = ILFFOR_{(l-\Delta I)} + (X_{d\max(l)} - X_{d(l)}) \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2N_g / 10$$

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$\Delta I = 0.5kA$$

$$N_g = 4rayos / Km^2 / año \rightarrow \text{Figura 2.14}$$

$$v = 240000Km / s$$

Luego:

$$ILFFOR_{(l)} = 29cont / 100Km / año$$

Para los tramos de línea estudiados:

Para 4 Km:

$$DLFFOR_{(l)} = 2cont / 4Km / año$$

Para 13 Km:

$$DLFFOR_{(l)} = 4cont / 13Km / año$$

## 3.5.2. Líneas con Cable de Guarda

### 3.5.2.1.Descargas Directas

El procedimiento para el cálculo de la tasa de contorneamiento en líneas con cable de guarda fue descrito en la sección 2.10.3.



### 3.5.2.1.1. Descargas Directas al Conductor de Fase

La tasa de contorneamientos por 100 Km de línea y año por descargas directas a los conductores de fase (SFFOR – Shielding Failure FlashOver Rate) se incrementa según la siguiente expresión:

$$SFFOR_{(I)} = SFFOR_{(I-\Delta I)} + X_{S(I)} \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2N_g / 10$$

Los valores constantes son:

$$\Delta I = 0.5kA$$

$$N_g = 4rayos / Km^2 / año \rightarrow Figura 2.14$$

Con  $I_{max}=4.5kA$ , se varía  $I$  de 1 a 4.5 kA. El resultado se muestra a continuación:

$$SFFOR_{(I)} = 1cont / 100Km / año$$

Para ambos tramos de línea estudiados (de 13 y 4 Km) se considerará la misma cantidad de contorneamientos (1 contorneamiento).

### 3.5.2.1.2. Descargas Directas al Conductor de Guarda

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por cebados inversos (BFOR - Back FlashOver Rate) se incrementa según la Ec. 2.46. Esta expresión se multiplica por 0.6 para considerar que sólo el 60% de los impactos que caen suficientemente cerca de un poste pueden provocar contorneamiento.

$$BFOR_{(I)} = BFOR_{(I-\Delta I)} + 0.6 \cdot X_{ct(I)} \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2N_g / 10$$

De donde:

$$BFOR_{(I)} = 30cont / 100Km / año$$

Para los tramos de línea estudiados:

Para 4 Km:

$$BFOR_{(I)} = 2cont / 4Km / año$$

Para 13 Km:

$$BFOR_{(I)} = 4cont / 13Km / año$$

### 3.5.2.2. Descargas Indirectas

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por rayos indirectos (ILFFOR -Indirect Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la Ec. 2.43.

$$ILFFOR_{(l)} = ILFFOR_{(l-\Delta l)} + (X_{d_{\max(l)}} - X_{d(l)}) \cdot p(l) \cdot \Delta l \cdot 2N_g / 10$$

De donde:

$$ILFFOR_{(l)} = 8cont / 100Km / año$$

Para los tramos de línea estudiados:

Para 4 Km:

$$ILFFOR_{(l)} \cong 1cont / 4Km / año$$

Para 13 Km:

$$DLFFOR_{(l)} \cong 2cont / 13Km / año$$

### 3.5.3. Resumen del Cálculo de las Tasas de Contorneamientos

En la tabla 3.3 se resumen los resultados de los cálculos de las tasas de contorneamientos para líneas sin apantallar, la tabla 3.4 muestra las tasas de contorneamientos para líneas apantalladas.

**Tabla 3.3 Resumen de las Tasas de Contorneamientos en Líneas sin Apantallar**

Longitud de la línea (Km)	Contorneamientos/longitud/año		
	Descargas Directas	Descargas Indirectas	Total
100	49	29	78
13	7	4	11
4	2	2	4

**Tabla 3.4 Resumen de las Tasas de Contorneamientos en Líneas Apantalladas**  
**Contorneamientos/longitud/año**

Longitud de la Línea (Km)	Contorneamientos/longitud/año			
	Descargas Directas		Descargas Indirectas	Total
	A la Fase	Cebados Inversos		
100	1	30	8	39
13	1	4	2	7
4	1	2	1	4

#### 3.5.4. Análisis de los Resultados

En las tablas anteriores se puede observar una disminución considerable de la tasa de contorneamiento en líneas apantalladas respecto a las líneas sin apantallar, esto demuestra la efectividad de los conductores de guarda como elementos de protección contra descargas atmosféricas.

## CAPÍTULO 4

### EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS

#### 4.1.Evaluación De Las Sobretensiones Por Descargas Atmosféricas Directas En ATPDRAW

##### 4.1.1.Líneas Sin Cable de Guarda

###### 4.1.1.1.Descripción del Sistema Representado en ATPDRAW

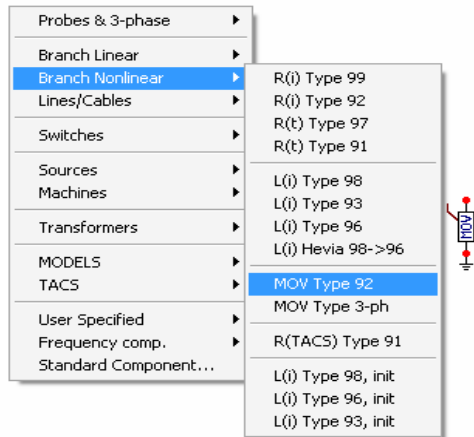
Los componentes utilizados para este estudio son los mismos correspondientes a la sección 3.4.1.2.1. Incluyendo ahora un modelo de pararrayos autovalvulares, descrito a continuación:

- **Pararrayos Autovalvulares:** Como ya se ha dicho, las funciones de un pararrayos son:
  - No conducir para voltajes de operación normal
  - Conducir corriente durante sobre voltajes sin causar falla.

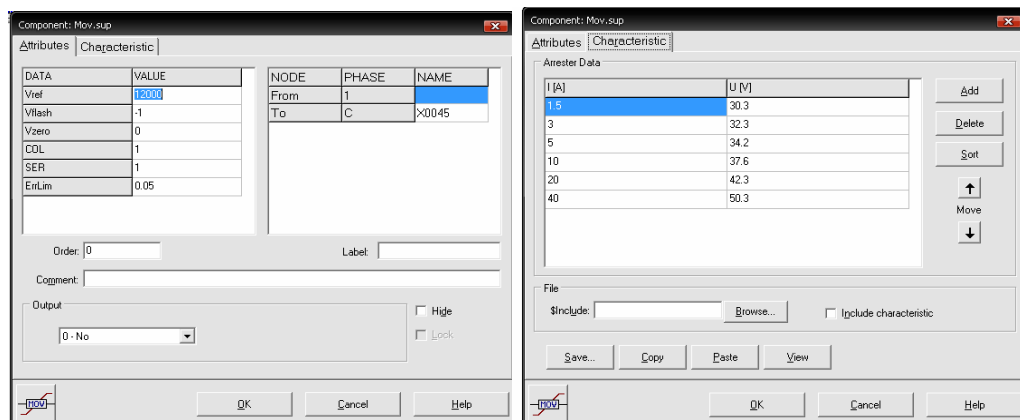
Para cumplir con las condiciones anteriores es necesario que la característica del descargador sea una resistencia extremadamente alta en operación normal y una resistencia relativamente baja en sobretensiones transitorias. La característica voltaje-corriente de un pararrayos es función de la pendiente del impulso. El pararrayos debe ser modelado con la característica de operación para descargas atmosféricas (8/20  $\mu$ s) proporcionadas por los fabricantes. El modelo más comúnmente utilizado en ATPDRAW para representar estos dispositivos es una resistencia no lineal con característica exponencial tipo 92 para cada fase o tipo 3-ph si se quiere representar para las tres fases.

En este proyecto el modelo seleccionado es el MOV tipo 92, tal y como se muestra en la figura 4.1. La figura 4.2 presenta las características de operación

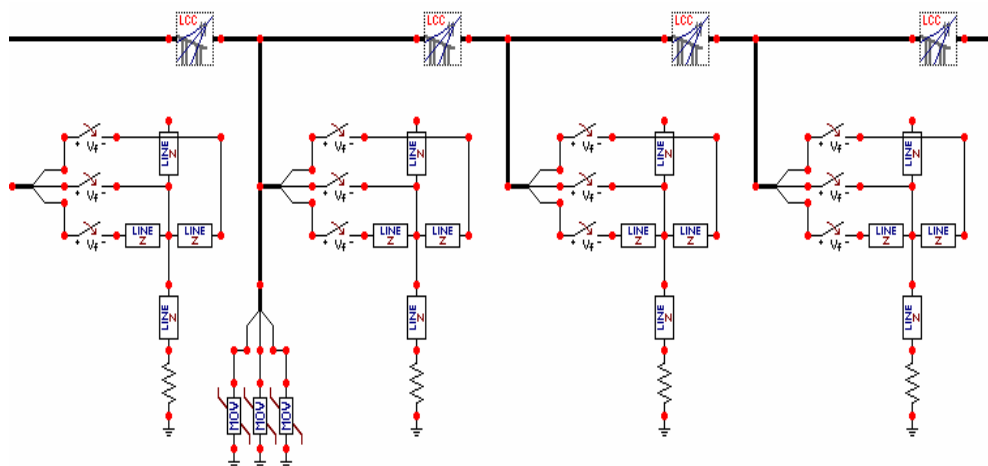
frente a descargas atmosféricas de pararrayos que trabajan para una tensión de 12 kV y de una corriente nominal de 10 kA. Se utilizará un pararrayos conectado en cada fase, tal como lo muestra la figura 4.3.



**Figura 4.1 Modelo utilizado en ATDRAW para representar pararrayos autovalvulares.**



**Figura 4.2 Características de operación frente a descargas atmosféricas para el modelo de pararrayos en ATPDRAW**



**Figura 4.3 Configuración de la conexión del juego de pararrayos en ATPDRAW**

#### 4.1.1.2. Estudio de la Sobretensión en las Líneas Protegidas con Pararrayos

Este estudio se hará para la línea de 4 Km. El trayecto de 12 Km puede ser protegido de manera similar al de 4 Km, con la misma distancia de separación entre pararrayos, lo que variará será la cantidad de juegos de pararrayos, ya que en ATP el estudio de trayectos de línea muy largos es muy laborioso y no se aprecian resultados confiables. El procedimiento será el siguiente:

- Primero se colocarán juegos de pararrayos con la máxima separación entre ellos que permita la longitud de la línea.
- Luego se hará que la descarga atmosférica impacte en la máxima separación posible entre los pararrayos más cercanos, lo que garantiza que el punto de impacto esté lo mayormente alejado de los descargadores.
- Se medirá el voltaje en el punto de impacto de la descarga, que es donde se considera que se dará la máxima sobretensión.
- Por último, se añadirán nuevos juegos de pararrayos a una menor distancia, hasta que el sistema esté eficazmente protegido.

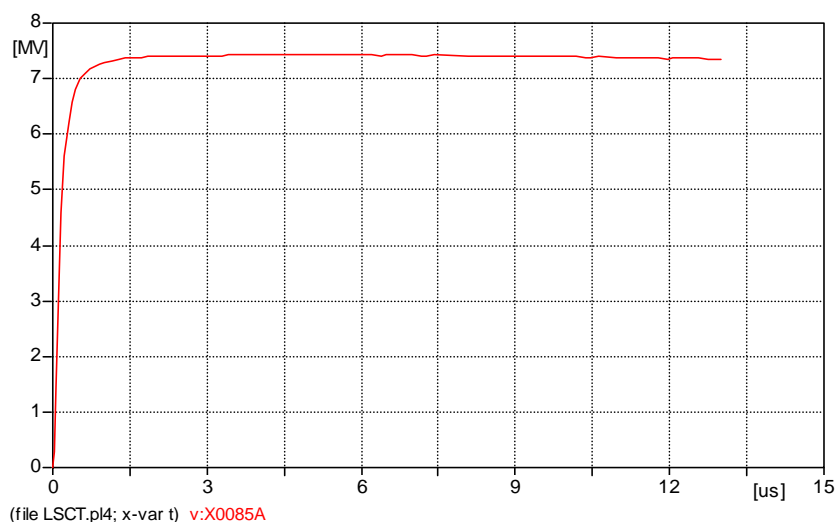
Lo que se espera, es observar cual es la distancia mínima que debe guardarse entre los pararrayos para que puedan proteger al sistema de manera efectiva; es decir, para que un momento después de haberse producido la sobretensión, los descargadores hagan que el sistema salga de funcionamiento por

un breve instante, evitando que los contorneamientos producidos duren lo suficiente para dañar el aislamiento de la línea. Se considerará que el sistema sale de funcionamiento cuando la sobretensión en las líneas se hace cero.

#### 4.1.1.2.1. Trayecto de Línea de 4 Km

Se comenzará el estudio con dos juegos de pararrayos que serán colocados en los extremos de la línea, uno al principio y otro al final.

- **Nº de juegos de pararrayos:** 2
- **Separación entre pararrayos:** 4 Km
- **Punto de impacto de la descarga:** en el centro de la línea, a una distancia de separación de 2000 metros de cada pararrayo.
- **Medición del voltaje en el punto de impacto:** la figura 4.4 muestra la sobretensión en el punto de impacto de la descarga.



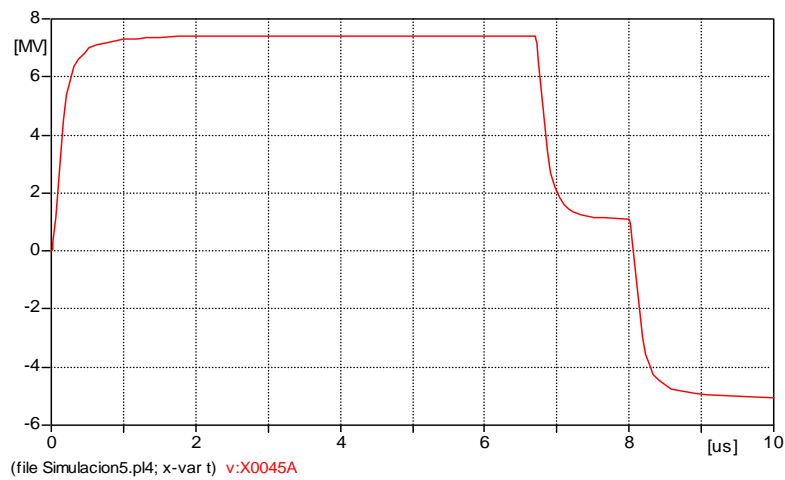
**Figura 4.4 Medición de voltaje en el punto de impacto de la descarga para una separación entre pararrayos de 4 Km.**

- **Análisis:** se puede observar que la sobretensión desaparece de la línea antes de que los descargadores actúen, lo cual indica que para esta separación entre pararrayos el sistema no está protegido.

Se añadirá un juego de pararrayos al sistema.

- **Nº de juegos de pararrayos:** 3

- **Separación entre pararrayos: 2 Km**
- **Punto de impacto de la descarga:** en el punto medio entre dos juegos de pararrayos, a una distancia de separación de 1000 metros de cada pararrayo.
- **Medición del voltaje en el punto de impacto:** la figura 4.5 muestra la sobretensión en el punto de impacto de la descarga.



**Figura 4.5 Medición de voltaje en el punto de impacto de la descarga para una separación entre pararrayos de 2 Km**

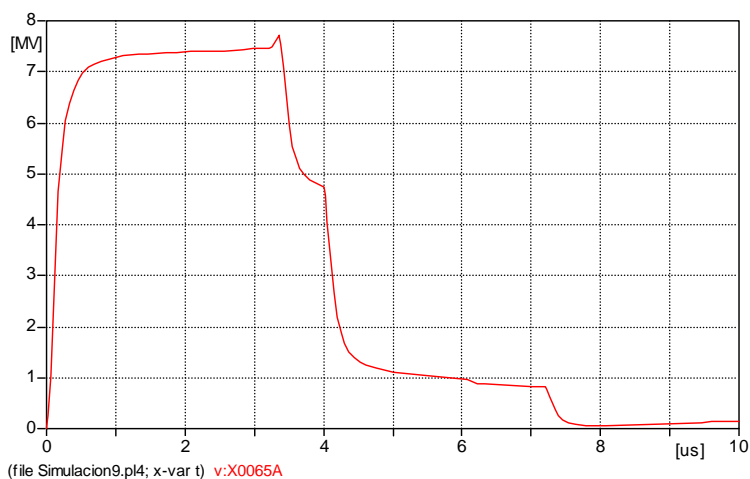
- **Análisis:** para esta distancia de separación entre pararrayos puede observarse la actuación del sistema de protección a los 8  $\mu$ s aproximadamente, lo que significa que una distancia de separación entre pararrayos de 2 Km es suficiente para proteger el sistema; sin embargo se hará el estudio para una menor distancia con el fin de observar las diferencias.

Se añadirá un juego de pararrayos al sistema.

- N° de juegos de pararrayos: 4
- Separación entre pararrayos: 1 Km
- Punto de impacto de la descarga: en el punto medio entre dos juegos de pararrayos, a una distancia de separación de 500 metros de cada pararrayo.



- Medición del voltaje en el punto de impacto: la figura 4.6 muestra la sobretensión en el punto de impacto de la descarga.



**Figura 4.6 Medición de voltaje en el punto de impacto de la descarga para una separación entre pararrayos de 1 Km**

- **Análisis:** en este caso, dada la menor distancia existente entre pararrayos la sobretensión comienza a descender más rápido que para el caso anterior, alcanzando la salida del sistema a los 8  $\mu$ s aproximadamente, lo que significa que el comportamiento es muy similar a la distancia de 2000 m entre pararrayos.
- **Conclusión:** una distancia de separación entre pararrayos de 2000 m garantiza la protección del sistema. Para distancias menores el comportamiento es similar, lo que significa que un sistema de protección atmosférica que posea tres juegos de pararrayos separados por una distancia de 2 Km es suficiente para proteger al sistema contra descargas atmosféricas.

#### **4.1.1.2.2. Trayecto de Línea de 12 Km**

Si utilizamos la misma configuración que para el trayecto de línea de 4 Km, tendremos un juego de pararrayo en cada extremo de la línea y juegos de pararrayos cada 2 Km para un total de 7 juegos de pararrayos.

### **4.1.2. Líneas Con Cable de Guarda**

#### **4.1.2.1. Introducción**

Como ya describió en el Capítulo 2, secciones 2.5.2.2 y 2.11.2, el cable de guarda no representa una protección muy efectiva contra descargas atmosféricas directas; sin embargo, su presencia es justificada por la disminución de la sobretensión producida en los conductores de fase en las descargas directas, como se observó en el capítulo anterior, y por su actuación como especie de Jaula de Faraday que protege a las líneas contra las descargas atmosféricas indirectas.

En esta sección se realiza el estudio de las descargas atmosféricas directas incluyendo el cable de guarda y la representación de pararrayos autovalvulares en ATPDRAW, con la intención de observar la disminución de la sobretensión en los conductores de línea cuando se combinan ambos elementos de protección, se quiere conocer la distancia de separación entre pararrayos que produzca la mínima sobretensión posible. El estudio de descargas atmosféricas indirectas en ATPDRAW queda fuera del alcance de este proyecto, este tratado fue realizado en forma teórica en la sección 3.4.2.

#### **4.1.2.2. Descripción del Sistema Representado en ATPDRAW**

Los componentes utilizados para este caso son los mismos correspondientes a la sección 3.4.1.2.1, con el modelo de pararrayos utilizado en el caso anterior. Este estudio se hará para descargas directas al conductor de guarda en medio del vano, con una corriente de retorno del rayo de 30 kA, que es el caso de descargas atmosféricas en esta configuración de líneas en donde se produce la máxima sobretensión, como ya se demostró en el capítulo anterior.

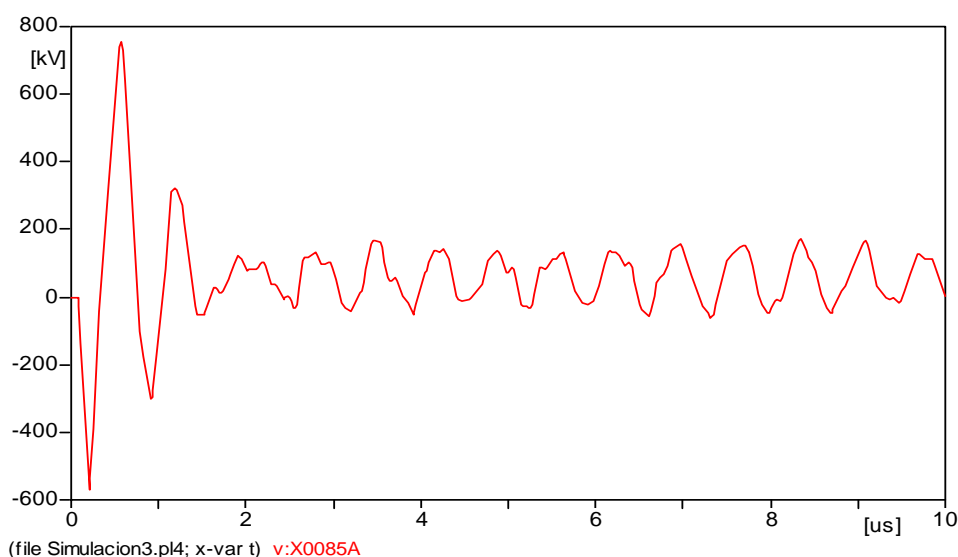
#### 4.1.2.3. Estudio de la Sobretensión en las Líneas Protegidas con Pararrayos

Este estudio se hará para la línea de 4 Km. El trayecto de 12 Km puede ser protegido de manera similar al de 4 Km, con la misma distancia de separación entre pararrayos, lo que variará será la cantidad de juegos de pararrayos. El procedimiento será el mismo descrito para el caso anterior.

##### 4.1.2.3.1. Trayecto de Línea de 4 Km

Se comenzará el estudio con dos juegos de pararrayos que serán colocados en los extremos de la línea, uno al principio y otro al final.

- **N° de juegos de pararrayos:** 2
- **Separación entre pararrayos:** 4 Km
- **Punto de impacto de la descarga:** en el centro de la línea, a una distancia de separación de 2000 metros de cada pararrayo.
- **Medición del voltaje en el punto de impacto:** la figura 4.7 muestra la sobretensión en el punto de impacto de la descarga.

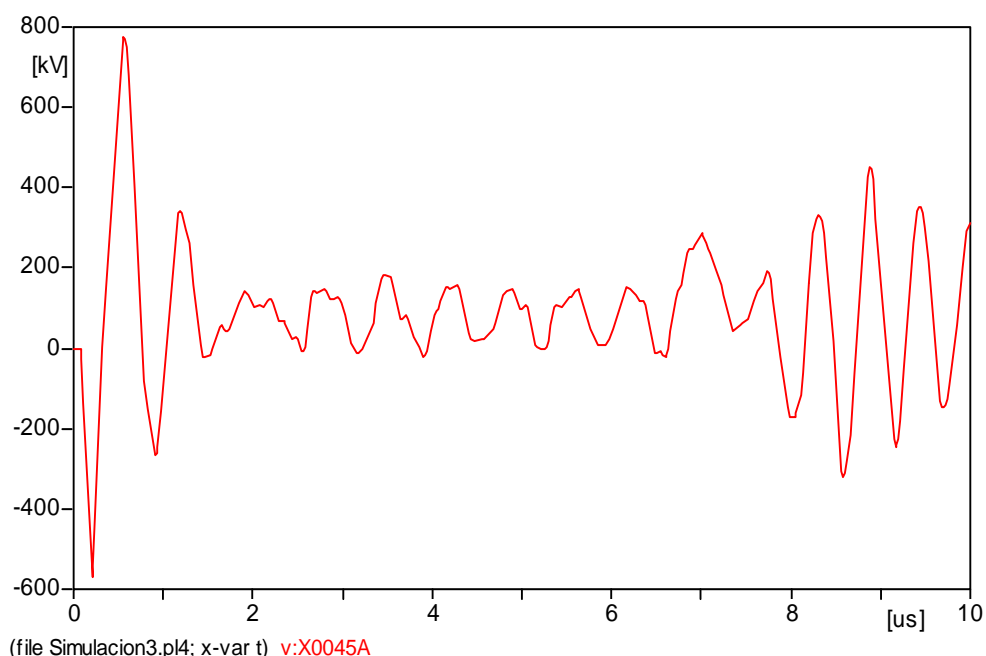


**Figura 4.7 Medición de voltaje en el punto de impacto de la descarga para una separación entre pararrayos de 4 Km.**

- **Análisis:** Aquí podemos observar una disminución considerable de la sobretensión respecto al sistema sin pararrayos estudiado en la sección 3.4.1.2.2, esta diferencia supera los 1,5 MV en el voltaje máximo registrado.

Se añadirá un juego de pararrayos al sistema.

- **N° de juegos de pararrayos: 3**
- **Separación entre pararrayos: 2 Km**
- **Punto de impacto de la descarga:** en el punto medio entre dos juegos de pararrayos, a una distancia de separación de 1000 metros de cada pararrayo.
- **Medición del voltaje en el punto de impacto:** la figura 4.8 muestra la sobretensión en el punto de impacto de la descarga.

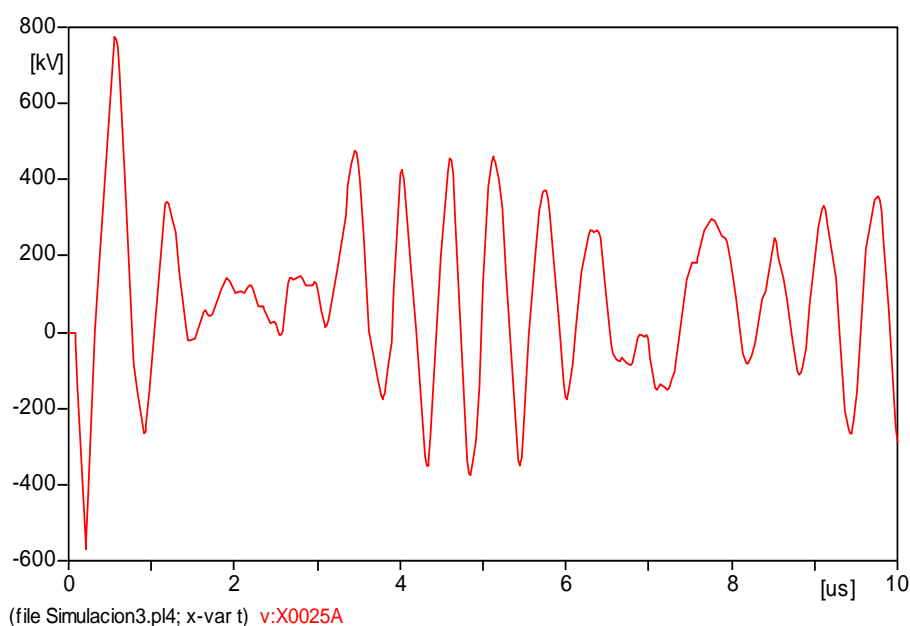


**Figura 4.8 Medición de voltaje en el punto de impacto de la descarga para una separación entre pararrayos de 2 Km**

- **Análisis:** En este caso se aprecia un comportamiento de la sobretensión similar al estudio anterior, con la diferencia de que se produce un aumento del voltaje en la parte final. Esto se origina debido a la diferencia entre la resistencia de puesta a tierra de los postes y del pararrayo, ya que una parte del voltaje (la mayor de él) es drenado a tierra a través de los pararrayos y la otra parte a través del poste por medio del conductor de guarda.

Se añadirá un juego de pararrayos al sistema.

- **N° de juegos de pararrayos: 4**
- **Separación entre pararrayos: 1 Km**
- **Punto de impacto de la descarga:** en el punto medio entre dos juegos de pararrayos, a una distancia de separación de 500 metros de cada pararrayo.
- **Medición del voltaje en el punto de impacto:** la figura 4.9 muestra la sobretensión en el punto de impacto de la descarga.



**Figura 4.9 Medición de voltaje en el punto de impacto de la descarga para una separación entre pararrayos de 1 Km**

- **Análisis:** Se aplica el mismo que para el caso anterior.
- **Conclusión:** Con base en los resultados anteriores, se puede decir que la protección más efectiva para esta configuración se presenta cuando los pararrayos están separados por una distancia de 4 Km. Así, para el sistema de distribución estudiado con cable de guarda, un juego de pararrayos en cada extremo de la línea representa la mejor forma de proteger las líneas.

#### **4.1.2.3.2. Trayecto de Línea de 12 Km**

Si utilizamos la misma configuración que para el trayecto de línea de 4 Km, tendremos un juego de pararrayo en cada extremo de la línea y juegos de pararrayos cada 4 Km para un total de 4 juegos de pararrayos.

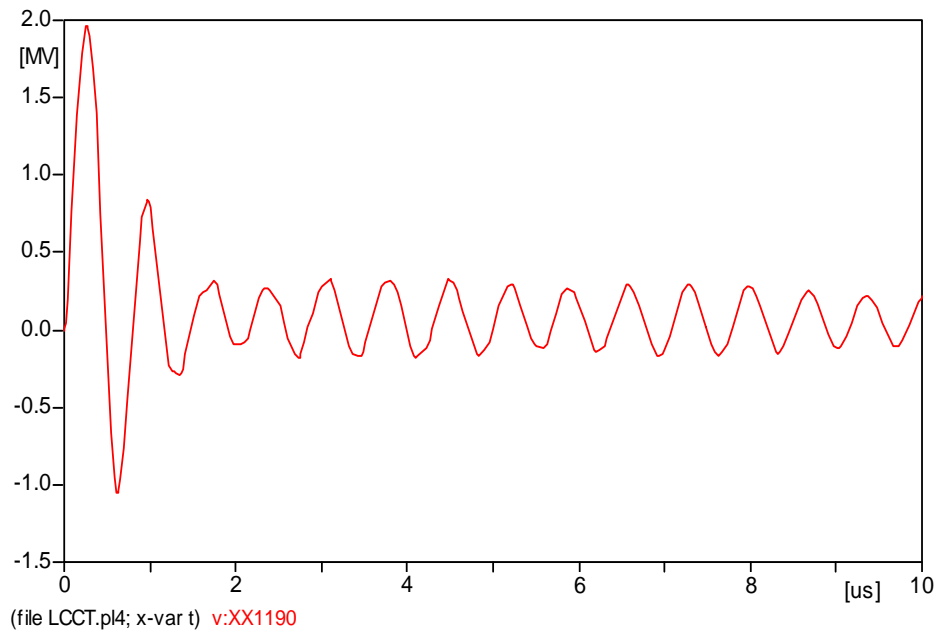
### **4.2.Evaluación De Las Sobretensiones Por Descargas Directas Variando La Resistencia De Puesta A Tierra De Los Postes**

#### **4.2.1.Introducción**

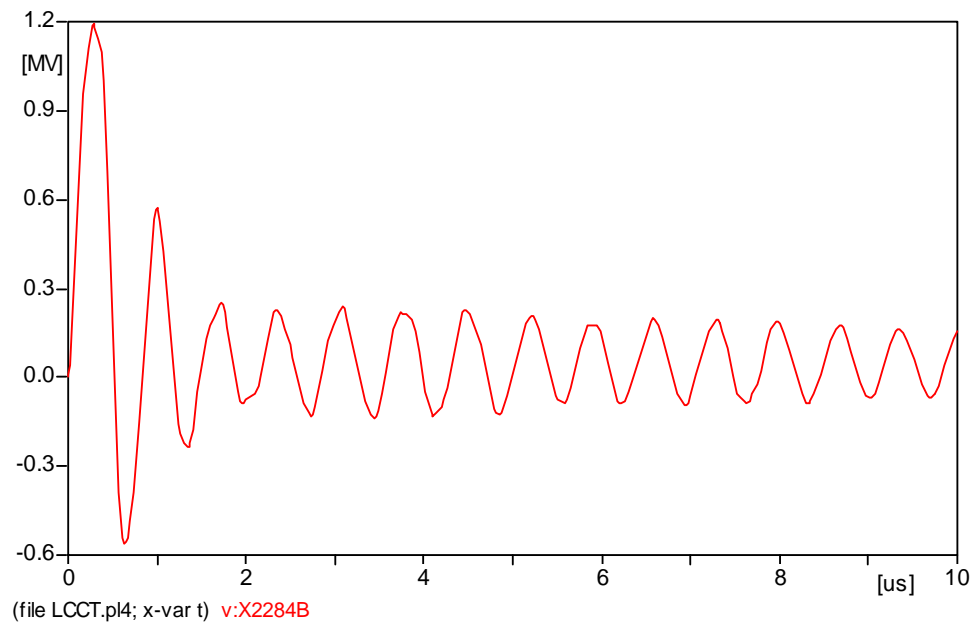
En el apartado 3.1.2 se describió el método utilizado en la puesta a tierra de los postes y se fijó  $15 \Omega$  como el valor de la resistencia de puesta a tierra. En este apartado se evaluarán las sobretensiones reduciendo el valor de esta resistencia, con el fin de observar su influencia en la variación del voltaje. El estudio se hará para dos valores de resistencia de puesta a tierra, para  $10 \Omega$  y para  $5 \Omega$ , en las líneas con cable de guarda.

#### **4.2.2.Resistencia de Puesta a Tierra: $10 \Omega$**

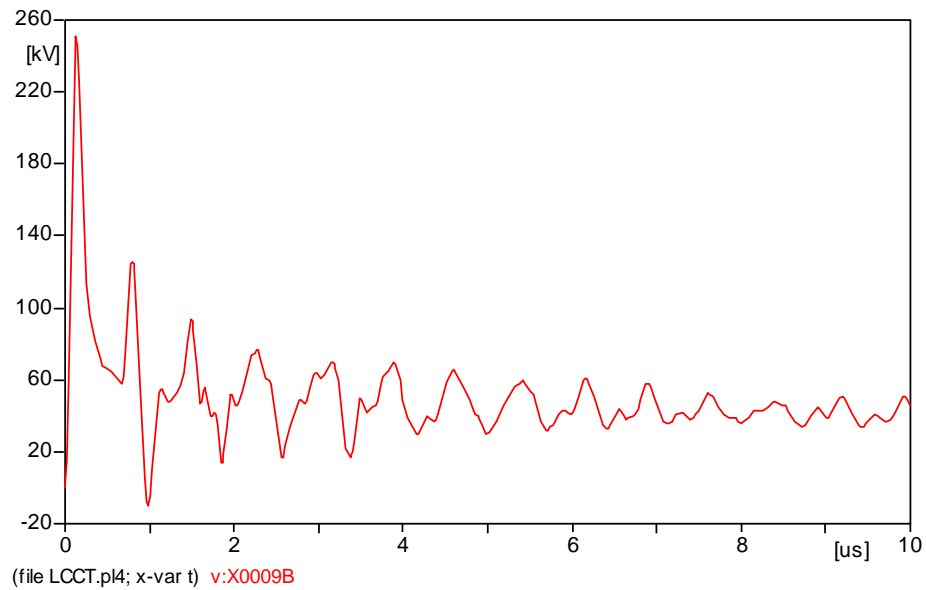
En las figuras 4.10, 4.11 y 4.12 se pueden observar los tres tipos de sobretensiones que se producirían en el sistema con una resistencia de puesta a tierra del poste de  $10 \Omega$ , para descargas atmosféricas directas.



**Figura 4.10** Sobretensión producida en el conductor de guarda por descargas directas al conductor de guarda en medio del vano



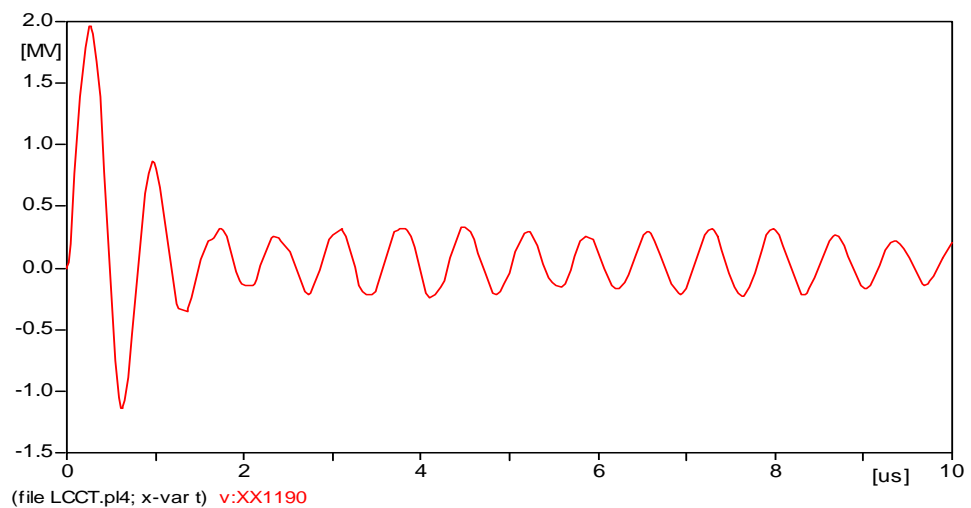
**Figura 4.11** Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al conductor de guarda en medio del vano



**Figura 4.12** Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al poste.

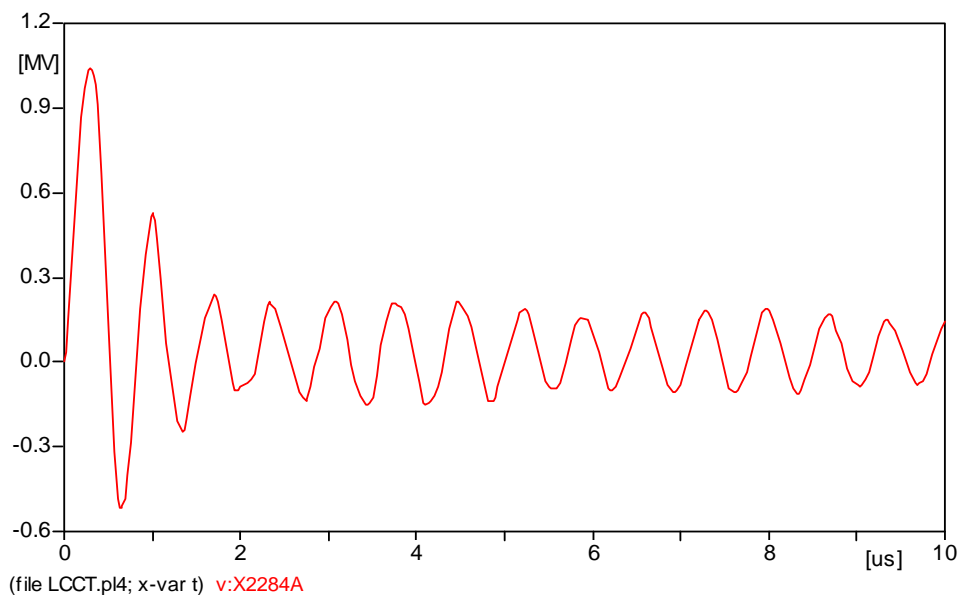
#### 4.2.3. Resistencia de Puesta a Tierra: $5 \Omega$

Las figuras 4.13, 4.14 y 4.15 muestran el nivel de sobretensión en el sistema cuando la resistencia de puesta a tierra de los postes es de  $5 \Omega$ .

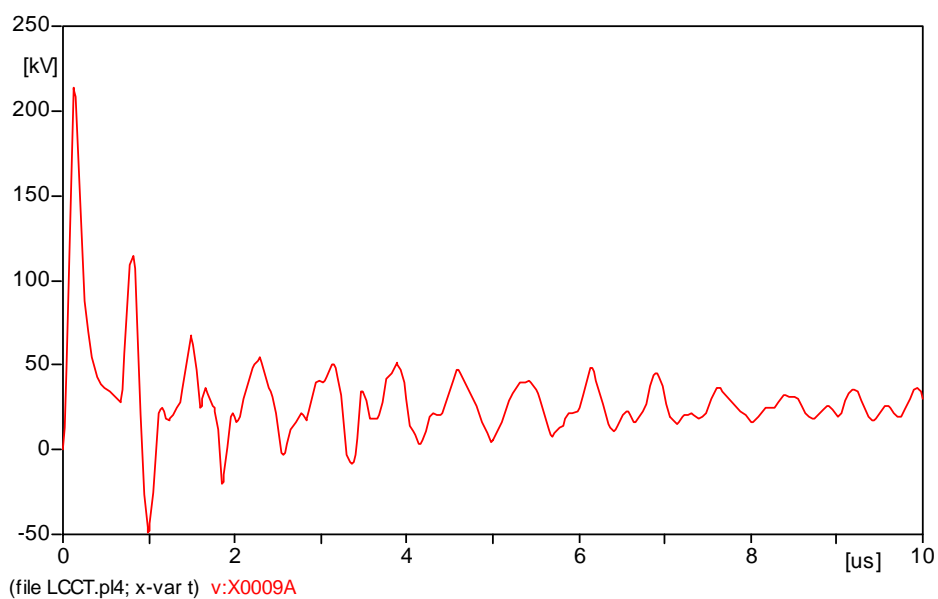


**Figura 4.13** Sobretensión producida en el conductor de guarda por descargas directas al conductor de guarda en medio del vano





**Figura 4.14 Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al conductor de guarda en medio del vano**

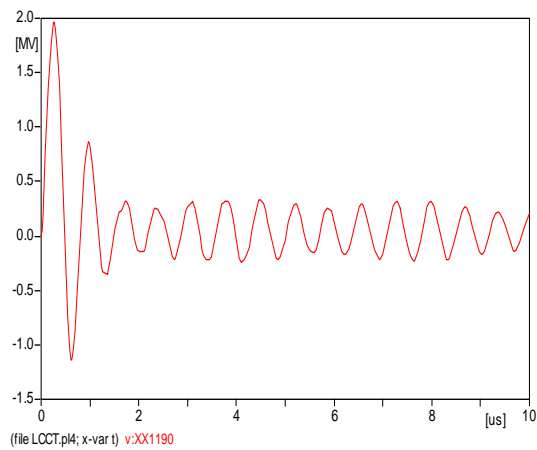
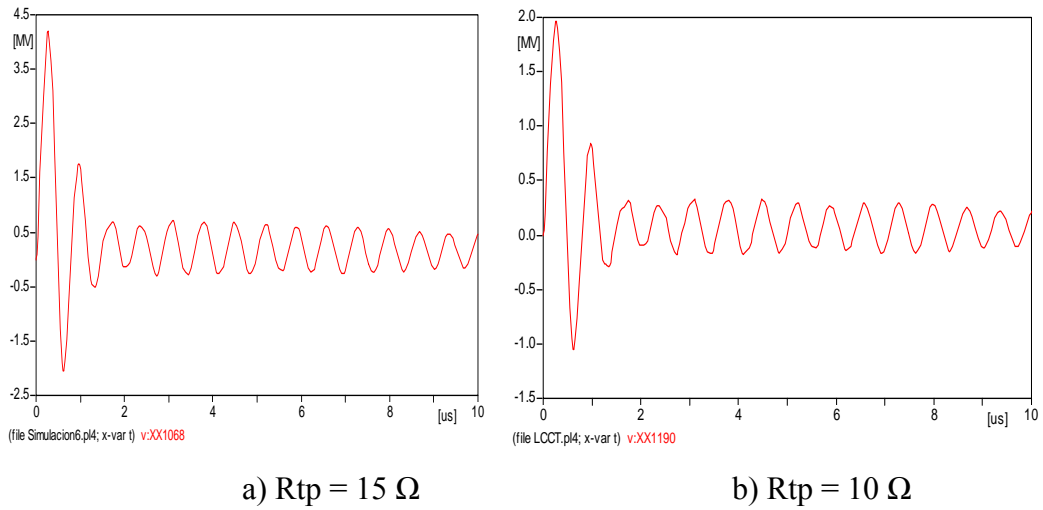


**Figura 4.15 Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al poste.**

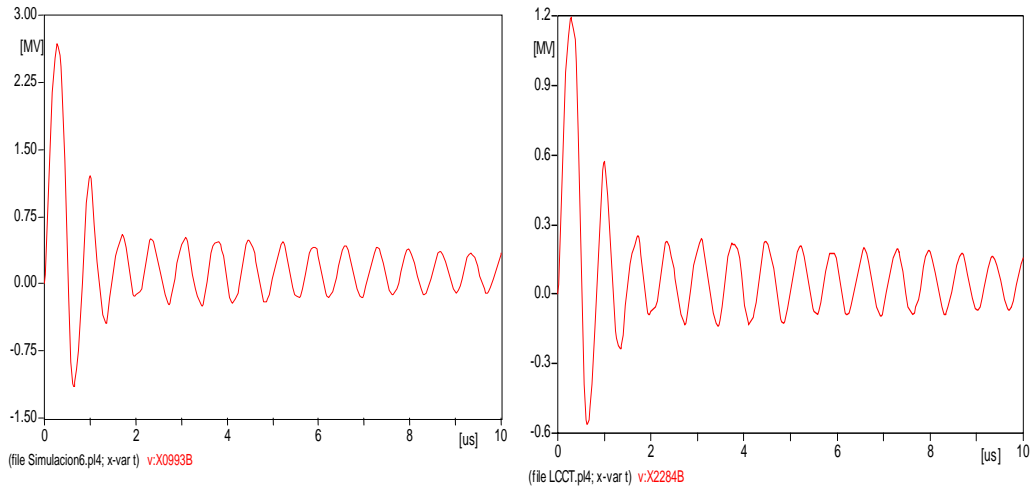
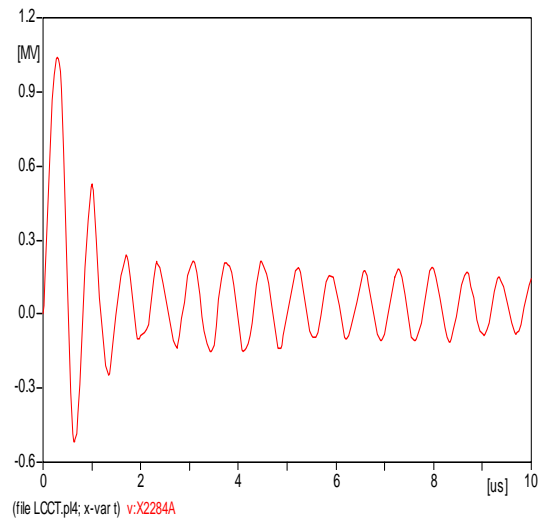
#### **4.2.4. Comparación de la Sobretensión entre Sistemas con Distinta Resistencia de Puesta a Tierra (Rtp)**

Las figuras 4.16, 4.17 y 4.18 muestran la comparación de los valores de sobretensión cuando se disminuye la resistencia de puesta a tierra de los postes.

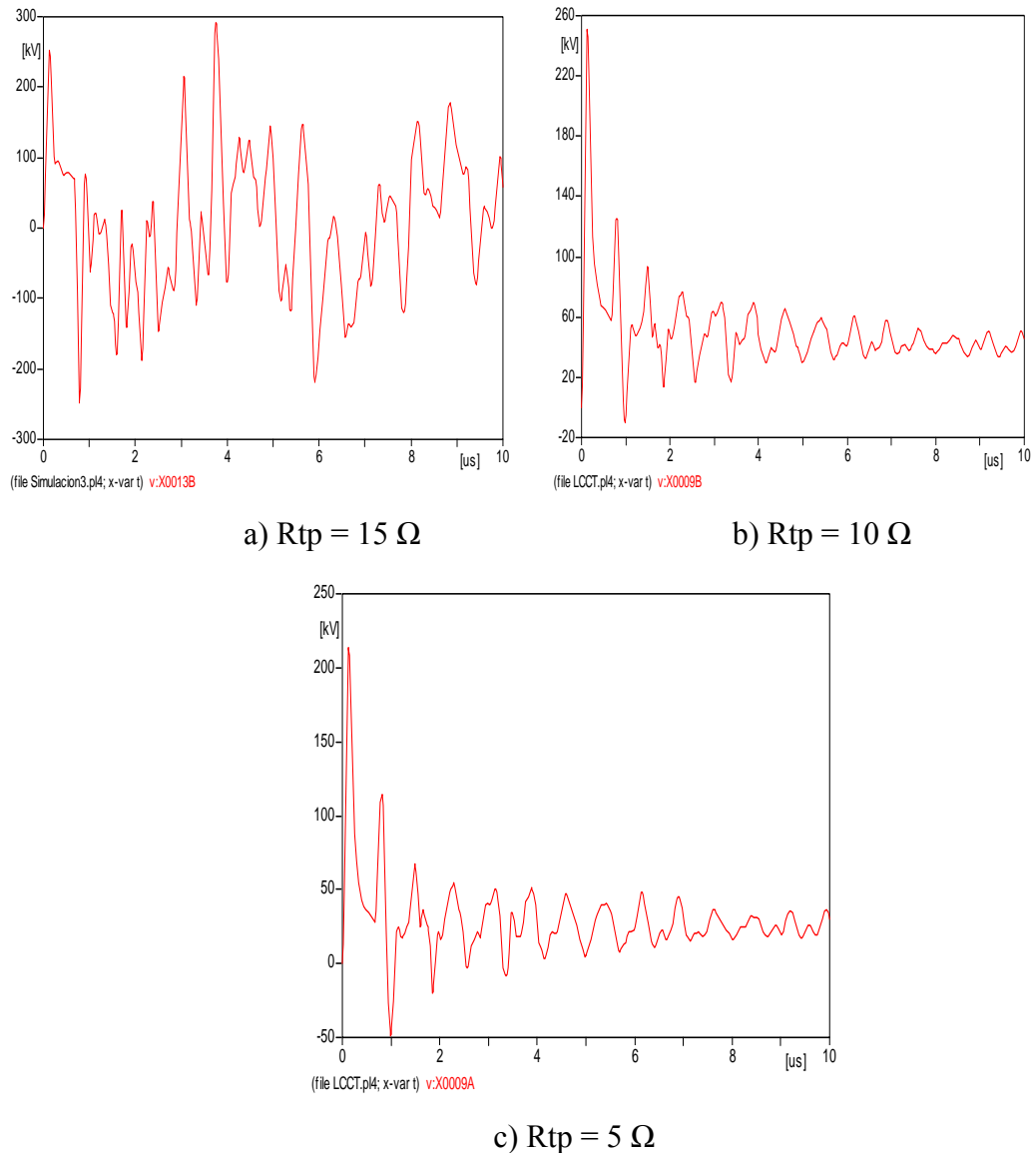
Puede observarse, en la mayoría de los casos, una disminución importante de la sobretensión conforme la  $R_{tp}$  es menor.



**Figura 4.16 Comparación de la Sobretensión producida en el conductor de guarda por descargas directas al conductor de guarda en medio del vano.**

a)  $R_{tp} = 15 \Omega$ b)  $R_{tp} = 10 \Omega$ c)  $R_{tp} = 5 \Omega$ 

**Figura 4.18 Comparación de la Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al conductor de guarda en medio del vano.**



**Figura 4.19 Comparación de la Sobretensión inducida en el conductor de fase por descargas directas al poste.**

### **4.3.Evaluación De La Tasa De Contorneamiento De Las Líneas Aumentando El Nivel De Aislamiento**

#### **4.3.1. Introducción**

En el capítulo 3, sección 3.5, se calculó la tasa de contorneamiento de las líneas para el nivel de aislamiento correspondiente a líneas de distribución de 13,8 kV, en donde la tensión de contorneamiento es de 140 kV para aisladores

poliméricos. En esta sección se evalúa la tasa de contorneamiento de las líneas con un nivel de aislamiento superior, con el fin de observar la disminución de la tasa y estudiar la posible factibilidad de un sistema de aislamiento más alto para las líneas. El nivel de aislamiento utilizado para este estudio es el correspondiente a una tensión nominal de 34,5 kV, cuyo voltaje de contorneamiento es de 250 kV para aisladores poliméricos. El estudio se hará sólo para las descargas indirectas, ya que para descargas directas el resultado es el mismo que para el nivel de aislamiento anterior.

#### 4.3.2. Líneas sin Cable de Guarda

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por rayos indirectos (ILFFOR - Indirect Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la Ec. 2.43.

$$ILFFOR_{(I)} = ILFFOR_{(I-\Delta I)} + (X_{d\max(I)} - X_{d(I)}) \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2N_g / 10$$

Se mantendrán constantes los siguientes valores:

$$\Delta I = 0.5kA$$

$$N_g = 4rayos / Km^2 / año \rightarrow \text{Figura 2.14}$$

$$v = 240000Km / s$$

Luego:

$$ILFFOR_{(I)} = 4cont / 100Km / año$$

Para los tramos de línea estudiados:

Para 4 Km:

$$DLFFOR_{(I)} \cong 0cont / 4Km / año$$

Para 13 Km:

$$DLFFOR_{(I)} \cong 1cont / 13Km / año$$

### 4.3.3. Líneas con Cable de Guarda

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por rayos indirectos (ILFFOR -Indirect Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la Ec. 2.43.

$$ILFFOR_{(l)} = ILFFOR_{(l-\Delta l)} + (X_{d_{\max(l)}} - X_{d(l)}) \cdot p(I) \cdot \Delta l \cdot 2N_g / 10$$

De donde:

$$ILFFOR_{(l)} \cong 0cont / Km / año$$

Para los tramos de línea estudiados:

Para 4 Km:

$$ILFFOR_{(l)} \cong 0cont / 4Km / año$$

Para 13 Km:

$$DLFFOR_{(l)} \cong 0cont / 13Km / año$$

### 4.3.4. Resumen del Cálculo de las Tasas de Contorneamientos

En la tabla 3.3 se resumen los resultados de los cálculos de las tasas de contorneamientos para líneas sin apantallar, la tabla 3.4 muestra las tasas de contorneamientos para líneas apantalladas.

**Tabla 4.1 Resumen de las Tasas de Contorneamientos en Líneas sin Apantallar**

Longitud de la línea (Km)	Contorneamientos/longitud/año		
	Descargas Directas	Descargas Indirectas	Total
100	49	4	53
13	7	1	8
4	2	0	2

**Tabla 4.2 Resumen de las Tasas de Contorneamientos en Líneas Apantalladas**  
**Contorneamientos/longitud/año**

Longitud de la Línea (Km)	Contorneamientos/longitud/año			
	Descargas Directas		Descargas Indirectas	Total
	A la Fase	Cebados Inversos		
100	1	30	0	31
13	1	4	0	5
4	1	2	0	3

#### 4.3.5. Análisis

Se puede observar que para un nivel de aislamiento superior al correspondiente a líneas de distribución de 13,8 kV, la tasa de contorneamiento disminuye de forma notable para descargas atmosféricas indirectas, llegando a ser 0 para las líneas apantalladas. La tasa por descargas directas es la misma, debido a que cualquier descarga que alcance el conductor de fase o de guarda terminará provocando contorneamiento en cualquier nivel de aislamiento para líneas de distribución.

## CONCLUSIONES

- El objetivo principal de este trabajo de grado ha sido el estudio de las sobretensiones y la tasa de contorneamiento de líneas aéreas de distribución frente a las descargas atmosféricas, con el fin de conocer la forma más efectiva de proteger estas líneas utilizando pararrayos autovalvulares y cables de guarda. El estudio se realizó para las líneas de distribución de 13,8 kV que serán instaladas en el Campo Aguasay del Municipio Aguasay en el Estado Monagas; sin embargo, sirve como guía para el estudio de líneas cualesquiera de distribución.
- El estudio de las sobretensiones por descargas atmosféricas directas en sistemas sin cable de guarda, demuestra que este tipo de descargas es el más perjudicial para los sistemas de distribución, ya que cualquier rayo que alcance a un conductor de fase terminará provocando contorneamientos en las líneas debido al bajo nivel de aislamiento presente.
- En los sistemas apantallados las consecuencias de las descargas atmosféricas directas son menos críticas; sin embargo, los niveles de sobre voltaje son, en la mayoría de los casos, suficientes para provocar contorneamientos, siendo más grave la situación cuando la descarga se produce en el conductor de fase por fallas en el apantallamiento y cuando el rayo cae sobre el poste.
- En el caso de las descargas atmosféricas indirectas, los cálculos por medio del método de Rusck demuestran que la sobretensión inducida en las líneas se reduce considerablemente por la presencia de un conductor de guarda, manteniéndose, en la mayoría de los casos, por debajo del voltaje máximo de contorneamiento de los aisladores poliméricos para niveles de tensión de 13,8 kV.



- El cálculo de la sobretensión en las líneas por medio del método de Pérez, demuestra que la conductividad del terreno es un factor influyente en la magnitud del voltaje inducido en las líneas por descargas indirectas, siendo la sobretensión directamente proporcional al valor de la conductividad; lo que significa que en terrenos con una resistividad elevada la sobretensión es mayor que en aquellos que poseen poca resistividad.
- El método de Pérez también demuestra que descargas con tiempos de frente menores producen niveles de sobretensión inducida más altos, por lo que el tiempo de frente del rayo se presenta como otro factor importante en los valores de sobre voltaje en la líneas.
- En los cálculos de las tasas de contorneamientos, se observa que para los sistemas sin cable de guarda la tasa más elevada se presenta cuando las descargas se producen directamente sobre el conductor; mientras que las descargas indirectas producen tasas menos elevadas pero con valores considerables.
- La tasa de contorneamiento disminuye de manera importante con la presencia del conductor de guarda. Para esta configuración de líneas, la tasa más elevada se presenta cuando la descarga cae directamente sobre el poste y se producen cebados inversos. La tasa debido a descargas directas disminuye casi hasta cero y las descargas indirectas producen tasas no muy elevadas.
- El estudio de protección de las líneas con pararrayos autovalvulares a través de ATPDRAW, demuestra que en sistemas sin apantallar una distancia de separación de 2000 m es suficiente para proteger al sistema, mientras que en líneas con cable de guarda la distancia protectora más efectiva entre pararrayos alcanza los 4000 m.
- El estudio de la variación de la resistencia de puesta a tierra de los postes, en sistemas apantallados, demuestra que el nivel de sobretensión en las líneas disminuye conforme baja la resistencia,

debido a que el voltaje drena más rápidamente a tierra a través del poste.

- El aumento del nivel de aislamiento en las líneas muestra, a través de los cálculos, una disminución significativa en la tasa de contorneamiento por descargas atmosféricas indirectas, ya que al aumentar el voltaje crítico de flameo se brinda al sistema capacidad para soportar el fenómeno transitorio.

## RECOMENDACIONES

Con base en los resultados obtenidos en la investigación realizada en este proyecto se presentan las siguientes recomendaciones:

- Proteger todos los sistemas de distribución por medio de cable de guarda y pararrayos autovalvulares.
- Colocar pararrayos autovalvulares cada 2000 m en caso de que no sea posible apantallar el sistema.
- Una distancia de separación de 4000 m entre juegos de pararrayos para sistemas con cable de guarda.
- Recalcular la distancia de separación entre el cable de guarda y el eje de los conductores de fase, a través del procedimiento descrito en la sección 2.7.2 para lograr un apantallamiento efectivo, con el fin de evitar salidas de las líneas por fallas en el apantallamiento.
- Disminuir hasta el nivel mínimo posible la resistencia de puesta a tierra de los postes para evitar flameos inversos de altas magnitudes y para disminuir los niveles de sobretensión en las líneas.
- Aterrizar en el mayor número posibles de postes al cable de guarda, siendo ideal en cada poste para que el voltaje inducido se descargue a tierra lo más rápido posible.
- Utilizar aisladores poliméricos en vez de cerámicos, ya que brindan un voltaje crítico de flameo mayor.
- Evaluar un posible aumento en el nivel de aislamiento de las líneas con vista en disminuir la tasa de salida, tomando en consideración el nivel de aislamiento presente en las subestaciones vecinas para evitar que las fallas producidas en las líneas puedan propagarse hasta alguna subestación.
- Vigilar de manera constante las líneas para que las labores de mantenimiento preventivo y correctivo puedan realizarse con tiempo y de manera efectiva.

## BIBLIOGRAFÍA

- Agrawal A., Price J., Gurbaxani H., Transient Response of a Multiconductor Transmission Lines Excited by a Nonuniform Electromagnetic Field. IEEE Trans. on EMC, Vol. EMC-22, No. 2 (May. 1980).
- Bande A., 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. UNEFA, Maracay, Venezuela (Jun. 2008).
- Bautista M., Metodología de la Investigación. Universidad Pedagógica Experimental Libertador, Instituto Pedagógico de Caracas, Venezuela (Feb. 2006).
- Blandón J., Consideraciones Sobre el Comportamiento de las Líneas de Distribución Ante Descargas Atmosféricas. Boletín Técnico, Gamma-Corona, Colombia (2005).
- Can/Am Users Group, ATP Rule Book (2000).
- Centro de Investigaciones Aplicadas - CIAP, Mapas de Densidad de Descargas a Tierra en Venezuela. CVG EDELCA (Dic. 2007).
- Chowdhuri P. Estimation of Flashover Rates of Overhead Power Distribution Lines by Lightning Strokes to Nearby Ground. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 3 (Jul. 1989).
- Da Silva A. y Laffont L., Herramienta para el Cálculo de S/T Inducidas en Líneas Aéreas, Considerando la Resistividad del Suelo. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela (Mar. 2000).

- González F., Evaluación Estadística del Comportamiento de Líneas Aéreas de Distribución Frente a Sobretensiones de Origen Externo. Universitat Politècnica de Catalunya, España.
- González-Longatt F. M., Sistemas de Puesta a Tierra y Protección Contra Descargas Atmosféricas. UNEXPO, Puerto Ordaz, Venezuela (Jun. 2007).
- Heidler F. y Hopf C., Measurement Results of the Electric Fields in Cloud-to-Ground Lightning in Nearby Munich. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Special Issue on Lightning, Vol.40, No. 4 (Nov. 1998)
- IEEE Std. 1243-1997. IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines. (1997).
- León J., Método Simplificado de Los Dos Puntos para Evaluar el Comportamiento de una Línea de Transmisión ante Descargas Atmosféricas. Boletín Técnico, Gamma-Corona, Colombia (2005).
- Martínez J. y González F., Cálculo de Tensiones Inducidas en Líneas Aéreas de Distribución por Descargas Atmosféricas a Tierra. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, España.
  
- Martínez M., Protección Contra Descargas Atmosféricas, Breve Descripción. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela (Nov. 2004).
- Martínez M., Ramírez J. y Montaña R., Actividad de Rayos en Venezuela, utilizando la data del sensor óptico (LIS) del proyecto TRMM de la NASA. Universidad Simón Bolívar, Caracas Venezuela (2003).
  
- Martínez M., Ramírez J., Rodríguez J., Mantilla J., Vega M., Da Silva E. y Urdaneta A., Influencia de Sobretensiones Inducidas por Descargas Atmosféricas en Circuitos Aéreos de Media Tensión. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.

- Master M., Uman M., Lightning Induced Voltage on Poser Lines: Theory. IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol. PAS-103, No. 9 (Sep. 1994).
- Pérez A., Influencia de los Parámetros del Rayo y de la Línea en el Cálculo de las Tensiones Inducidas. II Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica, SICEL 2003, Bogotá, Colombia (Oct. 2003).
- Raizman S., Méndez Y., Vivas J. y Arévalo J., Caracterización del Nivel Cerámico de Venezuela a Partir de un Sistema de Detección de Descargas Atmosféricas (SDDA). Universidad Simón Bolívar, Venezuela, Universidad de Kassel, Alemania y C.V.G. EDELCA C.A., Venezuela (2004).
- Ramírez J. y Martínez M., Influencia de las Sobretensiones por Descargas Atmosféricas y Comportamiento de los Sistemas de Puesta a Tierra en Líneas Aéreas de Distribución y Transmisión. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.
- Rubinstein M., Tzent Y., Uman A., Medelius J. y Thomson W., An Experimental Test of a Theory of Lightning-Induced Voltages on an Overhead Lines. IEEE Trans. on EMC, Vol. EMC-31 (Nov. 1989).
- Rusck, S., Induced Lightning Over Voltages on Power Transmission Lines with Special Reference to the Over Voltage Protection of Low-Voltage Networks. Trans. Royal Institute of Technologies, No. 120, Stockholm, Sweden (1.958).
- Vásquez C., Blanco M. y T., Parámetros de las Descargas Atmosféricas en Aplicaciones de Ingeniería en Zonas Tropicales. Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”, Venezuela, Universidad Nacional de Colombia.

- Velasco J., Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, España.
- Villalobos A., Estudio de la Coordinación de Aislamiento para una Subestación Tipo de 115 kV. CIGRÉ, México (2001).

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

<b>TÍTULO</b>	<b>OPTIMIZACIÓN DEL USO DE PARARRAYOS Y CABLES DE GUARDA EN LÍNEAS AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN DE 13,8 kV</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	<b>Caso: Proyecto Aguasay, Edo. Monagas, 2009 (PDVSA Gas)</b>

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>BORGES D. ROBERT J.</b>	<b>CVLAC: 16.799.599</b> <b>E MAIL: robertborges1@hotmail.com</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

pararrayos cables de guarda líneas de distribución descargas atmosféricas  
atpdraw tasa de contorneamiento



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

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Departamento de Electricidad

**RESUMEN (ABSTRACT):**

En esta Tesis de Grado, se realizó el análisis estadístico de sobretensiones originadas por el rayo y el cálculo de la tasa de contorneamientos en líneas aéreas de distribución de 13,8 kV a instalarse en el Campo Aguasay, Municipio Aguasay en el Estado Monagas (Proyecto Aguasay, PDVSA GAS), en función de los parámetros más característicos del rayo y de la línea, así como de la actividad atmosférica de la zona por donde ésta transcurre. A través del estudio se determinó el método más efectivo de protección del sistema contra las sobretensiones de origen atmosférico y se propusieron dos sistemas de protección, ambos sistemas fueron simulados con el software (ATP).

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

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
<b>Bermúdez Melquíades</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS X</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>3.486.726</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b><u>mbermudez@anz.udo.edu.ve</u></b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Castillo Eligio</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>3.370.328</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>N/A</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Mercado P. Verena</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>82.235.587</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b><u>verenamercado@yahoo.com</u></b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Suárez Luís</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>	<b><u>lsuarez@anz.udo.edu.ve</u></b>			
	<b>E_MAIL</b>				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2010</b>	<b>04</b>	<b>16</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

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

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
P. Optimización de pararrayos.doc	

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

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** Dpto. Proyecto Gas Anaco/PDVSA GAS (Anaco) (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** Cinco (5) meses (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Electricista

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Electricidad

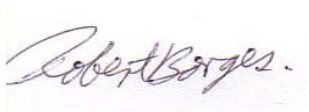
**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente / Núcleo de Anzoátegui

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

**De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente:**

"Los Trabajos de Grado son propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo el cual participará al Consejo Universitario".

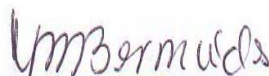


**Borges D. Robert J.**

**AUTOR**

**AUTOR**

**AUTOR**



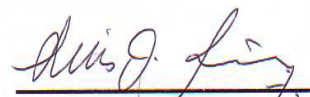
**Bermúdez Melquíades**

**TUTOR**




**Mercado Verena**

**JURADO**



**Suárez Luís**

**JURADO**



**Mercado Verena**

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**