

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS CUERNOS DE ARQUEO EN LA LINEA OAM-SAN ANTONIO EN 69 KV DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE LA EDC

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Fragachán B., Francisco J.
para optar por el título de
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2009

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS CUERNOS DE ARQUEO EN LA LINEA OAM-SAN ANTONIO EN 69 KV DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE LA EDC

Prof. Guía: Ing. Nerio Ojeda
Tutor Industrial: Ing. Rommy Guanipa

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Fragachán B., Francisco J.
para optar por el título de
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2009

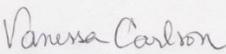
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

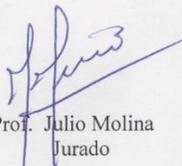
Caracas, 07 de julio de 2009

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Francisco J. Fragachán B., titulado:

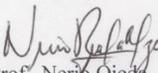
“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS CUERNOS DE ARQUEO EN LA LÍNEA OAM-SAN ANTONIO EN 69 kV. DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LA EDC”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Vanessa Carlson
Jurado


Prof. Julio Molina
Jurado




Prof. Nerio Ojeda
Prof. Guía

DEDICATORIA

Este trabajo especial de grado va dedicado a las siguientes personas:

A mi madre, Carolina Betancourt... Durante toda mi vida me enseñaste lo bueno y lo malo que hay en el mundo, me dejaste ser libre, ser lo que siempre quise hacer con mi vida, pero recordándome en todo momento que los valores más importantes que existen son el amor y el respeto. Mis éxitos en esta vida han sido y serán tuyos, porque gracias a ti soy quien soy en lo que llevo de vida. Gracias por ayudarme a enfrentar esos obstáculos que no quería enfrentar, este logro es tuyo.

A mi padre, Francisco E. Fragachán... A la distancia siempre me enseñaste que hay que ser el mejor en todo, que no hay que conformarse con nada, que hay que llegar más allá para así poder trascender. Le pido a Dios que me permita poder alcanzar tus éxitos profesionales, eres todo un ejemplo.

A mi abuelo, El chino... Tan solo en pensar en ti, siento un orgullo inmenso de que seas mi abuelo, mi padre, mi amigo... Eres el mejor abuelo que nadie ha tenido jamás. Siempre creíste en mí y tuviste la convicción de que iba a lograrlo. Eres la persona que más quiero en este mundo y este logro que obtengo no es mío sino tuyo, por siempre darme los mejores consejos y enseñarme que el llanero se resbala en lo seco pero se levanta en lo mojado. Eres mi ejemplo a seguir.

A mi abuela, Lola Gaudens.... Necesitaría al menos cientos de páginas para poder explicar con palabras lo que representas en mi vida. Gracias por consentirme tanto y quererme como me quieres.

A mi hermana, Gabriela Fragachán... El que nos conozca bien sabe que a pesar de tantas peleas, no podemos vivir el uno sin el otro, siempre me llevaste de la

mano y me enseñaste todo lo que hay que hacer para no fallar en nada, no hay hermano en esta tierra que este más orgulloso que yo. Eres el ejemplo perfecto de que cuando se quiere, se puede.

A mis abuelos, Marielena y Pedro... Los quiero demasiado, gracias por ayudar a mi mamá a hacerme quien soy, ustedes personifican la humildad hechas personas, son unos grandes abuelos. Gracias por quererme tanto.

A mis hermanos, Daniel y Diego... les dedico este trabajo, para que se den cuenta que con fuerza y destreza todo se logra. Nada es imposible, nunca dejen que nadie les perturbe su vida, alcancen sus sueños y jamás dejen las cosas a la mitad, estoy muy orgulloso de ustedes.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a la Universidad Central de Venezuela, por mostrarme la realidad del país, por darme la oportunidad de ser un Ingeniero Electricista y por sobre todas las cosas dejarme vivir en ella una etapa imborrable de mi vida. No en vano se le conoce como la casa que vence la sombra con su lumbre de fiel claridad. Gracias UCV!!!

Agradezco a las siguientes personas:

A mi profesor guía, el Ing. Nerio Ojeda. Por usted es que se está logrando esta meta. Le agradezco por haberme sabido llevar durante de este trabajo y por sobre todas las cosas haberme entendido de la manera que lo hizo. Me llevo un gran ejemplo de lo que es un gran ser humano. Agradecido también por los conocimientos adquiridos.

Al Ing. Rommy Guanipa, jamás podré agradecerle por la mano que me extendió, por haber creído en mí sin conocerme, por ayudarme sin esperar nada a cambio, por enseñarme que las cosas se ganan y hay que saber buscarlas.

A los Ing. Marcos Bolívar y Alberto Acosta, mis panas ustedes fueron mi apoyo fundamental en la empresa, siempre estuvieron dispuestos a ayudarme en lo que necesite, son tremendas personas, además de excelentes profesionales.

No quiero pasar por alto a todo el personal del Equipo de Líneas Aéreas, muchísimas gracias a todos y en especial a la Ing. Lourdes Musso, al Sr. Nelson Mora, al Sr. Natalio Pérez, al Sr. José Bozo y al Sr. Alfonso Porras. Nunca olvidare mi estancia en tan especial ambiente de trabajo.

Especialmente quiero agradecerle a los ya Ing. Víctor José Bermúdez Giménez y José Antonio Tadeo Benavides Rivero, hermanos me ayudaron en todo momento, colaboraron en todo lo que pudieron para que lograra esto. Serán grandes profesionales, de eso no cabe ninguna duda.

A mi hermano Eduardo Bianco, mi pana no hay palabras que puedan expresar el profundo agradecimiento. Sé que siempre cuento contigo para todo y que disfrute mi vida universitaria en gran medida por tu amistad. Eres un ejemplo para mí, nunca cambies.

No puedo olvidarme de mis panas del llamado “Team Potencia”, me refiero a los Ing. Alex Arreaza, Andrés Blanco, Cristian González y Víctor Bermúdez, viejitos gracias a ustedes logre llegar a donde llegue, fue una bendición haberlos conocido y haber formado tan excelente grupo de estudio.

A mis panas del alma: Félix López, Dionel Vecchini ,Paul Clavell y Héctor Mota... brothers son lo máximo, así de sencillo. Bastante que compartimos y que nos queda por compartir.

A mi super pana Fariña... Hermanito, este logro también es suyo, juntos nos comimos las verdes y las maduras con esta escuela, espero que a pesar de que tomemos rumbos distintos mantengamos la amistad.

A mis panas: Chema, Jean Paul y Phill, son grandísimas personas y por sobretodo altos panas, no perdamos el contacto.

A los profesores: Carolina Régoli, Dan El Montoya, Mercedes Arocha, Julio Molina, Luis Cesín, Wilmer Malpica, Vanessa Carlson, Rafael Rivero, Pedro Pinto y Ángel Negrín... Son lo mejor de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, continúen con su gran labor.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	v
ÍNDICE GENERAL.....	vii
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE GRÁFICAS	xii
LISTA DE TABLAS	xiii
SIGLAS.....	xiv
ABREVIATURAS	xv
RESUMEN.....	xvi
INTRODUCCIÓN	17
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	20
1.1 Planteamiento del Problema.....	20
1.2 Objetivos	24
1.2.1 Objetivo General	24
1.2.2 Objetivos Específicos.....	24
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	25
2.1 Sistemas Eléctricos de Potencia.....	25

2.1.2	Generación	25
2.1.2	Transmisión.....	25
2.1.3	Subestaciones	26
2.1.4	Distribución.....	26
2.1.5	Demanda	26
2.2	Cuernos de Arqueo.....	26
2.3	Sobretensiones	27
2.3.1	Sobretensiones de Origen Interno	27
2.3.2	Sobretensiones Externas.....	29
2.4	Coordinación de Aislamiento.....	31
2.5	Coordinación de Aislamiento en Líneas de Transmisión Aéreas	33
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA		35
3.1	Proceso Metodológico.....	35
3.1.1	Definición de Casos de Estudio	37
3.1.2	Identificación del uso de los Cuernos de Arqueo en Sistemas de Transmisión.....	37
3.1.3	Análisis del comportamiento de los Cuernos de arqueo	37
3.1.4	Simulación de los Casos de Estudio	38
3.1.5	Aplicabilidad del uso de Otras Tecnologías Disponibles en la Empresa... 38	
CAPÍTULO IV: DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO		39

4.1 Área Geográfica de Estudio	39
4.2 Línea de Transmisión OAM - San Antonio	40
4.2.1 Parámetros de la Línea	43
4.3 Casos de Estudio	44
CAPÍTULO V: PARÁMETROS DEL RAYO PARA APLICACIONES EN INGENIERÍA.....	45
5.1 Intensidad y Polaridad de la Descarga	45
5.2 Nivel Cerámico	45
5.3 Densidad de Rayos a Tierra	47
5.4 Máximo Valor de la Corriente Del Rayo	47
5.6 Protecciones contra Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión Aéreas	48
5.6.1 Cable de Guarda.....	48
5.6.2 Pararrayos.....	51
5.6.3 Cuernos de Arqueo.....	52
5.3 Cálculo del Nivel de Aislamiento	52
CAPÍTULO VI: SIMULACIONES CON EL PROGRAMA ATPDraw	56
6.1.- Modelo Implementado en ATPDraw	56
6.1.1 Planta de Generación OAM	56
6.1.2 Descargas Atmosféricas	57
6.1.3 Línea de Transmisión OAM - San Antonio	57

6.1.4 Torres de Transmisión	58
6.1.5 Cadenas de Aisladores y Cuernos de Arqueo	59
6.1.6 Resistencia de Puesta a Tierra.....	60
6.2 Casos de Simulación	60
6.2.1.- Impacto sobre la Salida de la Subestación OAM (caso 1).....	61
6.2.2.- Impacto a la llegada de la Subestación San Antonio (caso 2)	62
6.3 Resultados de las Simulaciones	63
6.4 Análisis de los Resultados para cadenas de 6 aisladores	70
6.5 Resultados de las Simulaciones con 7 Aisladores	71
6.6 Análisis de los Resultados para cadenas de 7 aisladores	74
CONCLUSIONES	76
RECOMENDACIONES	78
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	79
BIBLIOGRAFÍA	81
ANEXOS	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama correspondiente a la metodología de trabajo	19
Figura 2: Diagrama de flujo correspondiente a la metodología de trabajo.....	20
Figura 3: Mapa del estado Miranda [4]	23
Figura 4: Ruta de la línea OAM-San Antonio en 69 kV.	25
Figura 5: Diagrama unifilar del caso de estudio	26
Figura 6: Modelo de línea corta [2]	27
Figura 7: Promedio anual de tormentas eléctricas en Venezuela (1951-1970). En días de tormentas al año [6].....	30
Figura 8: Descarga sobre el cable de guarda[7]	34
Figura 9: Impacto del rayo a mitad del vano del cable de guarda [7].....	35
Figura 10: Impacto del rayo directamente sobre la torre [7]	35
Figura 11: Distribución geométrica de la torre de transmisión	42
Figura 12: Modelo implementado en el ATPDraw para el 1er caso de estudio	46
Figura 13: Modelo implementado en el ATPDraw para el 2do caso de estudio	47

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Tensiones en la cadena de aisladores (kV) de la fase A, torre 3, 1er caso de estudio (ATPDraw)	48
Gráfica 2: Tensiones en la cadena de aisladores (kV) de la fase a, torre 3, 1er caso de estudio (ATPDraw)	48
Gráfica 3: Tensiones en la cadena de aisladores (kV) de la fase C, torre 3, 1er caso de estudio (ATPDraw)	49
Gráfica 4: Tensiones en la S/E San Antonio (kV), caso 1 (ATPDraw).....	49
Gráfica 5: Tensiones en la S/E Carrizales (kV), caso 1 (ATPDraw).....	50
Gráfica 6: Tensiones en la cadena de aisladores (kV) de la fase A, torre 3, 1er caso de estudio	51
Gráfica 7: Tensiones en la cadena de aisladores (kV) de la fase A, torre 5, 1er caso de estudio	51
Gráfica 8: Tensiones en la S/E San Antonio (kV), 1er caso de estudio	52
Gráfica 9: Tensiones en la S/E Carrizales (kV), 1er caso de estudio.	52
Gráfica 10: Tensiones en la cadena de aisladores (kV) de la fase C, torre 18, 2do caso de estudio	53
Gráfica 11: Tensiones en la cadena de aisladores (kV) de la fase A, torre 15, 2do caso de estudio	53
Gráfica 12: Tensiones en la S/E San Antonio (kV), 2do caso de estudio	54
Gráfica 13: Tensiones en la cadena de aisladores (kV) de la fase A, torre 3, 1er caso de estudio (7 aisladores).....	56
Gráfica 14: Tensiones en la cadena de aisladores (kV) de la fase A, torre 5, 1er caso de estudio (7 aisladores).....	56
Gráfica 15: Tensiones en la S/E San Antonio (kV), 1er caso de estudio (7 aisladores)	57
Gráfica 16: Tensiones en la S/E Carrizales (kV), 1er caso de estudio (7 aisladores) 57	

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Record histórico de las salidas de la línea entre los años 2005 y 2009 [14]..	7
Tabla 2: Datos nominales de las líneas de transmisión en estudio	24
Tabla 3: Datos nominales de los conductores empleados en las líneas	25
Tabla 4: Ángulos y distancias entre los vértices de la línea OAM-San Antonio.....	26
Tabla 5: Datos atmosféricos del municipio los Salias [9].....	26
Tabla 6: Resumen de los valores de la impedancia de la torre de transmisión.....	43
Tabla 7: Valores empleados en las simulaciones.....	45
Tabla 8: Cuadro resumen correspondiente a las rupturas dieléctricas para cadenas de 6 aisladores.....	59
Tabla 9: Cuadro resumen correspondiente a las rupturas dieléctricas para cadenas de 7 aisladores.....	59

SIGLAS

OAM	Oscar Augusto Machado (Planta generadora).
EDC	Electricidad de Caracas C.A.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
IEC	International Electrotechnical Commission.
ATPDraw	Alternative Transients Program.

ABREVIATURAS

S/E	Subestación.
MCM	Mil circular mil.
UCV	Universidad Central de Venezuela.
MVA	Mega Voltios Amperes (unidad de potencia aparente).
kV	Kilo Voltios (unidad de tensión).
kA	Kilo Amperes (unidad de corriente).
p.u.	Por unidad.
R	Parte real de una impedancia.
XI	Parte imaginaria de una impedancia (inductiva).

Fragachán B., Francisco J.

ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS CUERNOS DE ARQUEO EN LA LINEA OAM-SAN ANTONIO EN 69 KV DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE LA EDC

Prof. Guía: Ing. Nerio Ojeda. Tutor Industrial: Ing. Rommy Guanipa. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: EDC. 2009. 84h. + anexos.

Palabras Claves: líneas de transmisión, descargas atmosféricas, sobretensiones, cuernos de arqueo, nivel de aislamiento, ATPDraw.

Resumen: Se describe lo referente al análisis del comportamiento de los cuernos de arqueo instalados en la línea de transmisión OAM- San Antonio en 69 kV. Bajo condiciones atmosféricas específicas de clima lluvioso y húmedo, dicha línea ha quedado fuera de servicio en diversas ocasiones, con lo cual se ha visto afectado el servicio eléctrico en la zona de los Altos Mirandinos. Dado que la función principal de los cuernos es la de despejar arcos eléctricos producidos por sobretensiones de naturaleza interna y externa sobre sus terminales, en vez de que se realice sobre la cadena de aisladores; se verifica su comportamiento a través del uso de los datos provistos por el fabricante, por otro lado este trabajo analiza y determina las causas principales por las cuales dicha línea de transmisión ha sufrido los inconvenientes comentados. Mediante un análisis de coordinación de aislamiento, el cual se realiza a través del criterio de la tasa de salida para el nivel de tensión de 69 kV y realizando un estudio de descargas atmosféricas, para ello se cuenta con la herramienta computacional ATPDraw, en la cual se simularán diversos casos de estudio. En dicho programa se esquematizará el sistema de transmisión de forma tal que se permita observar los niveles de tensión en diferentes puntos, con lo cual se pueda llegar a concluir de los resultados que arroje el modelo implementado, cuales sean los problemas que estén afectando al sistema. Finalmente de los resultados obtenidos, se propondrán opciones para solucionar la problemática existente y así la empresa pueda seguir prestando el servicio de calidad que la caracteriza.

INTRODUCCIÓN

La Electricidad de Caracas es una empresa del Estado venezolano reconocida nacional e internacionalmente, dedicada a proveer el mejor servicio eléctrico y comprometido a responder a las expectativas de sus clientes, trabajadores y accionistas, contribuyendo así a elevar la calidad de vida de la sociedad venezolana. Por ende es responsabilidad de la empresa velar por que no ocurran interrupciones del servicio prestado.

En búsqueda del cumplimiento de las metas y objetivos planteados, la empresa y específicamente el Equipo de Líneas Aéreas están encargados del mantenimiento y del buen funcionamiento del sistema de transmisión aéreo. Actividades tales como: la termografía, mantenimiento preventivo, predictivo y en caliente, además de las respectivas inspecciones son las que permiten el buen funcionamiento del sistema de transmisión.

La Línea de Transmisión OAM-San Antonio en 69 kV está ubicada en los Altos Mirandinos, esta es una zona montañosa, la cual posee un nivel isocerámico de 45 días de tormentas al año [6]. En diferentes oportunidades y bajo condiciones de clima lluvioso o húmedo, el servicio eléctrico en la zona se ha visto afectado, lo cual conllevó a buscarle solución por parte del Equipo de Líneas Aéreas.

Por lo tanto, se plantea realizar un estudio en función de solucionar los problemas presentados. Los cuales y según el personal calificado del Equipo de Líneas Aéreas, podrían estar provocados por el comportamiento de los cuernos de arqueado instalados en la línea de transmisión en estudio. Dado que para el nivel de tensión de 69 kV, no es muy común su uso, sino que más bien se estila su uso en líneas de 230 kV.

En función de realizar un análisis de su comportamiento se identifica el motivo por el cual se colocan en una línea de transmisión, se inspecciona el montaje existente, para así poder usar alguna de las metodologías que permiten evaluar en qué estado se encuentran.

En el mismo orden de ideas, se plantea examinar de manera integral el estado de la línea someténdola a condiciones de descargas atmosféricas. Bajo la premisa que al estar ubicada dicha línea en una zona donde las condiciones climatológicas son desfavorables y tomando en cuenta que no posee un sistema convencional de puesta a tierra, esto fue corroborado a través de la inspección realizada el día 19 de Febrero del presente año y también por indicaciones del personal del Equipo de Líneas Aéreas.

El siguiente Trabajo Especial de Grado se constituyó en seis capítulos, los cuales describen de manera específica la elaboración del mismo. Las causas que motivaron la realización de solventar la problemática presentada en tan importante línea de transmisión así como el planteamiento del problema y los objetivos tanto general como específicos se encuentran en el CAPÍTULO I. Las bases teóricas necesarias para el entendimiento de los pasos de acción de trabajo se encuentran en el CAPÍTULO II.

En el CAPÍTULO III, se encuentra la metodología seguida durante la realización de este trabajo, así como los criterios que se tomaron en cuenta para poder llevarlos a cabo. La definición del caso de estudio, es decir, la delimitación de la situación actual en que se encuentra la línea de transmisión OAM-San Antonio, así como los elementos y partes constitutivas de dicha línea se encuentra en el CAPÍTULO IV.

En el CAPÍTULO V, se encuentra la conceptualización detallada de los pasos a seguir para la elaboración de este Trabajo. Este se encuentra subdividido en dos

grandes áreas, en primer lugar se exponen los aspectos más importantes para la ingeniería de las descargas atmosféricas y sus implicaciones, es decir, se establecen los criterios puntuales a evaluar cuando una línea de transmisión aérea se ve sometida a tales solicitaciones. En segundo lugar se establecen los pasos que deben tomarse en cuenta para la protección y coordinación del aislamiento de la línea de transmisión.

En el CAPÍTULO VI, se presenta el diseño del modelo de simulación de los casos de estudio de este Trabajo. Utilizando la herramienta computacional ATPDraw, se modelaron las situaciones planteadas en el CAPITULO IV.

Finalmente son presentados los análisis de resultados y conclusiones del trabajo, con lo cual se espera dar solución a la Empresa, para así poder seguir prestando un servicio de alta calidad.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

La Electricidad de Caracas, está encargada de suministrar energía eléctrica a la región capital, por lo tanto, es su misión principal suministrar el mejor servicio posible. Para esto dispone de personal calificado y las más avanzadas tecnologías para solucionar posibles contingencias.

Es por eso, que el Equipo de Líneas Aéreas, en función de mantener los más altos estándares de calidad siempre se plantea que sus actividades primordiales sean los mantenimientos preventivos y predictivos, ya que, con esto logra solucionar posibles problemas que puedan presentarse en el sistema de transmisión de la Empresa con anticipación.

La Línea de Transmisión OAM-San Antonio en 69 kV está ubicada en los Altos Mirandinos, esta es una zona montañosa, la cual posee un alto nivel isocerámico, lo que ha provocado que en diferentes ocasiones el sistema de disparo de protecciones asociado se haya activado. Adicionalmente en oportunidades el servicio eléctrico en la zona se ha visto afectado, lo cual conlleva a que se produzcan pérdidas económicas y baje la calidad del servicio prestado.

Principalmente se sospecha que una de las posibles causas que esté provocando los inconvenientes con la línea, sea el comportamiento de los cuernos de arqueado que se encuentran instalados.

Frecuentemente, en la Empresa son empleados cuernos de arqueado en líneas aéreas de 230 kV, aunque no es común, también son usados para niveles de tensión

inferior. Específicamente la línea OAM-San Antonio, perteneciente al anillo de 69 kV del sistema de transmisión de la empresa, tiene instalados dichos dispositivos. Dicha línea fue puesta en servicio en el año de 1978 y a partir de 1999 posee una derivación hacia la Subestación Carrizales, ambos ramales tienen cortas longitudes y dos circuitos.

La función primordial de los cuernos de arqueo es la de garantizar que en condiciones especiales del sistema de transmisión, tales como, sobretensiones de origen interno o externo, la ruptura dieléctrica producida por un arco eléctrico se establezca entre sus terminales y no en la cadena de aisladores, es decir, que dicha ruptura ocurra en el aire para sí preservar a los aisladores, los cuales cumplen un rol protagónico, debido a que aíslan eléctricamente a la torre de transmisión del conductor y soportan las cargas mecánicas que este produce.

Por lo expuesto se tiene que los cuernos de arco son considerados como elementos sacrificables dentro del sistema, ya que son económicos, de fácil sustitución y a diferencia de un aislador, no se rompen tan fácilmente.

Para su correcto funcionamiento, estos cuernos se encuentran conectados entre los extremos de la cadena de aisladores y se han de elegir con unas características tales que, sean capaces de actuar antes de que el valor de la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento de los elementos a proteger, pero nunca para valores de tensión normal. Su distancia de separación va a depender del número de aisladores que conformen la cadena, para el caso particular de estudio, dicha distancia es de 70 cm. Este valor depende en gran medida de la tensión del sistema, ya que, por ejemplo para el nivel de tensión de 69 kV se necesitan como mínimo 5 elementos aisladores para conformarla [12]. Dependiendo de las condiciones atmosféricas se logra o no despejar por completo el arco eléctrico.

Existen al menos dos metodologías para evaluar el comportamiento de los cuernos de arqueo, estas son: las pruebas de laboratorio y la consulta de los valores del fabricante. El caso de ensayos eléctricos de laboratorio representa la manera óptima de establecer el comportamiento de los cuernos, pero dado el alcance de este trabajo, no se tomarán en cuenta, ya que, no estaba previsto. Por otro lado y recalcando que no se obtuvieron los datos del fabricante de los cuernos instalados en la línea y que existe muy poca información disponible acerca de los fabricantes, se procedió a analizar la situación tomando en cuenta que el efecto de la colocación de los cuernos en la cadena de aisladores produce una reducción de la tensión crítica de ruptura, es decir, que los cuernos introducen un factor de corrección para el valor de dicha tensión. Para efectos de este trabajo se consideró que dicho efecto es del 5%. Esto quiere decir, que los cuernos no son la principal causa para que la línea presente las situaciones comentadas.

Siendo consecuente con lo planteado, se pasó a discriminar otras situaciones, las cuales están afectando al sistema de transmisión. A través de las informaciones suministradas por el despacho de carga de la empresa, se pudo constatar que las descargas atmosféricas representan el 72% de las salidas de servicio de la línea, mas sin embargo el restante 28% no se sabe la causa.

Los datos obtenidos del despacho de carga de la empresa, concernientes a los días en que salió la línea por descargas atmosféricas en la zona, fueron corroborados en la estación Meteorológica Parque Retiro, ubicada en el IVIC, es decir, se puntualizó si el día en que hubo la salida de la línea también hubo descarga atmosférica en la zona.

Es de destacarse que la Empresa, a través de su despacho de carga, lleva un histórico de las veces que ha disparado la línea, en la tabla 1, se presentan dichas contingencias, haciendo referencia a la causa que las han provocado.

Tabla 1. Record histórico de las salidas de la línea entre los años 2005 y 2009 [14].

	2005	2006	2007	2008	2009
Enero					1
Febrero					
Marzo			1		1
Abril					
Mayo		1			
Junio		1			
Julio	1				
Agosto				1	
Septiembre			1	2	
Octubre			2	3	
Noviembre			2		
Diciembre					

	Descarga atmosférica
	Desconocida

Según lo que se ha planteado se justifica para este trabajo que se establezcan las verdaderas causas que están provocando que la línea OAM-San Antonio en 69 kV esté saliendo de servicio, para esto se propone un estudio completo del comportamiento de dicha línea ante solicitaciones de sobretensiones de origen atmosférico, ya que para este nivel de tensión no se justifica estudios de sobretensiones de origen interno, tales como las de maniobra.

Dado que se estableció con lo explicado anteriormente que los cuernos de arqueo no representan la causa fundamental de las salidas de la línea, se pasa a realizar los estudios planteados. Con esto se busca darle opciones a la Empresa para resolver la problemática existente.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Evaluar el comportamiento de los cuernos de arqueo existentes en la Línea de Transmisión OAM-San Antonio.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar el empleo de los cuernos de arqueo en una Línea de Transmisión de Alta Tensión.
- Evaluar el montaje existente de los cuernos de arqueo en la Línea de Transmisión OAM-San Antonio.
- Realizar un estudio de las distancias mínimas del montaje EDC de los cuernos de arqueo.
- Analizar el comportamiento de los cuernos de arqueo bajo condiciones de descargas atmosféricas y sobretensiones por maniobra.
- Evaluar aplicabilidad del uso de otros tipos de cuernos de arqueo al existente en la Línea de Transmisión OAM-San Antonio.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Sistemas Eléctricos de Potencia.

Un sistema eléctrico de potencia es un esquema en el cual, se establecen 5 grandes subsistemas, los cuales son la generación, la transmisión, las subestaciones, la distribución y finalmente la demanda. Para que estas funcionen debe existir una relación mutua entre lo que es la generación y la demanda, ya que, se produce electricidad en función de un consumo. Dicho consumo ha ido en crecimiento a medida que han transcurrido los años, para tal fin es necesario que los 4 subsistemas restantes estén alineados, para así poder proporcionar un servicio de calidad y en el cual no ocurran fallas.

2.1.2 Generación

La energía eléctrica se genera en las centrales eléctricas. Una central eléctrica es una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, que produce energía en corriente alterna sinusoidal. Las centrales eléctricas más comunes en Venezuela son las hidroeléctricas, que aportan más del 70% de la demanda nacional, y las térmicas, que suplen el resto de la demanda.

2.1.2 Transmisión

La energía se transporta, frecuentemente a gran distancia de su centro de producción, a través de la red de transmisión, encargada de enlazar las centrales con

los puntos de utilización de energía eléctrica. Para un uso racional de la electricidad es necesario que las líneas de transmisión estén interconectadas entre sí con estructura de forma mallada, de manera que puedan transportar electricidad entre puntos muy alejados, en cualquier sentido. Estas líneas están generalmente construidas sobre grandes torres metálicas y a tensiones que oscilan entre los 30 kV hasta 765 kV en Venezuela.

2.1.3 Subestaciones

Las instalaciones llamadas subestaciones son plantas transformadoras que se encuentran junto a las centrales generadoras (Subestación elevadora) y en la periferia de las diversas zonas de consumo (Subestación reductora), enlazadas entre ellas por la red de transmisión.

2.1.4 Distribución

Las redes de distribución de energía se encuentran en áreas urbanas y rurales, pueden ser aéreas, o subterráneas (estéticamente mejores, pero más costosas).

2.1.5 Demanda

La demanda de energía eléctrica representa el consumo de energía, el cual tiende a aumentar a lo largo de los años y puede ser estudiado mediante la curva de carga horaria y la curva de duración horaria.

2.2 Cuernos de Arqueo

La función principal de estos dispositivos es que se formen entre sus terminales arcos eléctricos producidos cuando exista una sobretensión, ya que no se desea que dichas solicitaciones afecten a la cadena de aisladores, para esto, es

necesario ajustar la separación entre los gaps de los cuernos. Dicha separación está supeditada al nivel de tensión a proteger, es decir, dependiendo del nivel de tensión, depende también el número de aisladores que conforman la cadena y es ahí donde estos dispositivos están colocados, a los extremos de dicha cadena.

2.3 Sobretensiones

“Una sobretensión es una sollicitación especial dentro del sistema de potencia, es decir, es una tensión que sobrepasa los valores límites o nominales que soporta un equipo o un circuito eléctrico. Esta puede originarse tanto por efectos externos como internos al sistema de potencia, por lo tanto, cuando se producen, éstas son indeseadas, lo cual implica que los elementos constitutivos del sistema deban estar preparados para enfrentarlas” [10].

En general las formas básicas de producirse una sobretensión son las siguientes:

Sobretensiones internas:

- Por maniobras.
- A frecuencia industrial.

Sobretensiones externas:

- Por descargas atmosféricas.

2.3.1 Sobretensiones de Origen Interno

“Se forman como consecuencia de las oscilaciones entre las energías de los campos magnéticos y eléctricos producidas por un arco intermitente, es decir, arcos que se apagan al pasar la corriente alterna por cero, pero se vuelven a encender cuando la sinusoide de la tensión toma mayores valores. Son las producidas al variar las propias condiciones de servicio de la instalación. Estos no se producen solamente

por la formación de arcos eléctricos en los aisladores sino también en los interruptores cuando desconectan altas intensidades” [10].

“A este grupo pertenecen las oscilaciones de intensidad de corriente, las variaciones de carga, etc. En todos estos procesos, la energía acumulada en los elementos inductivos y capacitivos de los circuitos que comprenden una instalación, pueden llegar a descargar de tal modo que originen perjudiciales aumentos de la tensión. Esta clase de sobretensiones pueden prevenirse en gran parte y, por lo tanto, evitarse. Estas a su vez, se clasifican en sobretensiones por maniobras y a frecuencia industrial” [10].

2.3.1.1 Sobretensiones por Maniobras

“El diseño del aislamiento ante sobretensiones generadas por el sistema en respuesta a la mala maniobra de equipos, están asociadas con cambios bruscos de los parámetros del sistema, y son producidos por maniobras tales como la operación de interruptores en los protocolos de energización y reconexión rápida de líneas, entre otros” [11].

“Las sobretensiones de maniobra son altamente amortiguadas y de corta duración, pero mucho más largas en tiempo que las producidas por descargas atmosféricas. La limitación de las sobretensiones de maniobra, es de importancia para la coordinación del nivel de aislamiento en sistemas de extra o ultra altas tensiones principalmente” [11].

2.3.1.2 Sobretensiones a Frecuencia Industrial

“Este estudio se realiza debido a la considerable cantidad de estadísticas que señalan la ocurrencia de descargas en las líneas en condiciones normales de operación, sin evidencias de que haya sucedido alguna sobretensión por operaciones

de maniobra o por descargas atmosféricas. Estas descargas ocurren generalmente en condiciones de tiempo húmedo, bajo lluvia o niebla, y ligadas frecuentemente a la contaminación superficial de los aisladores” [11].

“Las sobretensiones a frecuencia industrial ocurren durante operaciones ordinarias del sistema. La sobretensión más importante es la originada en las dos fases restantes cuando la tercera se pone a tierra. Esta sobretensión es tomada como criterio para el diseño del aislamiento” [11].

2.3.2 Sobretensiones Externas

Son las que afectan a las líneas aéreas como consecuencia de descargas provenientes de la atmósfera, tales como el impacto de un rayo. Las sobretensiones producidas por golpes directos de rayos son las más peligrosas, debido a que, son mucho más grandes en magnitud de la corriente que poseen que las debidas a la influencia interna del sistema, aunque son de más corta duración. Se incluyen en este grupo, las sobretensiones que tienen una procedencia exterior a la instalación y en los que, por lo tanto sus amplitudes no están en relación directa con la tensión de servicio de la instalación afectada. Las características más relevantes de las descargas atmosféricas se explican a continuación.

2.3.2.1 Descargas Atmosféricas

“Las descargas atmosféricas se presentan cuando se forman grandes concentraciones de carga eléctrica en las capas de la atmósfera inmediatamente inferiores a la estratósfera (alturas entre 5 y 12 km). Al aumentar la carga se forman potenciales de hasta 300 MV entre nubes y tierra. La descarga se forma en nubes de tormenta del tipo cumulonimbus. Estas se caracterizan por estar formadas por columnas de aire caliente que ascienden por convección, cuando la atmósfera se hace inestable, debido a grandes gradientes de temperatura. El interior de esas nubes, es

recorrido por rápidas corrientes de aire ascendente y descendente de velocidades hasta de 300 km/h.”[1]

“La carga eléctrica se forma al separar estas fuertes corrientes de aire, las partículas de agua y hielo en partículas ionizadas. La carga se concentra en un disco de un diámetro de 10 km. y una altura aproximada de 5 km. Esta carga es en la mayoría de los casos predominantemente negativa.”[1]

“A medida que se empieza a incrementar la carga y el voltaje en las cercanías de las nubes cargadas, se empieza a rebasar el gradiente crítico, (30 kV en aire seco, 10 kV en las condiciones de presión y presencia de gotas de agua existentes en las nubes). Se empieza a presentar ionización del aire y por lo tanto, se van formando caminos para la conducción de la carga hacia el punto de potencial cero que es la tierra.”[1]

“El camino de ionización que se inicia, lleva un primer flujo de carga hacia capas más bajas. Este primer flujo es llamado el líder. El líder desciende unos 50 a 100m en un microsegundo, detiene su marcha unos 50 microsegundos mientras se acumula la carga transferida desde la nube y se forma un nuevo camino ionizado que va a crear un nuevo avance del líder. Estos avances y reposos de este primer flujo de carga, hacen que se le conozca como el líder escalonado. Este sigue avanzando hasta llegar cerca de los objetos y estructuras más altos, los cuales empiezan a emitir chispas que van al encuentro del líder.” [1]

“Al cerrarse eléctricamente el camino a tierra, la carga se desplaza a una velocidad vertiginosa, produciéndose la descarga de retorno de gran luminosidad, etapa del rayo considerada como la más energética de todas. Luego, con intervalos de 0.01 a 0.1 segundos se producen nuevos flujos de electrones hacia abajo, abriéndose paso por el camino ionizado que dejó el líder escalonado. Estos son los líderes rápidos que al golpear tierra producen descargas de retorno menos energéticas que la

primera. En un rayo es típico que existan tres o cuatro líderes, pueden existir hasta 20 ó 30. El canal de la descarga en cuyo interior existe un hilo conductor de plasma, puede llegar a temperaturas de 30.000 °C y la presión del aire subir hasta 100 atmósferas. El diámetro del canal es de unos 10cm. La descarga de una nube puede generar nuevas reparticiones de carga en la atmósfera, presentándose descargas horizontales entre varias nubes de tormenta. Es posible por lo tanto, que se desencadene otra descarga atmosférica de similar ubicación a la anterior, que utilice los mismos caminos ionizados que dejó la primera.” [1]

2.4 Coordinación de Aislamiento

“El aislamiento de una instalación exterior o de un aparato eléctrico, es la capacidad que posee de soportar esfuerzos dieléctricos que le sean aplicados” [2]. Los elementos aislantes que cumplen con esta función pueden ser líquido (como aceite por ejemplo), gaseoso (SF_6) o sólido (resinas sintéticas, algodón, hule, derivados del petróleo, polímeros, elastómeros, cerámica, vidrio, etc.).

El diseño eléctrico del aislamiento de líneas aéreas de transmisión está condicionado por la forma y magnitud de la onda de sobretensión que pueda producirse. Estas pueden ser de distintas naturalezas, tales como, sobretensiones por maniobra, por descargas atmosféricas directas e indirectas y las debidas a la frecuencia de operación nominal.

Es primordial resguardar que el servicio eléctrico prestado se preserve, por lo tanto, en un sistema de transmisión es necesario que los conductores no sufran fallas, para esto la coordinación de aislamiento deberá estar en la capacidad de soportar los esfuerzos producidos por sobretensiones que se produzcan.

En términos generales, se entiende por coordinación de aislamiento a las disposiciones y precauciones que se deben tomar en el diseño de las instalaciones

eléctricas que están expuestas a sobretensiones para evitar que los elementos constitutivos de un sistema de potencia puedan sufrir daños por efectos de sobretensiones. Se trata entonces de contener estas sobretensiones dentro de límites tolerables evitando por un lado fallas frecuentes y por otro manteniendo una buena calidad de servicio.

“Esta coordinación comprende la selección de la resistencia dieléctrica del equipo y su aplicación, con relación a las tensiones que pueden aparecer sobre el sistema, para las cuales el equipo está diseñado y tomando en consideración las características de los dispositivos de protección disponibles, así como reducir a un nivel económico y operacional aceptable la probabilidad de que los esfuerzos por tensión resultantes e impuestos al equipo, puedan causar daño al aislamiento del mismo o afectar la continuidad del servicio”[2].

La selección del nivel de aislamiento es un problema técnico-económico que debe ser tal que no permita disturbios muy frecuentes durante la operación pero es obvio que no debe corresponder a un costo excesivo. Se debe hacer notar que la protección no solo debe tener como punto de referencia el estado de la instalación a proteger, también se deben considerar otros factores, tales como, la naturaleza del servicio que prestará la instalación que debe estar incluido en un análisis general.

Se puede afirmar que los niveles de aislamiento previstos para los equipos a proteger, garantizan que los daños que puedan producirse por las sobretensiones de origen interno y por rayos que se encuentren contenidos dentro de un rango de valores apropiados para los cuales sean sometidos sin producirse la pérdida total o parcial de los equipos y de la continuidad del servicio prestado.

Derivado de su trazo, las líneas de subtransmisión pueden cruzar zonas con topografía difícil o accidentada y regiones con altos índices de densidad de rayos a tierra, éstas son por lo general las líneas que presentan más fallas por descargas

atmosféricas. Para reducir el número de salidas por esta causa, deben ser observados ciertos parámetros y muy particularmente se tienen que controlar los siguientes:

- La longitud de la cadena de aisladores.
- El ángulo de apantallamiento, verificando el diseño de las estructuras.
- El sistema de puesta a tierra.

2.5 Coordinación de Aislamiento en Líneas de Transmisión Aéreas

Los sistemas de aislamiento en líneas de transmisión comprenden principalmente dos elementos: el aire y los elementos aisladores. Al ubicarse las líneas de transmisión al aire libre y cubrir, en muchos casos cientos de kilómetros se hace necesario considerar diversos factores para un buen desempeño del aislamiento. Estos factores deben tomar en cuenta las distancias mínimas entre la línea-estructura, línea-tierra y entre fases, el grado de contaminación del entorno, el número de aisladores de la cadena y la correcta selección de éstos.

En condiciones ideales, el aislamiento de las líneas de transmisión debe tolerar cualquier sobretensión que se presente en ellas, pero la longitud de las cadenas de aisladores y las distancias mínimas de aire deberán ser tan grandes que el costo del aislamiento resulte exageradamente alto. Por consiguiente se diseña el aislamiento de las líneas de tal manera que soporte toda sobretensión interno (sobretensión por maniobra y sobretensión a frecuencia industrial), pero no todo impulso de voltaje ocasionado por descargas atmosféricas (sobretensión externo).

La longitud de las cadenas de aisladores y las distancias de aire se determinan para soportar las máximas sobretensiones que ocurran en la línea en condiciones de humedad, ya sean de baja frecuencia o por accionamientos. La longitud de cadena está determinada por las características de las ondas de accionamiento porque la

longitud necesaria es, en general, mayor para las sobretensiones por suicheo que para las sobretensiones a 60 Hz.

Para evitar las fallas por descargas atmosféricas se recurre a la disposición de cables de guarda y reducción de la resistencia en la base de la torre, así como el uso de interruptores de alta velocidad y si es necesario, se protegen las cadenas con cuernos para arco.

En términos generales para la coordinación de aislamiento en líneas aéreas de transmisión se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Dimensionado de las estructuras.
- Determinación de la longitud de la cadena de aisladores.
- Determinación de las distancias de fuga.
- Conexión a tierra de las torres.
- Determinación del índice de salida de las torres.
- Efecto de las ondas de impulso por rayo y por maniobra así como las sobretensiones a la frecuencia de operación del sistema 60 Hz.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1 Marco Metodológico

El desarrollo de este Trabajo Especial de Grado se llevó a cabo en 6 macroactividades, las cuales serán las que definan el proceso metodológico. En la figura 1 se muestran cuales son dichas actividades y se colocan en el orden en que se realizaron. Éstas serán analizadas una por una.

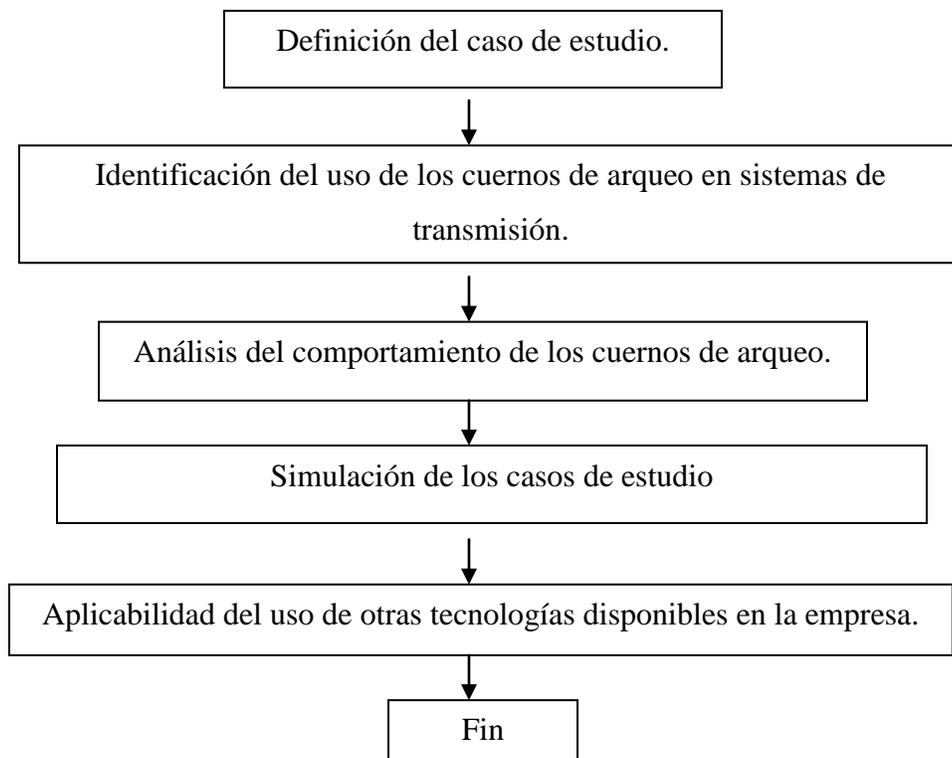


Figura 1 - Diagrama correspondiente a la metodología del trabajo.

La metodología del Trabajo se llevará a cabo según el siguiente diagrama de flujo de la figura 2, el cual representa el orden de ocurrencia de los eventos anteriormente descritos.

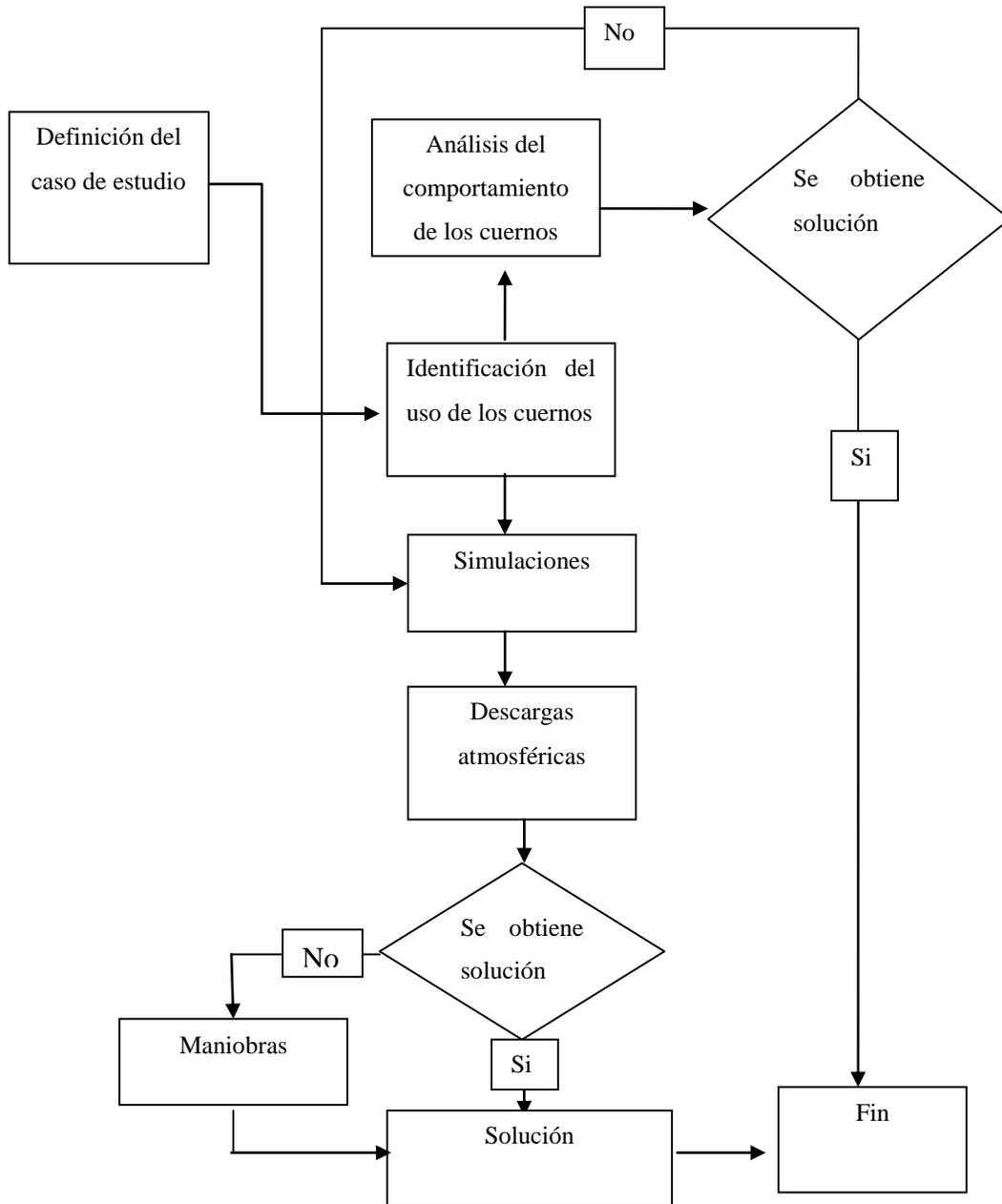


Figura 2 - Diagrama de flujo correspondiente a la metodología del trabajo.

Cada una de las actividades se explica con mayor detalle a continuación.

3.1.1 Definición de Casos de Estudio

Esta actividad consiste en describir las características técnicas más importantes del sistema, las cuales son requeridas para poder desarrollar el Trabajo. En esta actividad se busca, ubicar la zona geográfica donde se encuentra la línea de transmisión OAM-San Antonio, describir los datos meteorológicos, establecer el estatus en que se encuentra dicha línea y obtener los valores nominales de operación que después permitan simular el sistema, para así lograr dar con una solución a los inconvenientes que se presentan.

3.1.2 Identificación del uso de los Cuernos de Arqueo en Sistemas de Transmisión

Esta actividad se realizará a través de la revisión de la normativa existente en la empresa, revisando catálogos de fabricantes que sean aplicables al caso de estudio y realizando visitas guiadas a la línea OAM-San Antonio. Con la finalidad de establecer qué función cumplen dentro de un sistema de transmisión aéreo. Por otro lado y si es posible se establecerá si dichos dispositivos son los responsables por las salidas de servicio de la línea de transmisión.

3.1.3 Análisis del comportamiento de los Cuernos de arqueo

Esta actividad se llevará a cabo comparando los valores de tensión crítica de ruptura, cuando la cadena de aisladores no posea instalados cuerno de arqueo y cuando si estén colocados a sus extremos, dichos valores se obtienen de las hojas de fabricantes de los cuernos de arco. Cabe destacarse que esta actividad también podría realizarse a través de ensayos de laboratorio, pero no para efectos de este trabajo, ya que, no se plantea realizar pruebas de laboratorio.

3.1.4 Simulación de los Casos de Estudio

Para esta actividad se realizará un estudio de sobretensiones por descargas atmosféricas y por maniobra en la Línea de Transmisión, mediante la simulación del caso de estudio haciendo uso de la herramienta computacional ATPDraw, con la finalidad de establecer posibles fallas en el sistema de aislamiento, los cuales provocan que se disparen las protecciones asociadas y desmejore la calidad del servicio prestado. Con esto se busca establecer si los valores de nivel de aislamiento de diseño no se ajustan a los valores actuales. Por otro lado se hará el estudio de la tasa de salida de la línea para compararlo con su valor de diseño.

3.1.5 Aplicabilidad del uso de Otras Tecnologías Disponibles en la Empresa

Se evaluará la aplicabilidad del uso de otros tipos de cuernos de arqueo o de anillos de arqueo, distintos a los que se encuentran instalados en la Línea de Transmisión OAM-San Antonio, mediante el uso de los resultados que se obtengan de las fases anteriores. Para ello será necesario consultar los valores que ofrecen los fabricantes de cuernos o de anillos, para así poder establecer si es posible realizar una migración a otra tecnología.

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

4.1 Área Geográfica de Estudio

El área geográfica de estudio está definida por el estado Miranda, el cual tiene una superficie de 7.950 km² y una población de 2.857.943 habitantes [3]. Específicamente la línea de transmisión OAM-San Antonio, se ubica en el Municipio Los Salias, cuya capital es San Antonio de los Altos, dicho municipio se ubica al noroeste del estado Miranda. El municipio tiene una extensión de 51 Km², tiene un máximo de 1300m de altura y tiene una población de 60.723 habitantes [3].



Figura 3 - Mapa del estado Miranda. [4]

4.2 Línea de Transmisión OAM - San Antonio

La línea de transmisión OAM-San Antonio pertenece al anillo de 69 kV de la empresa, esta fue puesta en servicio en el año 1978. Posee una longitud de 5,9 km. La línea es una doble circuito, posee instalado un cable de guarda calibre 176,9 ACSR. El conductor empleado es un AL 1113 MCM, el cual tiene una capacidad de transmisión operativa de 109,7 MVA y 142, 3 MVA en condición de emergencia.

A partir del año 1999, posee una derivación hacia la subestación Carrizales, la cual tiene una longitud de 7,8 km, el conductor empleado es AL 652,4 MCM y un cable de guarda calibre 176,9 ACSR. Esta derivación se ubica en la torre número 8, la cual es una torre de amarre. Dicho circuito se diferencia del tramo troncal, principalmente porque posee instalados jabalinas de puesta a tierra y tiene 3 apoyos más. Estas líneas tienen instaladas cadenas de 6 aisladores, tanto para cadenas de suspensión como retención. Los datos nominales de la línea como de sus conductores se presentan en la tabla 2 y 3 respectivamente.

Tabla 2. Datos nominales de las líneas de transmisión en estudio.

	Línea OAM-San Antonio	Derivación Carrizales
Tensión Nominal	69 kV	69 kV
Año de puesta en Servicio	1978	1999
Longitud	5,9 km	7,8 km
Vano Medio	300 m	300m
N° de Apoyos	23	26
N° de Circuitos	2	2
Calibre del Conductor	1113 Al MCM	652,4 Al MCM
Cable de Guarda	176.9 ACSR	176.9 ACSR
Tipo de Aislador	254 x 20 mm NGK	254 x 20 mm NGK
Capacidad de transmisión operativa	109,7 MVA	78,5 MVA
Capacidad en emergencia	142,3 MVA	101,1 MVA
Carga Circuito n° 1	30 MVA	12 MVA
Carga Circuito n° 2	28 MVA	10 MVA

Tabla 3. Datos nominales de los conductores empleados en las líneas.

Descripción del Conductor	AL 6201 DESN. 652,4 MCM	AL 6201 DESN. 1113 MCM
N° de Hilos	19	61
Diámetro del Hilo en mm	4,71	3,43
Diámetro en mm	23,5	30,87
Sección del Conductor en mm	330,6	564
Peso kg/m	0,911	1,55
Carga de rotura	10962	16394
Módulo de Elasticidad	6350	6000
Coefficiente de Dilatación 1/c x 10 E-6	23	23
Resistencia Eléctrica @ 20°C (OHM/km)	0,0964	0,0588
Capacidad Térmica	502	625

A continuación se presenta en la figura 4 la ruta de la línea en estudio, haciendo énfasis en los vértices que esta presenta y en la figura 5 se presenta el unifilar del sistema en estudio.

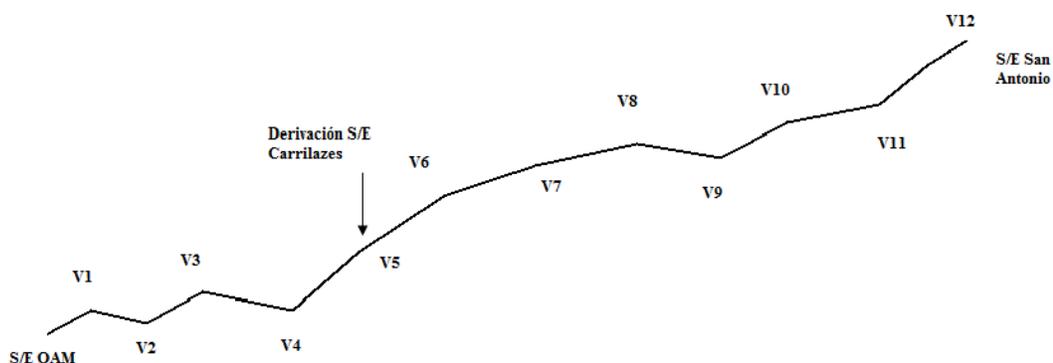


Figura 4. Ruta de la línea OAM-San Antonio en 69 kV.

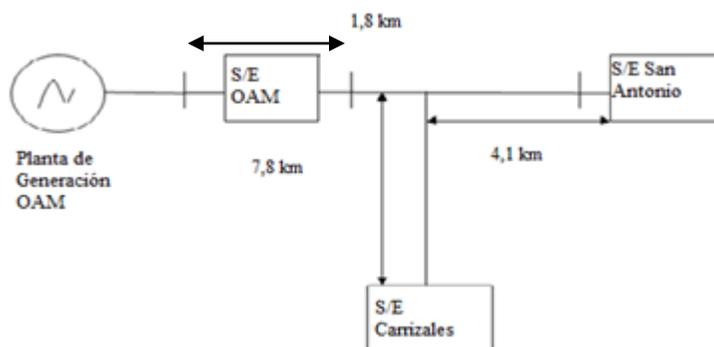


Figura 5. Diagrama unifilar del caso de estudio.

Tabla 4. Ángulos y distancias entre los vértices de la línea OAM-San Antonio.

	Ángulo	Distancia (m)
V1-V2	24° 43' 18''	393
V2-V3	25° 42' 51''	469,16
V3-V4	26° 45'	678,95
V4-V5	45° 31' 18''	480,49
V5-V6	24° 19' 54''	904,69
V6-V7	14° 22' 42''	609,71
V7-V8	40° 42' 45''	77,49
V8-V9	4° 20'	483,45
V9-V10	54° 57' 18''	268,06
V10-V11	36° 32' 30''	899,1
V11-V12	32° 30' 36''	735,9

Tabla 5. Datos atmosféricos del municipio los Salias [9].

Temperatura Máx./Mín./Med. Anual	23, 5/ 13, 1/ 17, 3 °C
Humedad Relativa Máx./Mín./Med. Anual	92/ 58/ 86,1 %
Tasa de Precipitación Anual	50.4 mm
Presión Atmosférica Máx./ Mín.	1079, 8/ 1007, 3 HPA

4.2.1 Parámetros de la Línea

La línea de transmisión OAM-San Antonio posee una longitud de 5,9 km, así como su derivación hacia la Subestación Carrizal I posee 7,8 km. Ambas quedan clasificadas como líneas cortas [2]. Por lo tanto, para su modelo circuital no se considera el efecto capacitivo de la línea, es decir, es despreciable el valor de la susceptancia a tierra (Y_c), y por ende, la línea se representa como una impedancia serie de la forma:

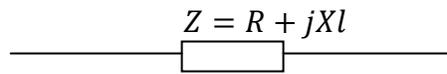


Figura 6. Modelo de una línea corta [2].

La reactancia inductiva jXl de un circuito eléctrico, se calcula aplicando el método de las imágenes, tomando en cuenta el efecto tierra. El método de imágenes para el cálculo de la inductancia serie establece [13]:

$$Xl = j0,0754 \times \frac{2^3 \sqrt{h_a \times h_b \times h_c}}{\text{RMG}} \times \frac{\sqrt[6]{D_{Aa} \times D_{Ab} \times D_{Ac} \times D_{AB} \times D_{AC}}}{\sqrt[6]{D_{Aa'} \times D_{Ab'} \times D_{Ac'} \times D_{AA'} \times D_{AB'} \times D_{AC'}} \quad (1)$$

$$\text{RMG} = r \times e^{\frac{-1}{4}} \quad (2)$$

Donde:

RMG: radio medio geométrico del conductor.

r: radio del conductor

Para efectos de este trabajo se utilizó la subrutina Line Constant, la cual ofrece el paquete computacional ATPDraw, en la cual se obtiene como resultado, la simulación de la línea con parámetros distribuidos.

4.3 Casos de Estudio

Tal y como fue descrito, la línea de transmisión OAM-San Antonio, está sometida a particulares condiciones atmosféricas, por lo tanto, se debe someter dicha línea al caso más crítico en 69 kV. Este sería realizar estudios de sobretensiones por descargas atmosféricas, en diferentes puntos de la línea. Con la finalidad de evaluar el nivel de aislamiento y la tasa de salida para así comparar dichos valores con los existentes, tomándose en cuenta las características que posea el sistema. Para ello se cuenta con la herramienta computacional ATPDraw, en la cual se analizarán los casos puntuales de descargas directas sobre la fase más expuesta y sobre el cable de guarda.

Específicamente se someterá a línea a las solicitudes por descargas atmosféricas en puntos claves. Estos son: la salida y llegada en las subestaciones OAM, San Antonio. En el CAPÍTULO VI, se explican con más detalles dichos casos.

Por otra parte, este trabajo originalmente planteaba realizar estudios de sobretensiones por maniobras, las cuales y en un principio no se realizarían, ya que dada la información histórica de las salidas de servicio de la línea y admitiendo que en 69 kV son de poca relevancia dichos estudios, los cuales solo se justifican en sistemas de muy altas tensiones. De no obtenerse los resultados esperados de las solicitudes al sistema de aislamiento por descargas atmosféricas, se realizaría un estudio de maniobras, aplicado al caso más crítico de este tipo de sobretensiones.

CAPÍTULO V

PARÁMETROS DEL RAYO PARA APLICACIONES EN INGENIERÍA

5.1 Intensidad y Polaridad de la Descarga

La intensidad de la descarga es uno de los parámetros más importantes, para efectos de modelación del rayo se puede considerar como una fuente de corriente, la cual es prácticamente independiente del valor de la impedancia del punto de culminación de la descarga, debido a que la impedancia del canal del rayo es muy alta comparada con la de ese punto, con lo cual la impedancia total de la trayectoria no se altera con la impedancia del punto final.

Según CIGRE (Conseil International des Grands Reseaux Electriques), propone que la amplitud de descarga más pequeña es de 3 kA. [5]. “La polaridad de la descarga es normalmente negativa, ya que la descarga negativa descendente es la más frecuente. Los análisis que se hacen de los parámetros son prácticamente para descargas nube-tierra, es por esto que los valores a los que se hace referencia son válidos para descargas nube-tierra” [1].

5.2 Nivel Cerámico

Se define como el número de días con tormenta al año, este indicador ha sido uno de los más importantes para el diseño de sistemas eléctricos y de protección contra las descargas atmosféricas, tiene aplicación regional y sirve para caracterizar la actividad cerámica de una región específica.

Es más representativo el número de descargas atmosféricas por unidad de superficie y por año, que mide la probabilidad que tiene un terreno de ser alcanzado por un rayo [7]. Normalmente se puede encontrar esta información en mapas de trazas isoceránicas.

En Venezuela se han planteado y realizado diversos proyectos para actualizar los mapas existentes. Los cuales no son totalmente confiables, por lo tanto para la realización de este proyecto se usará el siguiente mapa:

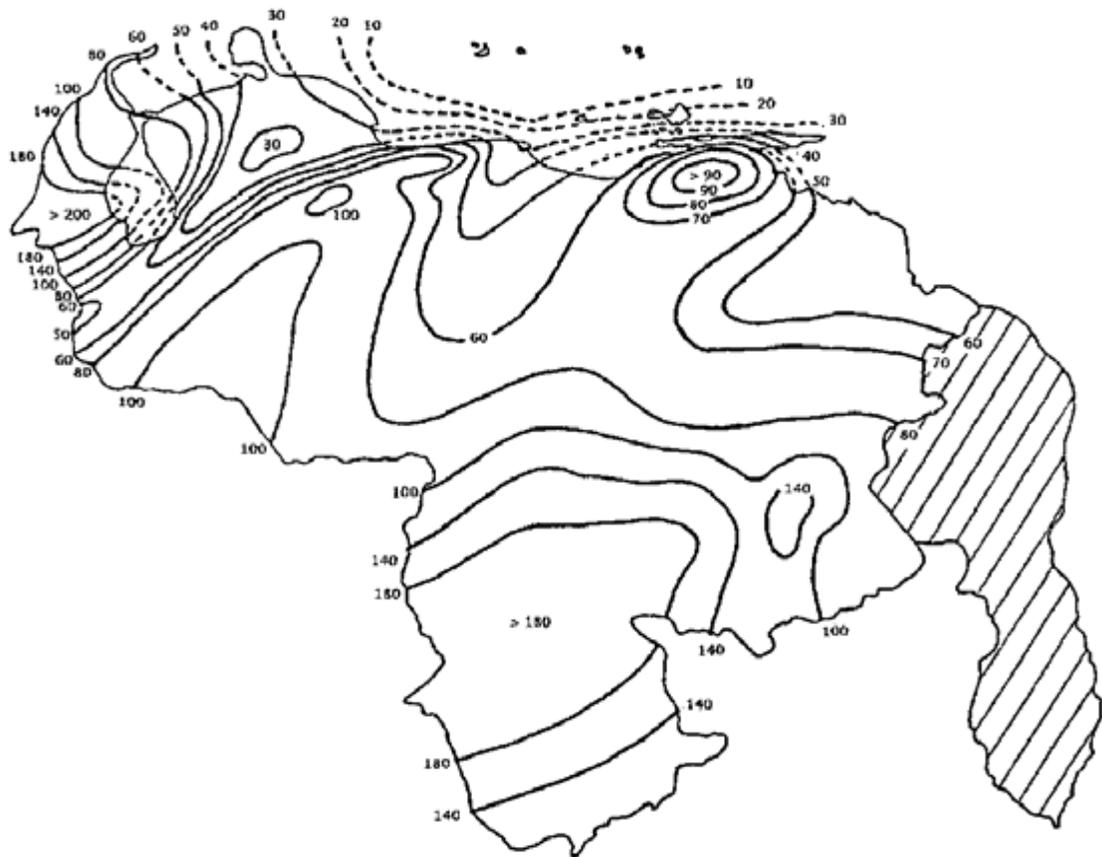


Figura 7. Promedio Anual de Tormentas eléctricas en Venezuela (1951-1970). En días de Tormenta al año (T) [6].

5.3 Densidad de Rayos a Tierra

Se define como el número de descargas atmosféricas a tierra en un kilómetro cuadrado por año y es un parámetro complementario al nivel cerámico que permite cuantificar la incidencia de rayos en la zona de interés.

5.4 Máximo Valor de la Corriente de Rayo

“Los dos principales parámetros de interés de una descarga de retorno (Return Stroke), son el valor máximo de la corriente de rayo, o también llamado corriente pico (Current Peak), y la máxima tasa de ascenso de la corriente de rayo (Current maximum rate of rise).”[8]

“El valor máximo de la corriente de rayo, dado en kiloamperé, es importante para el cálculo de dos valores de diseño de protección contra rayos: la caída de tensión en Volts, cuando el rayo impacta a la torre de transmisión, y el otro la distancia de impacto en metros, del rayo a la estructura” [8].

“La correcta medición de la corriente pico, para impactos individuales o descargas múltiples, es esencial en el análisis de la ingeniería de fallas individuales, así como para el mantenimiento y operación de los sistemas eléctricos y electrónicos” [8].

5.5 Máxima Rata de Ascenso de la Corriente de Rayo

Mientras la corriente pico se puede medir remotamente del campo electromagnético pico con un aceptable error, éste no es el caso para la máxima rata de ascenso de la corriente pico.

“Este valor se utiliza para el cálculo de tensiones electromagnéticas inducidas, expresadas en voltios, que se presentan en los lazos metálicos, abiertos o cerrados, de cualquier instalación y son los causantes de los daños a los equipos electrónicos. Las tensiones que se ponen en juego en las descargas atmosféricas, según las estimaciones son del orden de 5 a 10 kV/cm” [1].

5.6 Protecciones contra Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión Aéreas

Las líneas aéreas de transmisión, son los elementos más sacrificados dentro de un sistema de potencia, ya que, en la mayoría de las veces se encuentran ubicadas en sitios donde las condiciones atmosféricas y ambientales son perjudiciales. Actualmente y en función de preservar dichas líneas se cuentan con diversos tipos de protecciones. Las más usadas son: el uso del cable de guarda, pararrayos y descargadores, tales como los cuernos de arqueo. Todos estos elementos son de mucha importancia, siempre y cuando se tenga un buen sistema de puesta a tierra, debido a que este es el camino para conducir las sobretensiones producidas a tierra.

De conversaciones con el personal del Equipo de Líneas Aéreas de la Empresa, se pudo constatar que particularmente la línea de transmisión OAM- San Antonio en 69 kV, no posee un sistema tradicional de puesta a tierra, es decir, no posee jabalinas instaladas en los apoyos, lo cual indica que el camino a tierra se realiza directamente desde la torre hacia las fundaciones, en este caso tipo parrilla.

5.6.1 Cable de Guarda

El hilo de guarda, es un conductor diferente al de las fases de las líneas, tradicionalmente se elige con características diferentes, ya que este debe soportar los esfuerzos producidos principalmente por las descargas atmosféricas. Dicho conductor está colocado en la parte más alta de las torres, posee una flecha inferior a la de los

conductores, ya que, para que exista una buena protección debe realizarse un buen cálculo del ángulo de apantallamiento. Dicho ángulo es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema de transmisión aéreo, debido a que este no permitiría que una descarga alcance alguna de las fases.

La línea en estudio, posee instalado un cable de guarda calibre 176,9 ACSR, el cual si fue bien calculado el ángulo de apantallamiento podría disminuir a un valor casi despreciable la probabilidad de impacto de una descarga atmosférica sobre los conductores de las fases.

5.6.1.1 Descargas sobre Cables de Guarda

Si un cable de guarda se ve sometido a una descarga atmosférica en el punto de unión en la torre o entre dos torres, parte de la corriente del rayo fluye en cada una de las direcciones a lo largo del cable de guarda y parte se va por la torre o torres más cercanas al punto de descarga.

“En algunos casos y bajo ciertas condiciones, se han calculado las distribuciones resultantes de la corriente y tensión, y se ha encontrado que la diferencia de potencial que se manifiesta entre los cables de guarda y los conductores de fase, generan un frente y una cola más corta que aquellas que aparecen en la corriente del rayo, pero manteniendo la forma. El valor de la diferencia de potencial entre torre y conductor, es función también de la inductancia y resistencia al pie de la torre, aunque depende también de la impedancia característica del cable o cables de guarda y de la longitud del vano. Estas sobretensiones se manifiestan en los conductores de fase por lo que valen las consideraciones hechas para este caso” [2].

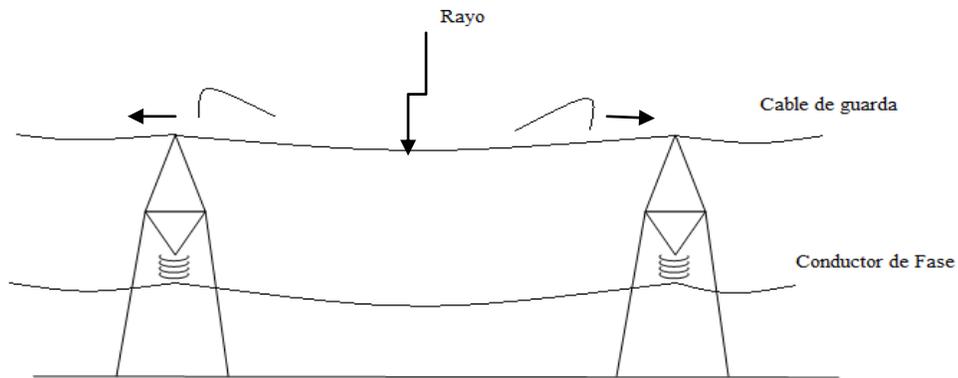


Figura 8. Descarga sobre cable de guarda [7].

5.6.1.2 Distribución en Vanos y Torres de la Corriente de Rayo

Si se ha hecho un buen cálculo del ángulo de apantallamiento del cable de guarda, de las descargas que alcanzan la línea, prácticamente ninguna golpeará el conductor, sino a la torre o al cable de guarda. Las que golpean el cable de guarda en la mitad del vano, por lo general, no causan flameo en el punto del impacto por varias razones: El mecanismo de flameo entre conductores cilíndricos paralelos produce altísimas corrientes de pre-descarga, que rebajan el voltaje entre cable y fase, demorando un posible flameo; además, las reflexiones que llegan de las torres adyacentes, disminuyen aún más el voltaje, las distancias entre cable y fase son mucho mayores en el vano que en la torre. Es importante, entonces, saber qué porcentaje de las descargas totales golpea el cable de guarda lejos de la torre y cuantas descargas caen sobre la torre o el cable en cercanías de esta.

Los siguientes diagramas ilustran la distribución de la corriente del rayo a través del cable de guarda y las torres. El primero representa el golpe del rayo a la mitad de un vano, el segundo propiamente en la torre.

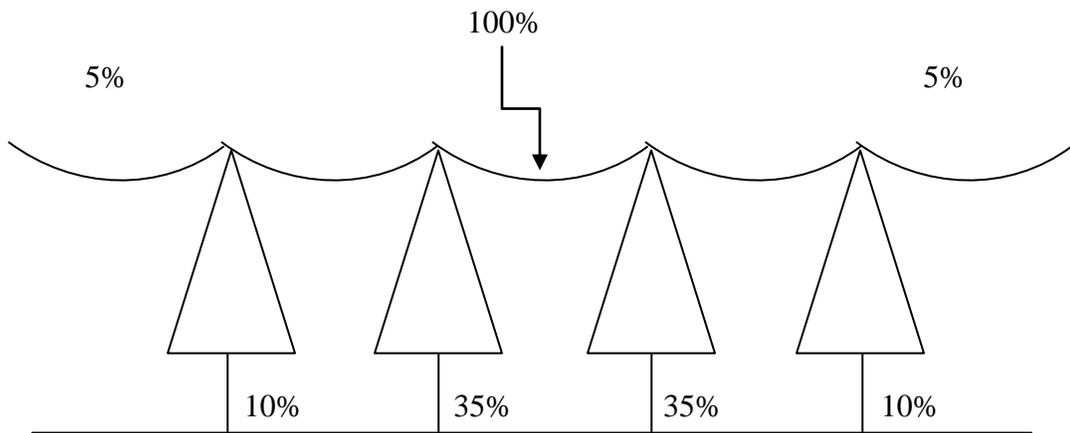


Figura 9. Impacto del rayo a mitad del vano del cable de guarda [7].

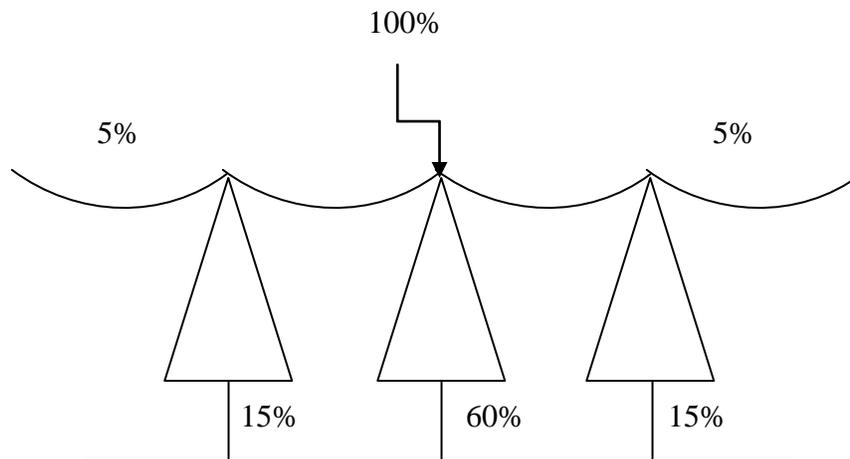


Figura 10. Impacto del rayo directamente sobre la torre [7].

5.6.2 Pararrayos

Los pararrayos son dispositivos colocados dentro de un sistema de potencia con la función de modificar la forma de onda de la sobretensión y absorber dicha energía para así desviarla a tierra y con esto proteger la cadena de aisladores y preservar el buen funcionamiento del sistema.

Para su correcto funcionamiento, dichos dispositivos se han de elegir de unas características tales que puedan actuar antes de que la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento de los elementos a proteger, pero nunca para valores nominales de tensión del sistema.

5.6.3 Cuernos de Arqueo

Tal y como ya se comentó, estos dispositivos son descargadores a tierra de sobretensiones producidas. Fundamentalmente entre sus terminales se forman arcos eléctricos cuando se rompe la rigidez dieléctrica del aire. Dado que se quiere proteger a la cadena de aisladores, estos dispositivos actúan para que el arco se forme en el aire y no en los aisladores, ya que éstos juegan un papel más importante en el sistema de transmisión.

5.3 Cálculo del Nivel de Aislamiento

El aislamiento de las líneas está sometido frecuentemente a los esfuerzos eléctricos producidos por la tensión de operación en las condiciones normales de servicio y ocasionalmente a sollicitaciones elevadas originadas por sobretensiones; sin embargo, éste debe estar en la capacidad de soportar cualesquiera de dichas sollicitaciones de tensión en el transcurso de su vida útil sin que su función sufre ningún deterioro o daño que pueda ocasionar la pérdida de las propiedades que caracterizan dicho aislamiento.

Es por esta razón, que en los sistemas eléctricos es primordial realizar un diseño óptimo del aislamiento, es decir, obtener la relación adecuada entre el aislamiento y los esfuerzos a que se verá sometido éste por efectos de sobretensiones, así como por las variaciones de las condiciones ambientales, de manera que a menor costo, se garantice en todo momento la operatividad de dicho sistema.

La escogencia del tipo y cantidad de aisladores deben satisfacer las exigencias a la que serán sometidos. Para la determinación de la tensión que deben soportar los aisladores, debe disponerse de los datos ambientales (condiciones atmosféricas) correspondientes a la ruta que atraviesa la línea y de la configuración geométrica de la misma.

La verificación del aislamiento por sobretensiones debido a descargas atmosféricas se realiza considerando las salidas de servicio de la línea debido a las descargas retroactivas. Ésta ocurre cuando el rayo incide en forma directa o en las cercanías de la estructura, o sobre el cable de guarda, generando un potencial entre la torre y cualquiera de las fases que exceda la rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores.

Este estudio tiene como objetivo determinar si la cantidad de aisladores obtenidos ante sobretensiones internas, se ajusta a los requerimientos del aislamiento por causa de sobretensiones externas, considerando los parámetros físicos y ambientales particulares de esta evaluación, es decir, este estudio representa el caso más crítico posible al cual puede ser sometido el sistema de aislamiento. Para sistemas de transmisión menores de 138 kV, la coordinación de aislamiento se realiza usando el criterio de la tasa de salida.

Las siguientes ecuaciones son tomadas de la normas CADAPE, referente al cálculo del nivel de aislamiento de en líneas de transmisión.

$$T = \frac{NI \times Nc \times Nr}{100} \quad (4)$$

Donde

T: Tasa de salida por cada 100 km.

NI: Número de descargas que caen en la línea por 100 km por año.

$$Nc = \frac{Td \times (4 \times hcg)}{103,4} \quad (5)$$

Td: Nivel isocerámico de la zona (días de tormenta al año).

hcg: Altura del cable de guarda sobre el terreno (m).

Nr: Porcentaje de rayos que caen directamente sobre la torre. Puede suponerse un valor de 60% para estructuras metálicas (de acuerdo a EPRI).

Nc: Porcentaje de rayos que exceden la corriente crítica I_c requerida para causar ruptura. Este término se determina de acuerdo a la ecuación propuesta por Anderson y Erickson.

$$N_o = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2,6}} \quad (6)$$

Donde:

$$I_c = \left[V_{cd} \times (1 - 1,13 \times \sigma_{da} \times \left(\frac{\partial}{H_v}\right) - \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times V_{11} \right] \times \frac{(Z_{11} + 4 \times R_t)}{(1 - K) \times Z_{11} \times R_t} \quad (7)$$

Vcd: Tensión crítica disruptiva a régimen de impulso atmosférico negativo. Se determina de las especificaciones del fabricante de los aisladores y tomando en consideración el número de aisladores obtenidos en el cálculo de las sobretensiones de origen interno.

σ_{da} : Desviación estándar del aislamiento ante sobretensiones atmosféricas = 3%.

Z11: Impedancia propia del cable de guarda.

Rt: Resistencia de puesta a tierra.

K: Coeficiente de acoplamiento entre el cable de guarda y el conductor por fase.

$$K = \frac{Z_{ccg}}{Z_{11}} \quad (8)$$

$$Z_{11} = 60 \times \ln\left(\frac{2 \times h_{cg}}{r_{cg}}\right) \quad (9)$$

r_{cg} : Radio del cable de guarda [m].

Z_{ccg} : Impedancia mutua entre el cable de guarda y el conductor de guarda.

$$Z_{ccg} = 60 \times \ln\left(\frac{D_{ccgim}}{D_{ccg}}\right) \quad (10)$$

D_{ccgim}: Distancia entre la imagen del cable de guarda y el conductor [m].

D_{ccg}: Distancia entre el cable de guarda y el conductor [m].

Haciendo uso de esta metodología, se obtiene que el valor de la tasa de salida de la línea de transmisión en estudio es de 0,111 que multiplicada por la longitud se obtiene 0,6549, es decir, que según este valor la línea sale de servicio 6 veces cada diez años, lo cual no se apega a la realidad, por esta razón, este valor debería ser comparado con otro en dónde se aplique una metodología diferente. Particularmente durante la realización de este trabajo no se contó con otra forma de calcular dicho valor, por lo tanto, se deja como recomendación su cálculo.

CAPÍTULO VI

SIMULACIONES CON EL PROGRAMA ATPDraw

6.1.- Modelo Implementado en ATPDraw

La herramienta computacional ATPDraw (Alternative Transients Program), es el programa más usado a nivel mundial para simular transitorios electromagnéticos, electromecánicos y sistemas eléctricos de potencia. Cada elemento involucrado en las simulaciones de las sobretensiones por descargas atmosféricas, tiene su representación en el ATPDraw. Los elementos a ser representados con el programa son:

- Planta de generación OAM.
- Descargas atmosféricas.
- La línea de transmisión OAM- San Antonio y su derivación hacia Carrizales.
- Las torres de transmisión.
- Las cadenas de aisladores y cuernos de arqueo.
- Resistencia de puesta a tierra.

6.1.1 Planta de Generación OAM

La planta OAM, está compuesta por 5 máquinas de generación termoeléctrica, las cuales funcionan a través de un ciclo combinado de gas. Dichas máquinas generan una tensión de 13.8 kV y poseen una impedancia subtransitoria de 0,012 p.u. La tensión es elevada por transformadores, que llevan el nivel de tensión hasta 69 kV. La planta OAM será representada en el programa a través de un equivalente de Thévenin, es decir, por una fuente de tensión y su respectiva impedancia equivalente, la cual es inductiva. Para efectos del programa se exige que se coloque la amplitud de tensión pico.

6.1.2 Descargas Atmosféricas

Como se ha mencionado una descarga atmosférica está caracterizada por una onda de corriente de gran magnitud y corta duración, para ello el programa presenta diferentes alternativas de fuentes de corriente tipo impulso atmosférico. Para este Trabajo se eligió la Heidler type 15, la cual se ajusta con exactitud a los parámetros propuestos en la norma IEEE Std 1243-1997.

Para el presente Trabajo se usarán diferentes valores de amplitud de dicha fuente, es decir se realizará un muestreo con valores que oscilan entre 1kA y 17 kA. Esto con la finalidad de observar el comportamiento del sistema a dichas variaciones.

Los parámetros que determinan la forma de onda de una descarga atmosférica son de naturaleza aleatoria. Estudios realizados han determinado que la amplitud, el frente de onda (tiempo que toma la descarga en alcanzar el 90% de su valor pico), el tiempo de cola (tiempo que toma la descarga en alcanzar el 50% de su valor pico), responden a una función de distribución logarítmica, según CIGRE (Conseil International des Grands Reseaux Electriques), los valores de dichos tiempos son de 1,2 μ s y 50 μ s respectivamente [5]. Adicionalmente dicho consejo de internacional propone que la amplitud de descarga más pequeña es de 3 kA [5].

6.1.3 Línea de Transmisión OAM - San Antonio

Para dicha línea se dispuso de las herramientas que ofrece el programa, es decir, se eligió un modelo de los que proporciona el ATPDraw. El modelo Bergeron, es el que más se acopla a las características que se necesitan para llevar a cabo las simulaciones, ya que este está basado en un modelo de línea de transmisión con parámetros distribuidos. Dicho modelo cuenta con la subrutina LINE CONSTANT, la cual permite calcular los parámetros de una línea de transmisión.

Tal y como se ha dicho con anterioridad, se va a realizar un estudio de descargas atmosféricas, por lo tanto, es de importancia ver el efecto que estas producen sobre las torres de transmisión, por lo cual, estas últimas serán representadas de forma particular. Con esto lo que se quiere decir es que la línea será representada en tramos usando el modelo Bergeron y por las torres de transmisión.

6.1.4 Torres de Transmisión

Para los fenómenos atmosféricos las torres de transmisión deben ser consideradas como impedancias de impulso que varíen a lo largo de las mismas. En su base debe estar conectada la resistencia de puesta a tierra. Es decir, que las torres de transmisión deben representarse por elementos de propagación de la onda impulso atmosférico, para lo cual el programa posee el modelo de línea de transmisión Clarke, el cual modela una línea de transmisión monofásica con parámetros distribuidos, con una impedancia de impulso y una velocidad de propagación igual al 70% de velocidad de la luz. Los valores de dicha impedancia de la torre se discriminaron de la siguiente forma:

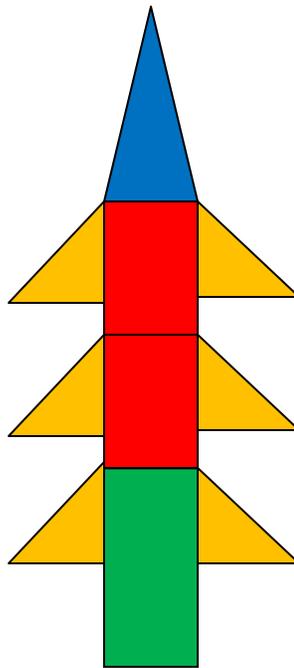


Figura 11. Distribución geométrica de la torre de transmisión.

Para las áreas sombreadas de color amarillo y azul se usó la ecuación 11 y para las áreas sombreadas en rojo y verde se usó la ecuación 12. La diferencia radica en la forma de la figura a la que se le esté calculando la impedancia.

$$Z_t = 60 \ln \left(\sqrt{2} \frac{\sqrt{r^2 + h^2}}{r} \right) \quad (11)$$

$$Z_t = 60 \ln \left(2\sqrt{2} \frac{h}{r} \right) \quad (12)$$

Dónde r representa el radio de la figura y h la altura de la misma. Para cada una de las áreas de la figura 11, la tabla 6 resume los valores de impedancia en ohmios.

Tabla 6. Resumen de los valores de la impedancia de la torre de transmisión.

Figura	Impedancia (Ω)
	80,224
	90,583
	85,408
	81,373

6.1.5 Cadenas de Aisladores y Cuernos de Arqueo

Para una descarga atmosférica que impacte directamente sobre la torre o en el cable de guarda y que se propague a través de los mismos, el final de las crucetas o ménsulas, representan circuitos abiertos. La cadena de aisladores serán representadas a través de interruptores controlados por tensión (Switch voltage control), los cuales simularán la descarga inversa, cerrando el interruptor si el voltaje entre la cruceta y el conductor de fase supera el valor del nivel de tensión de aislamiento. Dicho valor se obtiene del fabricante de los aisladores, el cual para este Trabajo es de 600 kV para

una cadena de 6 elementos y de 680 kV para una cadena de 7 elementos. Cabe destacarse que para este trabajo, el efecto de los cuernos sobre la cadena reduce en un 5% los valores citados de la tensión crítica de ruptura, por lo dicho, los cuernos no pueden simularse a través de un elemento de forma individual.

6.1.6 Resistencia de Puesta a Tierra

El valor de sobretensión que aparece sobre la torre de transmisión está principalmente determinado por la resistencia de puesta a tierra aparente en el momento de la descarga, debido a que la reflexión de la base de la torre puede llegar mucho más rápido al tope de la misma que las reflexiones a las torres aledañas. Por lo dicho es de vital importancia en estudios de descargas atmosféricas el valor de la resistencia de puesta tierra. Para este Trabajo se cuenta con la particularidad de que el tramo OAM- San Antonio, no posee instalados jabalinas de puesta a tierra, por lo cual se usarán distintos valores que oscilarán entre 20Ω y 1000Ω , con esto se busca establecer y corroborar la importancia de tener instalados sistemas de puesta a tierra en la línea de transmisión.

6.2 Casos de Simulación

En este apartado del Trabajo, se explicarán a detalle los casos a ser simulados con el programa. Ya que es de importancia saber el comportamiento de las torres bajo la influencia de la descarga atmosférica, será necesario representar al menos 3 de ellas y sus vanos. El resto de la línea se simulará usando parámetros distribuidos.

Para cada caso de simulación se estableció una corriente diferente de rayo y un valor distinto de la resistencia de puesta a tierra. Además se varió la posición de la fuente impulso atmosférico, para así alternar las condiciones y no ser rígidos con respecto a las condiciones a las que se somete al sistema. Los valores que se usaron

en las simulaciones de la amplitud de la fuente impulso y de la resistencia de puesta a tierra, están representados en la tabla 7.

Tabla 7. Valores empleados en las simulaciones.

Amplitud de Corriente (kA)	Resistencia de Puesta a Tierra
1	20
3	50
5	100
10	300
17	1000

6.2.1.- Impacto sobre la Salida de la Subestación OAM (caso 1)

En la figura 12 se muestra el modelo implementado en el programa ATPDraw, en el cual se representan los elementos del sistema de transmisión tal cual fueron descritos, es decir, se indican los vanos y donde impacta la descarga atmosférica. Cabe destacarse que para este caso de estudio, se varía la posición de la fuente impulso atmosférico entre las torres 3, 5 y 7, además de que hace que impacte tanto en la fase más expuesta como en el cable de guarda.

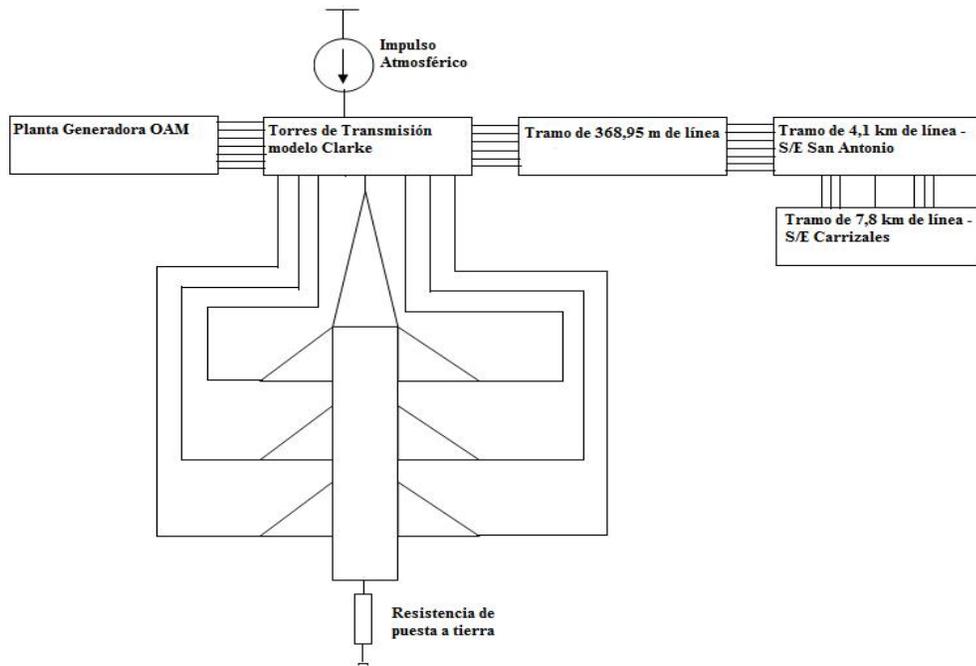


Figura 12. Modelo implementado en el programa ATPDraw, para el 1er caso de estudio.

6.2.2.- Impacto a la llegada de la Subestación San Antonio (caso 2)

En la figura 13 se muestra el modelo implementado en el programa ATPDraw, en el cual se representan los elementos del sistema de transmisión tal cual fueron descritos, es decir, se indican los vanos y donde impacta la descarga atmosférica. Cabe destacarse que para este caso de estudio, se varía la posición de la fuente impulso atmosférico entre las torres 15, 18 y 20, además de que hace que impacte tanto en la fase más expuesta como en el cable de guarda.

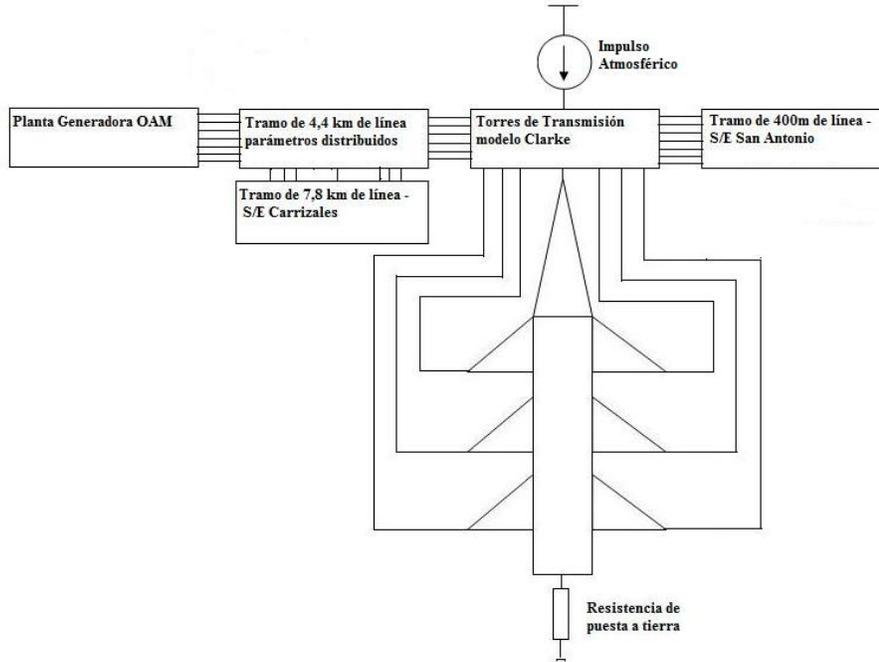
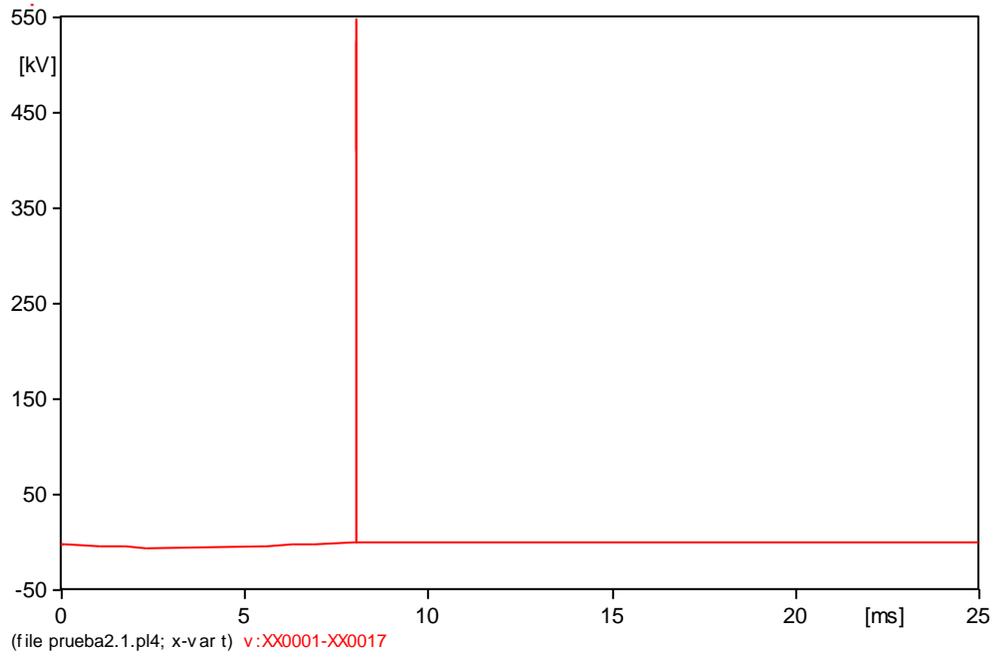


Figura 13. Modelo implementado en el programa ATPDraw, para el 2do caso de estudio.

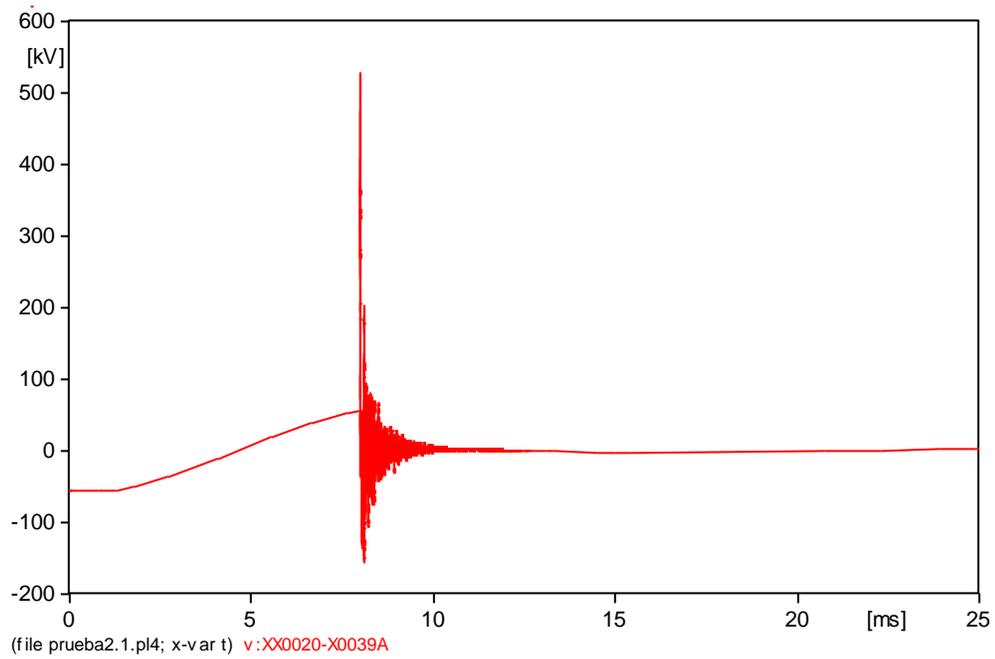
6.3 Resultados de las Simulaciones

A continuación se presentan una serie de gráficos obtenidos como resultados de las simulaciones realizadas en el programa. Cabe destacarse que en dichas gráficas se presentan los valores de tensión en diferentes puntos del sistema de transmisión, tales como, la tensión en las cadenas de aisladores de las torres afectadas por la descarga atmosférica y las tensiones de las subestaciones San Antonio y Carrizales. En todas las gráficas se muestran al mismo tiempo los valores de dichas tensiones para los diferentes valores de resistencia de puesta a tierra y corriente del rayo. A continuación se presenta un ejemplo del método empleado para presentar los resultados, específicamente se toma en cuenta una corriente de rayo de 10 kA y una resistencia de puesta a tierra de 100Ω.

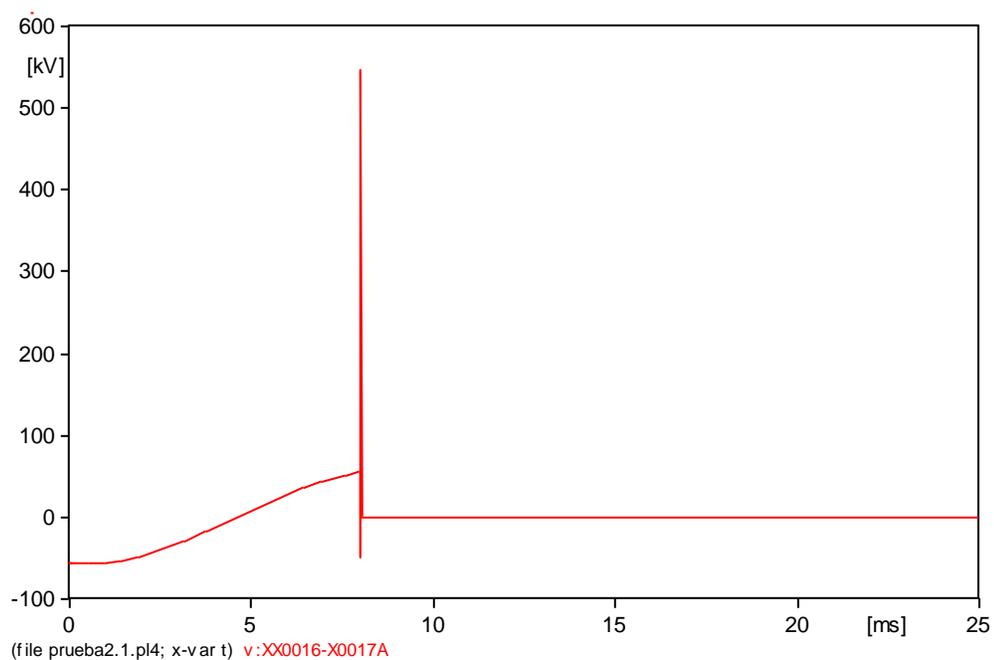
Los resultados expuestos por el programa ATPDraw para el caso planteado son los siguientes:



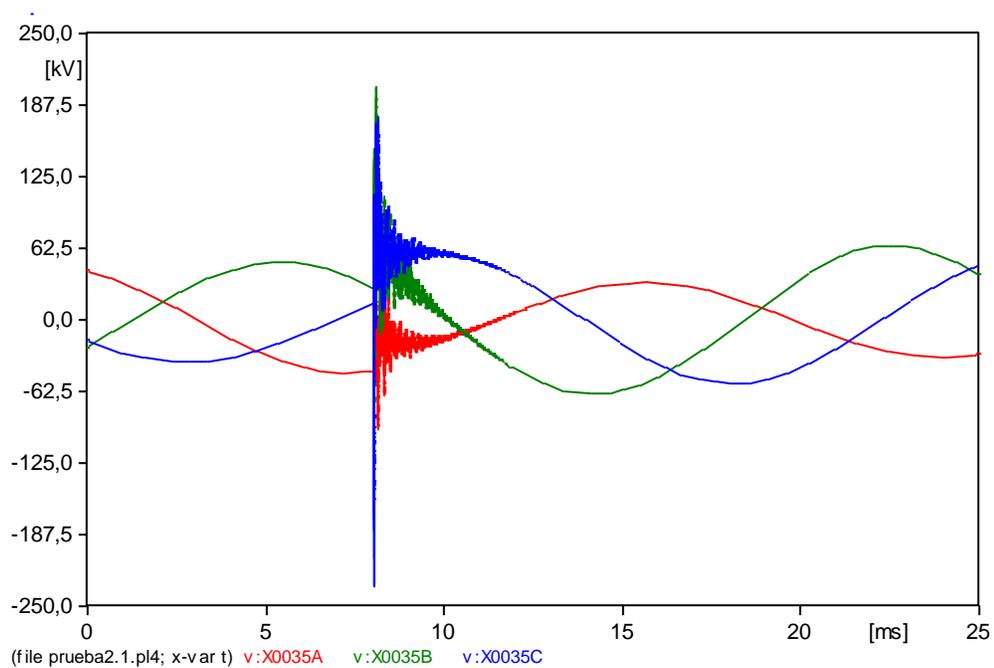
Gráfica 1. Tensión en la cadena de aisladores de la fase A, torre 3 para el caso 1.



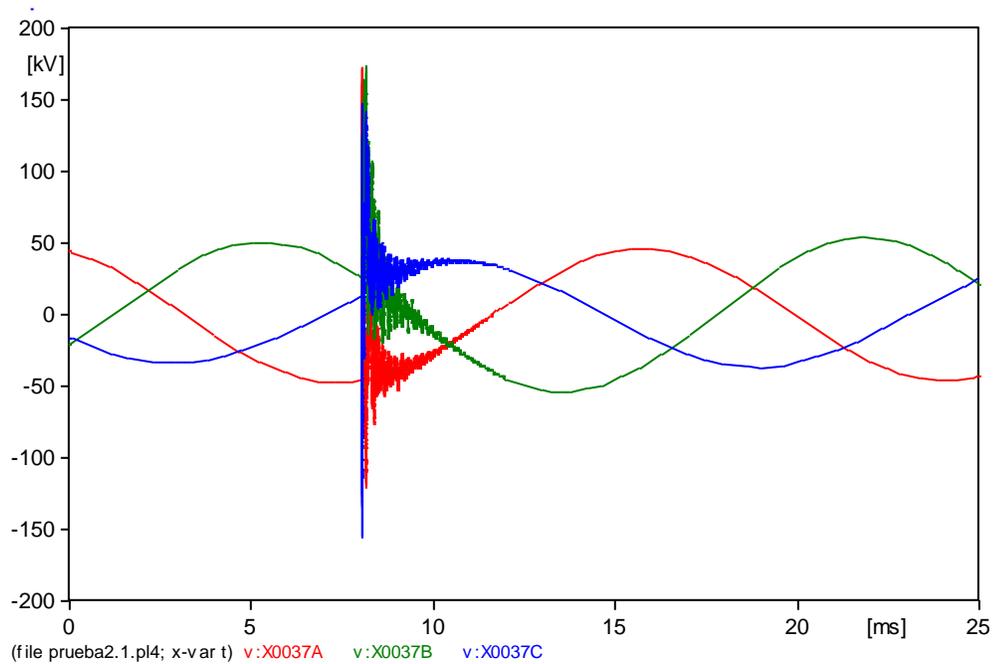
Gráfica 2. Tensión en la cadena de aisladores de la fase a, torre 3 para el caso 1.



Gráfica 3. Tensión en la cadena de aisladores de la fase C, torre 3 para el caso 1.



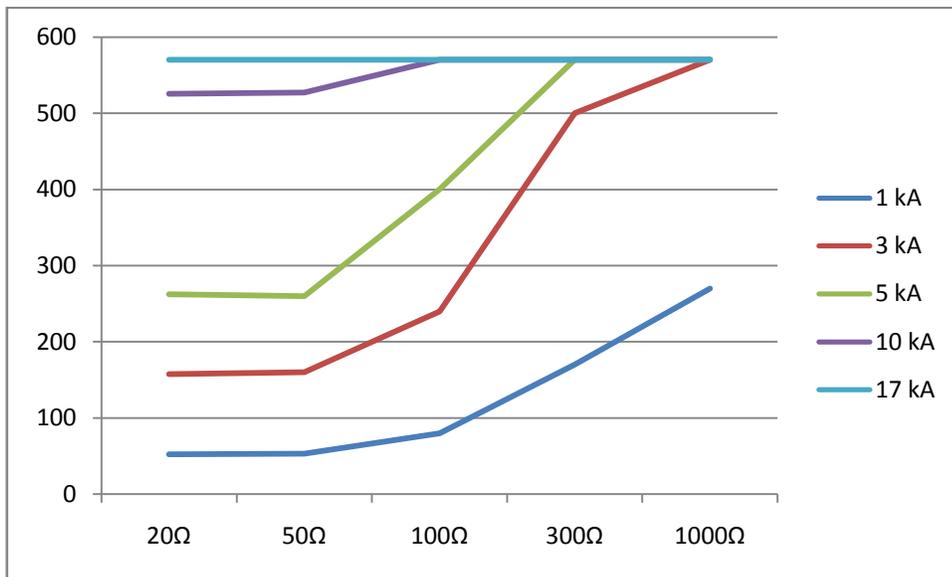
Gráfica 4. Tensión en la S/E San Antonio para el caso 1.



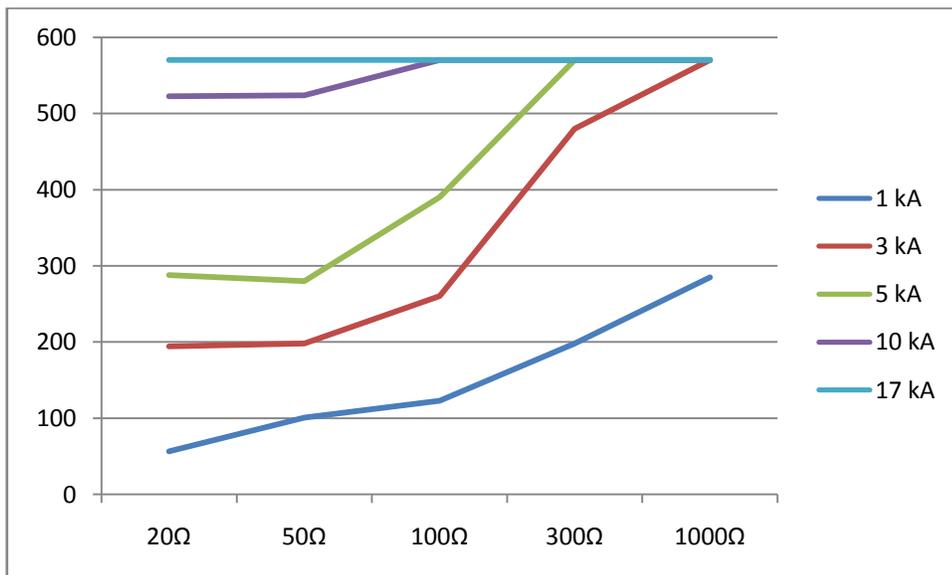
Gráfica 5. Tensión en la S/E Carrizales para el caso 1.

Analizando las gráficas que se obtienen del ATPDraw, se observa cómo funcionan los interruptores controlados por tensión, los cuales hacen las veces de la cadena de aisladores, es decir, que cuando alcanzan la tensión crítica de ruptura, dichos interruptores se cierran y como resultado de esta acción se forma la ruptura dieléctrica.

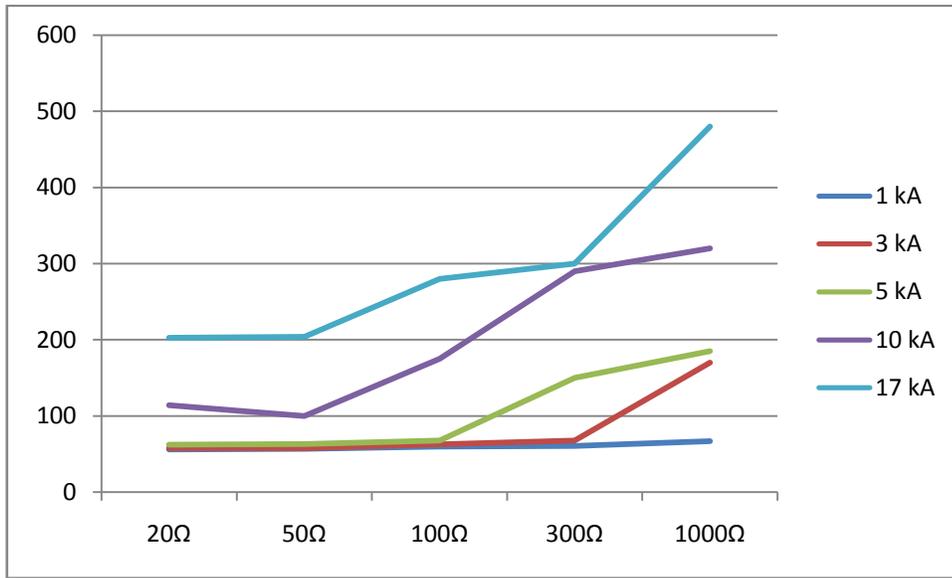
Con dichos resultados y los que arrojen las demás simulaciones, se procede a formar las gráficas que se presentan a continuación:



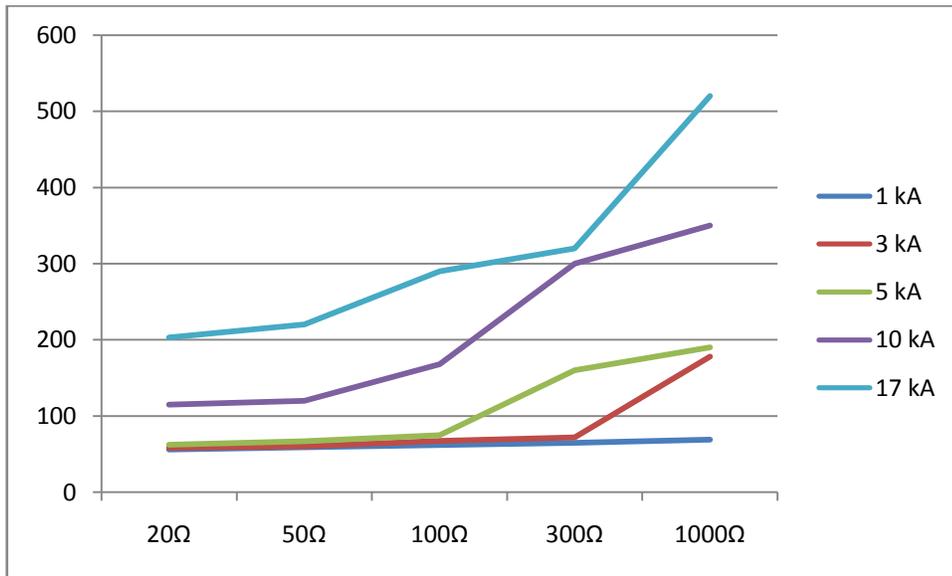
Gráfica 6. Tensión en la cadena de aisladores (kV) de la fase A, torre 3, 1er caso de estudio.



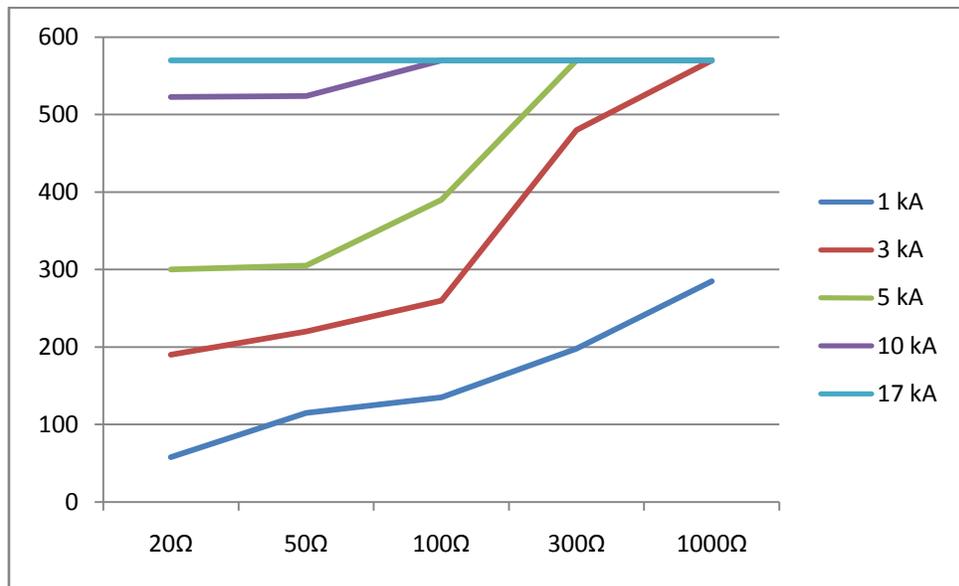
Gráfica 7. Tensiones en la cadena de aisladores de la Fase a, torre 3, 1er caso de estudio.



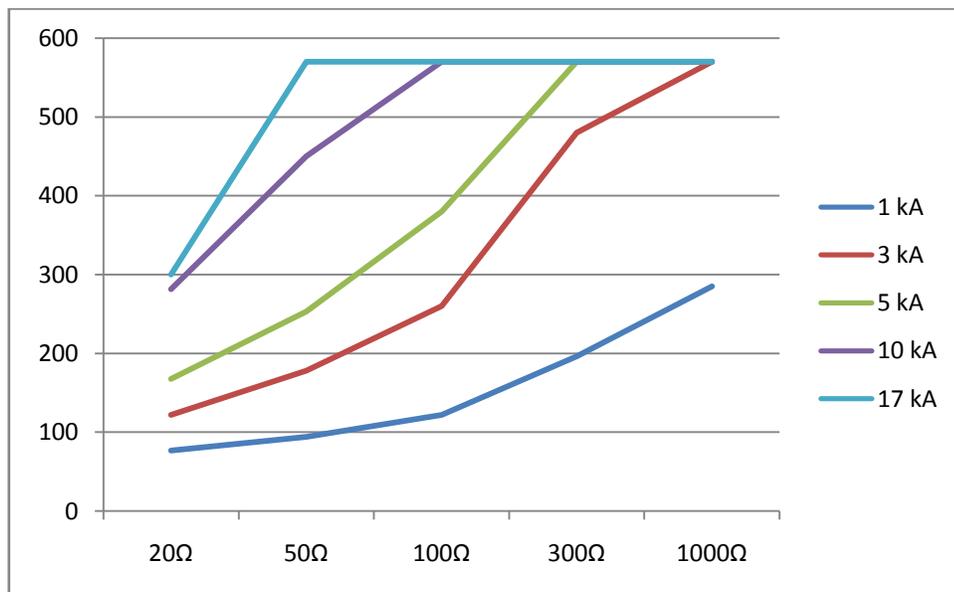
Gráfica 8. Tensiones en la S/E San Antonio (kV), 1er caso de estudio.



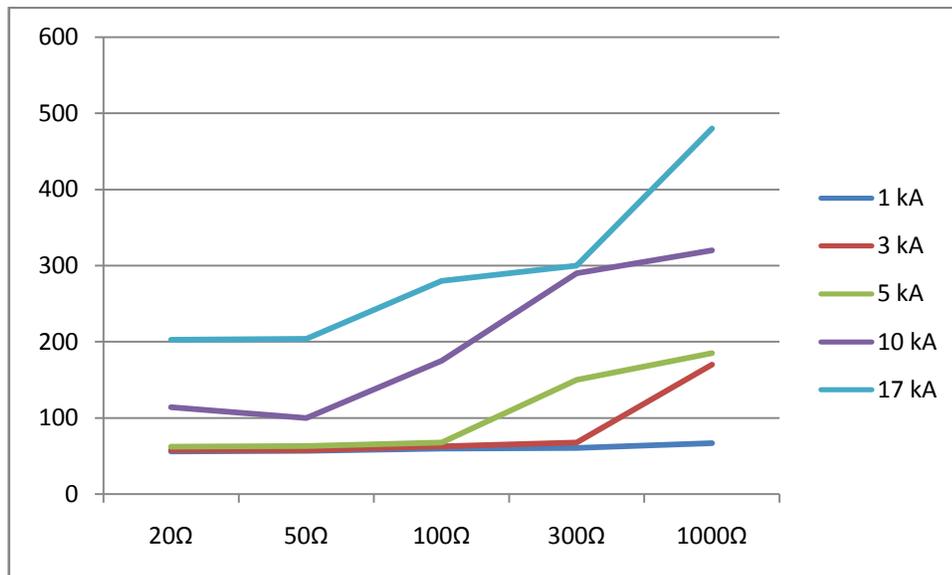
Gráfica 9. Tensiones en la S/E Carrizales (kV), 1er caso de estudio.



Gráfica 10. Tensiones en la cadena de aisladores (kV) en la fase C, torre 18, 2do caso de estudio.



Gráfica 11. Tensiones en la cadena de aisladores (kV) de la fase A, torre 15, 2do caso de estudio.



Gráfica 12. Tensiones en la S/E San Antonio (kV), 2do caso de estudio.

6.4 Análisis de los Resultados para cadenas de 6 aisladores

De los resultados obtenidos de las simulaciones se puede afirmar lo siguiente:

- Para valores de corriente del rayo igual o superior a 17 kA, siempre se produce ruptura dieléctrica en las cadenas de aisladores de la línea de transmisión, sin importar el valor de la resistencia de puesta a tierra.
- Para valores de corriente del rayo que oscilan entre 1 kA y 5 kA, se producen sobretensiones en el sistema, las cuales son de corta duración. Lo que le permite al sistema de transmisión darse la oportunidad de restablecerse y así no producirse ruptura de la rigidez dieléctrica. Esto se corrobora para valores de la resistencia de puesta a tierra entre 20 y 100Ω.

- A partir de 10 kA de corriente de rayo y 100Ω de resistencia de puesta a tierra, siempre se producen rupturas en las cadenas de aisladores.

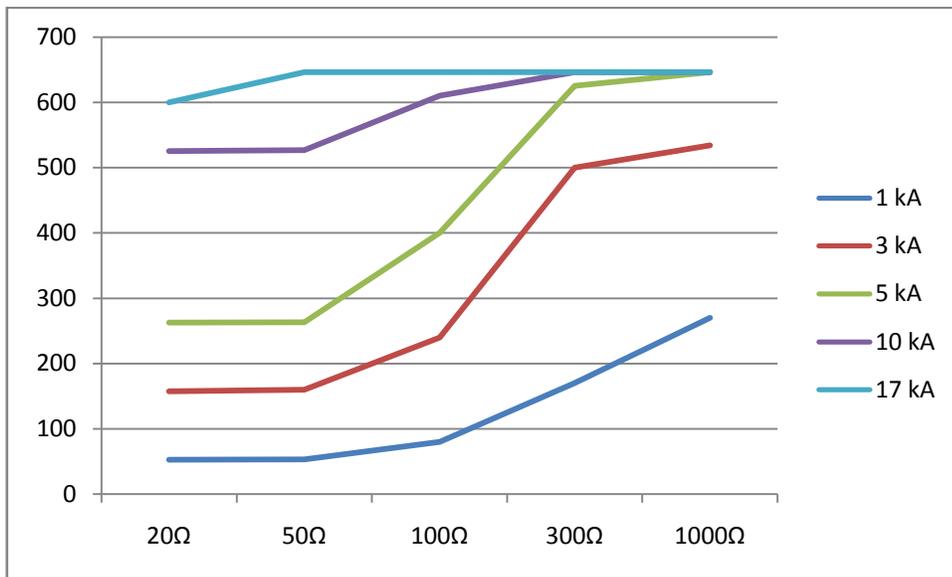
Dadas las condiciones en que se encuentra el sistema transmisión y los resultados obtenidos, se concluye que la principal causa por la cual se están presentando los inconvenientes provienen de no poseer un sistema de puesta a tierra.

Es notable que en los resultados obtenidos, los aumentos en los valores de sobretensión del sistema son directamente proporcionales al aumento de la resistencia de puesta a tierra, es decir, mientras más grande es el valor de la resistencia de puesta a tierra, más grande es la sobretensión que debe soportar el sistema y por lo tanto al no poseer un camino efectivo a tierra, el sistema tiende a perder su efectividad en poder reducir los efectos nocivos de dichas sollicitaciones. Dicho esto, queda demostrado que la sensibilidad al valor de la resistencia de puesta a tierra que presenta la probabilidad de ruptura debido a estas sobretensiones es muy alto, por ello se debe prestar la debida atención a este parámetro de diseño.

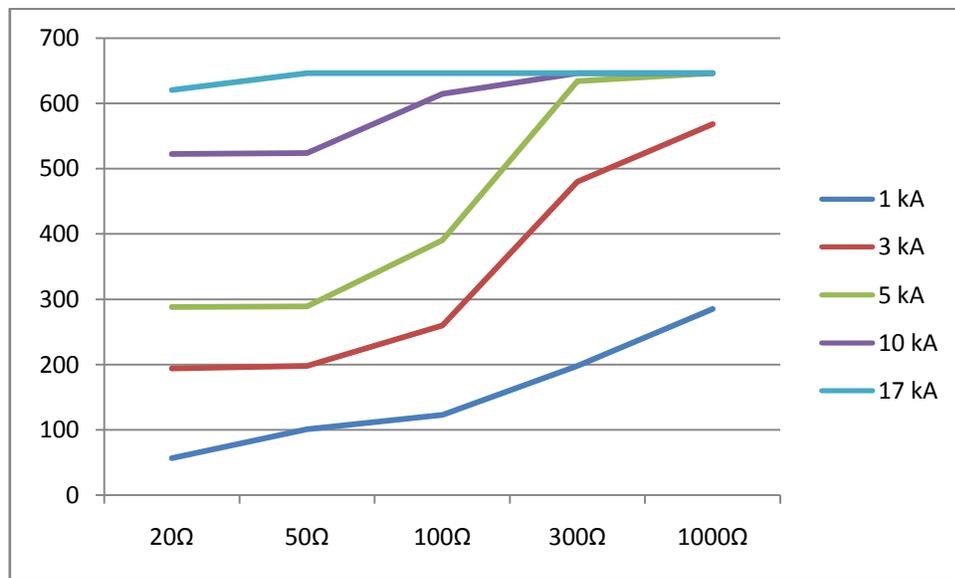
Una de las posibilidades a ser evaluadas en este trabajo es colocar un elemento más en las cadenas de aisladores, para así verificar si aumentando el valor de la tensión crítica de ruptura se disminuyen el número de rupturas. Para ello se debe aumentar a 646 kV la tensión en los interruptores controlados por tensión, los cuales simulan la cadena en el programa. Así mismo se mantendrán intactas las demás condiciones del sistema para poder tener un punto de comparación.

6.5 Resultados de las Simulaciones con 7 Aisladores

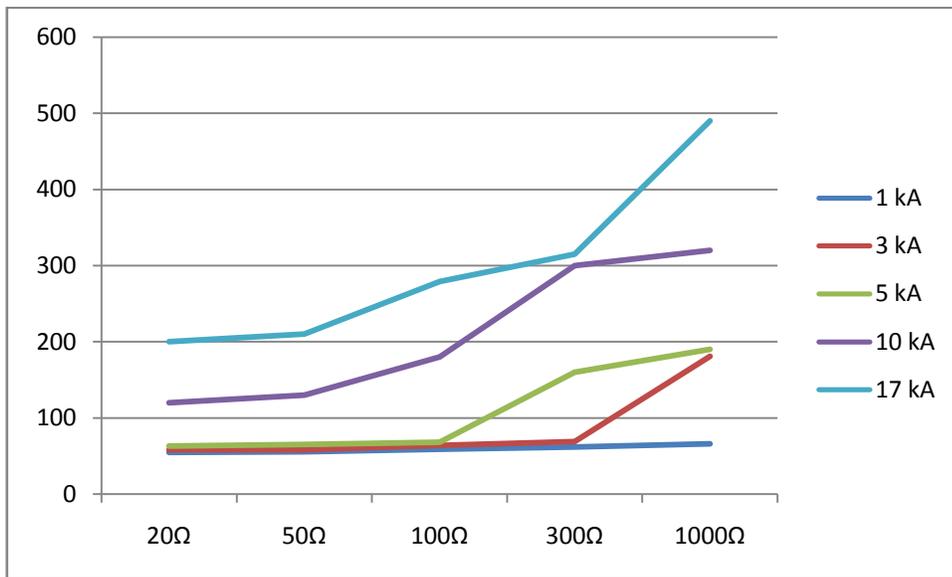
Los resultados de las simulaciones usando 7 elementos en la cadena de aisladores son los siguientes:



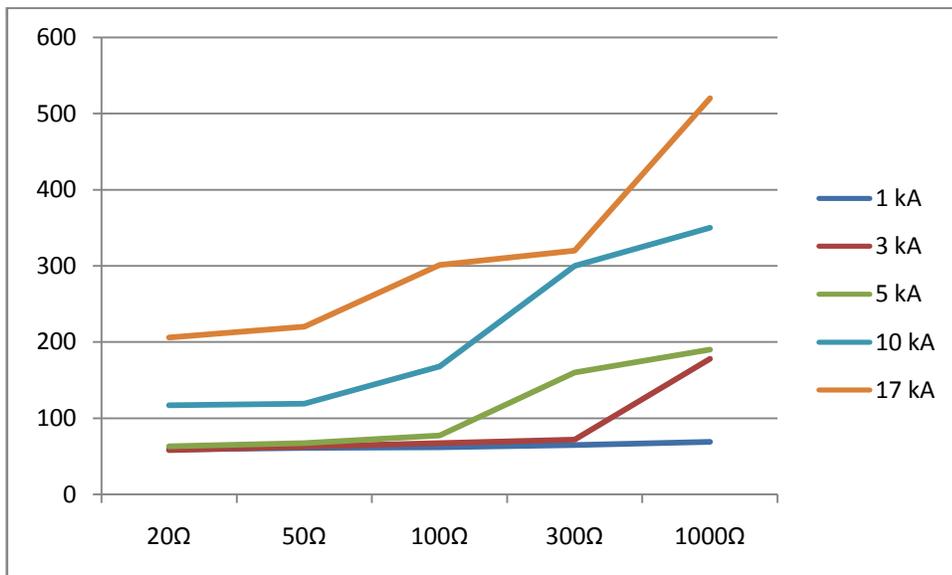
Gráfica 13. Tensión en la cadena de aisladores (kV) de la fase A, torre 3, 1er caso de estudio.



Gráfica 14. Tensión en la cadena de aisladores (kV) de la fase A, torre 5, 1er caso de estudio.



Gráfica 15. Tensión en la S/E San Antonio (kV) 1er caso de estudio.



Gráfica 16. Tensión en la S/E Carrizales (kV) 1er caso de estudio.

6.6 Análisis de los Resultados para cadenas de 7 aisladores

Es de hacerse notar que al aumentar el nivel de aislamiento en la línea de transmisión, se reduce el número de fallas por rupturas dieléctricas, más sin embargo, se vuelve a repetir el mismo comportamiento que se tenía con 6 elementos en la cadena de aisladores. Específicamente varía muy poco los niveles de tensión, es decir, siguen estando en el mismo rango y por lo tanto se vuelve comprobar que sin un buen sistema de puesta a tierra, el sistema no va a tener una referencia que le permita manejar niveles de sobretensiones soportables para la coordinación de aislamiento.

Otro factor a tomar en cuenta para tomar una decisión al respecto, sería realizar una estimación económica, en la cual se analice la factibilidad de colocar un elemento aislador más en las cadenas. Realizando un cálculo rápido y tomando en cuenta las cadenas dobles en las torres de retención y en los cruces con la autopista panamericana, se necesitarían al menos 216 nuevos aisladores, por lo tanto, se debería comparar que es más económicamente viable, si colocar un buen sistema de puesta a tierra o elevar el nivel de aislamiento.

Existen otros efectos de mucha importancia al colocar un elemento más en las cadenas de aisladores, por ejemplo, en el caso de que se tomara en cuenta esta propuesta, se debería realizar estudios estructurales del sistema, es decir, se tendría que verificar la variación de la flecha de los conductores, ya que cuando se adiciona un elemento más, se aumenta el peso por longitud del conductor, por otro lado se debe recordar que al variar la flecha también se varía el tensado del conductor, ya que, se modifica la longitud del mismo. Otro de los efectos que se tiene que verificar sería lo concerniente a los puentes que unen a los conductores, ya que se estaría aumentando la distancia de las cadenas y por lo tanto, estos tendrían que ser sustituidos.

Tabla 8. Cuadro resumen correspondiente a las rupturas dieléctricas para cadenas de 6 aisladores.

	1 kA	3 kA	5 kA	10 kA	17 kA
20 Ω	No	No	No	No	Sí
50 Ω	No	No	No	No	Sí
100 Ω	No	No	No	Sí	Sí
300 Ω	No	No	Sí	Sí	Sí
1000 Ω	No	Sí	Sí	Sí	Sí

Tabla 9. Cuadro resumen correspondiente a las rupturas dieléctricas para cadenas de 7 aisladores.

	1 kA	3 kA	5 kA	10 kA	17 kA
20 Ω	No	No	No	No	No
50 Ω	No	No	No	No	Sí
100 Ω	No	No	No	No	Sí
300 Ω	No	No	No	Sí	Sí
1000 Ω	No	No	Sí	Sí	Sí

De las tablas 8 y 9 se comenta, que es notable el impacto de la colocación de un elemento más en las cadenas, hay una reducción del 16% del número de veces que ocurre la ruptura dieléctrica, lo cual indica que desde un punto de vista netamente técnico que la colocación de un elemento más en las cadenas representa una buena opción para dar solución a los problemas que se tienen con la línea de transmisión. Sin embargo, el aspecto que más se debe prestar atención para tomar la decisión entre las dos propuestas que se plantean de los resultados obtenidos, es que para realizar trabajos de instalación de sistemas de puesta a tierra en línea no se necesita realizar una parada de los circuitos, por el contrario si se instala un elemento más a las cadenas de aisladores, se tendrían que realizar paradas programadas, lo cual implica un costo económico extra.

CONCLUSIONES

- Los cuernos de arqueo instalados en la línea de transmisión OAM- San Antonio, no representan la causa principal de los inconvenientes que afectan al sistema de transmisión, ya que, estos cumplen con su función para la cual se encuentran instalados, y por lo tanto, no se justifica su sustitución, debido a que estos se encuentran en perfecto estado.
- El uso de los cuernos de arqueo dentro de un sistema de transmisión es de vital importancia, ya que, estos protegen a la cadena de aisladores de esfuerzos provenientes de sobretensiones de origen interno y externo, por lo tanto, dichos elementos poseen un carácter sacrificable en el sistema.
- Dadas las buenas condiciones en que se encuentran los cuernos de arqueo instalados, se procedió a identificar los inconvenientes reales que presenta la línea de transmisión. Para ello este Trabajo derivó en un estudio de coordinación de aislamiento por descargas atmosféricas, debido a que, para 69 kV, el diseño del aislamiento se realiza por el criterio de la tasa de salida por consideraciones atmosféricas.
- Los estudios de descargas atmosféricas permitieron identificar que poseer un efectivo sistema de puesta a tierra es la real y principal causa de las fallas que presenta la línea de transmisión. Por ende no se justifica la realización de estudios por sobretensiones de maniobras.
- Quedó demostrado que un buen sistema de puesta a tierra mejora considerablemente el desempeño de una línea de transmisión, ya que, esto permite y limita las pérdidas de la coordinación de aislamiento.

- La colocación de un elemento adicional a las cadenas de aisladores, es una opción que permite reducir considerablemente las pérdidas de la coordinación de aislamiento, pero esta opción desencadenaría en una serie de importantes modificaciones mecánicas y estructurales de la línea de transmisión.
- De la comparación entre las dos propuestas planteadas, la opción de colocar un sistema de puesta a tierra representa operativamente la solución más factible, ya que, para su llevada a cabo no se tendrían que realizar paradas en los circuitos de la línea. Por el contrario, para la colocación de un elemento adicional en las cadenas se tendrían que realiza múltiples paros, los cuales representan un alto costo a la empresa, además de las molestias e inconvenientes para los consumidores del servicio prestado.
- Otro factor a tomar en cuenta para tomar una decisión, sería realizar las estimaciones económicas de ambas propuestas, para que así la empresa pueda evaluar con claridad lo que representa cada opción y por ende la decisión que se tome este bien sustentada.

RECOMENDACIONES

Se recomiendan los siguientes aspectos:

- Contratar ensayos de laboratorio de alta tensión, en donde se sometan a los cuernos de arqueo a las condiciones reales para las que se encuentran instalados. Con la finalidad de corroborar su correcto funcionamiento.
- Realizar mediciones de resistividad de terreno en la ruta de la línea para verificar los valores necesarios que permitan realizar el diseño de los sistemas de puesta tierra. Siempre y cuando esta sea la opción a elegir por parte de la empresa.
- Verificar el estado de las demás líneas de la EDC, que no posean sistemas de puesta a tierra instalados, para que así se le realice las mismas evaluaciones que las hechas a la línea OAM-San Antonio.
- Realizar una estimación económica completa de las opciones a ser manejadas por la empresa, para que así se tenga un análisis de factibilidad completo al momento de tomar una decisión.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Boletín técnico GAMMA. Características de las descargas atmosféricas y su efecto sobre las líneas de transmisión. N° 4. 2005
- [2] Enríquez Harper. Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica. Editorial Limusa. SA de CV 2005 México
- [3] Estado Miranda. - Wikipedia, la enciclopedia libre [en línea].
http://es.wikipedia.org/wiki/Estado_Miranda
- [4] Mapas de Venezuela.- [en línea].
<http://www.a-venezuela.com/mapas/map/html/estados/miranda.html>
- [5] Vásquez O. Kleber. Ruales C. Luis. Cálculo de sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas en líneas de transmisión usando ATP (Alternative Transients Program) aplicado a la línea de transmisión Santa Rosa- Pomaski a 230 kV. XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Brasil.2005
- [6] Martínez L. Miguel. Protección contra descargas atmosféricas, breve descripción. Universidad Simón Bolívar. Noviembre 2004.
- [7] Martínez L. Miguel. Influencia de las sobretensiones por descargas atmosféricas y comportamiento de los sistemas de puesta a tierra en líneas aéreas de transmisión y distribución. Universidad Simón Bolívar. Grupo de Investigación en alta tensión. 2005.
- [8] Da Silva A. Alexander, Lafont Levys. Herramienta para el cálculo de S/T inducidas en líneas aéreas, considerando la resistividad de tierra. Universidad Simón Bolívar. Marzo 2000. 72 p.
- [9] Estación Meteorológica Parque el Retiro, el IVIC [en línea].
http://www.yv5fih.org.ve/wx_retiro.html.
- [10] Enríquez H. Gilberto. Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. Editorial Limusa. SA de CV. México 1980.
- [11] Apuntes de clases del Prof. Luis Cesín en la materia Sistemas de Transmisión y Distribución de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UCV.
- [12] Normas de Construcción de Líneas de Transmisión de la EDC.

[13] Grainger Jhon, Stevenson William. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw Hill. México 1996.

[14] Despacho de Carga de la EDC.

BIBLIOGRAFÍA

- Avril Charles. Construcción de líneas aéreas de alta tensión. Erroylles. Paris. Francia 1975.
- Boletín técnico GAMMA. Características de las descargas atmosféricas y su efecto sobre las líneas de transmisión. N° 4. 2005
- Chaj R., Eduardo. Análisis de sobretensiones debido a transitorios por maniobras en sistemas eléctricos de potencia mayores de 300 kV. (Tesis). -- Ciudad de Guatemala. Universidad de San Carlos Guatemala. Guatemala. Abril 2008.
- Corella R. Javier, Montes C. Itzel. Desempeño de líneas de transmisión de 400 kV ante transitorios debidos a descargas atmosféricas usando ATP (Tesis).--México DF. Instituto Politécnico Nacional. Junio 2008.
- Da Silva A. Alexander, Lafont Levys. Herramienta para el cálculo de S/T inducidas en líneas aéreas, considerando la resistividad de tierra (Tesis). -- Caracas. Universidad Simón Bolívar. Marzo 2000.
- Enríquez H. Gilberto. Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica. Editorial Limusa. SA de CV. México 2005.
- Enríquez H. Gilberto. Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. Editorial Limusa. SA de CV. México 1980.
- Gómez E., Antonio (Coordinador). Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica. McGraw Hill. España 2002.
- Grainger Jhon, Stevenson William. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw Hill. México 1996.
- Guía Técnica NGK. Características eléctricas de los aisladores. NGK insulators, LTD. Diciembre 1988.
- IEC (61024-1-1: 1993). Protection of structure against lightning. International Electrotechnical Commission. 41p.

- IEC (60071-1: 1993). Insulation Coordination part 1: Definitions, principles and rules. International Electrotechnical Commission. 8p.
- IEC (60071-2: 1993). Insulation Coordination part 2: Application guide. International Electrotechnical Commission. 8p.
- IEEE (1313: 1996). Standard for insulation coordination – Definitions, principles and rules. Institute of Electrical and Electronics Engineers. 12p.
- Martínez L. Miguel, Ramírez D. Jorge. Influencia de las sobretensiones por descargas atmosféricas y comportamiento de los sistemas de puesta a tierra en líneas de transmisión y distribución. Grupo de investigación en alta tensión. Caracas. Universidad Simón Bolívar. Abril 2004.
- Martínez L. Miguel, Ramírez D. Jorge. Actividad de rayos en Venezuela, utilizando la data del sensor óptico (LIS) del proyecto TRMM de la NASA. Grupo de investigación en alta tensión. Universidad Simón Bolívar. Junio 2005.
- Martínez L. Miguel. Influencia de las sobretensiones por descargas atmosféricas y comportamiento de los sistemas de puesta a tierra en líneas aéreas de transmisión y distribución. Universidad Simón Bolívar. Grupo de Investigación en alta tensión. 2005.
- Orozco M. Rómulo. Análisis de las protecciones contra impactos directos de rayos y la coordinación de aislamiento en subestaciones modulares de distribución (Tesis).--Ciudad de Guatemala. Universidad San Carlos Guatemala. Febrero 2005.
- Vásquez O. Kleber. Ruales C. Luis. Cálculo de sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas en líneas de transmisión usando ATP (Alternative Transients Program) aplicado a la línea de transmisión Santa Rosa- Pomaski a 230 kV. XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Brasil. 2005.

ANEXOS

**1. FOTOGRAFÍAS CONCERNIENTES A LA INSPECCIÓN
REALIZADA EL DÍA 19/02 A LA LÍNEA DE
TRANSMISIÓN OAM-SAN ANTONIO.**



Torre 16R. Detalle línea de distribución de CADAFE.



Pórtico S/E San Antonio.



Contador de descargas atmosféricas ubicado en el pórtico de la S/E San Antonio, el cual no funciona.



T-OFF S/E Carrizales, en la torre 8S.



Vista posterior de la S/E OAM.





Vista lateral de la planta de generación OAM.

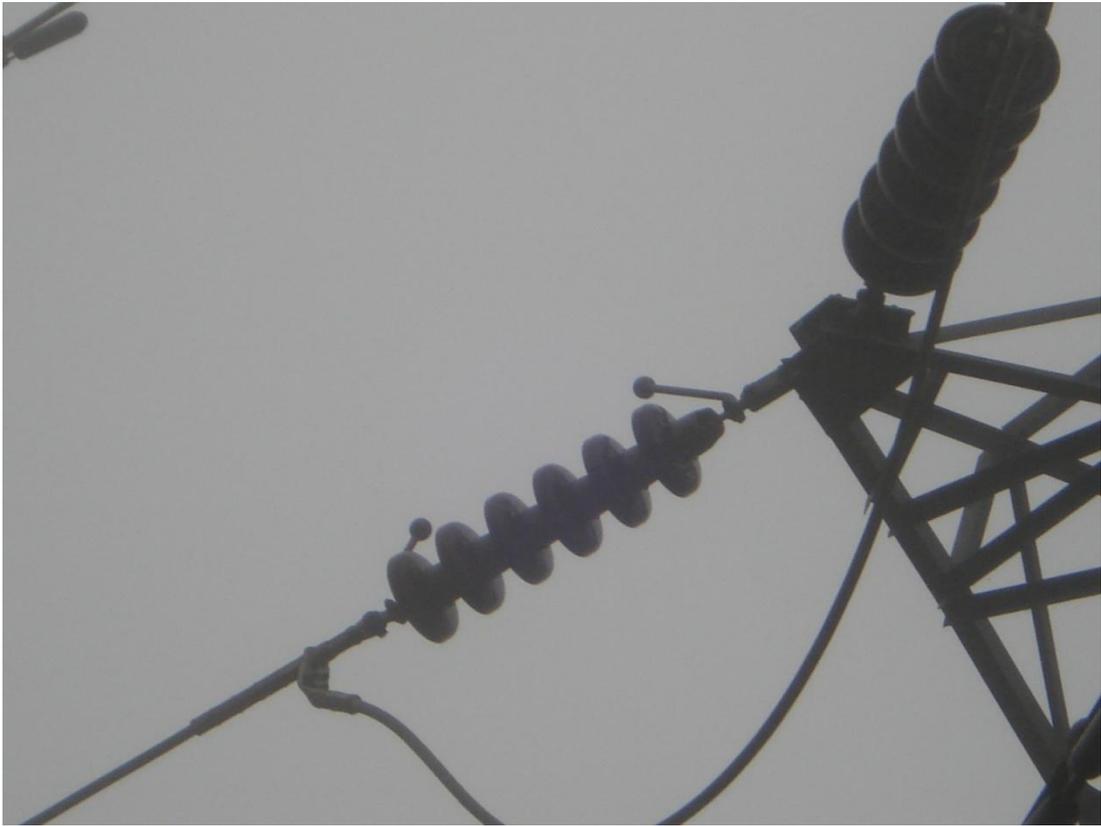


Vista frontal de la S/E OAM.



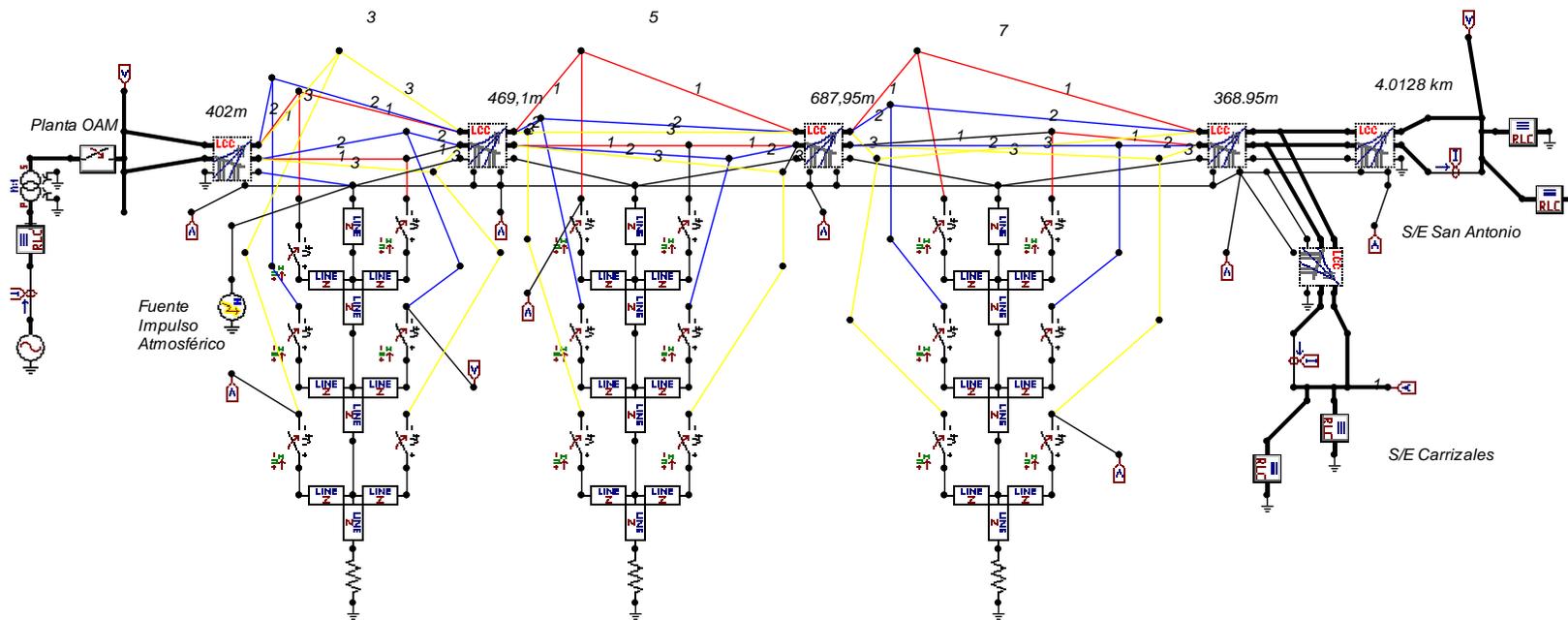


Vista del Transformador 13 de la máquina 13 en la planta OAM.

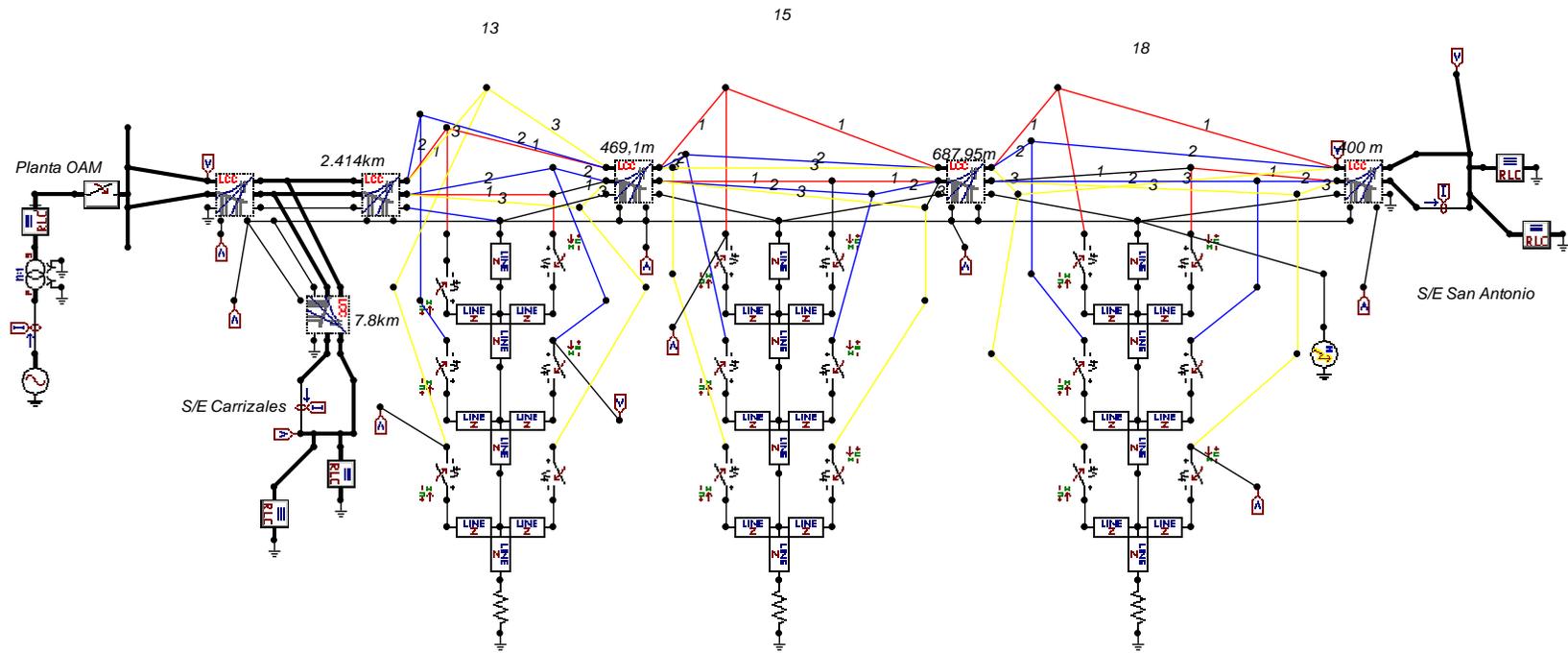


Cadena de aisladores en retención con cuernos de arqueo instalados

2. CIRCUITOS IMPLEMENTADOS EN EL PROGRAMA ATPDraw.



Circuito representativo del caso 1.



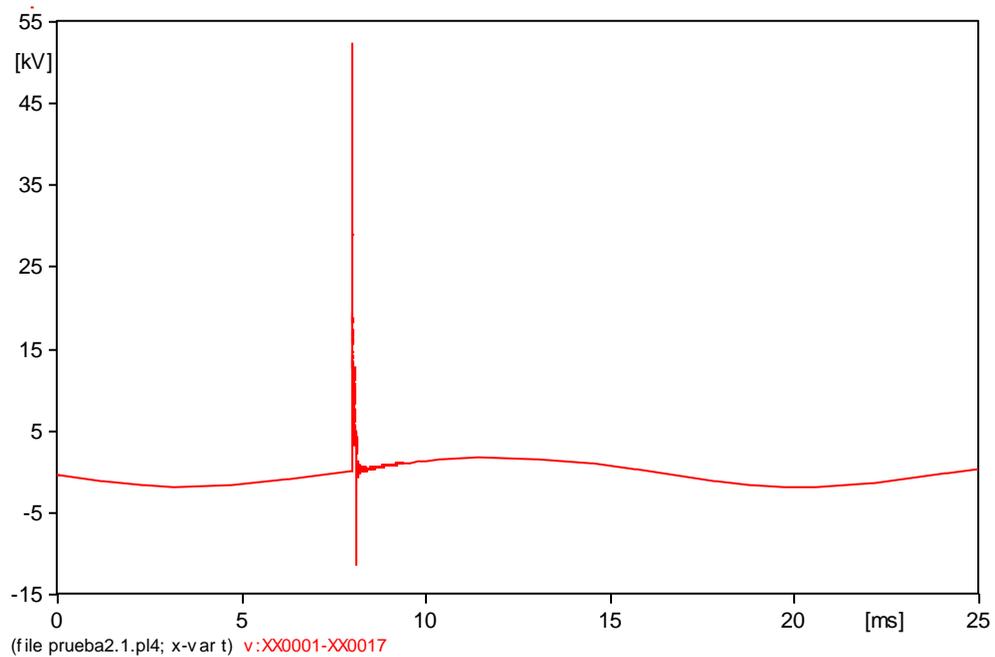
Circuito representativo del caso 2.

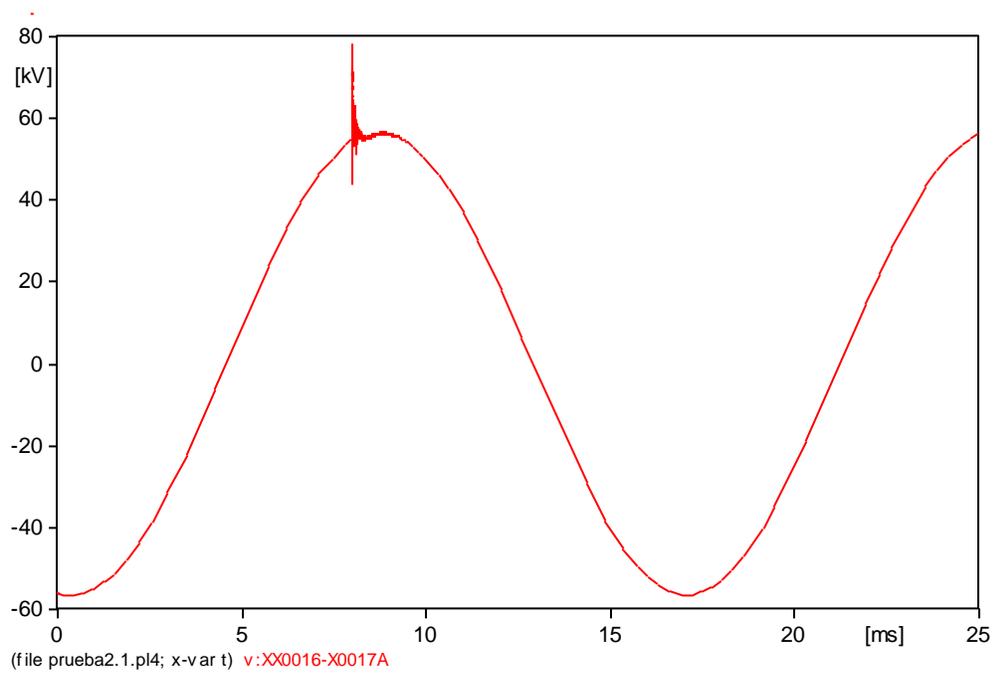
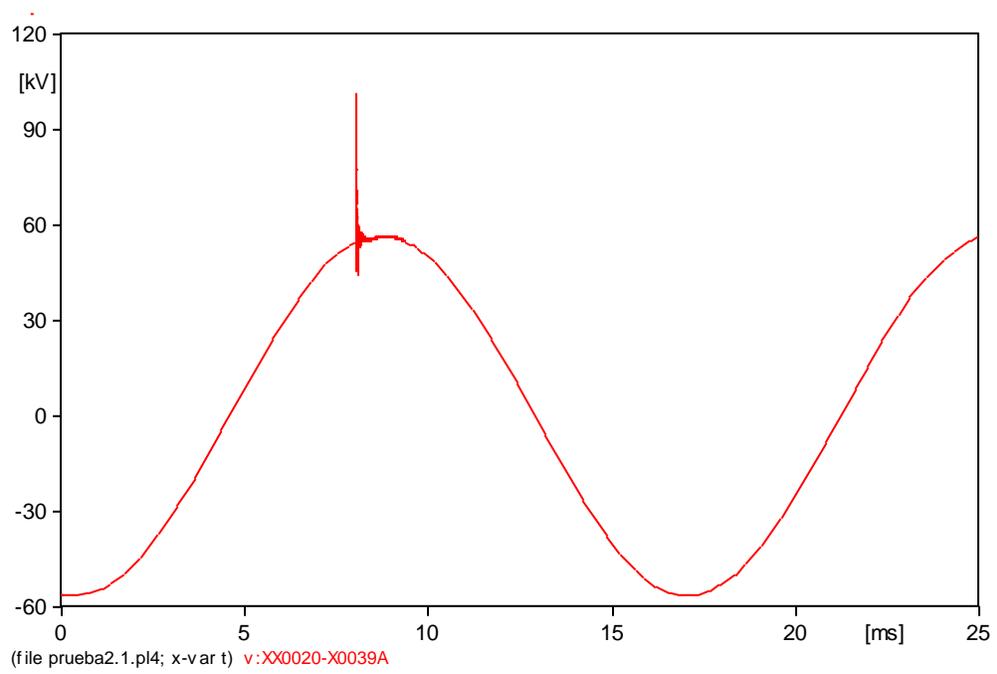
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

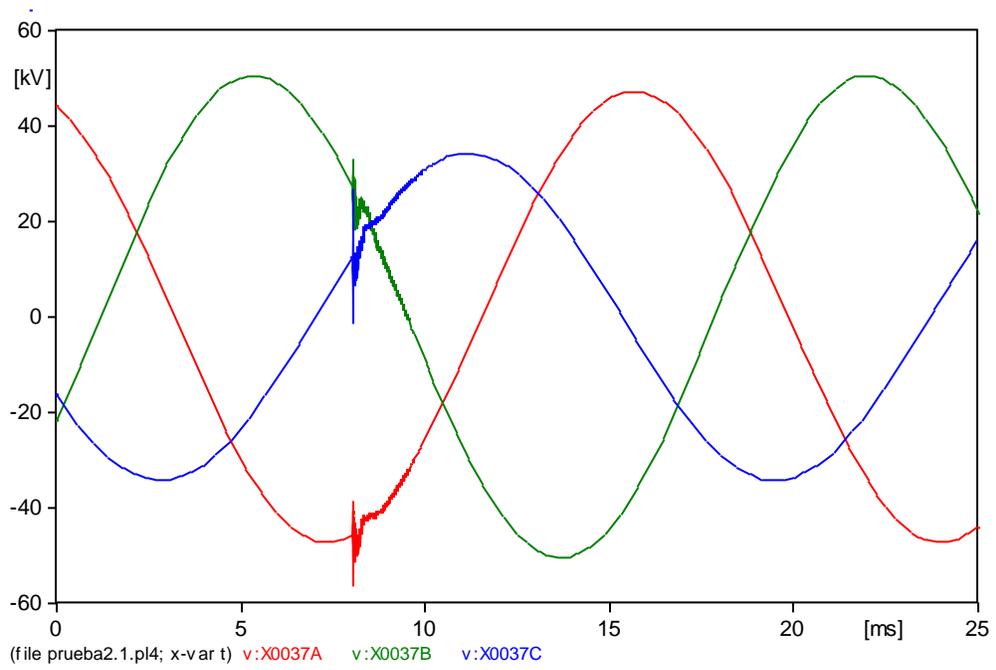
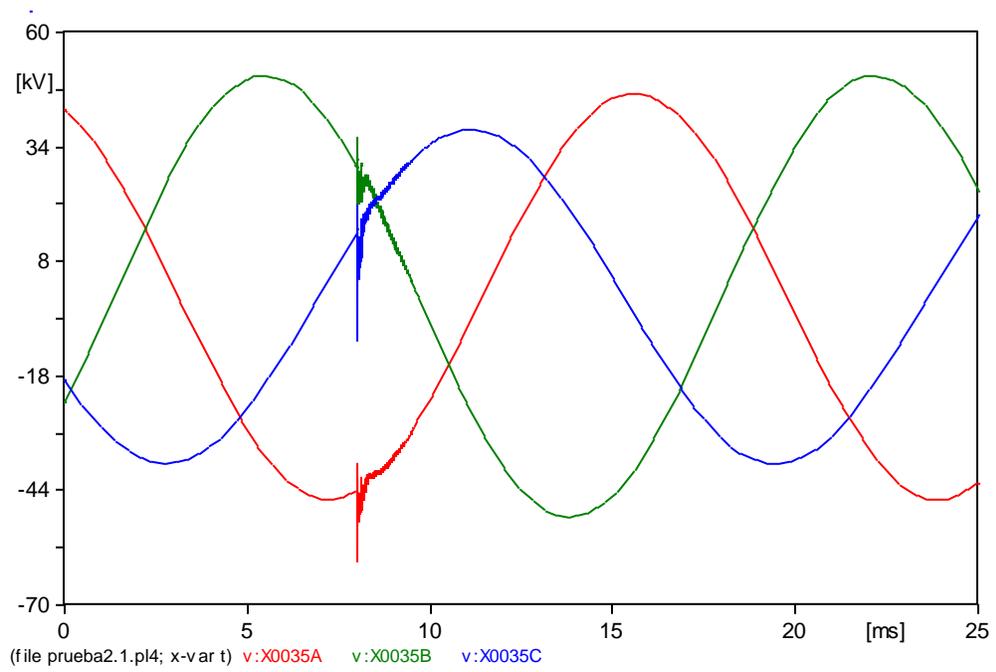
A continuación se presenta una muestra representativa de los resultados obtenidos de las simulaciones con el programa ATPDraw. Las gráficas se presentan según el caso de simulación e independientemente de donde se encuentre ubicada la fuente impulso atmosférico y en el siguiente orden: tensión en la fase más expuesta, tensión en la fase opuesta a la más expuesta, tensión en la cadena de la fase más expuesta de la torre siguiente a la impactada y tensión en la S/E'S San Antonio y Carrizales.

CASO 1 (6 aisladores):

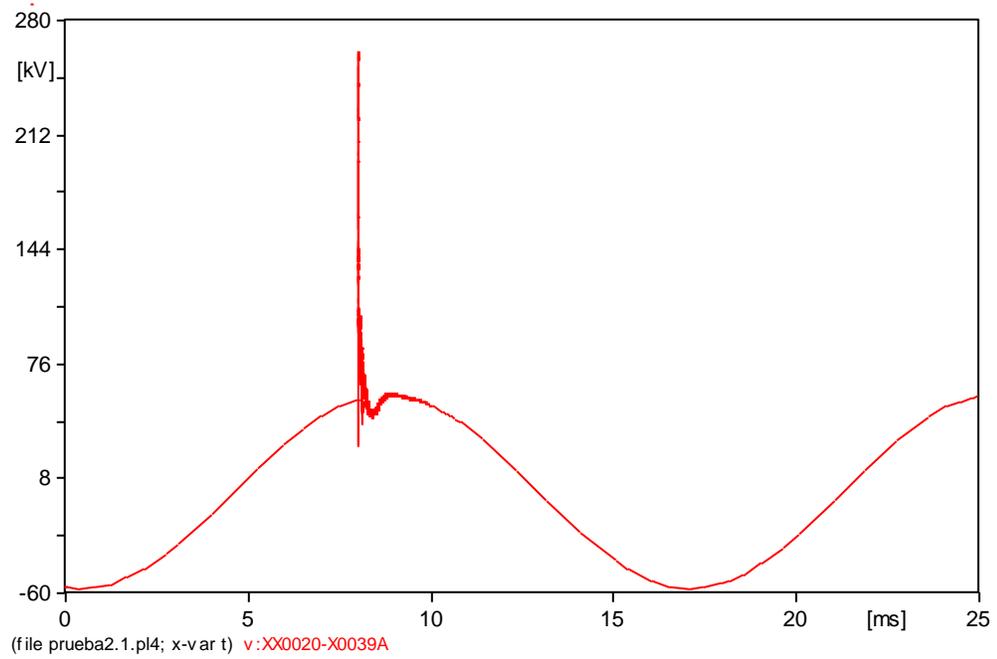
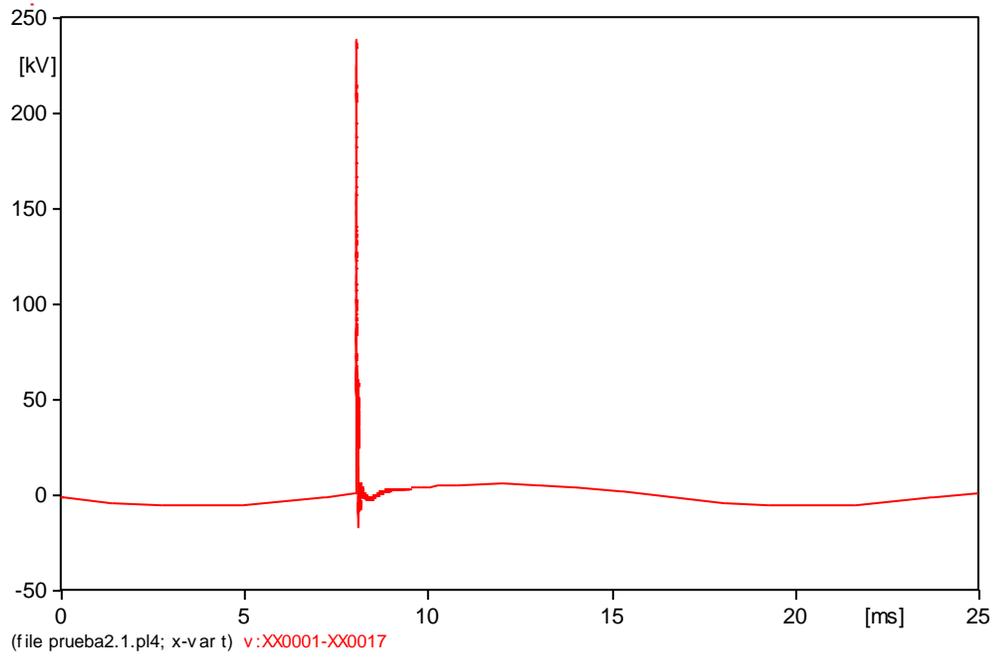
$R_t = 20 \Omega$ e $I_r = 1 \text{ kA}$

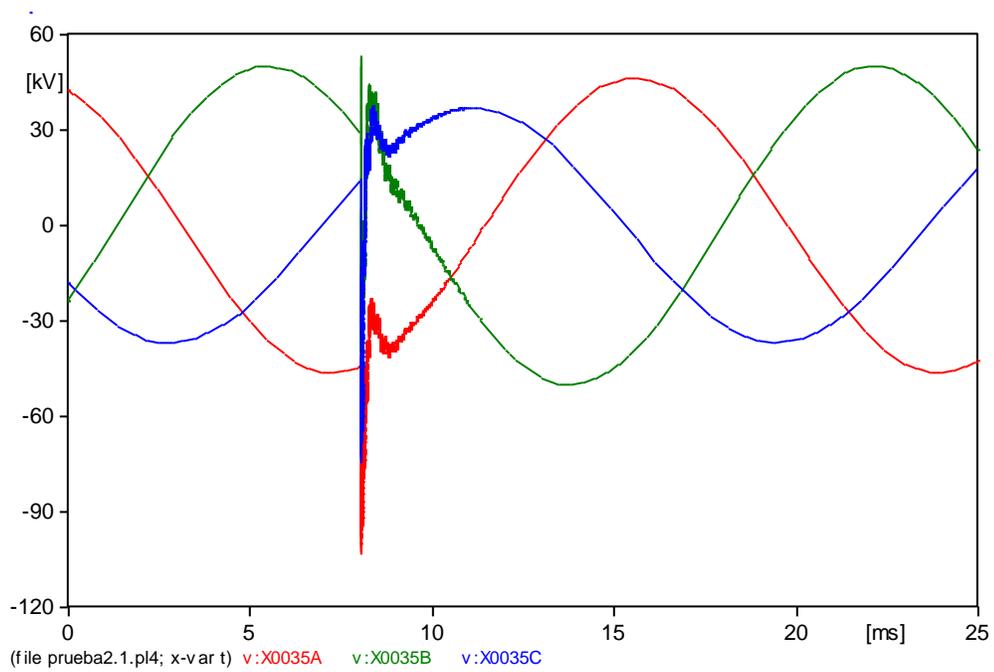
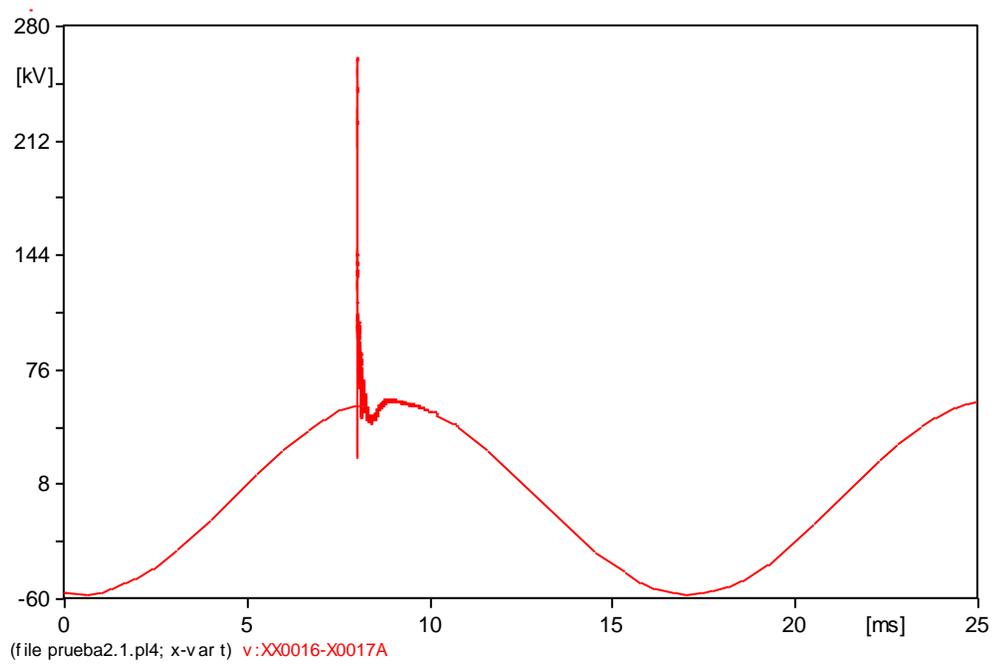


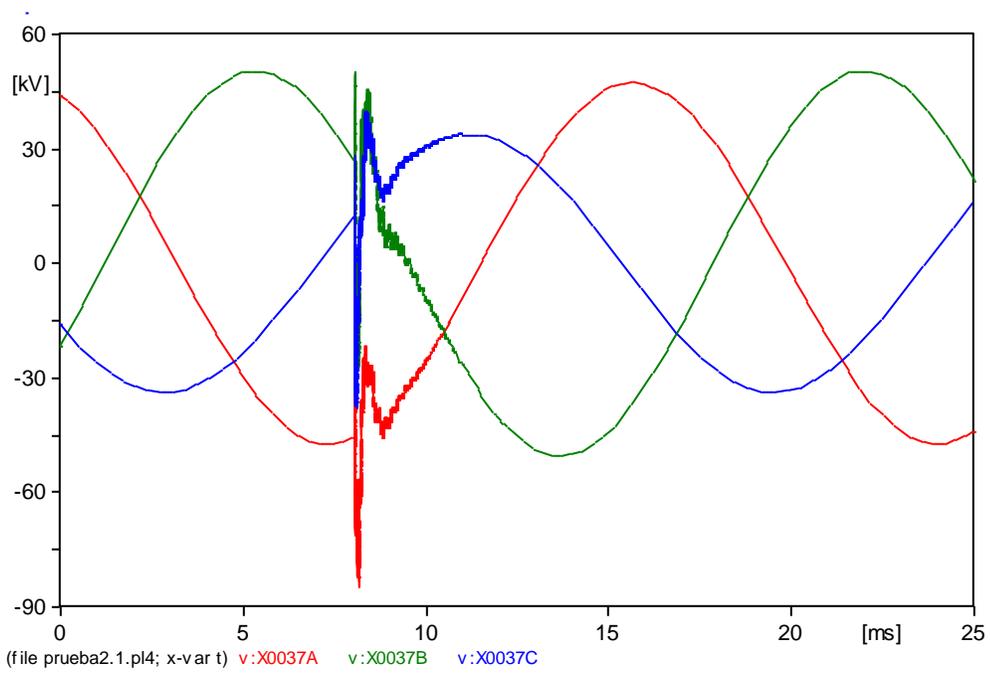




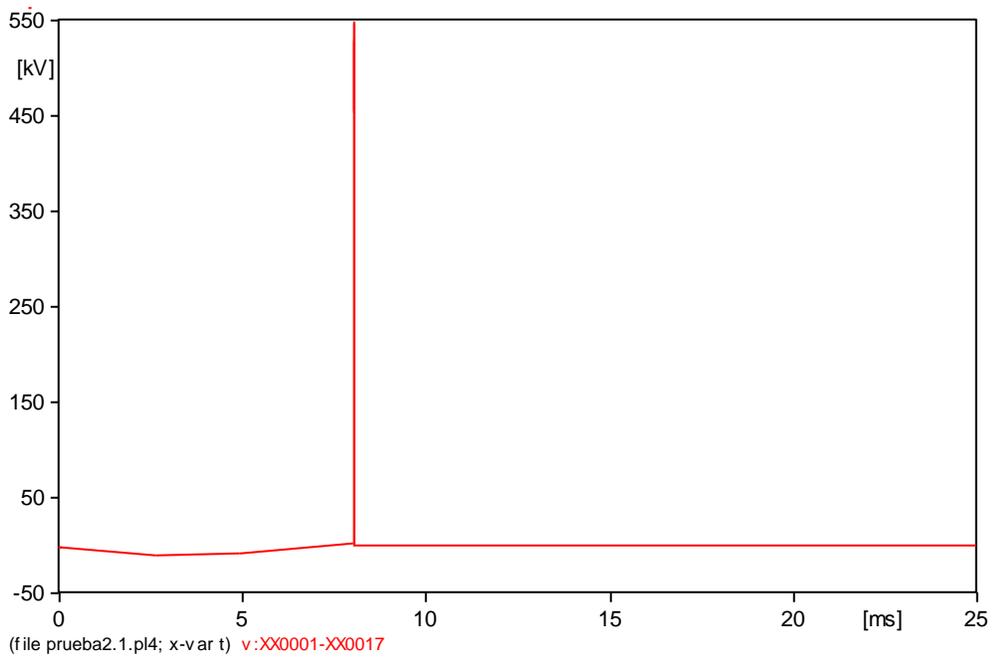
$R_t = 100 \Omega$ e $I_r = 3 \text{ kA}$

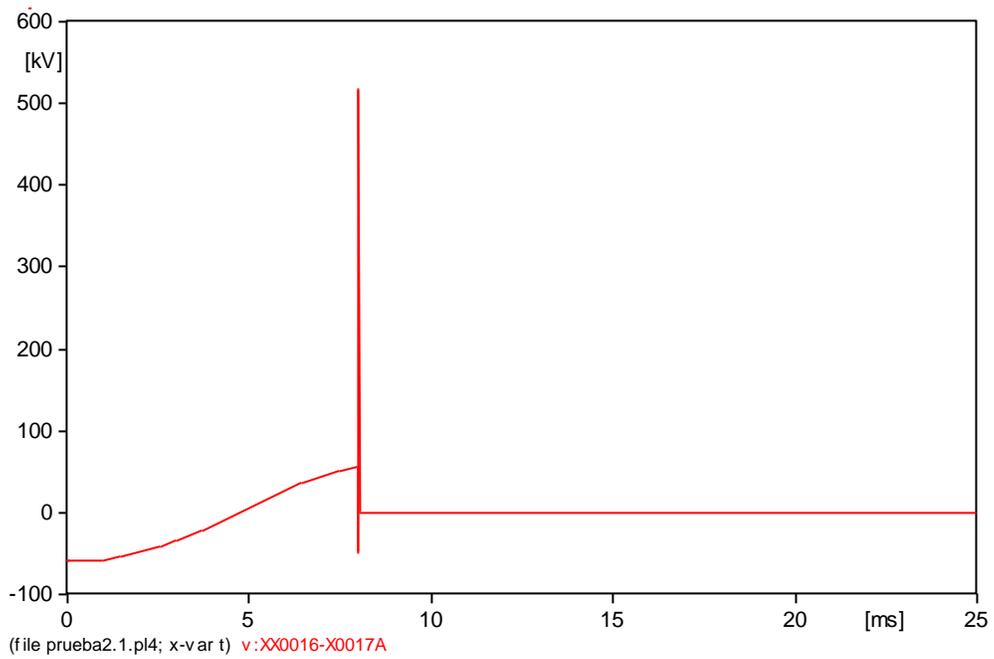
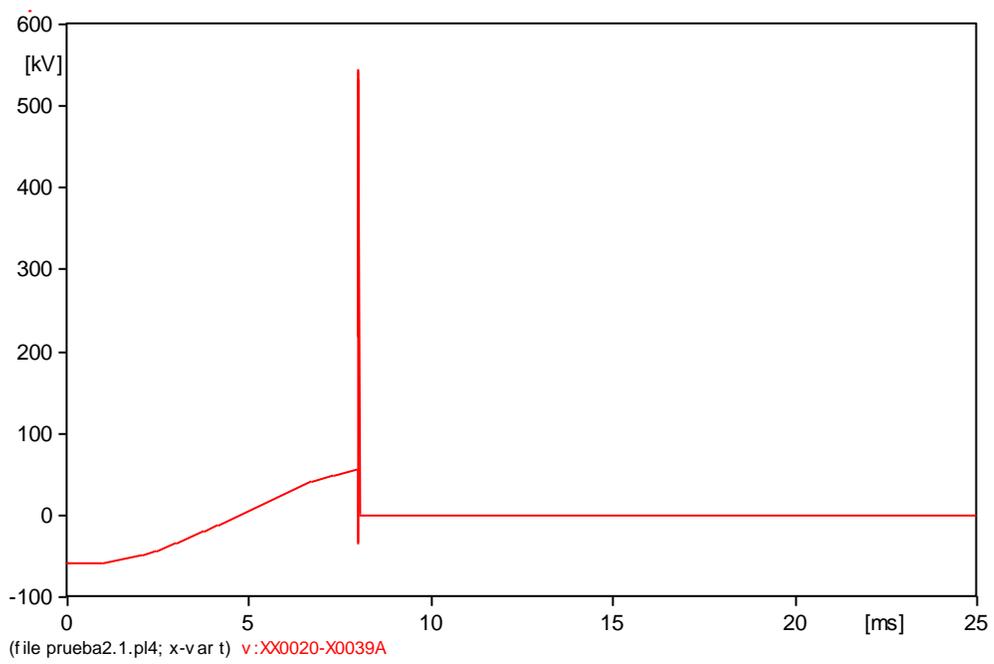


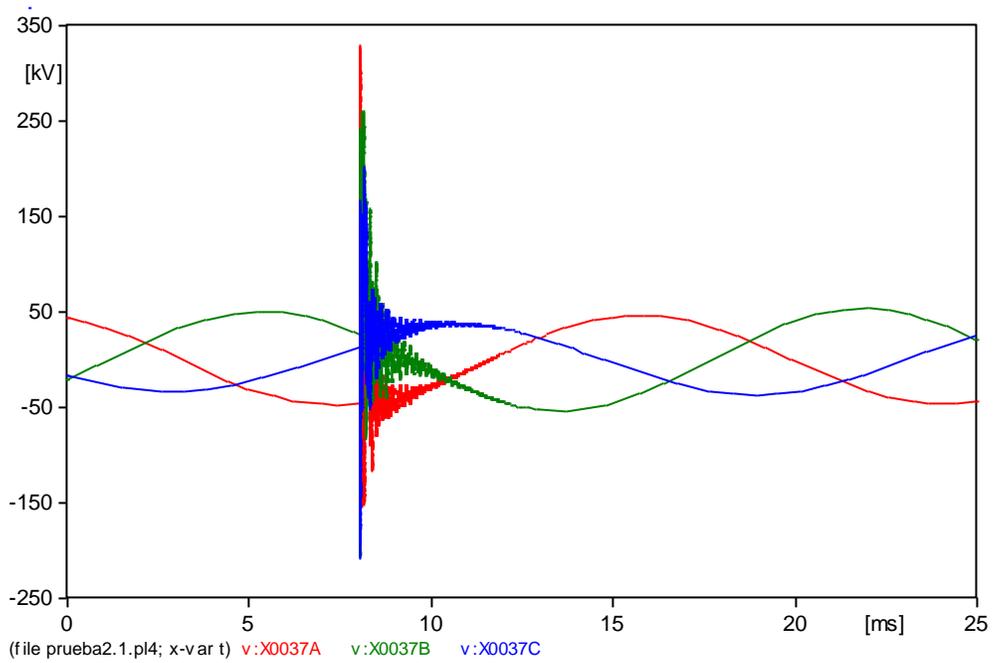
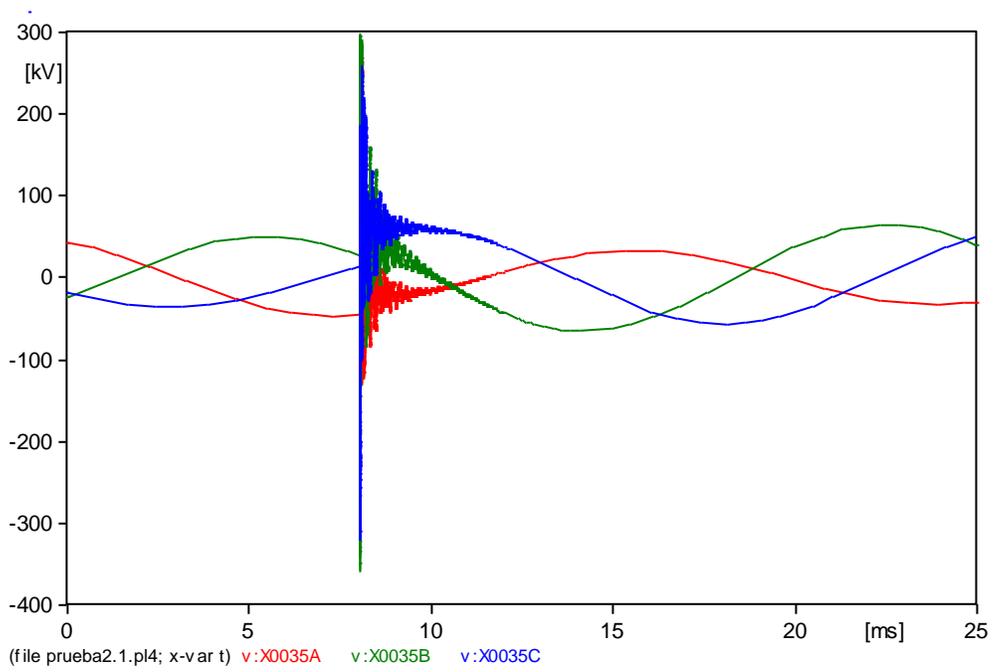




$R_t = 300\Omega$ e $I_r = 10 \text{ kA}$

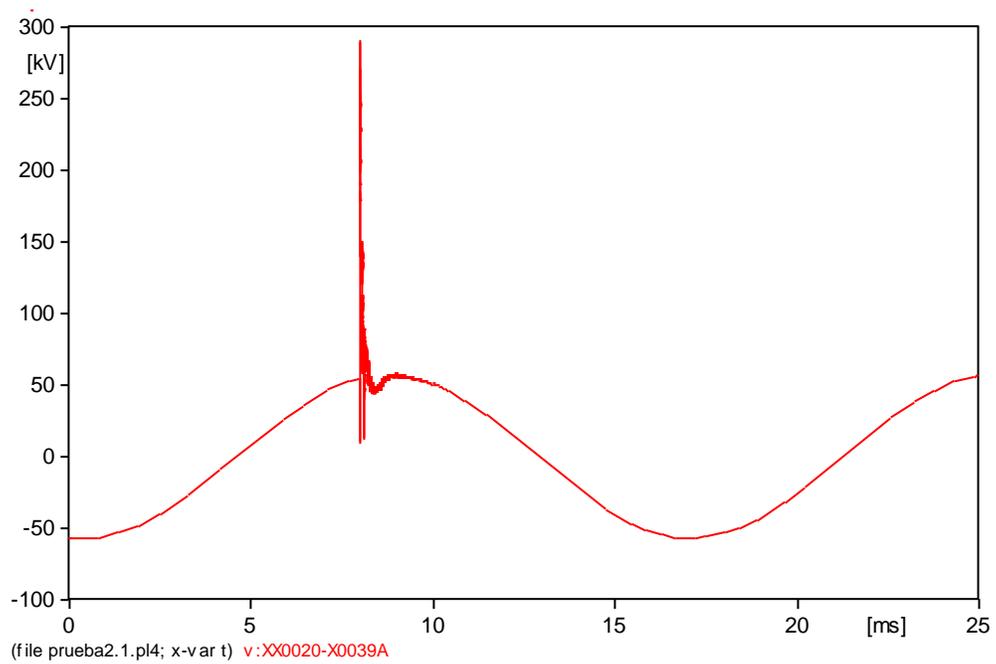
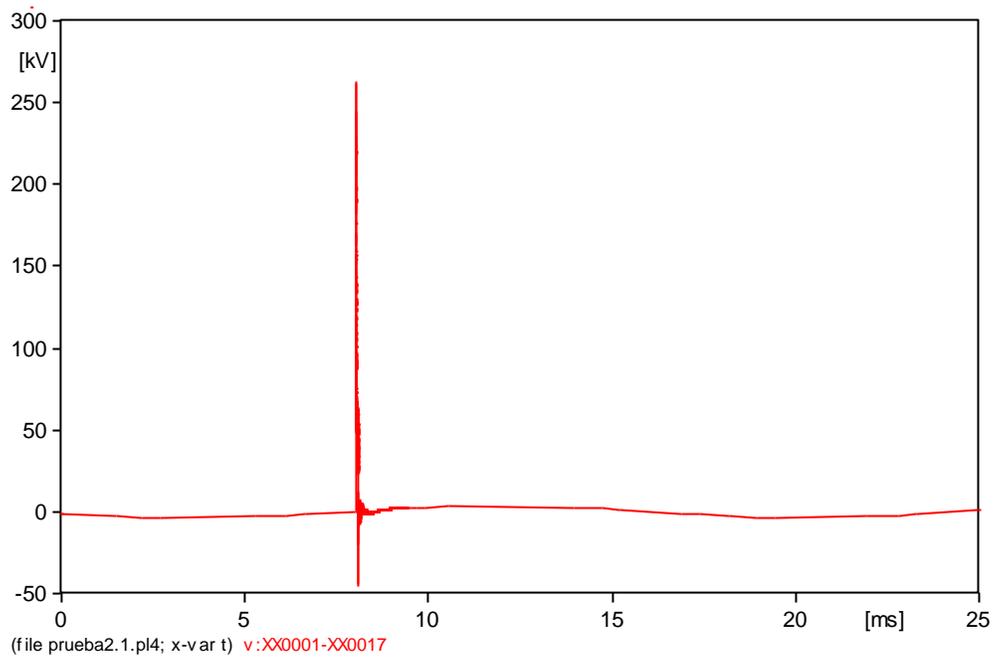


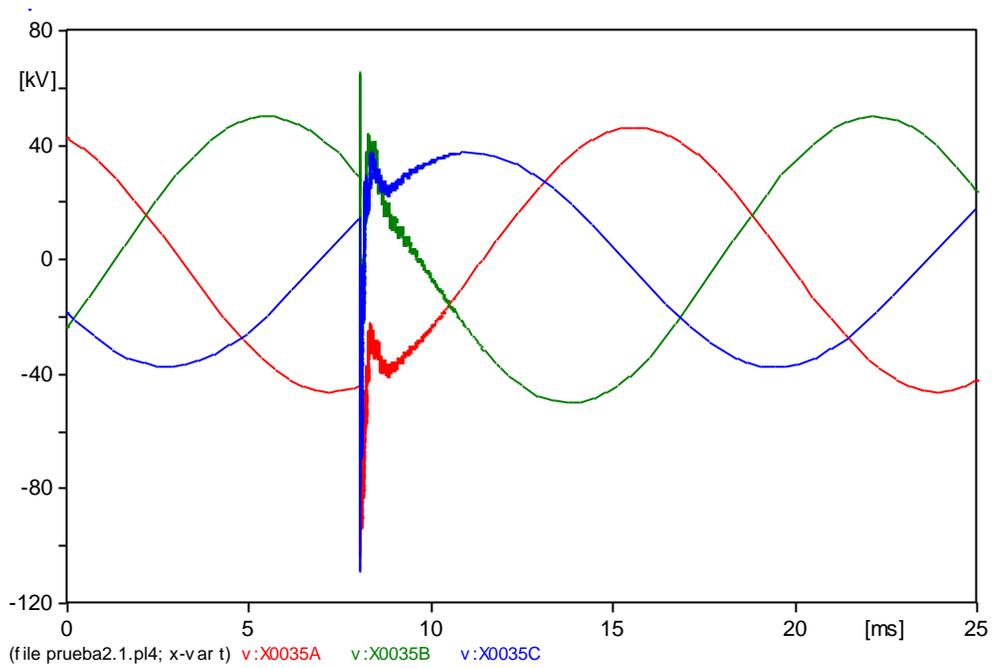
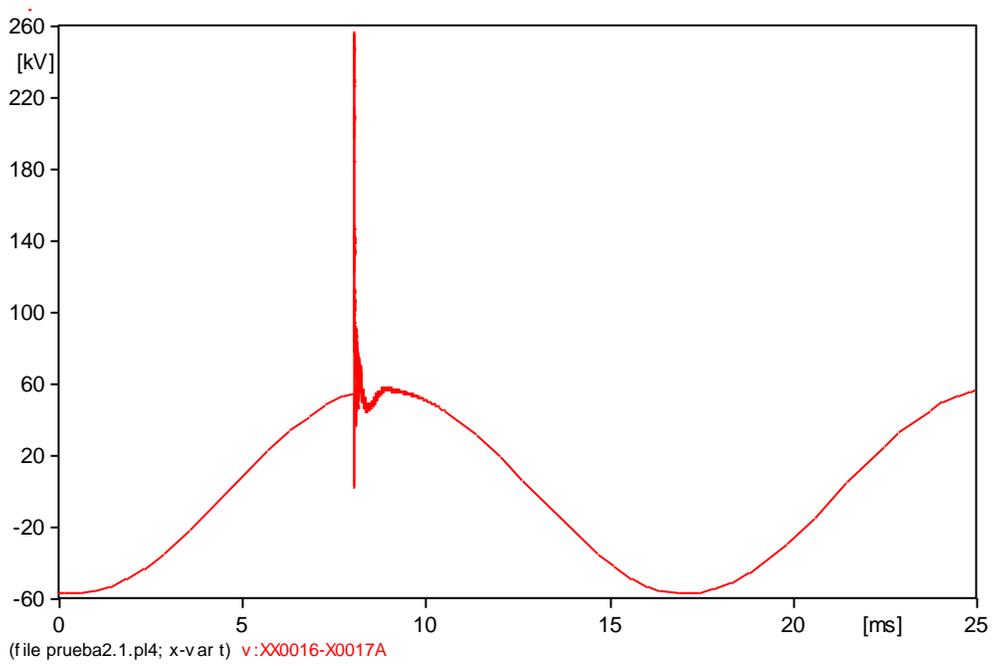


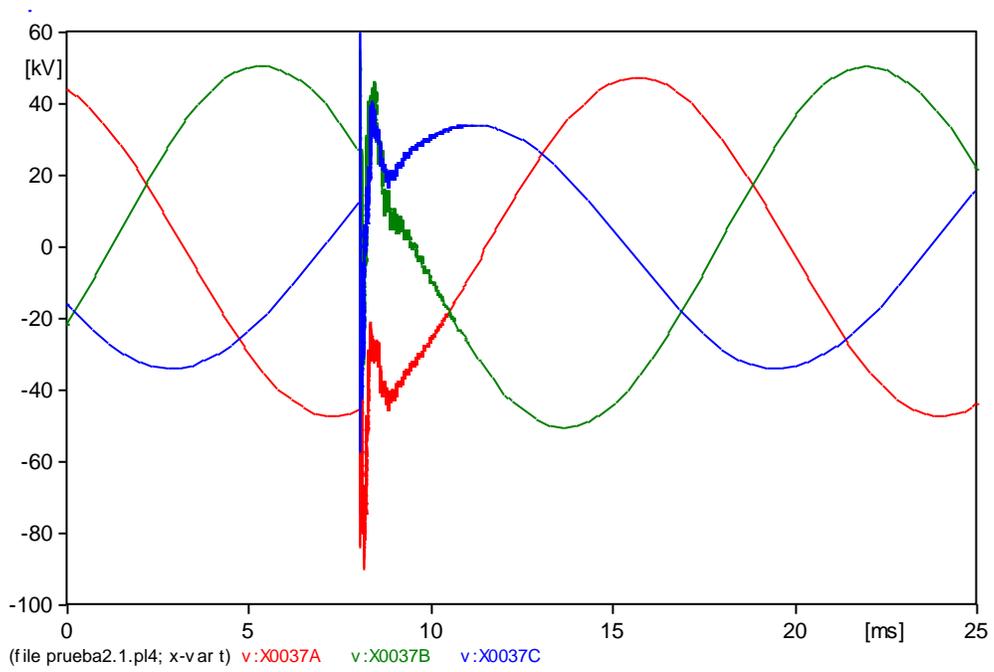


CASO 2

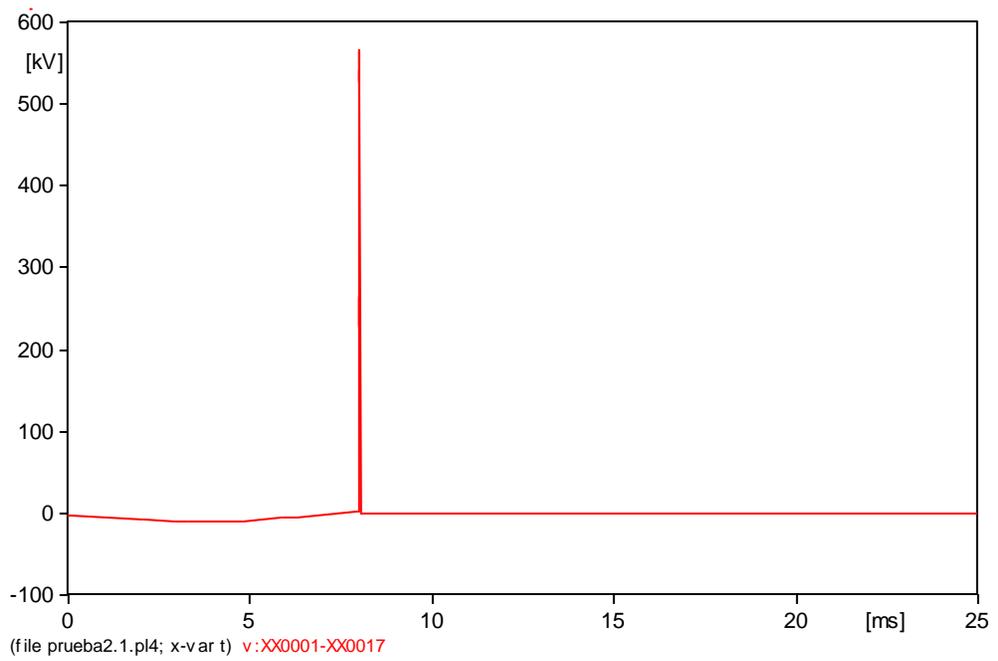
$R_t = 50\Omega$ e $I_r = 5 \text{ kA}$

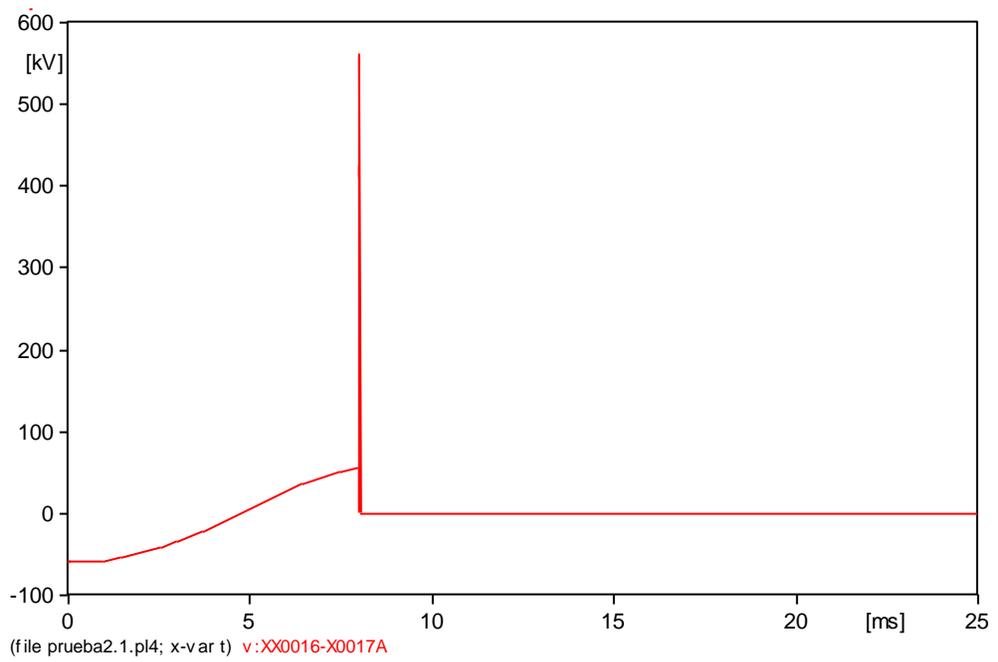
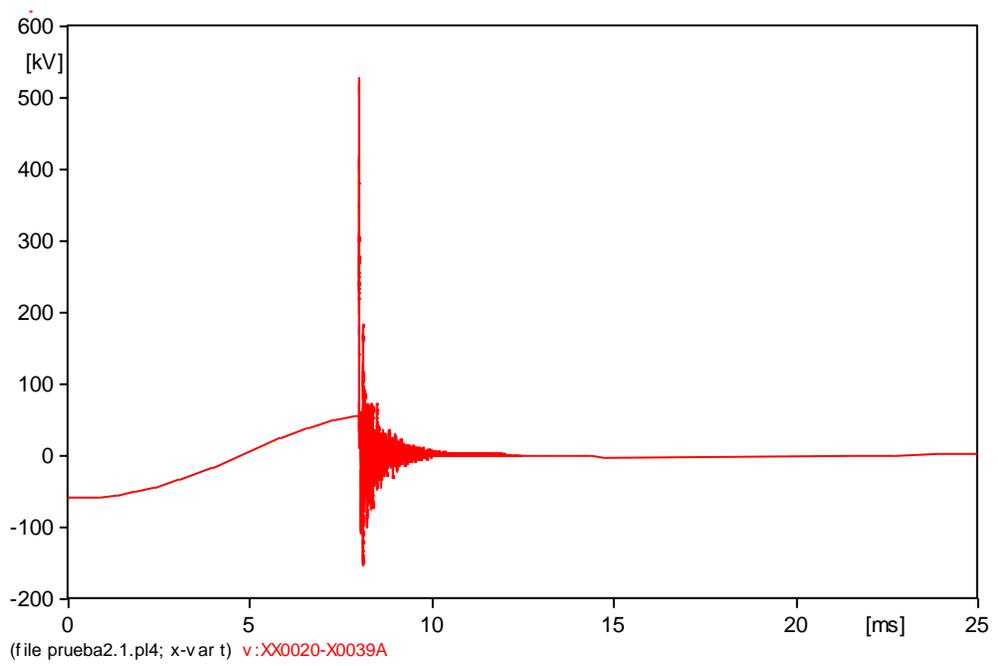


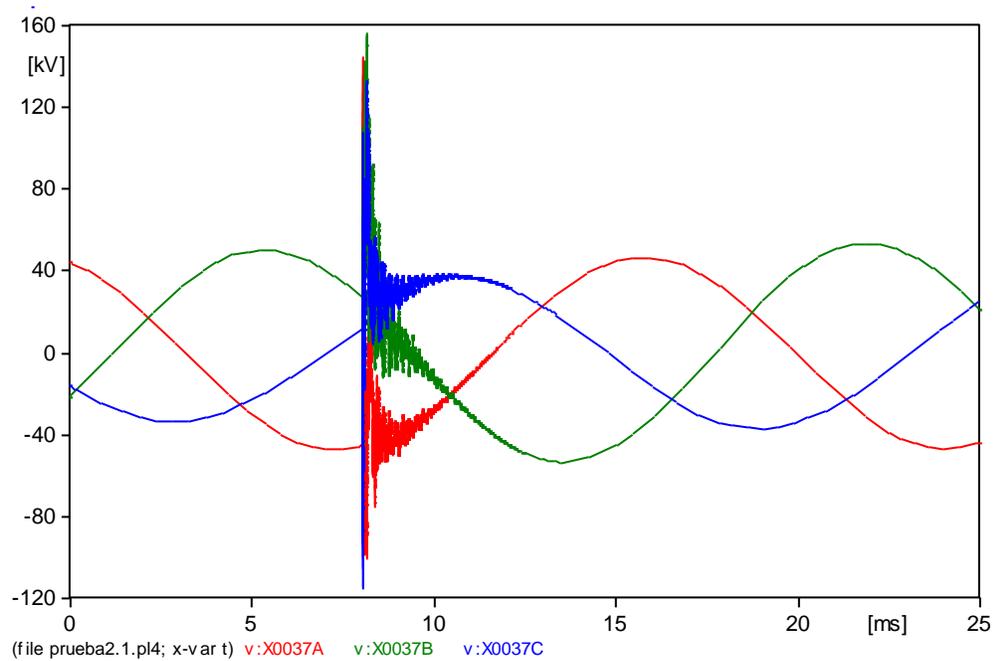
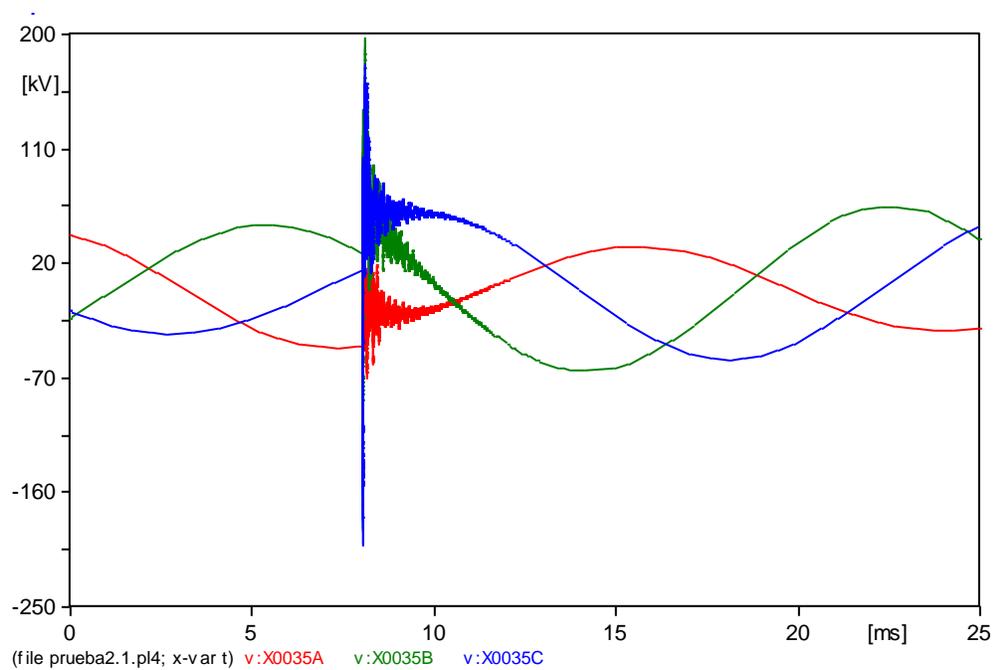




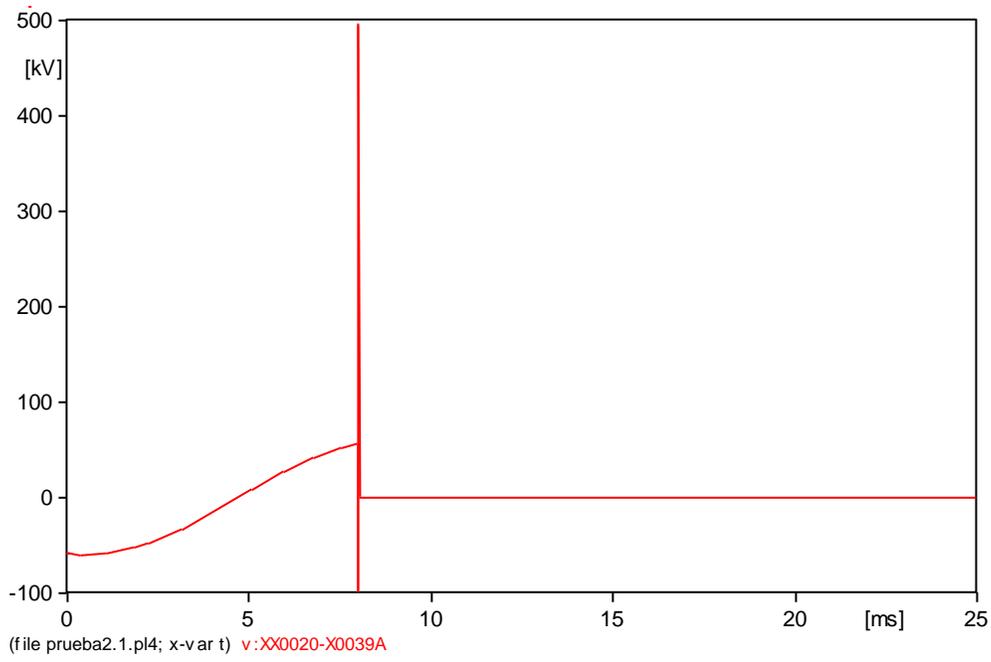
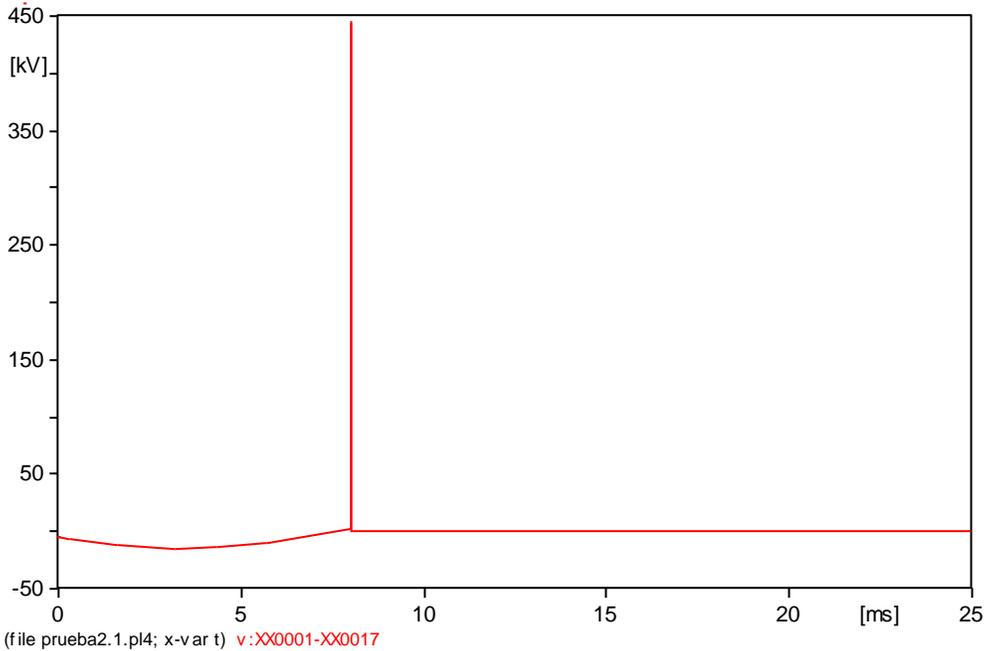
$R_t = 300\Omega$ e $I_r = 5 \text{ kA}$

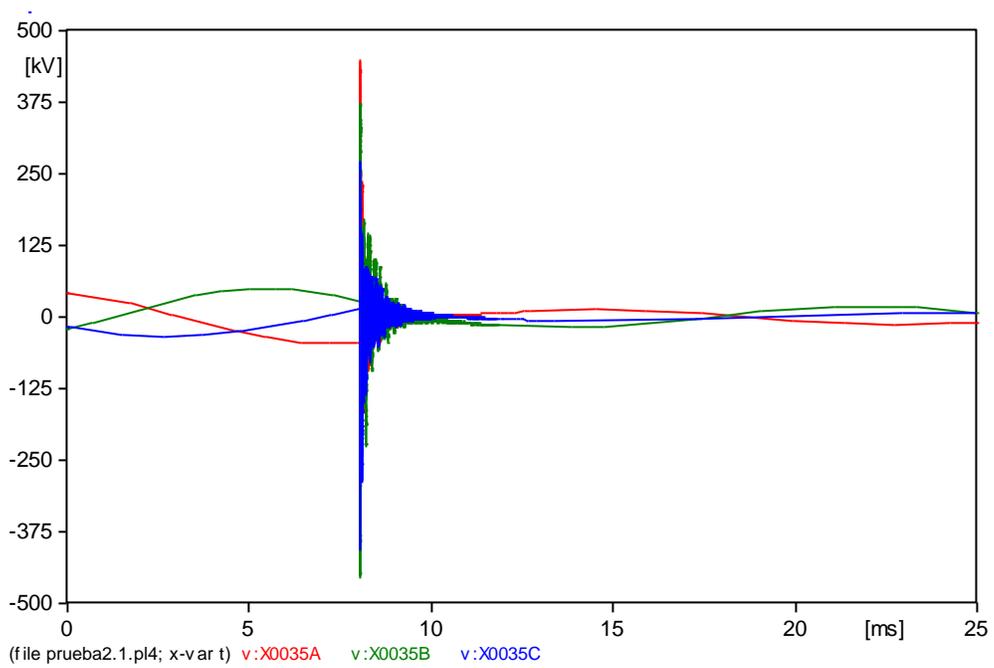
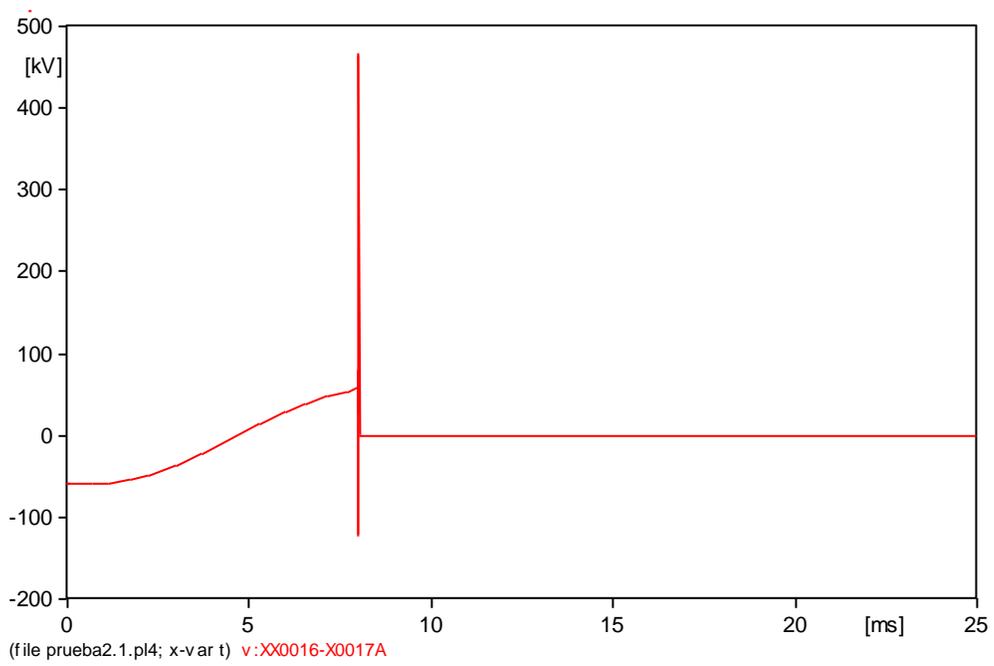


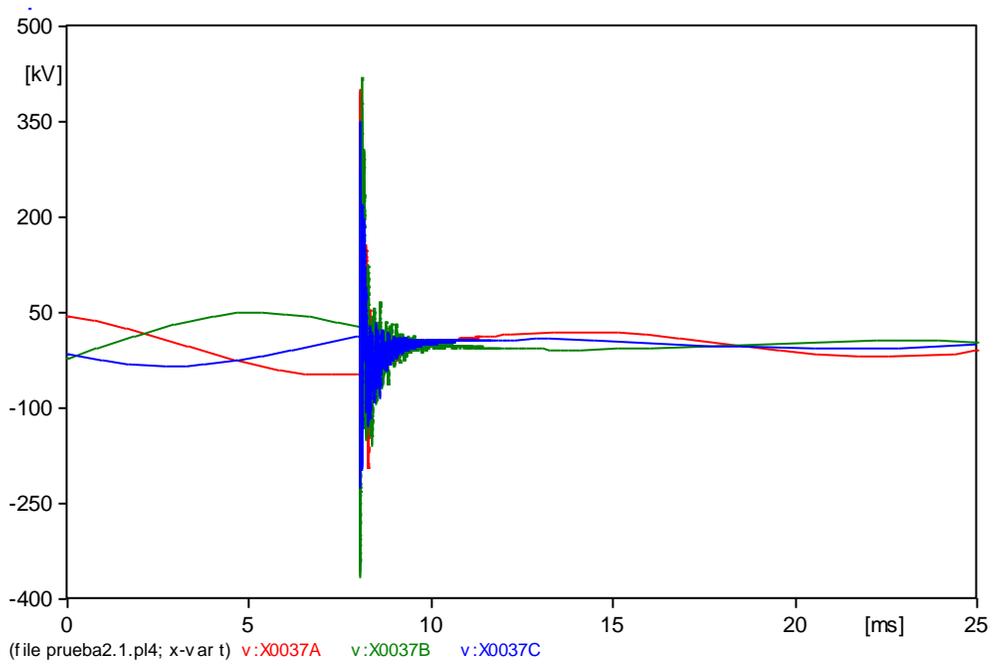




$R_t = 1000 \Omega$ e $I_r = 17 \text{ kA}$.

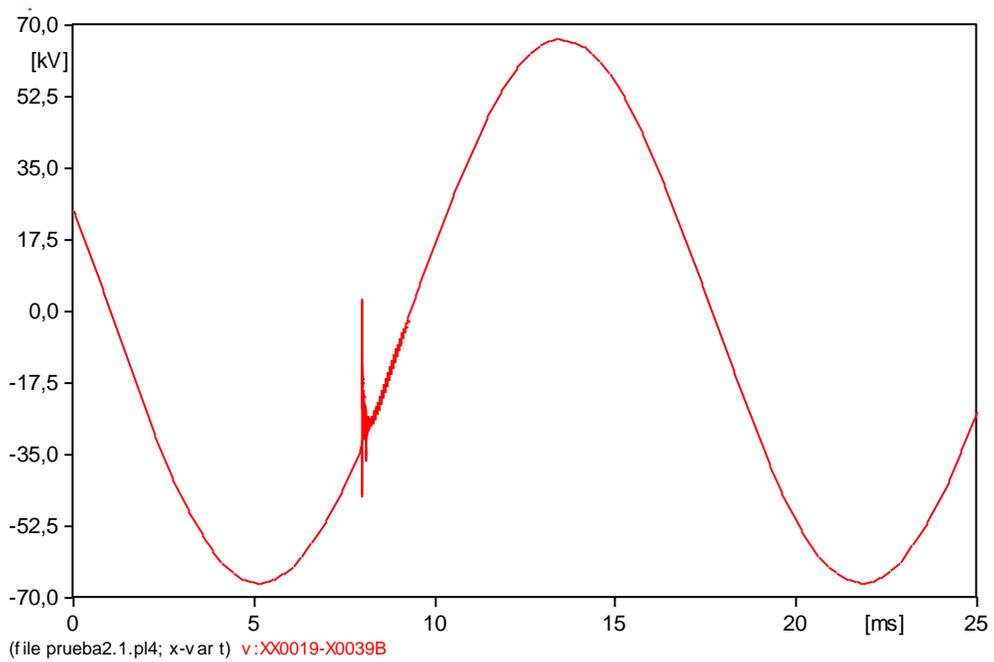
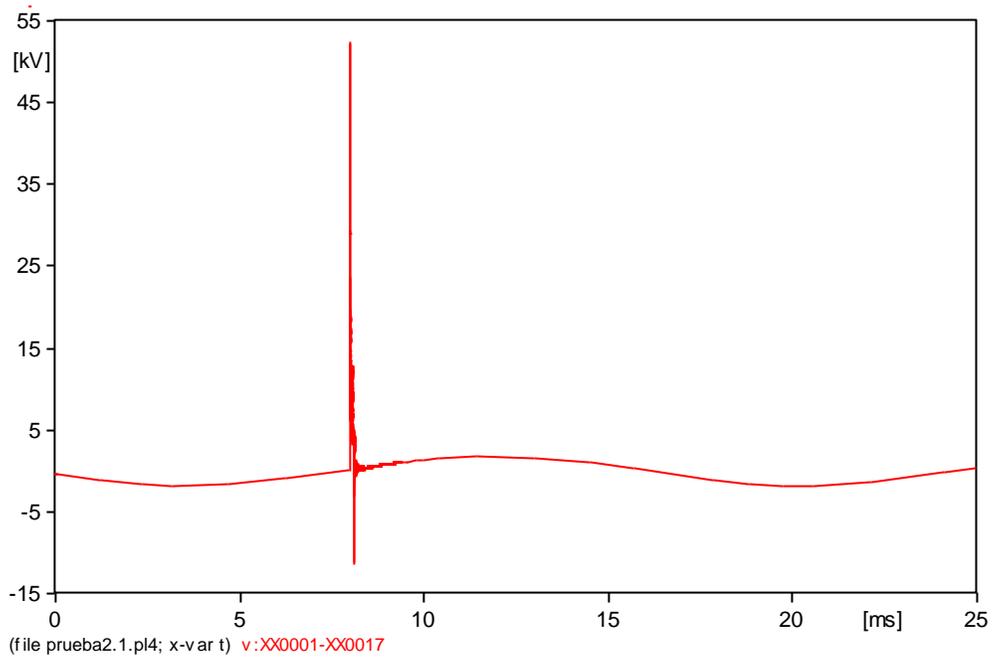


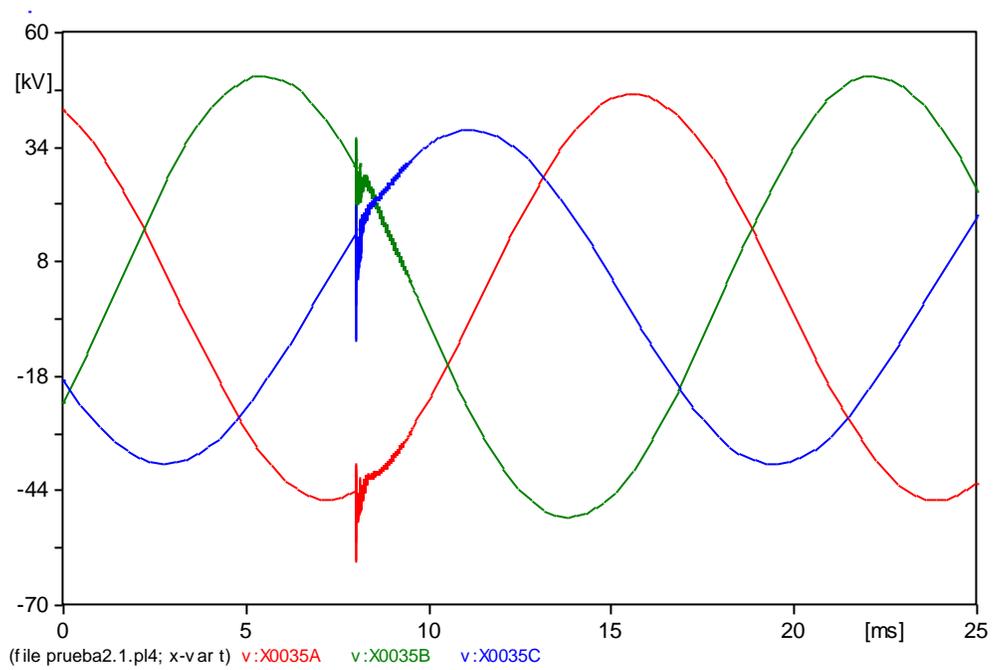
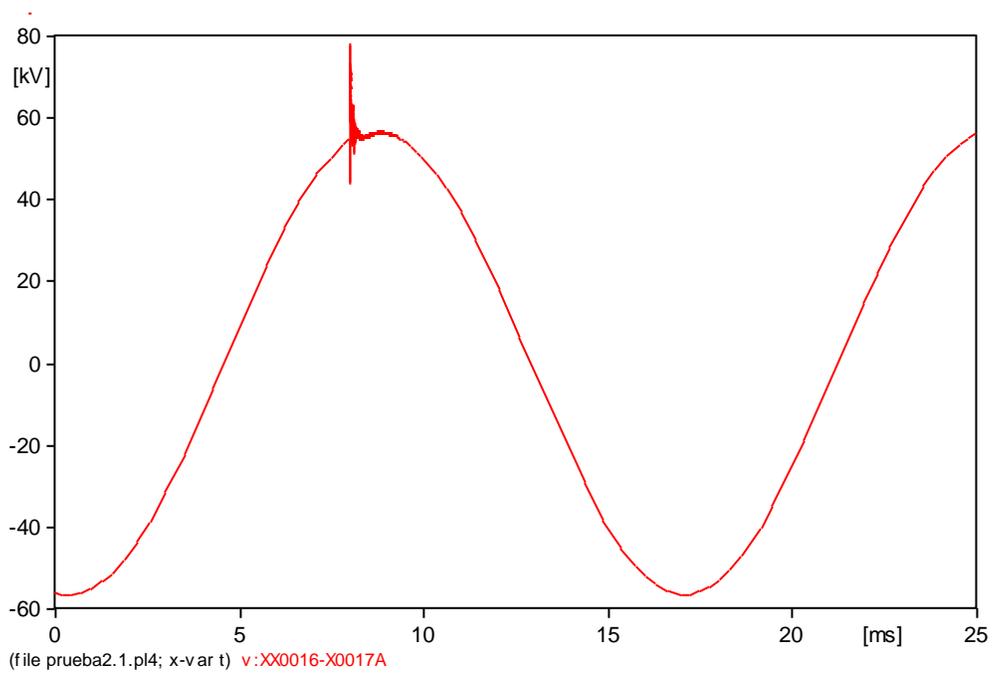


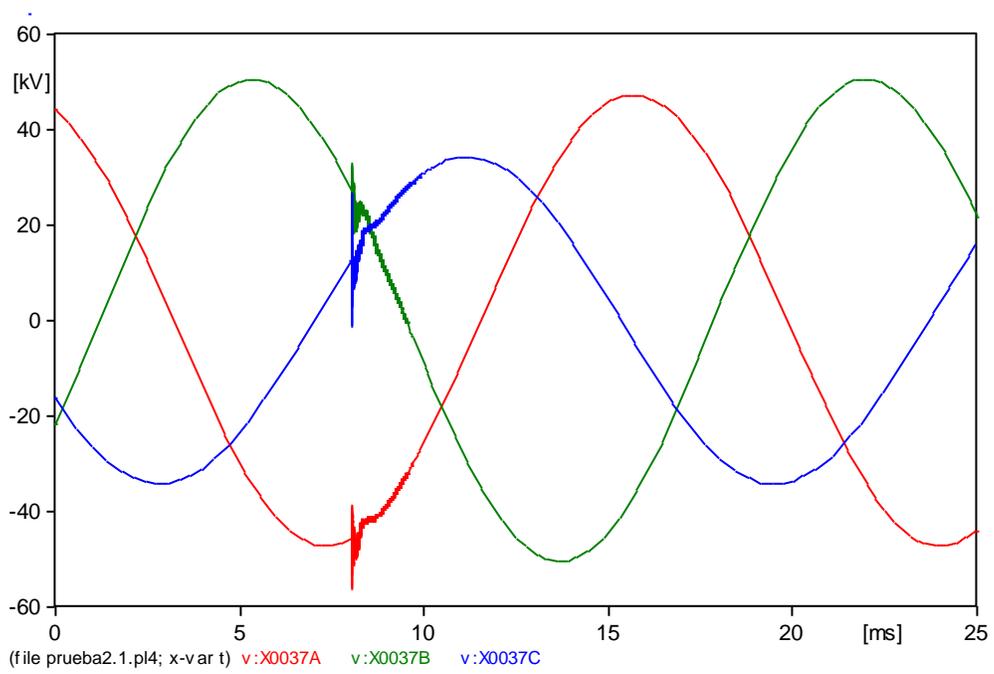


CASO 1(7 Aisladores)

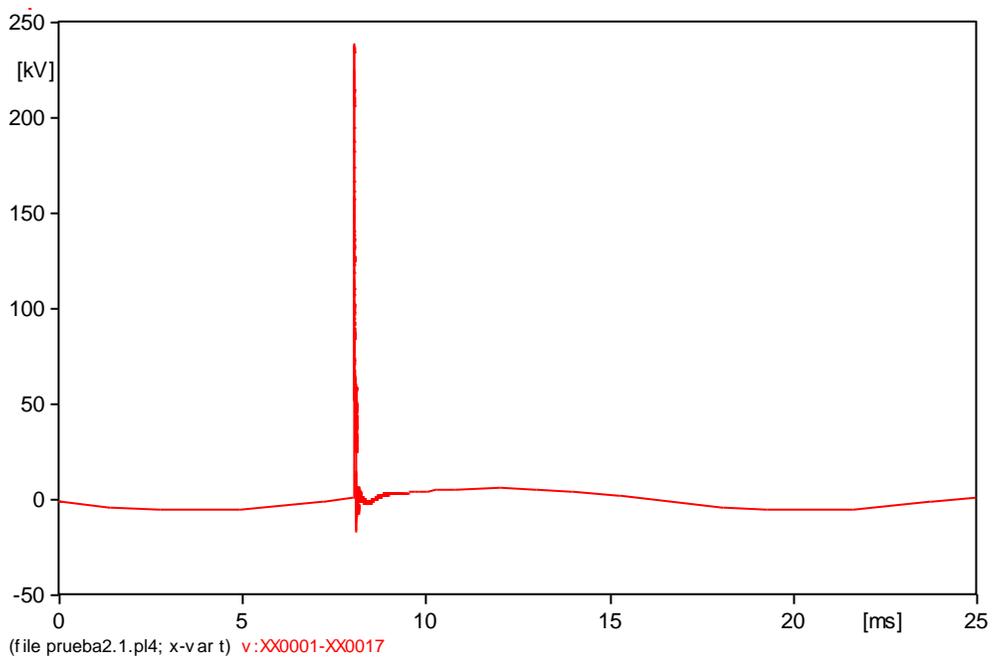
$R_t = 20\Omega$ e $I_r = 1$ kA.

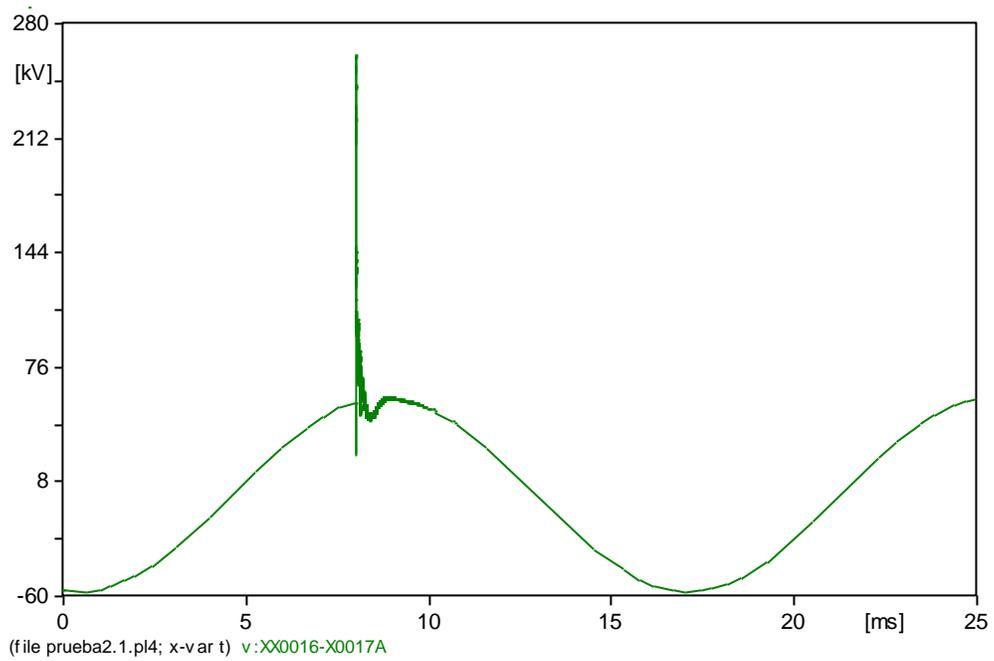
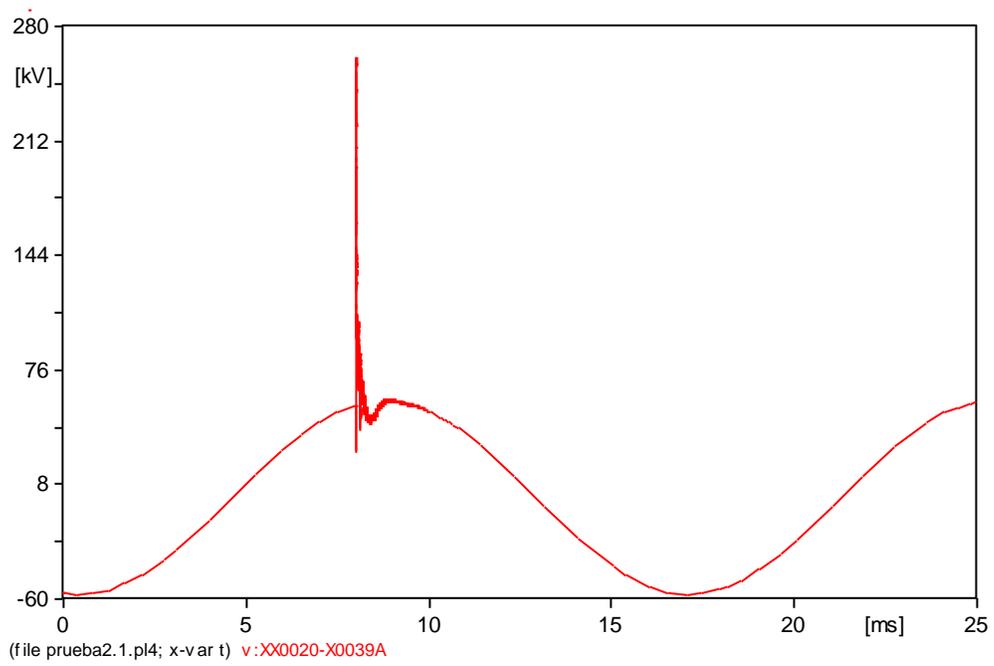


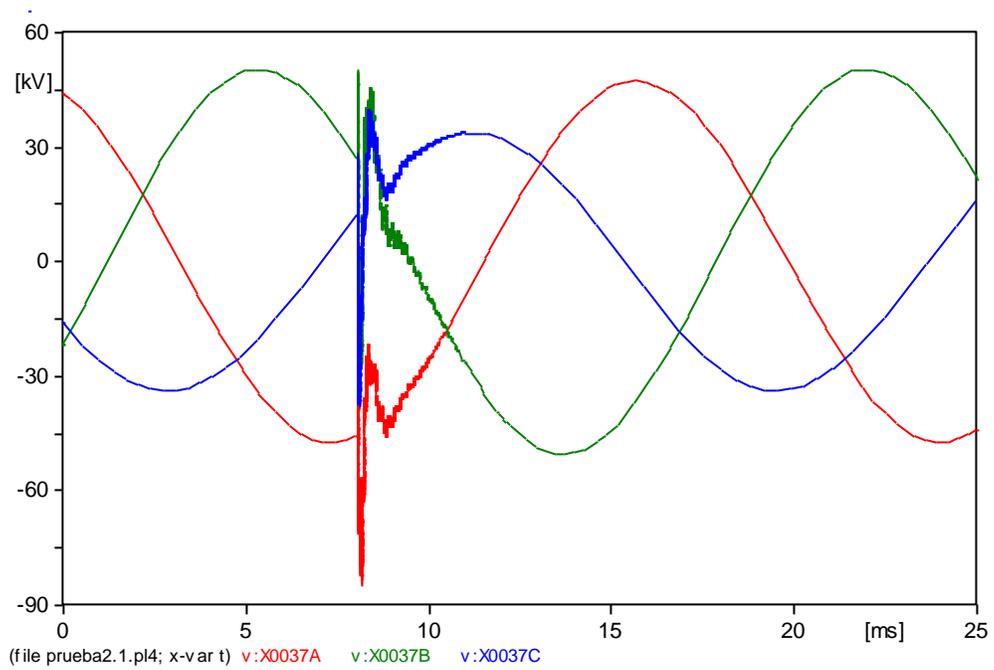
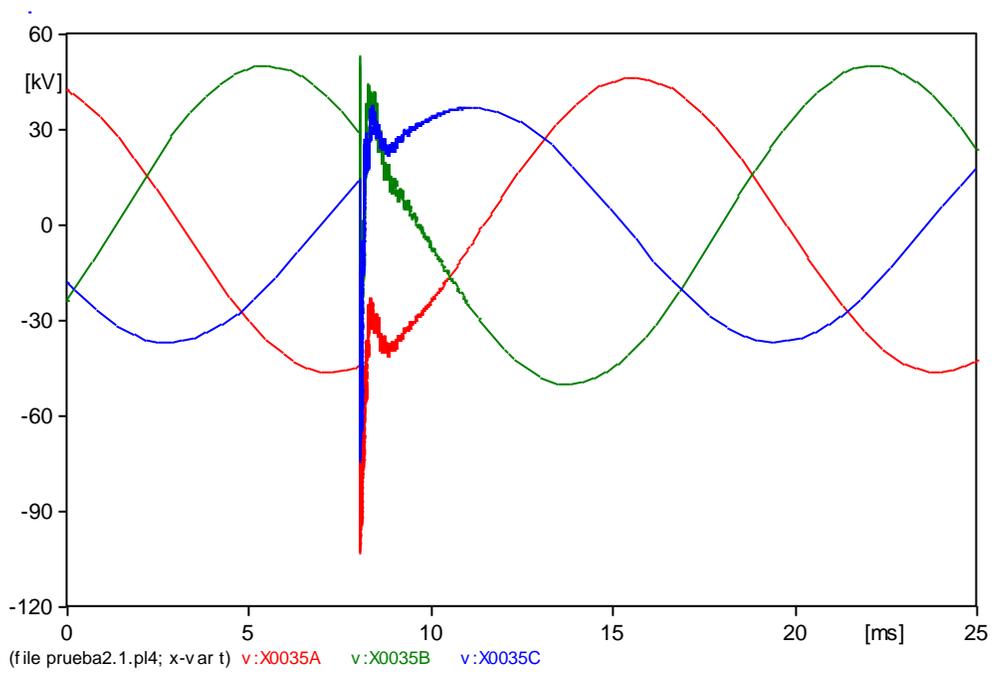




$R_t = 100\Omega$ e $I_r = 3 \text{ kA}$.







$R_t = 300\Omega$ e $I_r = 10 \text{ kA}$.

