



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**“ESTUDIO DE SOBREVOLTAJES CAUSADOS POR IMPACTOS DE RAYO EN
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CON EL SOFTWARE ATP”**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

CARLOS FELIPE PRIETO CASTRO

**PROFESOR GUIA:
NESLSON MORALES OSORIO**

**MIEMBROS DE LA COMISION:
RODRIGO PALMA BEHNKE
EFRAIN ASENJO SILVA**

**SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2009**

**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**“ESTUDIO DE SOBREVOLTAJES CAUSADOS POR IMPACTOS DE RAYO EN
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CON EL SOFTWARE ATP”**

CARLOS FELIPE PRIETO CASTRO

COMISIÓN EXAMINADORA	CALIFICACIONES		
	NOTA (nº)	(Letras)	FIRMA
PROFESOR GUÍA SR. NESLSON MORALES OSORIO :
PROFESOR CO-GUÍA SR. RODRIGO PALMA BEHNKE :
PROFESOR INTEGRANTE SR. EFRAÍN ASENJO SILVA :
NOTA FINAL EXAMEN DE TÍTULO :

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2009



RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA POR:
CARLOS PRIETO C.
FECHA: 23/01/2009
PROF. GUÍA: SR. NELSON MORALES OSORIO

"ESTUDIO DE SOBREVOLTAJES CAUSADOS POR IMPACTOS DE RAYO EN
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CON EL SOFTWARE ATP"

El objetivo general del presente trabajo de título es habilitar en un computador del Área de Energía del Departamento de Ingeniería Eléctrica, una versión actualizada del ATP (Alternative Transients Program). El ATP es una de las principales herramientas para la resolución de transitorios en redes eléctricas y una de sus frecuentes aplicaciones es la resolución de problemas relativos a impactos de rayos en sistemas de transmisión; bajo esta premisa, se consideró que su aplicación para determinar sobretensiones de rayo en líneas de transmisión era un tema adecuado para ver sus fortalezas, y habilidades.

En primera instancia este trabajo logró la implementación del ATP, y se observó sus limitaciones y ventajas comparativas con respecto a otro tipo de herramientas disponibles, tal es el caso del EMTDC y el Mtrans.

Posteriormente se desarrollaron modelos de líneas de transmisión aéreas para sistemas de diferentes voltajes nominales presentes en Chile en corriente alterna (66 kV, 110 kV, 154 kV, 220 kV y 500 kV) y también para un futuro sistema de ± 500 kV en tensión continua. Para todos estos sistemas se estudió su comportamiento frente a impactos directos, ya sea en las fases, cable de guardia o en la estructura, viendo la tendencia de los sobrevoltajes en la medida que cambiaban ciertos parámetros relevantes, como la intensidad de corriente de rayo, punto de impacto del rayo, la resistencia de puesta a tierra de la estructura. Finalmente, reconociendo el carácter aleatorio del fenómeno estudiado, se incluyó un modelo estadístico, capaz de estimar la tasa de falla de algunos de los sistemas modelados de mayor tensión.

El resultado final fue la instalación de una versión actualizada del ATP y la identificación de sus facultades. Adicionalmente, se dispone de modelos tanto determinísticos como estadísticos para una variada gama de líneas de transmisión aéreas presentes en el país, que pueden ser aplicados en futuros estudios de diversa índole. A su vez los resultados de las simulaciones son comparados con variados estudios realizados en la actualidad, disponibles en la bibliografía relativa al tema, con buena concordancia.

Se concluye que el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile cuenta con una herramienta útil y actualizada para la resolución de diversos problemas relacionados con transitorios en sistemas de potencia. Se entrega también en este trabajo modelos y resultados que consideran aspectos del estado del arte en el tema de sobretensiones de rayo en líneas de transmisión de corriente alterna, en los niveles de tensión nominal habituales en nuestro país, y también un avance de un estudio de sobretensiones provocadas por impacto de rayo en una eventual línea de transmisión en corriente continua.



Gracias a mi familia por todo el apoyo y confianza que me han dado durante todos estos años. De no haber sido por ellos, probablemente no lo habría logrado. Agradezco en especial a Tatiana por la comprensión y la ayuda con la familia que hemos formado.

Gracias a Don Nelson y los profesores de la comisión por darme esta oportunidad, depositar su confianza y brindarme orientación a lo largo del desarrollo de este trabajo.



Índice De Contenidos

1	INTRODUCCIÓN.....	13
2	OBJETIVOS Y ALCANCES.....	14
2.1	Objetivos Generales	14
2.2	Objetivos Específicos.....	14
2.3	Alcances.....	14
3	ESTADO DEL ARTE.....	16
3.1	Antecedentes Generales.....	16
3.1.1	<i>Herramientas Para La Resolución De Fenómenos Transitorios.....</i>	<i>16</i>
3.1.2	<i>El ATP.....</i>	<i>17</i>
3.1.2.1	Descripción Del Paquete ATP.....	18
3.2	Antecedentes Específicos.....	21
3.2.1	<i>Sobrevoltajes En Sistemas De Transmisión.....</i>	<i>21</i>
3.3	Sobretensiones Originadas Por Rayos Directos.....	23
3.3.1	<i>Fenómeno Del Rayo.....</i>	<i>23</i>
3.3.1.1	La Generación De Carga En Una Nube.....	23
3.3.1.2	El Mecanismo De Descarga.....	24
3.3.1.3	Tipos Y Forma De Onda De La Corriente De Rayo.....	25
3.3.2	<i>Interacción Entre La Descarga Atmosférica Y El Sistema De Transmisión.....</i>	<i>27</i>
3.3.2.1	Caída De Un Rayo Sobre Los Conductores De Fase.....	28
3.3.2.2	Descarga En La Torre.....	29
3.3.2.3	Descarga En Cables De Guardia.....	32
4	DESARROLLO.....	33
4.1	Modelo Desarrollado En El ATP: Fenómenos Transitorios Originados Por Una Corriente De Rayo En Sistemas De Transmisión.....	33
4.2	Sistemas De Transmisión A Modelar.....	34
4.3	Aspectos De Modelación De Los Elementos.....	34
4.3.1	<i>Modelamiento De La Estructura Metálica.....</i>	<i>34</i>
4.3.2	<i>Modelación De Conductores.....</i>	<i>38</i>
4.3.2.1	Selección Modelo de Representación Para Líneas Aéreas.....	40
4.3.3	<i>Modelamiento De La Cadena De Aisladores.....</i>	<i>42</i>
4.3.4	<i>Modelamiento De La Puesta A Tierra.....</i>	<i>43</i>
4.3.5	<i>Modelamiento De La Fuente De Rayo.....</i>	<i>44</i>
4.3.6	<i>Aspectos Del Modelo General.....</i>	<i>45</i>
4.4	Modelación De Parámetros Aleatorios.....	46
4.4.1	<i>Fuente De Rayo.....</i>	<i>47</i>
4.4.2	<i>Tensión De Contorneo Del Aislamiento.....</i>	<i>48</i>
4.4.3	<i>Resistencia De Puesta A Tierra.....</i>	<i>50</i>
4.4.4	<i>Localización De La Descarga.....</i>	<i>51</i>
4.4.5	<i>Desfase De La Fuente De Tensión.....</i>	<i>57</i>
4.4.6	<i>Forma De Cálculo Del Indicador De Desempeño.....</i>	<i>58</i>
5	RESULTADOS.....	59
5.1	Resultados De Análisis Determinístico.....	59
5.1.1	<i>Impactos En El Medio Del Vano.....</i>	<i>59</i>



5.1.1.1	Conductor De Fase	59
5.1.1.2	Conductor De Guardia.....	62
5.1.2	<i>Impactos En La Estructura.....</i>	<i>64</i>
5.2	Análisis Paramétrico De Resultados.	68
5.2.1	<i>Sobretensión Máxima Respecto A La Intensidad De Corriente De Rayo.....</i>	<i>68</i>
5.2.1.1	Impactos En El Medio Del Vano.....	68
5.2.1.2	Impactos En La Estructura.	72
5.2.2	<i>Sobretensión Máxima Respecto Al Tiempo De Frente.....</i>	<i>74</i>
5.2.2.1	Impacto En El Cable De Guardia.....	74
5.2.2.2	Impacto En La Torre	76
5.2.3	<i>Sobretensión Máxima Respecto A La Resistencia De Puesta A Tierra.....</i>	<i>78</i>
5.2.3.1	Impacto En El Vano Del Cable De Guardia.....	78
5.2.3.2	Impacto En La Torre	80
5.3	Resultados Análisis Estadístico De Sobretensiones.....	82
5.3.1	<i>Distribuciones De Probabilidades.....</i>	<i>82</i>
5.3.1.1	Parámetros Del Rayo, Localización Y Resistencia Puesta A Tierra	83
5.3.1.2	Voltaje De Descarga.....	85
5.3.1.3	Distancia De Blindaje.....	86
5.3.1.4	Sobretensión De Rayo.....	88
5.3.2	<i>Determinación Del Indicador De Desempeño.....</i>	<i>94</i>
5.3.2.1	Resultados De La Bibliografía	97
6	CONCLUSIONES.	99
7	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.	102
8	ANEXOS.....	105
ANEXO A: “ALGORITMOS BÁSICOS USADOS POR EL EMTP-ATP”		105
Solución De Circuitos En El Dominio Del Tiempo.....		105
Solución En El Dominio De La Frecuencia.....		105
ANEXO B: “MODELOS DE LÍNEAS PRESENTES EN EL ATP”		107
Circuitos Π		107
Parámetros Distribuidos Constantes (Modelo De Bergeron).....		107
Modelo De Semlyen.....		108
Modelo De José Martí.....		108
Modelo De Taku Noda.....		109
ANEXO C: “TUTORIAL INSTALACIÓN ATP”		110
Instalación Del ATPDraw:		110
Instalación Del ATPDraw.		111
Instalación Del ATP.		112
Instalación de otra versión a del ATP y consideraciones especiales para Uso Del Plotxy/PlotXWin.		114
ANEXO D: “USO Y COMPARACIÓN ENTRE SOFTWARES”		117
Primer Ejemplo Y Simulación En ATP.		117
<i>Detalle Del Esquemático.....</i>		<i>117</i>
<i>Resultados Y Gráficos.</i>		<i>118</i>
Simulación Usando El Emtdc-Pscad.....		119



<i>Esquemático General Del Circuito A Modelar</i>	119
Uso De Editor De Parámetros De Líneas De Transmisión.....	120
Resultados.....	122
Conclusiones Sobre La Comparación De Software.....	123
ANEXO E: “DETALLE ESTRUCTURAS CONSIDERADAS”.....	125
Sistemas De Transmisión En Corriente Alterna En 66kV.....	125
Sistemas De Transmisión En Corriente Alterna En 110kV.....	126
Sistemas De Transmisión En Corriente Alterna En 154kV.....	127
Sistemas De Trasmisión En Corriente Alterna En 220kV.....	128
Sistema De Transmisión En Alta Tensión Corriente Alterna En 500kV.....	129
Sistema De Transmisión En HVDC En 500kV Bipolar.....	130
ANEXO F: “TUTORIAL PARA LA RUTINA LCC QUE MODELA CONDUCTORES EN SUSPENSIÓN”.....	131
ANEXO G: “RESULTADOS CASO BASE CORRESPONDIENTE A UNA LÍNEA 400KV Y EL ESTUDIO [16] Y [17]”.....	135
Resultados.....	136
<i>Análisis determinístico</i>	136
<i>Análisis estadístico</i>	137



Índice De Figuras

FIGURA 1: TAREAS PRINCIPALES DEL PAQUETE ATP.	18
FIGURA 2: INTERACCIÓN ELÉCTRICA DE UNA GOTTA CAYENDO.....	23
FIGURA 3: CONFIGURACIÓN DE LA LLUVIA Y CORRIENTES DE AIRE EN UNA NUBE.	24
FIGURA 4: CONFIGURACIÓN DE CARGAS EN UNA NUBE.....	24
FIGURA 5: SECUENCIA DEL MECANISMO DE DESCARGA. FUENTE: (ADAPTACIÓN) ABB REFERENCE BOOK[5].	25
FIGURA 6: FORMA DE ONDA Y PARÁMETROS DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	26
FIGURA 7: CIRCUITO EQUIVALENTE PARA DESCARGA DE RAYO.....	27
FIGURA 8: IMPACTO DE UN RAYO EN EL CONDUCTOR DE UNA LÍNEA.....	28
FIGURA 9: IMPACTO DE UN RAYO EN LA TORRE.....	30
FIGURA 10: DESCARGA INVERSA.....	31
FIGURA 11: DESCARGA DE RAYO EN UN CABLE DE GUARDIA.....	32
FIGURA 12: MODELO MULTI-CONDUCTOR VERTICAL Y SIN PÉRDIDAS.....	35
FIGURA 13: MODELO MULTI-CONDUCTOR VERTICAL SIN PÉRDIDAS, INCLUYENDO APOYOS Y CRUCETAS.	35
FIGURA 14: MODELO "MULTISTORY".....	35
FIGURA 15: OBTENCIÓN DEL CONO EQUIVALENTE.....	36
FIGURA 16: ESQUEMÁTICO PARA MODELACIÓN CON ATPDRAW-ATP DE LA ESTRUCTURA.....	37
FIGURA 17: MODELO DE CLARKE PARA TRAMO DE RED MONOFÁSICA.....	37
FIGURA 18: SÍMBOLO ELEMENTO CLARKE EN ESQUEMÁTICO DEL ATPDRAW.....	37
FIGURA 19: VENTANA PARA INCORPORAR DATOS DE UN ELEMENTO DE PARÁMETROS DISTRIBUIDOS DE CLARKE.....	38
FIGURA 20: ACCESO A HERRAMIENTA LCC PARA PARÁMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	40
FIGURA 21: SÍMBOLO ELEMENTO LCC EN ESQUEMÁTICO DEL ATPDRAW.....	40
FIGURA 22: CHEQUEO MODELO BERGERON DE LA LÍNEA MEDIANTE "FREQUENCY SCAN".....	41
FIGURA 23: CHEQUEO MODELO PI DE LA LÍNEA MEDIANTE "FREQUENCY SCAN".....	41
FIGURA 24: CHEQUEO MODELO SEMLYEN DE LA LÍNEA MEDIANTE "FREQUENCY SCAN".....	41
FIGURA 25: CHEQUEO MODELO JMARTI DE LA LÍNEA MEDIANTE "FREQUENCY SCAN".....	42
FIGURA 26: ELEMENTO Y CARACTERÍSTICA DE LA RESISTENCIA NO-LINEAL DE PUESTA A TIERRA.....	43
FIGURA 27: SÍMBOLO PARA LA RESISTENCIA NO-LINEAL.....	43
FIGURA 28: ESQUEMÁTICO FUENTE DE DOBLE RAMPA EN TACS.....	44
FIGURA 29: SISTEMA TRANSMISIÓN 2x220kV COMPLETO PARA SIMULACIÓN.....	45
FIGURA 30: DIAGRAMA FLUJOS MODELO DE ESTIMACIÓN DE CONTORNEOS MEDIANTE EL MÉTODO DE MONTECARLO, EXTRAÍDO DE [16][17][20].	46
FIGURA 31: ESQUEMÁTICO VARIABLES ALEATORIAS DEL RAYO EN TACS.....	48
FIGURA 32: DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL MODELAMIENTO DEL PROCESO DE DESCARGA EN EL AIRE ALREDEDOR DEL AISLADOR, EXTRAÍDO DE [16][17][20].	48
FIGURA 33: ESQUEMÁTICO PUESTA A TIERRA Y VOLTAJE DESCARGA ALEATORIOS EN TACS.....	49
FIGURA 34: ESQUEMÁTICO ELEMENTOS CONTROL PARA EL CRITERIO DE DESCARGA.....	49
FIGURA 35: ESQUEMÁTICO MUESTREO DE TENSIONES E INTERRUPTORES.....	50
FIGURA 36: DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA INCORPORACION DE RESISTENCIA NO LINEAL DE PIE DE TORRE, EXTRAÍDO DE [16][17][20].	50
FIGURA 37: ESQUEMÁTICO MUESTREO Y CONTROL PARA LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	51
FIGURA 38: DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CRITERIO DE LOCALIZACIÓN DE LA DESCARGA DE RAYO, EXTRAÍDO DE [16][17][20].	51
FIGURA 39: MODELO ELECTROGEOMÉTRICO.....	52
FIGURA 40: ESQUEMÁTICO CÁLCULO DISTANCIAS MODELO ELECTROGEOMÉTRICO.....	54
FIGURA 41: ZONAS IMPACTO DE UN RAYO EN UN CORTE TRANSVERSAL.....	55
FIGURA 42: ESQUEMÁTICO DEL CONTROL PARA EL CRITERIO DE LOCALIZACIÓN DEL IMPACTO.....	56
FIGURA 43: ESQUEMÁTICO DE INTERRUPTORES CONTROLADOS PARA CRITERIO DE LOCALIZACIÓN DEL IMPACTO.....	57
FIGURA 44: ESQUEMA DE REPRESENTACIÓN DE FUENTES CONTROLADAS.....	57
FIGURA 45: ESQUEMÁTICO CONTROL Y FUENTES DE VOLTAJE EN FRECUENCIA INDUSTRIAL.....	57
FIGURA 46: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN VANO DE FASE SUPERIOR. 66kV Y 2x66kV.....	59
FIGURA 47: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN VANO DE FASE SUPERIOR. 110kV Y 2x110kV.....	60
FIGURA 48: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN VANO DE FASE SUPERIOR. 154kV Y 2x154kV.....	60
FIGURA 49: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN VANO DE FASE SUPERIOR. 220kV Y 2x220kV.....	60



FIGURA 50: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN VANO DE FASE SUPERIOR. 550kV AC Y DC BIPOLAR.61

FIGURA 51: RESULTADOS ESTUDIOS [14][16][33] RESPECTIVAMENTE (IMPACTO DE RAYO EN UNA FASE).....61

FIGURA 52: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN VANO DEL CABLE DE GUARDIA. 66kV Y 2x66kV.62

FIGURA 53: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN VANO DEL CABLE DE GUARDIA. 110kV Y 2x110kV.62

FIGURA 54: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN VANO DEL CABLE DE GUARDIA. 154kV Y 2x154kV.62

FIGURA 55: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN VANO DEL CABLE DE GUARDIA. 220kV Y 2x220kV.63

FIGURA 56: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN VANO DEL CABLE DE GUARDIA. 500kV AC Y DC BIPOLAR.
63

FIGURA 57: RESULTADOS ESTUDIOS [16] (IMPACTO DE RAYO EN MEDIO VANO DEL CABLE DE GUARDIA).64

FIGURA 58: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN LA TORRE. 66kV Y 2x66kV.64

FIGURA 59: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN LA TORRE. 110kV Y 2x110kV.65

FIGURA 60: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN LA TORRE. 154kV Y 2x154kV.65

FIGURA 61: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN LA TORRE. 220kV Y 2x220kV.65

FIGURA 62: VOLTAJE EN AISLADORES POR IMPACTO EN LA TORRE. 500kV AC Y DC BIPOLAR.66

FIGURA 63: RESULTADOS ESTUDIOS [14][28] RESPECTIVAMENTE (IMPACTO DE RAYO EN LA TORRE).66

FIGURA 64: ANÁLISIS DE CORRIENTES POR IMPACTO EN MEDIO VANO DEL CABLE DE GUARDIA.67

FIGURA 65: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN FASE SUPERIOR. 66kV Y 2x66kV.....68

FIGURA 66: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN FASE SUPERIOR. 110kV Y 2x110kV.....68

FIGURA 67: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN FASE SUPERIOR. 154kV Y 2x154kV.....69

FIGURA 68: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN FASE SUPERIOR. 220kV Y 2x220kV.....69

FIGURA 69: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN FASE SUPERIOR. 500kV AC Y DC
 BIPOLAR.69

FIGURA 70: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 66kV Y 2x66kV...70

FIGURA 71: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 110kV Y 2x110kV.
70

FIGURA 72: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 154 kV Y 2x154kV.
71

FIGURA 73: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 220kV Y 2x220kV.
71

FIGURA 74: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 500kV AC Y DC
 BIPOLAR.71

FIGURA 75: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN LA TORRE. 66kV Y 2x66kV.72

FIGURA 76: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN LA TORRE. 110kV Y 2x110kV.72

FIGURA 77: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN LA TORRE. 154kV Y 2x154kV.72

FIGURA 78: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN LA TORRE. 220kV Y 2x220kV.73

FIGURA 79: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S CORRIENTE RAYO EN LA TORRE. 500kV AC Y DC BIPOLAR...73

FIGURA 80: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S TIEMPO FRENTE RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 66kV Y 2x66kV
74

FIGURA 81: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S TIEMPO FRENTE RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 110kV Y
 2x110kV74

FIGURA 82: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S TIEMPO FRENTE RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 154kV Y
 2x154kV.75

FIGURA 83: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S TIEMPO FRENTE RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 220kV Y
 2x220kV.75

FIGURA 84: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S TIEMPO FRENTE RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 500kV AC Y
 DC BIPOLAR.75

FIGURA 85: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S TIEMPO FRENTE RAYO EN LA TORRE. 66kV Y 2x66kV.....76

FIGURA 86: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S TIEMPO FRENTE RAYO EN LA TORRE. 110kV Y 2x110kV.....76

FIGURA 87: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S TIEMPO FRENTE RAYO EN LA TORRE. 154kV Y 2x154kV.....76

FIGURA 88: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S TIEMPO FRENTE RAYO EN LA TORRE. 220kV Y 2x220kV.....77

FIGURA 89: VOLTAJE MÁXIMO EN AISLADORES V/S TIEMPO FRENTE RAYO EN LA TORRE. 500kV AC Y DC BIPOLAR.
77

FIGURA 90: TENSIÓN MÁXIMA EN AISLADORES V/S RESISTENCIA TIERRA RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 66kV Y
 2x66kV.78

FIGURA 91: TENSIÓN MÁXIMA EN AISLADORES V/S RESISTENCIA TIERRA RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 110kV Y
 2x110kV.79



FIGURA 92: TENSIÓN MÁXIMA EN AISLADORES V/S RESISTENCIA TIERRA RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 154kV Y 2x154kV.	79
FIGURA 93: TENSIÓN MÁXIMA EN AISLADORES V/S RESISTENCIA TIERRA RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 220kV Y 2x220kV.	79
FIGURA 94: TENSIÓN MÁXIMA EN AISLADORES V/S RESISTENCIA TIERRA RAYO EN CABLE DE GUARDIA. 500kV AC Y DC BIPOLAR.	80
FIGURA 95: TENSIÓN MÁXIMA EN AISLADORES V/S RESISTENCIA TIERRA RAYO EN LA TORRE. 66kV Y 2x66kV. ...	80
FIGURA 96: TENSIÓN MÁXIMA EN AISLADORES V/S RESISTENCIA TIERRA RAYO EN LA TORRE. 110kV Y 2x110kV.	80
FIGURA 97: TENSIÓN MÁXIMA EN AISLADORES V/S RESISTENCIA TIERRA RAYO EN LA TORRE. 154kV Y 2x154kV.	81
FIGURA 98: TENSIÓN MÁXIMA EN AISLADORES V/S RESISTENCIA TIERRA RAYO EN LA TORRE. 220kV Y 2x220kV.	81
FIGURA 99: TENSIÓN MÁXIMA EN AISLADORES V/S RESISTENCIA TIERRA RAYO EN LA TORRE. 500kV AC Y DC BIPOLAR.	81
FIGURA 100: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDAD CORRIENTE MÁXIMA ONDA DE RAYO.....	83
FIGURA 101: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDAD TIEMPO FRENTE ONDA DE RAYO.....	83
FIGURA 102: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDADES TIEMPO DE COLA ONDA DE RAYO.....	84
FIGURA 103: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDADES POSICIÓN DE IMPACTO DEL RAYO.	84
FIGURA 104: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDADES RESISTENCIA PUESTA A TIERRA.....	84
FIGURA 105: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES VOLTAJE DESCARGA INTERVALO AIRE SISTEMA 2x220kV.....	85
FIGURA 106: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES VOLTAJE DESCARGA INTERVALO AIRE SISTEMA 500kV.....	86
FIGURA 107: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES VOLTAJE DESCARGA INTERVALO AIRE SISTEMA 500kV DC BIPOLAR.	86
FIGURA 108: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES ZONA BLINDAJE SISTEMA 2x220kV.....	87
FIGURA 109: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES ZONA BLINDAJE SISTEMA 500kV.....	87
FIGURA 110: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES ZONA BLINDAJE SISTEMA 500kV DC BIPOLAR.....	88
FIGURA 111: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES VOLTAJE MÁXIMO AISLADORES FASE A SISTEMA 220kV.....	89
FIGURA 112: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES VOLTAJE MÁXIMO AISLADORES FASE B SISTEMA 220kV.....	89
FIGURA 113: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES VOLTAJE MÁXIMO AISLADORES FASE A SISTEMA 2x220kV.....	90
FIGURA 114: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES VOLTAJE MÁXIMO AISLADORES FASE B SISTEMA 2x220kV.....	90
FIGURA 115: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES VOLTAJE MÁXIMO AISLADORES FASE C SISTEMA 2x220kV.....	91
FIGURA 116: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES VOLTAJE MÁXIMO AISLADORES FASE A SISTEMA 500kV.....	91
FIGURA 117: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES VOLTAJE MÁXIMO AISLADORES POLO + SISTEMA 500kV DC BIPOLAR.	92
FIGURA 118: DISTRIBUCIÓN PROBABILIDADES VOLTAJE MÁXIMO AISLADORES POLO - SISTEMA 500kV DC BIPOLAR.	92
FIGURA 119: DETERMINACIÓN DE LA TASA DE FALLA (MÉTODO DE COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO).	93
FIGURA 120: CONTORNEOS DE 100 MILLAS DE LÍNEA POR AÑO PARA UN NIVEL CERÁMICO DE 30 DÍAS [DÍAS TORMENTA/AÑO] EN FUNCIÓN DE LA RESISTENCIA DE PIE DE TIERRA, EXTRAÍDO DE [5].	97
FIGURA 121: EFECTO DEL USO DEL MODELO LP (LEADER PROGRESSION MODEL) E IMPLEMENTACIÓN DEL EFECTO CORONA EN LA TASA DE CONTORNEOS, EXTRAÍDOS DE [18][32] RESPECTIVAMENTE.	98
FIGURA 122: CARPETAS CREADAS EN LA INSTALACIÓN DEL ATPDRAW.	110
FIGURA 123: PROPIEDADES DE SISTEMA.....	111
FIGURA 124: VARIABLES DE ENTORNO WINDOWS XP.....	112
FIGURA 125: MODIFICACIÓN DE VARIABLES DEL ENTORNO PARA LA INSTALACIÓN DEL ATP.....	112
FIGURA 126: INTERFAZ Y OPCIONES DEL ATPDRAW.	113
FIGURA 127: CONFIGURACIÓN DEL ATPDRAW.	113
FIGURA 128: CONFIGURACIÓN DE LOS DIRECTORIOS DEL ATPDRAW.....	114
FIGURA 129: EJECUTAR EL ATP Y EL PLOTXYA TRAVÉS DEL ATPDRAW.....	114
FIGURA 130: SETEO PARA INCORPORAR ATP WATCOM (ALTERNATIVA).....	115
FIGURA 131: MODIFICACIÓN DE VARIABLES DEL ENTORNO PARA LA INSTALACIÓN DEL ATP WATCOM.....	115
FIGURA 132: ARCHIVO DE SALIDA *.PL4 DEL ATP.....	116
FIGURA 133: ESQUEMÁTICO DEL EJEMPLO SIMULADO.	117
FIGURA 134: MENÚ PARA SETEO DE PARÁMETROS DE TRANSFORMADOR MODELO XFORMER.....	117
FIGURA 135: ESQUEMA NÚCLEO Y CURVA SATURACIÓN PARA VALORES TÍPICOS TRAF0 MODELO XFORMER.....	118



FIGURA 136: VOLTAJE EN LOS BORNES CORRIENTE LÍNEA DEL SECUNDARIO DEL TRAF0 500/220 kV.....	119
FIGURA 137: VOLTAJE Y CORRIENTE DE LÍNEA EN LOS BORNES DEL PRIMARIO DEL TRAF0 220/66/23 kV.....	119
FIGURA 138: ESQUEMÁTICO DEL EJEMPLO SIMULADO EN PSCAD.....	120
FIGURA 139: INTERFAZ PARA LA INCLUSIÓN DE PARÁMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	120
FIGURA 140: SELECCIÓN DE GEOMETRÍA Y MODELO DE LA LÍNEA.....	121
FIGURA 141: SETEO DE PARÁMETROS DE CONDUCTORES Y GEOMETRÍA DE LA LÍNEA.....	121
FIGURA 142: SETEO DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	122
FIGURA 143: VOLTAJE EN BORNES Y CORRIENTE DE LÍNEA 2º TRAF0 500/220 kV.....	122
FIGURA 144: FLUJOS DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN BORNES 2º TRAF0 500/220 kV.....	122
FIGURA 145: VOLTAJE EN BORNES Y CORRIENTE DE LÍNEA 2º DEL TRAF0 220/66/23 kV.....	122
FIGURA 146: FLUJOS DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN BORNES 2º DEL TRAF0 220/66/23 kV.....	123
FIGURA 147: VOLTAJE EN BORNES Y CORRIENTE DE LÍNEA 3º DEL TRAF0 220/66/23 kV.....	123
FIGURA 148: FLUJOS DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN BORNES 3º DEL TRAF0 220/66/23kV.....	123
FIGURA 149: ESQUEMA ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN LÍNEA EN 1x66 Y 2x66kV.....	125
FIGURA 150: ESQUEMA ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN LÍNEA EN 1x110 Y 2x110 kV.....	126
FIGURA 151: ESQUEMA ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN LÍNEA EN 1x154 Y 2x154 kV.....	127
FIGURA 152: ESQUEMA ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN LÍNEA EN 1x220 Y 2x220 kV.....	128
FIGURA 153: ESQUEMA ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN LÍNEA EN 1x500 kV.....	129
FIGURA 154: ESQUEMA ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN LÍNEA EN 500 kV BIPOLAR.....	130
FIGURA 155: VENTANA DE DATOS PARA HERRAMIENTA LCC.....	131
FIGURA 156: DATOS PARA MODELO PI DE LÍNEA.....	132
FIGURA 157: DATOS PARA MODELO DE JOSÉ MARTI DE LÍNEA.....	132
FIGURA 158: DATOS PARA MODELO DE SEMLYEN DE LÍNEA.....	132
FIGURA 159: DATOS PARA MODELO DE TAKU NODA DE LA LÍNEA.....	133
FIGURA 160: USO DE ELEMENTOS LCC PARA INCORPORAR GEOMETRÍA Y PARÁMETROS DE CONDUCTORES.....	133
FIGURA 161: VISUALIZACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA LÍNEA INGRESADA.....	134
FIGURA 162: GEOMETRÍA DEL SISTEMA DEL SISTEMA DE 400kV ESTUDIADO EN [16] Y [17].....	135
FIGURA 163: INCORPORACIÓN DE LOS DATOS DE GEOMETRÍA Y CONDUCTORES EN EL ATPDRAW.....	135
FIGURA 164: ESQUEMÁTICO MODELO DE LA LÍNEA EN EL ATPDRAW.....	136
FIGURA 165: CONFRONTACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS Y EXTRAÍDOS RESPECTIVAMENTE DE [16].....	137



Índice De Tablas

TABLA 1: DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS DEL PAQUETE ATP.	19
TABLA 2: APLICACIONES Y LIMITACIONES DEL ATP.	20
TABLA 3: FORMAS DE ONDA, ENSAYOS Y CARACTERÍSTICAS DE VOLTAJES Y SOBREVOLTAJES DE ACUERDO A NORMA IEC 71-1.	22
TABLA 4: PARÁMETROS ESTADÍSTICOS DE UNA ONDA DE RAYO.	26
TABLA 5: CORRIENTE CRÍTICA DE DESCARGA POR IMPACTO EN UNA FASE EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN.	29
TABLA 6: PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL MODELO DE LA TORRE 2X220kV.	36
TABLA 7: MODELOS DE REPRESENTACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS.	39
TABLA 8: DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD DE PARÁMETROS ALEATORIOS.	47
TABLA 9: CFO PARA DISTINTOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.	49
TABLA 10: DISTANCIAS MODELO ELECTROGEOMÉTRICO PARA DISTINTAS CORRIENTES DE RAYO.	54
TABLA 11: CÁLCULO DEL INDICADOR DE DESEMPEÑO (PARA DOS FORMAS DE CÁLCULO DEL CFO)	96
TABLA 12: PARÁMETROS MODELO DE LA TORRE SISTEMA 66 Y 2X66kV.	125
TABLA 13: CONDUCTORES CONSIDERADOS PARA SISTEMA 66 Y 2X66kV.	125
TABLA 14: PARÁMETROS MODELO DE LA TORRE SISTEMA 110 Y 2X110kV.	126
TABLA 15: CONDUCTORES CONSIDERADOS PARA SISTEMA 110 Y 2X110kV.	126
TABLA 16: PARÁMETROS MODELO DE LA TORRE SISTEMA 154 Y 2X154kV.	127
TABLA 17: CONDUCTORES CONSIDERADOS PARA SISTEMA 154 Y 2X154kV.	127
TABLA 18: PARÁMETROS MODELO DE LA TORRE SISTEMA 220 Y 2X220kV.	128
TABLA 19: CONDUCTORES CONSIDERADOS PARA SISTEMA 220 Y 2X220 kV.	129
TABLA 20: PARÁMETROS MODELO DE LA TORRE SISTEMA 500kV.	129
TABLA 21: CONDUCTORES CONSIDERADOS PARA SISTEMA 500 kV.	129
TABLA 22: PARÁMETROS MODELO DE LA TORRE SISTEMA 500kV DC BIPOLAR.	130
TABLA 23: CONDUCTORES CONSIDERADOS PARA SISTEMA 500 KV DC BIPOLAR.	130
TABLA 24: PARÁMETROS DEL CONDUCTOR TÍPICO SISTEMA 2X220kV.	134
TABLA 25: DATOS DEL LOS CONDUCTORES DEL SISTEMA DE 400kV ESTUDIADO EN [16] Y [17]	135
TABLA 26: RESULTADOS EXTRAÍDOS DE [17]	137



1 INTRODUCCIÓN.

El rayo es un fenómeno que origina una sobretensión de origen externo o simplemente de origen atmosférico. Las sobretensiones de origen atmosférico son independientes de los voltajes de operación de los sistemas de potencia, a diferencia de las que se presentan por maniobra. Como consecuencia de lo anterior, la importancia relativa de las sobretensiones atmosféricas crece a medida que disminuye el nivel de tensión de los sistemas. Los sistemas de transmisión normalmente son diseñados con un apantallamiento a través del cable de guardia, con una probabilidad de falla muy pequeña. Por esto, las descargas atmosféricas que caerían en forma directa serían de muy poca probabilidad. Como consecuencia de lo anterior, la descarga inversa (en inglés Flashover) ocasionado por una descarga que cae sobre la torre o sobre el cable de guardia, es la causa más común de salida de la línea. Se denomina descarga inversa porque este se presenta desde tierra hacia la fase, debido al aumento del voltaje en la torre o el cable de guardia. Así, es de interés cuantificar el desempeño de los sistemas de transmisión frente a impactos directos además de impactos en el conductor de guardia y en las estructuras.

Por otro lado, este trabajo tiene como objetivo principal retomar el uso del ATP (Alternative Transients Program) en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile. Este software es una de las herramientas más usadas en la investigación y estudio de transitorios electromagnéticos. Si bien en primera instancia lo que pretende este trabajo es retomar el uso del ATP, se buscó un problema aplicable para ver las fortalezas y debilidades de esta herramienta. De acuerdo a lo anterior, en este trabajo se busca analizar el efecto de las descargas atmosféricas en líneas de transmisión, puntualmente el efecto del rayo sobre el aislamiento. Además se pretende estudiar las formas de onda generadas en la interacción del rayo con la línea, cable de guardia y estructuras, para obtener algunas cifras que midan el comportamiento del aislamiento de la línea frente a un rayo de determinadas características. El parámetro que clásicamente se ha medido es el número de salidas de la línea por cada 100 km de longitud por año, indicador que constituye un criterio de diseño del aislamiento, o una medida del desempeño para una línea que ya esté construida. Estos análisis serán realizados en varias configuraciones de líneas consideradas como tipo, de acuerdo a proyectos presentes y posibles en nuestro país.

Como bien se puede ver más adelante, existen también otras alternativas distintas como herramientas para resolver este problema a través de simulaciones. Dentro de estas se encuentra el EMTP (Electro Magnetics Transient Program), el Mtrans que corresponde a la versión del EMTP de la University of British Columbia y finalmente el EMTDC-PSCAD. Anteriormente en el Departamento han sido realizados trabajos con el uso del ATP, sin embargo estos trabajos fueron realizados hace varios años atrás, por lo que en su tiempo no contaron con las aplicaciones y actualizaciones que ahora si serán tomadas en cuenta. Lo anterior considera que, de acuerdo a razones a explicitar más adelante, se hizo una búsqueda de distintas alternativas. De ésta, la conclusión fue que la herramienta a usar será el ATP y que serán implementadas y usadas actualizaciones que antes no habían estado disponibles en el Departamento.



2 OBJETIVOS Y ALCANCES.

2.1 *Objetivos Generales*

- Adquisición, instalación, implementación y uso del software ATP.
- Estudio de sobretensiones de rayo en sistemas eléctricos de potencia.
- Modelamiento de sistemas de transmisión para estudio de sobretensiones de rayo.
- Estudio de resultados, definición de tendencias y realización de conclusiones a partir de los resultados, de manera de contrastar con la teoría expuesta y principalmente con resultados de estudios similares.

2.2 *Objetivos Específicos.*

- Desarrollo del uso de la herramienta ATP a nivel de usuario para distintos casos, incluyendo un tutorial de instalación.
- Adquisición de noción de distintos modelos de líneas de transmisión disponibles dentro de la herramienta ATP.
- Incorporar valores y diseños representativos de los elementos para los casos a analizar
- Verificación y validación de los resultados obtenidos.

2.3 *Alcances.*

En primera instancia este trabajo pretende permitir al Departamento de Ingeniería Eléctrica contar con una versión actualizada del ATP, considerándose el largo tiempo desde que fue realizado el último de los trabajos con el uso de esta herramienta¹. Posteriormente se busca la implementación de un problema práctico y aplicable dentro de las posibilidades y fortalezas del ATP, tomando en cuenta las novedades y actualizaciones. Así el problema escogido fue la determinación de las sobretensiones de rayo en sistemas de transmisión, y pese a que este tema ha sido abordado en otros trabajos, las nuevas actualizaciones permiten profundizar y ampliar el estudio como jamás se había realizado previamente en el Departamento.

Dentro del estudio de los fenómenos transitorios provocados por impactos de rayo, se abarcarán impactos directos, descartando así el estudio de impactos en la vecindad de las líneas, donde el estudio del comportamiento de los campos inducidos en el terreno tiene más relevancia. Esto principalmente se explica admitiendo que los voltajes inducidos desde el terreno impactado al sistema, tiene una muy baja probabilidad de producir falla. Este problema cobra preponderancia cuando se trata de sistemas de distribución y es por esto también que se deja entonces este último tema como motivo de otro estudio.

Los fenómenos modelados que se analizarán serán los impactos de rayo "directos" en fases y estructuras, considerando que el apantallamiento tiene una baja probabilidad de fallo y tal como se explica brevemente antes, el problema más común son los contorneos por descarga inversa.

Serán implementados modelos detallados de estructuras y conductores, y para sistemas de transmisión típicos en Chile, es decir:

¹ El último trabajo realizado con el Uso del ATP data del año 1998.



- 66KV, 110KV, 154KV, 220KV, 500KV, corriente alterna (simple y/o doble circuito)
- 500KV HVDC (caso eventual en Chile).

De esta forma se generarán resultados en función de las tensiones y dimensiones de la torre. Además se generarán líneas de tendencia de los niveles de sobretensión, en función de parámetros relevantes.

Para los casos de mayor tensión, es decir 220kV y 500kV (AC y DC) se realizará un estudio estadístico para mediante ciertos métodos, determinar los cortoneos/100km/año. Como consecuencia y sin perjuicio de lo anterior, quedarán elaborados y propuestos modelos para el resto de los sistemas de transmisión.

Así, los siguientes aspectos quedarían fuera:

- Impactos en la vecindad del sistema de transmisión, donde se hace necesario un estudio de la propagación de los campos en la tierra, lo cual excedería los alcances del trabajo.
- Impactos de rayos en subestaciones por lo que no se tomarán en cuenta tampoco impactos en el sistema de transmisión cuando existe una cercanía a la subestación.

Por esto queda propuesto como posible tema la incorporación del estudio de impactos en subestaciones, sistemas de distribución y también la consideración de impactos de rayo en zonas aledañas a las instalaciones.



3 ESTADO DEL ARTE.

3.1 Antecedentes Generales.

Se hará una descripción sobre las herramientas para la simulación de circuitos para comportamientos transitorios. Dentro de las alternativas, la que será utilizada y fue adquirida por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile es el ATP, considerada como la herramienta más usada para la investigación y utilización docente. Sin embargo existen otros software comerciales pero que sólo serán mencionados.

3.1.1 Herramientas Para La Resolución De Fenómenos Transitorios.

Existen varios programas con aplicaciones para circuitos eléctricos, entre éstos:

- MATLAB.
- PSPICE.
- DigSilent-Power Factory.
- EMTP-RV.
- Mtrans.
- EMTDC-PSCAD.
- ATP

Sin embargo los dos primeros de la lista, pese a ser usados mucho en el Departamento, no son diseñados específicamente para sistemas eléctricos de potencia, por lo que su uso termina siendo difícil, en el sentido de incorporar los parámetros deseados de manera directa. Por otro lado, una de las herramientas computacionales más usadas como el DigSilent-Power Factory, no cuenta con rutinas y aplicaciones para fenómenos transitorios rápidos, pues está diseñado para dar solución a otro tipo de problemas. Por esto último, puntualmente para el tema escogido a desarrollar en este trabajo no puede ser usado este software.

El software que primeramente fue creado para la resolución de fenómenos transitorios en sistemas de potencia fue el EMTP, su autor fue el profesor Hermann W. Dommel a finales de los años 60 para la BPA (Bonneville Power Administration, Alemania). En resumen lo que incorporaba esta herramienta era:

- Para elementos en parámetros concentrados:
 - Incorporaba las ecuaciones de Kirchhoff.
 - Resolvía las ecuaciones diferenciales mediante integración numérica trapezoidal
- Para elementos en parámetros distribuidos
 - Contaba con el método de Bergeron (Lattice Diagram).

En la actualidad el EMTP-RV es un software comercial y probablemente tiene algunas mayores rutinas, aplicaciones y modelos. Sin embargo este software como bien se muestra, no es el único. Existen otros 3 software que son del mismo tipo y que son conocidos y usados para aplicaciones académicas e investigación.



El ATP, (Alternative Transient Program) es una versión alternativa y de uso gratuito del EMTP, lo que significa una mayor facilidad de acceso y por ende motivó su incorporación en versión actualizada en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile.

Por otro lado, existe otro software que realiza estudios de transitorios, el EMTDC-PSCAD, el cual a pesar de ser del tipo comercial, posee una versión descargable para estudiantes desde la dirección web, lo cual implica sin embargo que tiene ciertas limitaciones en las rutinas y número de nodos. Esto termina siendo la principal razón de que resulte siendo descartado. Además de la anterior existen otras motivaciones, relativas a la modelación mediante ciertos elementos, que descartan el uso del EMTDC-PSCAD y que junto con una breve comparación con el ATP, son incorporadas como Anexo n° 4.

Finalmente también existe una versión del EMTP llamada Mtrans, creada en los años 80s por la University of British Columbia en la que trabajó el mismo Profesor Dommel, además de otros académicos que también realizaron aportes para modelos del EMTP. Esta herramienta también posee una versión para estudiantes, pero no cuenta con una interfaz gráfica práctica como los dos programas anteriores y también posee una limitación en el número de nodos, lo cual también descarta su implementación en este trabajo.

3.1.2 El ATP

El ATP (Alternative Transients Program), fue originalmente diseñado para el cálculo de procesos transitorios en sistemas eléctricos de potencia, tal como fue comentado, como una versión alternativa del EMTP. Surge el año 1984 cuando los Drs. W. Scott Meyer y Tsu-huei Liu no aprobaron la comercialización del EMTP por parte de DCG (EMTP Development Coordination Group de la BPA) y EPRI (Electric Power Research Institute). Los Drs. Meyer y Liu empezaron el desarrollo del ATP como una alternativa no comercializada del EMTP, pero basado en una copia de éste colocada en el dominio público².

Pese a lo anterior, durante los últimos años se han desarrollado varias herramientas de apoyo, lo que hace posible diseñar un paquete de simulación muy flexible y potente, cuyas aplicaciones son actualizadas de forma regular.

Una simulación con el ATP se realiza generalmente en tres pasos, para cada uno de los cuales existen en la actualidad varios programas, o distintas versiones del mismo.

- ATPDraw, para creación y edición de archivos de entrada, a partir de la elaboración de circuitos esquemáticos en una interfaz gráfica.
- TPBIG, para simular redes eléctricas en el dominio del tiempo y de la frecuencia.
- PLOTXY, PCPLOT, TPLOT, o GTPPLOT para procesar los resultados de una simulación.

Para entender la función del ATPDraw, primero hay que comprender que el ATP tiene como archivos de entrada, tarjetas en código Fortran lo que antes hacía más difícil la posibilidad de incluir muchos elementos y hacía menos amigable la interacción con el usuario. Así, el ATPDraw al ser un pre-procesador interactivo en entorno Windows, actúa como núcleo central del paquete completo, ya que los usuarios pueden controlar la ejecución de cualquier programa integrado en

² Fuente: Wikipedia.



el paquete desde ATPDraw. Este dispone de modelos para los principales componentes de una red de potencia, y permite que los usuarios puedan añadir modelos propios desarrollados a partir de varias opciones disponibles dentro del paquete. Esto se puede realizar mediante el Data Base Module o el lenguaje de programación MODELS.

Varias de las prestaciones recientemente implementadas permiten ampliar el campo de aplicaciones del paquete, que se convierte en una herramienta muy adecuada para estudios en los que hasta ahora no se había aplicado, por ejemplo: propagación de armónicos, análisis de sensibilidad, o ciertos análisis estadísticos.

3.1.2.1 Descripción Del Paquete ATP.

En esta sección se presenta un paquete formado por tres programas: ATPDraw, TPBIG, y TOP (The Output Processor); la Figura 1 muestra la secuencia de tareas que se realizan en un estudio de simulación normal con los programas que integran el paquete ATP. En realidad la interacción entre programas y archivos es mucho más compleja ya que existen varios tipos de archivos que no se muestran en la figura y que pueden formar parte de una simulación, pero que no vienen al caso en esta descripción.

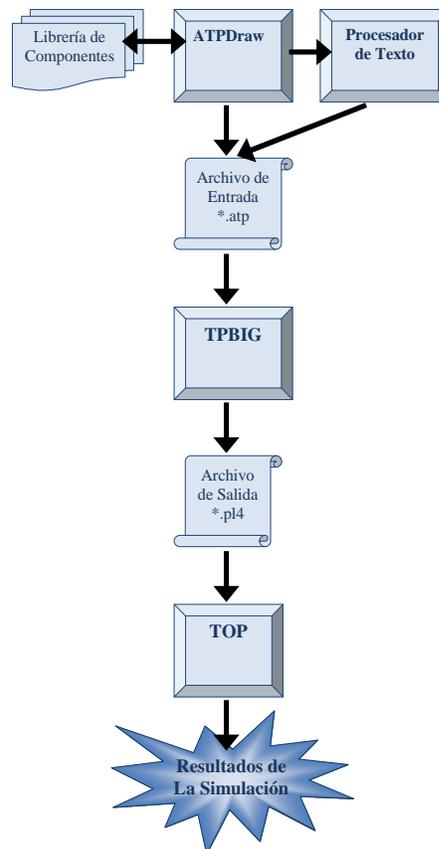


Figura 1: Tareas Principales Del Paquete ATP.

A continuación se presenta un resumen de las opciones más importantes que se hallan disponibles en los tres principales programas del paquete, algunas de cuyas características se muestran en la Tabla 1. Así también al final se adjunta la Tabla 2 (ambas adaptadas desde [15]) donde se resume cada uno de los estudios posibles de realizar.



Tabla 1: Descripción De Los Programas Del Paquete ATP.

Programa	Función	Versión	Archivos de inicialización
ATPDraw	Edición de diagramas esquemáticos y archivos de entrada.	Windows	<i>ATPDRAW.INI</i> : Está dividido en 7 secciones, en las que el usuario ha de especificar determinados parámetros. Si el archivo no es encontrado por el programa, se emplean los valores definidos por defecto.
TPBIG	Simulación digital de procesos transitorios y edición de modelos mediante rutinas auxiliares.	DOS	<i>STARTUP</i> : Especificación de varios parámetros dependientes de la instalación en el momento de arrancar la ejecución. Por ejemplo, valores numéricos de ciertas variables, manipulación de archivos, trabajo por lotes, ajustes de salida gráfica. <i>GRAPHICS</i> : Definición de parámetros de salida gráfica por pantalla, así como en formatos HPGL y Postscript. <i>LISTSIZE.DAT</i> : Especificación de límites para dimensionamiento dinámico.
TOP	Procesamiento de los resultados de la simulación.	Windows	La configuración de opciones se realiza internamente y de forma interactiva.

En relación a los algoritmos y métodos generales y específicos que son usados por las rutinas y aplicaciones relevantes para este trabajo, estas se encuentran incorporadas de los Anexos A y en Tabla 2.



Tabla 2: Aplicaciones Y Limitaciones Del ATP.

Estudio	Objetivos	Algoritmos	Limitaciones
Análisis transitorio v(t)	<p>Obtener la respuesta transitoria de un sistema frente a una perturbación.</p> <p>Obtener el régimen permanente en redes no lineales.</p>	<p>El método de Dommel: La regla trapezoidal más el método de Bergeron.</p> <p>El método de los nudos.</p> <p>Interfaces basados en compensación y predicción.</p>	<p>Oscilaciones numéricas provocadas por la regla trapezoidal.</p> <p>Retardo entre la solución de una red eléctrica y un sistema de control.</p> <p>La aplicación al cálculo del régimen permanente puede ser lenta en algunos casos.</p> <p>Los algoritmos de conversión de datos presentan limitaciones en algunos modelos.</p>
Análisis de frecuencia v(f)	<p>Obtener el régimen permanente en redes lineales.</p> <p>Determinar condiciones de resonancia.</p> <p>Analizar el efecto de propagación de armónicos.</p>	<p>El método de los nudos en notación fasorial.</p>	<p>La versión actual no es aplicable a redes con elementos pasivos no lineales.</p> <p>No se dispone de modelos dependientes de la frecuencia para determinados componentes.</p>
Análisis de sensibilidad v(p)	<p>Obtener la dependencia de una o más variables de una red respecto a un parámetro.</p>	<p>Los mismos que en análisis transitorio y de frecuencia.</p>	<p>Las mismas limitaciones que en análisis transitorio y de frecuencia.</p> <p>Este tipo de estudio puede requerir un tiempo de simulación muy largo en sistemas muy grandes.</p>
Análisis estadístico F(v)	<p>Obtener la densidad de probabilidad de una sobretensión.</p> <p>Determinar la tasa de fallos de un componente frente a un determinado tipo de sobretensión.</p>	<p>Los mismos que en análisis transitorio.</p>	<p>Cualquier análisis estadístico que no esté basado en interruptores estadísticos debe basarse en MODELS, por lo tanto presentará las limitaciones propias de esta opción.</p>



3.2 *Antecedentes Específicos.*

De acuerdo al tema escogido a desarrollar con el ATP, se realiza una descripción de la teoría relativa a las sobretensiones de rayo en sistemas de transmisión.

3.2.1 **Sobrevoltajes En Sistemas De Transmisión**

En la Tabla 3 se muestran las formas de onda y se dan las características de los voltajes y sobrevoltajes de acuerdo a la clasificación de la actual norma de coordinación de aislaciones³. Estas clases son:

- Voltaje de frecuencia industrial permanente: voltaje de frecuencia industrial que se aplica permanentemente a cualquier par de terminales de una configuración de aislaciones.
- Sobrevoltaje temporal: voltaje de frecuencia industrial de duración relativamente larga (no permanente). Este sobrevoltaje puede ser no amortiguado o débilmente amortiguado y en algunos casos su frecuencia puede ser varias veces menor o mayor que la frecuencia industrial.
- Sobrevoltaje transitorio: sobrevoltaje de corta duración de algunos milisegundos o menos, oscilatorio o no oscilatorio, generalmente muy amortiguado. Los sobrevoltajes transitorios se dividen en:
 - Sobrevoltajes de frente-lento: sobrevoltajes transitorios, generalmente unidireccionales, con tiempos a la cresta $20\mu\text{s} < T_p \leq 5.000 \mu\text{s}$, y tiempos al valor mitad $T_2 \leq 20 \text{ ms}$.
 - Sobrevoltajes de frente-rápido: sobrevoltaje transitorios, generalmente unidireccionales, con tiempos a la cresta $0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$, y tiempo valor mitad $T_2 < 300 \mu\text{s}$.
 - Sobrevoltajes de frente-muy rápido: sobrevoltaje transitorios generalmente muy rápidos con tiempo a la cresta $T_f \leq 0,1 \mu\text{s}$, duración total $< 3\text{ms}$, y con oscilaciones superpuestas de frecuencia $30 \text{ KHz} < f < 100 \text{ MHz}$.
- Sobrevoltaje combinado (temporario, de frente-lento, de frente-rápido, de frente-muy rápido), consistente en dos componentes de voltaje aplicadas simultáneamente a cada uno de los dos terminales de fase de una aislación fase-fase (o longitudinal) y tierra. Se clasifican de acuerdo a la componente de mayor valor de cresta.

³ Norma IEC 71-1.



Tabla 3: Formas De Onda, Ensayos y Características De Voltajes Y Sobrevoltajes De Acuerdo A Norma IEC 71-1.

Clase	Baja frecuencia		Transitorio		
	Permanente	Temporario	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Forma de voltaje					
Rango formas de voltaje	$f=50\text{Hz}$ o 60Hz $T_t=3600\text{s}$	$10\text{Hz}<f<500\text{Hz}$ $3600\text{s}<T_t<0,03\text{s}$	$5000\mu\text{s}>T_p>20\mu\text{s}$ $T_2=20\text{ms}$	$20\mu\text{s}>T_1>0,1\mu\text{s}$ $T_2=300\mu\text{s}$	$100\text{ns}<T_f<3\mu\text{s}$ $0,3\text{MHz}<f_1<100\text{MHz}$ $30\text{kHz}<f_2<300\text{kHz}$ $T_f=3\text{ms}$
Forma de voltaje estándar	$f=50\text{Hz}$ o 60Hz T_t^*	$48\text{Hz}<f<62\text{Hz}$ $T_t=60\text{s}$	$T_p=250\mu\text{s}$ $T_2=2500\mu\text{s}$	$T_1=1,2\mu\text{s}$ $T_2=50\mu\text{s}$	*
Ensayo estándar	$f=50[\text{Hz}]$ o $60[\text{Hz}]$	Ensayo Industrial y corta duración	Ensayo Impulso de maniobra	Ensayo Impulso de Rayo	*
*Para ser especificado por el comité de equipos pertinentes					

3.3 *Sobretensiones Originadas Por Rayos Directos*

3.3.1 **Fenómeno Del Rayo**

El fenómeno del rayo tiene origen por la formación de cargas eléctricas en las nubes durante una tormenta, donde lo que más usualmente ocurre es la descarga hacia tierra producto de la ruptura dieléctrica del aire.

3.3.1.1 *La Generación De Carga En Una Nube*

La generación de carga en una nube cúmulo o cúmulo-nimbus, principales productoras de rayos, se produce como la combinación y suma de los siguientes efectos:

- Presencia de diversos iones en la nube y el aire.
- Presencia de campo eléctrico en buen tiempo, con sentido desde tierra hacia la nube, éstos polarizan las gotas de agua presentes en la nube. El polo positivo queda mirando hacia abajo por lo que a medida que las gotas de mayor tamaño caen, van recolectando iones negativos y formando una distribución de cargas positiva en la zona alta de la nube y negativa en la zona más baja de la misma.

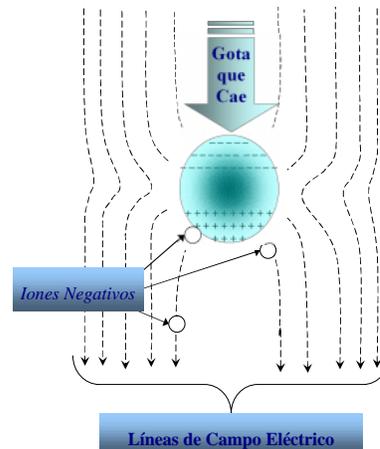


Figura 2: Interacción Eléctrica De Una Gota Cayendo.

- Considerando que la velocidad de caída de una gota de agua es 8 m/s, las corrientes de aire ascendentes con velocidades iguales o mayores a ésta producen zonas donde no es posible la caída de lluvia, sin embargo en la zona inmediatamente superior y donde ya la velocidad es menor, la recombinación de cargas privilegia que los iones negativos se dispersen hacia el resto de la nube y los iones positivos más pesados se concentren, formando zonas de carga positiva concentrada.

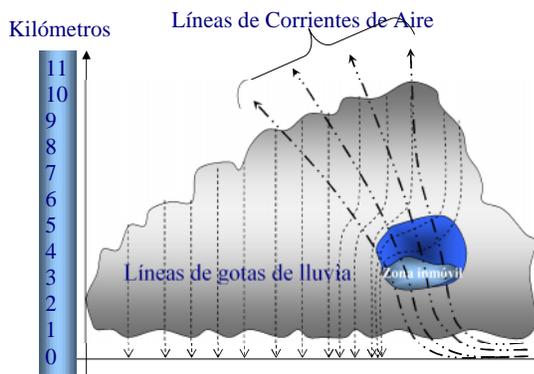


Figura 3: Configuración De La Lluvia Y Corrientes De Aire En Una Nube.

- En las partes superiores y más frías de la nube, se forman cristales de hielo sin capacidad de conducción. Se demostró empíricamente que al fluir el aire a través de estas zonas, dicho flujo queda cargado negativamente, lo que produce una concentración de carga positiva por la pérdida de iones negativos.

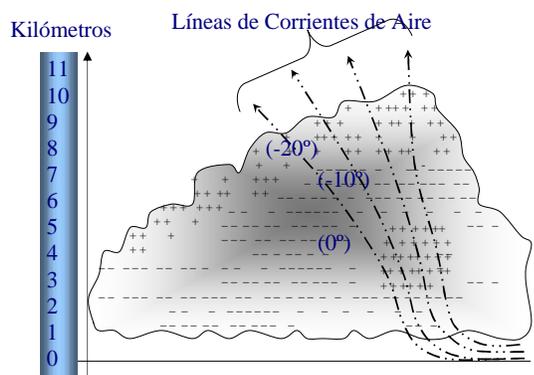


Figura 4: Configuración De Cargas En Una Nube.

Como resultado de la formación de cargas, se ha medido que el campo eléctrico entre la nube y tierra es de alrededor de 50-100 V/cm, independientemente de la altura a la que se encuentra la nube, así tomando en cuenta que una nube en promedio se encuentra a 5000 m de altura la diferencia de potencial llega a lo menos a 50.000.000 [V].

3.3.1.2 El Mecanismo De Descarga

El gran campo eléctrico presente en la nube inicia descargas dentro de la misma, y un flujo de electrones en forma de chispa inicia un descenso paso a paso hasta llegar a tierra. Estos pasos son de alrededor de 30 metros y se estima que el tiempo en que la cabecera de este flujo alcanza el terreno es 30 milisegundos. Por otro lado, momentos antes de llegar a tierra la cabecera en forma de chispa descendente, se origina un fenómeno similar en la superficie de la tierra, que consiste en una corriente ascendente de carga positiva. En el momento que ambos flujos de cargas se encuentran se forma el canal principal de descarga a tierra del rayo.

Producto del comportamiento aleatorio de la distribución de las cargas en la nube, la chispa descendente genera ramificaciones tanto a lo largo de su trayecto, como dentro del canal principal de descarga. La corriente que se genera descendente, inicialmente es de unos cientos de amperes



y posee una velocidad de aproximadamente 150kms/hora, lo que principalmente genera calor, en cambio la descarga principal de retorno a través del canal puede llegar a alcanzar cientos de kA y la mitad de la velocidad de la luz. La presión en el canal es de unos 20 bar y la temperatura del plasma del canal llega a los 30000° K. El tiempo de la creación del impacto toma entre 5 y 10 μ s y es acompañado por una onda de choque que conocemos como trueno. La descarga de rayo propiamente tal consiste en alrededor de 4 descargas en un intervalo de 10-100 μ s y posterior a cada descarga el canal se enfría a unos 3000° K, dejando una ionización suficiente para la próxima descarga. El proceso de descarga se aprecia en la figura siguiente.

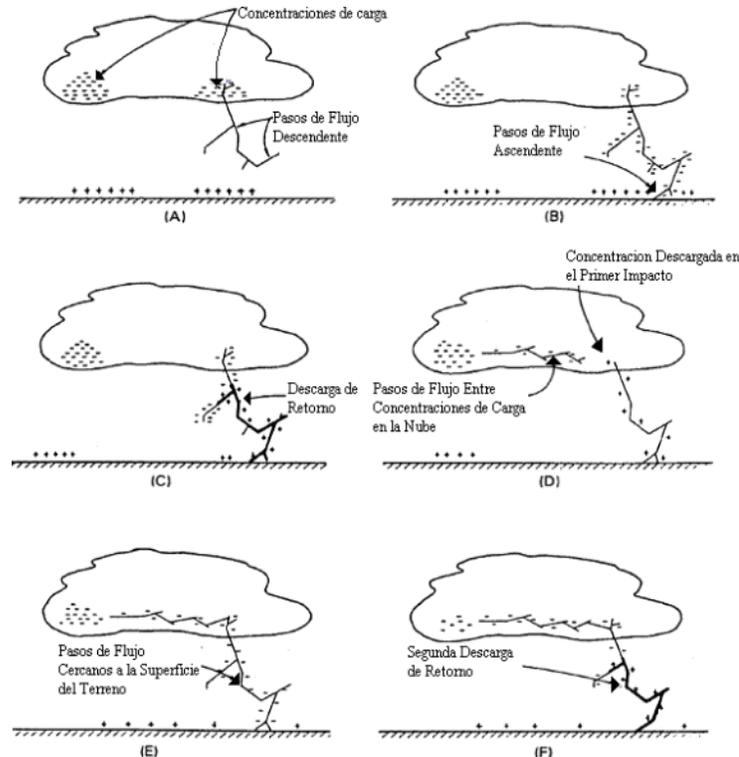


Figura 5: Secuencia Del Mecanismo De Descarga. Fuente: (Adaptación) ABB Reference Book[5].

3.3.1.3 Tipos Y Forma De Onda De La Corriente De Rayo.

En relación a los tipos de rayos, existen 4 tipos de rayos de acuerdo al signo y al sentido de la descarga.

- El primer tipo de rayo, “negativo descendente”, predomina en las construcciones de altura inferior a 100 metros. Entre el 85 y el 95% de los rayos que caen sobre éstas construcciones son negativos y descendentes. La corriente media es aproximadamente de 33 kA.
- El segundo tipo de rayo es conocido como “ascendente negativo”. Estos predominan en las construcciones altas (>100 m), y tienen una corriente media inferior a los 25 kA.
- El tercer tipo de rayo es el “ascendente positivo”, también conocido como “súper rayo”. Aproximadamente el 14% de los rayos son de este tipo. Las magnitudes de la corriente son aproximadamente de 1.2 a 2.2 veces superior a la del rayo negativo descendente.
- El cuarto tipo de rayo es el “descendente positivo”, una minoría apreciable de rayos lleva la carga positiva a la tierra. Estos ocurren en la fase de disipación de una tormenta. Los rayos descendentes positivos son comunes durante los meses de invierno.



Sólo del 2 al 10% de los rayos tienen polaridad positiva.

Los parámetros de un rayo que tienen influencia en el valor de las sobretensiones son:

- La forma de onda de la corriente de la descarga.
- El valor máximo (o de cresta) de la corriente para la primera descarga.
- La polaridad de la descarga.

La figura que se visualiza a continuación, muestra una onda de rayo normalizada, en la que se presentan los parámetros más importantes. En esta Figura, $T_{10/90}$ es el intervalo de tiempo entre el 10% y el 90% de la corriente de pico de una descarga, y $T_{30/90}$ es el intervalo de tiempo entre el 30% y el 90% de la corriente de pico. $S_{10/90}$ y $S_{30/90}$ son las respectivas pendientes.

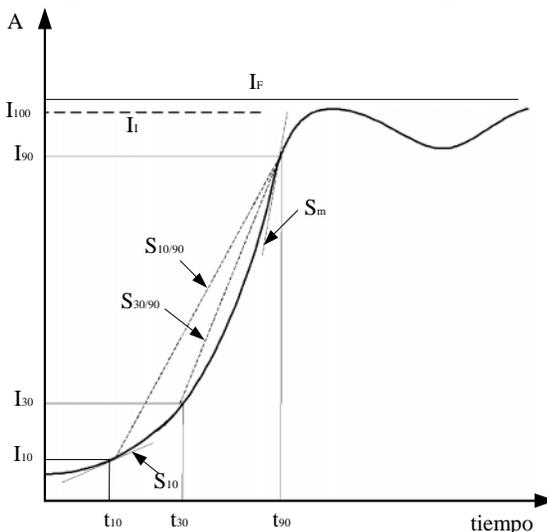


Figura 6: Forma De Onda Y Parámetros De Una Descarga Atmosférica.

Tabla 4: Parámetros Estadísticos De Una Onda De Rayo.

	M	σ
Frente, μs		
$t_{10/90} = T_{10/90}/0.8$	5.63	0.576
$t_{30/90} = T_{30/90}/0.6$	3.83	0.553
$t_m = I_F / S_m$	1.28	0.611
Pendiente, kA/μs		
S_m , máxima	24.3	0.599
S_{10} , a 10 %	2.6	0.921
$S_{10/90}$, 10 – 90 %	5	0.645
$S_{30/90}$, 30 – 90 %	7.2	0.622
Cresta, kA		
I_I , inicial	27.7	0.461
I_F , final	31.1	0.484
Inicial/Final	0.9	0.230
Cola, μ s	77.5	0.577
Carga Q_I , C	4.65	0.882
+ $I^2 dt$, (kA) 2 s	0.057	1.373



En la Tabla 4 siguiente se muestra un resumen de los parámetros de la primera descarga de un rayo, de acuerdo con el Grupo de Trabajo 33.01 de CIGRE[8][17].

La distribución estadística de todos los parámetros del rayo se puede aproximar por una distribución logarítmica-normal[8][17][18], cuya función de probabilidad viene dada por la fórmula:

$$f(x) = \frac{1}{\frac{2}{\pi} \pi \sigma x} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln \left(\frac{x}{M} \right)}{\sigma} \right)^2}$$

Donde M es el valor medio y σ la desviación estándar.

La función de distribución acumulada permite calcular la probabilidad de que la corriente de cresta de una descarga sea igual o mayor que un valor de corriente I, y se puede aproximar de la siguiente forma[8]:

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

3.3.2 Interacción Entre La Descarga Atmosférica Y El Sistema De Transmisión.

En general, los sistemas de transmisión (y distribución), tal como ya ha sido comentado, son aquellos con la mayor vulnerabilidad frente a impactos de rayo.

De manera analítica, el modelo más sencillo y explicativo indica que cuando un rayo con un cierta corriente I impacta un objeto con impedancia de onda Z, la tensión que alcanza el objeto puede calcularse por el circuito equivalente de la figura siguiente:

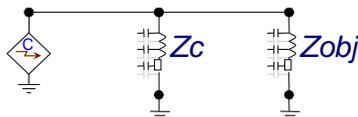


Figura 7: Circuito Equivalente Para Descarga De Rayo

Donde,

I : corriente de rayo.

Z_c : impedancia de onda del canal de descarga (entre 900 a 2000)

Z_{obj} : impedancia de onda del objeto.

Cabe mencionar que los símbolos para la fuente de corriente, Z_c y Z_{obj} fueron extraídos del ATP y la inclusión de simbología de condensadores e inductancias sólo es referencial.

En sistemas de transmisión, existen cuatro posibilidades de impactos:

- En conductores de fase.
- En cable de guardia.
- En estructuras de soporte.
- En la vecindad de la línea y en subestaciones (no abordados).



3.3.2.1 Caída De Un Rayo Sobre Los Conductores De Fase.

Ya ha sido planteado que la mayoría de las líneas del sistema de transmisión cuentan con un blindaje a través de un cable de guardia, el que minimiza los impactos directos en los conductores de las fases. El primero de los casos mencionados a continuación será considerada una línea que no cuenta con cables de guardia, pues la probabilidad de falla de apantallamiento es baja si se cuenta con dicho blindaje.

En este caso, correspondiente al más sencillo, la corriente de impacto se reparte y propaga igualmente en ambos sentidos del conductor donde impacta, esto implica que a su vez, se produce una onda de tensión, cuyo valor aproximadamente es

$$V(t) = \frac{Z i(t)}{2}$$

Donde Z es la impedancia de onda del conductor impactado.

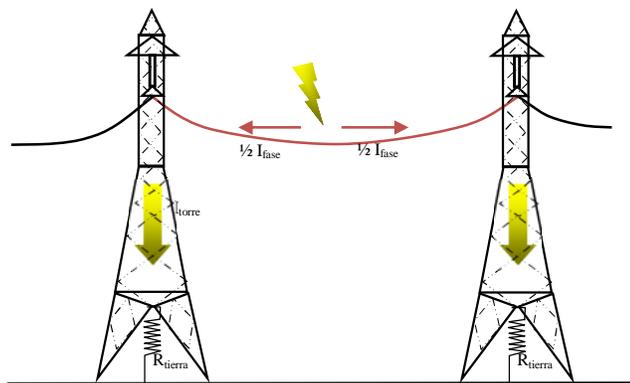


Figura 8: Impacto De Un Rayo En El Conductor De Una Línea

Así, el valor de la tensión en primera aproximación será igual a

$$V(t) = \frac{Z i(t)}{2} + V(50Hz)$$

Donde $V(50 Hz)$ es el voltaje de régimen permanente de la red en el instante de impacto. Se ha supuesto que la impedancia de onda del canal de descarga es infinita y se ha ignorado el efecto corona, atenuación y parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia.

En un punto dado de la línea, que por ejemplo puede ser en una torre donde la onda incide, la tensión crece hasta que alcanza su valor máximo o eventualmente una onda cortada. Esto último, si es que se produce el rompimiento del aire de la cadena de aisladores y así, la falla de la línea por descarga inversa. En resumen, si I es el valor máximo de $i(t)$, entonces la onda de tensión que continúa propagándose será:

- Una onda plena si $Z*i(t)/2$ es menor que el voltaje de ruptura de la aislación
- Una onda cortada si $Z*i(t)/2$ es superior o igual al voltaje de ruptura de la aislación.

De acuerdo a las distancias típicas entre conductores de fase y ferretería de la torre, existe para cada nivel de tensión una corriente crítica I_c que en términos prácticos corresponde a un umbral para el cual no se produce el arco de contorneo por efecto de un rayo directo sobre la línea.



Para esto es necesario entender ciertos conceptos básicos:

- **BIL:** (Basic Impulse Lightning Insulator Level): corresponde al nivel de tensión de un impulso de rayo para el cual existe una probabilidad de 10% de falla
- **CFO** (Critical Flashover Overvoltage): que corresponde al nivel de tensión para un impulso de rayo en el que la probabilidad de producirse descarga es un 50%.

Estos conceptos tienen sentido asumiendo el carácter aleatorio del comportamiento del aire como aislador (aisladores auto-restituibles⁴) y que estos conceptos son exclusivamente para sobretensiones provocadas por impactos de rayo.

El CFO se obtiene a partir de los ensayos que se realizan en los laboratorios de alta tensión se puede determinar aproximadamente mediante la siguiente expresión[10]:

$$CFO = K_3 d$$

Donde:

K_3 : factor de intervalo, igual a 550.

d : Separación mínima entre electrodos [m].

El BIL a su vez se obtiene desde la siguiente expresión:

$$BIL = CFO \left(1 - 1.28 \frac{\sigma_f}{CFO} \right)$$

Donde σ_f corresponde a la desviación estándar que para impulsos de rayo posee un valor entre 1.5-3%. Finalmente el umbral considerado como la tensión soportada, corresponde al nivel para el cual existe un 90% de probabilidad de contorno.

$$V_{Critico} = CFO + 2.5\sigma_f$$

Una vez tomado en cuenta lo anterior, la corriente crítica relativa a los niveles de tensión que se indica, es aproximadamente:

Tabla 5: Corriente Crítica De Descarga Por Impacto En Una Fase En Función Del Nivel De Tensión

Nivel de tensión del sistema V (kV):	225	400	750	1100	1500
Corriente crítica de arco Ic (kA):	5,5	11	20	28	46

Con la distribución de probabilidades de intensidad de corriente de rayo que se señala en el punto anterior, se ve que para las tensiones inferiores a 400 kV, prácticamente todos los rayos directos sobre la línea producen un arco y por lo tanto una falla.

3.3.2.2 Descarga En La Torre

Cuando el rayo cae directamente sobre una estructura metálica, el flujo de corriente ocasiona una elevación de potencial de dicha estructura. Dicha tensión aparece en bornes de la cadena de aisladores y depende de la resistencia de la puesta a tierra, de la inductancia L de la torre y de la forma en que la corriente de rayo se reparte por los cables de guardia y la estructura.

⁴ Aislador capaz de recuperar su capacidad dieléctrica posterior a la falla de éste (el aire y el SF₆ son los más comunes).

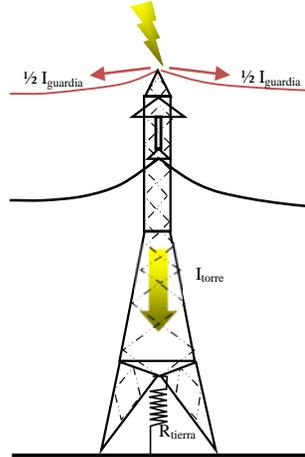


Figura 9: Impacto De Un Rayo En La Torre

Si $K \cdot i(t)$ es la fracción de corriente que fluye a tierra por la estructura, la tensión en bornes de la cadena de aisladores toma aproximadamente el valor:

$$V(t) = K \left| R \ i(t) + L \ \frac{di(t)}{dt} \right|$$

Cuando $V(t)$ alcanza la tensión de descarga de la aislación de la línea, se produce la llamada "descarga de retorno".

La calidad de la puesta a tierra de la torre juega aquí un rol preponderante. Por ejemplo, si la resistencia de tierra es de 15 Ω al impulso, la descarga es muy probable para una línea de 150 kV, pero la probabilidad es prácticamente nula para una línea de 750 kV. Hay una seria justificación de la instalación de cables de guardia por lo tanto, para las líneas de extra alta tensión, pero no se justifica para líneas de tensiones inferiores a 90 kV.

La onda de tensión que desciende torre abajo, al encontrar la resistencia del pie de torre, se refleja en dirección al tope de la torre con coeficiente:

$$k = \frac{R_t - Z_t}{R_t + Z_t}$$

Por los valores típicos de R_t (25 Ω) y Z_t (70 a 200 Ω), se observa que k es negativo. En este caso la onda reflejada disminuye la tensión en el tope de la torre. El efecto de la resistencia del pie de torre es producir una mayor reducción en cuanto menor es dicha resistencia. El tiempo de propagación en la torre es bastante bajo, con un valor típico de $t = 0,1 \mu s$, pues la velocidad de propagación puede considerarse igual a la de la luz.

El fenómeno de descarga inverso (distinto a la falla de aislación señalada en el caso anterior) ocurre cuando, producto de una corriente de rayo de polaridad negativa, el potencial en la torre alcanza un valor muy negativo. Así la ruptura del intervalo de aire da pie a que circule una corriente desde dicha torre a los conductores de las fases. Esto se muestra en la siguiente figura donde se aprecia que existe una sobretensión ascendente que posteriormente se reparte en ambos lados de la fase. La gravedad de este tipo de fallas es la mayor pues es posible que comience a circular corriente desde la torre hacia las 3 fases.

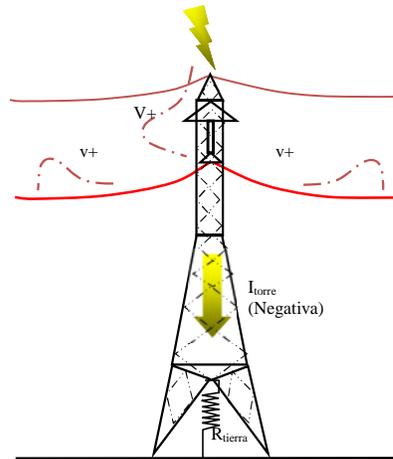


Figura 10: Descarga Inversa.

Una expresión sencilla para calcular el valor de la sobretensión producida por una descarga atmosférica en los conductores de fase es la siguiente:

$$V = (1 - c) Z_{eq} k I + V(50 \text{ Hz})$$

En que:

V : sobretensión producida por la descarga sobre los conductores de fase [KV]

c : factor de acomplamiento entre conductores.

Z_{eq} : impedancia equivalente desde el punto en que cae la descarga [Ω]

k : factor que toma en cuenta el efecto de las reflexiones de la onda provocada por la descarga.

I : intensidad de la corriente de la descarga [kA].

$V(50\text{Hz})$: tensión nominal de la línea [kV].

El factor de acomplamiento se debe calcular para el caso que la línea está provista de cables de guardia, de acuerdo a la expresión:

$$c = \frac{50}{Z_g} \ln\left(\frac{a}{b}\right)$$

En que:

Z_g : impedancia de onda del cable de guardia, valor que puede ponerse igual a 500 [Ω]

a : distancia entre el conductor y el cable de guardia [cm]

b : distancia entre el conductor y la imagen eléctrica del cable de guardia [cm]

La impedancia equivalente Z_{eq} vista desde el punto en que cae la descarga se define como:

$$Z_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{Z_d} + \frac{2 * n}{Z_g} + \frac{1}{R_t}}$$

En que:

Z_d : impedancia de onda del canal de descarga, que para los fines prácticos se considera igual a 3000 [Ω].

n : número de cables de guardia

Z_g : impedancia de onda del cable de guardia, del orden de 500 [Ω]

R_t : resistencia de puesta a tierra de la estructura del orden de 25 [Ω]

El voltaje de frecuencia industrial en el momento que cae el impacto obviamente será cualquiera, y el peor de los casos sería el momento cuando la onda pasa por su máximo.

Este cálculo tiene bastantes aproximaciones y más bien nos da una idea de la magnitud de los niveles alcanzados, como será visto más adelante, la posibilidad de contar con herramientas más avanzadas hace menos engorroso y sencillo el cálculo y análisis.

3.3.2.3 Descarga En Cables De Guardia

Si una descarga de corriente I cae en un cable de guardia como se muestra en la Figura 11, se supone que se divide en partes iguales y resultará una onda de tensión en el cable de magnitud:

$$Vg = \frac{1}{2} Zg I_{rayo}$$

Donde Zg es la impedancia de onda del cable de guardia. Esta onda viaja por el cable, hasta ser reflejada por las torres (cambio de impedancia de onda).

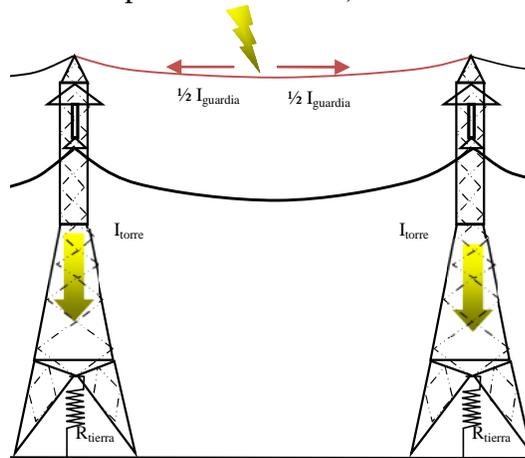


Figura 11: Descarga De Rayo En Un Cable De Guardia.

Producto de esta descarga, se inducen tensiones de igual polaridad en los conductores de fase, siendo estas tensiones $c \cdot Vg$, donde c es el coeficiente de acoplamiento con el conductor de fase considerado. La sollicitación de tensión entre el cable alcanzado por la descarga y el conductor de fase está dada por:

$$V = (1 - c) Vg + V(50Hz)$$

Las ondas de tensión que viajan en dirección a las torres adyacentes son reflejadas negativamente, produciendo un efecto benéfico para la tensión en el vano. El punto crítico es el medio del vano, porque es el punto más alejado de las dos torres.

La tensión en la aislación en aire en medio del vano es de mayor magnitud que la tensión en la cadena para descarga directa en la torre, porque la impedancia de onda equivalente encontrada en este caso es mucho mayor que en el caso de caída en la torre (200 para una torre v/s 400 para el cable de guardia). En líneas bajo 230 kV, la distancia entre los cables puede no ser suficiente para soportar esta sollicitación y ocasiona desconexión.

Las cadenas de las torres adyacentes serán sollicitadas por una tensión resultante de menor amplitud, comparada con la incidencia del mismo valor de corriente en la propia torre.



4 DESARROLLO

Una vez descrito los aspectos relativos a los antecedentes necesarios básicos para la comprensión del trabajo a realizar, se procederá a describir el desarrollo de este trabajo.

4.1 Modelo Desarrollado En El ATP: Fenómenos Transitorios Originados Por Una Corriente De Rayo En Sistemas De Transmisión.

Dentro de los elementos de un sistema eléctrico de potencia, los que tienen mayor probabilidad de ser afectados por impactos de rayo, y por ende experimentar sobretensiones de carácter externo, son los sistemas de transmisión, es decir:

- Líneas de transmisión
- Estructuras de suspensión y anclaje
- Subestaciones.

Esto último ocurre porque la ubicación de estas instalaciones es al aire libre y en zonas que pueden ser de un alto nivel cerámico, ya sean rurales o urbanas. Por lo tanto en este trabajo se abordará el estudio de sobretensiones de carácter externo en sistemas de transmisión, puntualmente en estructuras y conductores en alta tensión, y sólo tomando en cuenta impactos directos, según los alcances de este trabajo.

Para llevar a cabo una simulación de este tipo, deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones[16][18][29][30][31]:

- La representación debe extenderse a lo menos dos o tres vanos desde el punto de impacto de la descarga atmosférica.
- Se debe incluir la representación de las estructuras y de sus impedancias de puesta tierra.
- Es necesario desarrollar un modelo que evite reflexiones de ondas en cualquiera de los extremos del tramo de línea representado⁵; esto se puede conseguir de dos formas:
 - Adaptando la línea en los dos extremos mediante la instalación de una matriz de resistencias de valor igual a la impedancia característica.
 - Haciendo que las dos secciones de los extremos tengan una longitud tal que con el tiempo de simulación escogido ninguna onda reflejada en los extremos abiertos alcance la parte de la línea que es de interés⁶.
- El modelo será evidentemente el de una línea no transpuesta
- Para análisis determinísticos no es necesario incluir el efecto de la tensión a frecuencia de operación, considerando el teorema de superposición.
- En el caso de análisis estadísticos más completos si es necesario considerar la tensión a frecuencia industrial.
- El efecto corona puede tener una influencia importante, sin embargo no es incluido dentro de los análisis por la complejidad y alcances del trabajo, esto trae como consecuencia una estimación de mayor valor que el real.

⁵ Pese a saber que puede tratarse de líneas de varios vanos, se puede considerar una aproximación de unos pocos para no construir un modelo demasiado extenso, pero que igual puede ser adecuado[16][17]. Por esto un modelo de menor longitud debe evitar reflexiones.

⁶ Como la reflexión es de signo opuesto el resultado es una estimación de mayor valor que el real.



4.2 Sistemas De Transmisión A Modelar

Para este trabajo se va a considerar la modelación de los siguientes sistemas de transmisión:

- AC: 66kV-2x66kV - 110kV - 2x110kV – 154kV - 2x154kV - 220kV - 2x220kV - 500kV
- DC: 500kV Bipolar.

Las configuraciones escogidas siguen el deseo de poder evaluar modelos aplicables y/o presentes en el país, tanto así que muchas de las especificaciones técnicas fueron extraídas de líneas en evaluación ambiental y de la información de los Cdecs. Los detalles de las dimensiones y geometría de las estructuras se adjuntan en el Anexo E:

4.3 Aspectos De Modelación De Los Elementos.

A continuación se describen los aspectos de modelación para un sistema de transmisión de 2x220kV, lo que considera torres, conductores, y puesta a tierra. Este sistema será descrito en su totalidad como base para el desarrollo, considerando que para el resto de las configuraciones cambian los parámetros, pero el desarrollo y los criterios son, en términos generales, los mismos. Aún así, el total de los parámetros para las diferentes configuraciones estudiadas (500 kV, 220 kV, etc) aparecen a continuación de las figuras de las estructuras de las torres como parte del mismo Anexo E y finalmente todos los archivos del ATP son incorporados en el CD adjunto a este documento.

4.3.1 Modelamiento De La Estructura Metálica.

Los distintos modelos para la estructura han sido desarrollados de manera teórica y experimental, y a continuación son descritos 3 diferentes grupos usados comúnmente [18].

- Modelos multi-conductor vertical y sin pérdidas[8][12][16]: la torre es representada mediante elementos simples de parámetros distribuidos y siguiendo una geometría sencilla, que puede ser cónica o tubular, y que puede considerar el aumento de la sección a medida que se acerca a la base de la estructura.
- Modelo multi-conductor vertical sin pérdidas[29][33], incluyendo apoyos y crucetas: cada segmento de la estructura se implementa similarmente al caso anterior, sin embargo este modelo también incluye el efecto de los apoyos y las crucetas, que son representados por líneas ideales sin pérdidas paralelo a la torre y en serie a los conductores respectivamente.
- Modelo "Multistory"[21][22][23][24][25]: este modelo también está compuesto por tramos con conductores simples verticales, que representan las secciones entre crucetas. Sin embargo este modelo además incorpora los efectos de atenuación y distorsión de la onda viajera a lo largo de la torre, mediante un circuito R//L en serie para cada tramo. Los valores para dichos parámetros fueron obtenidos de manera experimental para líneas de 400-500kV (UHV) y por eso no es del todo fidedigno considerar los mismos valores de los parámetros para líneas de tensiones inferiores, sino que el modelo puede ser más simple tal como se demuestra en los estudios [26] y [27].

Pese al modelo que se use, siempre se considera la velocidad de propagación igual a la de la luz.

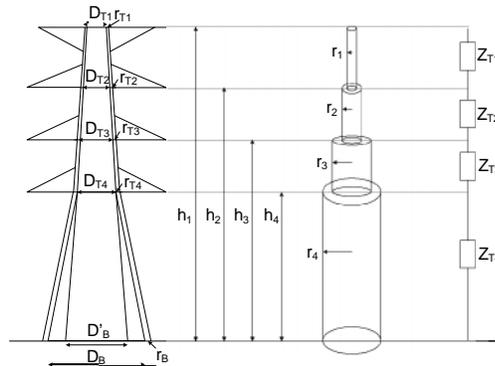


Figura 12: Modelo Multi-Conductor Vertical Y Sin Pérdidas.

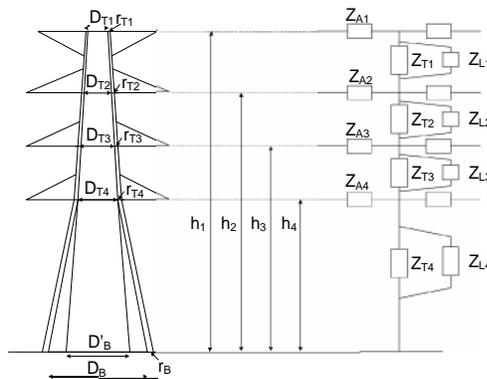


Figura 13: Modelo Multi-Conductor Vertical Sin Pérdidas, Incluyendo Apoyos Y Crucetas.

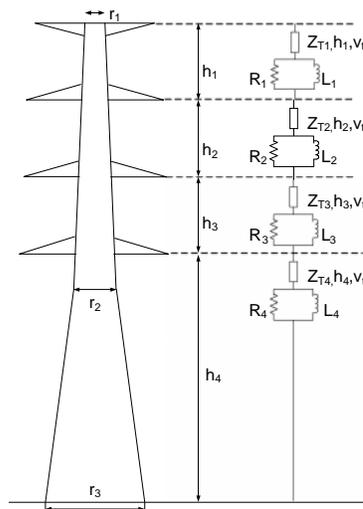


Figura 14: Modelo "Multistory".

Teniendo en cuenta lo anterior, se selecciona incorporar un modelo híbrido[14] que considera geometrías sencillas para la torre y que a la vez tome en cuenta los efectos de atenuación y distorsión de la onda. Será considerado un modelo cónico de la torre y para cada tramo serán determinados los parámetros R y L.



Para obtener la impedancia de onda de la torre, primero a partir de la siguiente figura se determinará el cono equivalente.

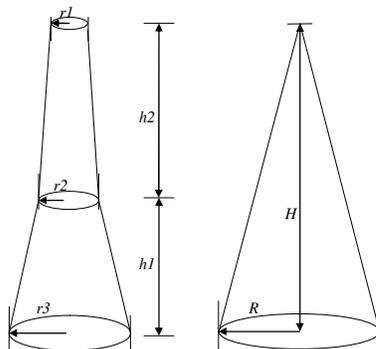


Figura 15: Obtención Del Cono Equivalente.

Esto último se hace mediante la siguiente expresión:

$$R = \frac{r_1 h_2 + r_2 h_1 + r_3 h}{h}$$

Donde, $h = h_2 + h_1$

Luego la impedancia de onda para un cono se determina según

$$Z_t = 60 \ln \left(\sqrt{2} \frac{\sqrt{R^2 + H^2}}{R} \right)$$

Y los parámetros R y L a través de

$$R_i = \frac{x_i}{h} \quad 2 \quad Z_i \ln \left(\frac{1}{\gamma} \right)$$

$$L_i = 2 \quad \tau_i \quad R_i$$

La constante de atenuación γ es igual a 0,8944 y fue extraída de valores empíricos, donde en general no cambia mucho entre distintos tamaños y tipos de torres. De esta manera, los parámetros para la torre de 2x220kV son:

Tabla 6: Parámetros Eléctricos Del Modelo De La Torre 2x220kV.

2x220kV					
	τ [μ s]	0,126	γ	0,8944	
	h_i [m]	r [m]	Z_t [Ohm]	R [Ohm]	L [uH]
Tramo 1	2.8	1,0625	173,865261	2,87462837	0,00060942
Tramo 2	6	1,0625		6,15991794	0,0013059
Tramo 3	6	1,0625		6,15991794	0,0013059
Tramo 4	23	3,1875		23,6130188	0,00500596

Los tramos de la tabla son los que en se divide la torre, según se aprecia en las Figura 16. Los parámetros para los distintos tipos de torres modelados en este trabajo son incluidos en el Anexo E "Detalle Estructuras Consideradas En Los Modelos".



Finalmente así, se tiene el siguiente circuito eléctrico para la torre en paralelo con la estructura considerada.

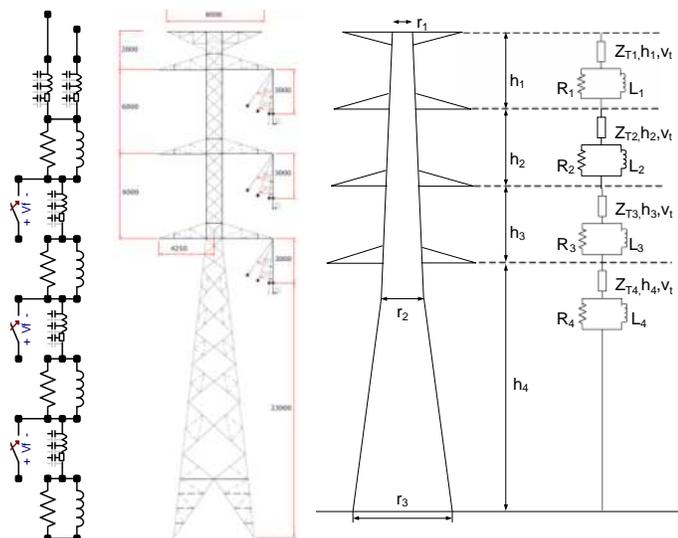


Figura 16: Esquemático Para Modelación Con ATPDRAW-ATP De La Estructura.

El modelo de parámetros distribuidos a considerar para cada uno de los tramos es el de CLARKE monofásico y sin pérdidas, tal como se observa en la figura siguiente:

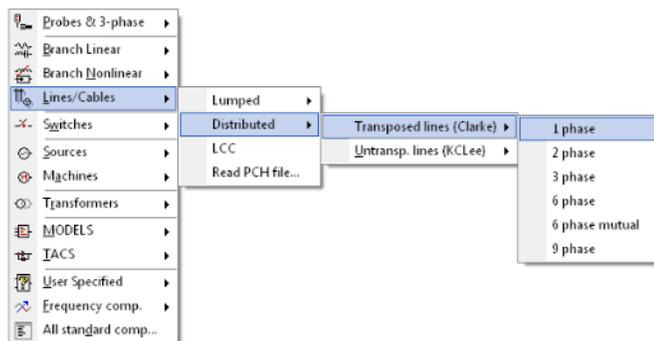


Figura 17: Modelo De Clarke Para Tramo De Red Monofásica

El símbolo para el elemento Clarke en el esquemático del ATPDraw es el siguiente:



Figura 18: Símbolo elemento Clarke en esquemático del ATPDraw.

Como se aprecia este símbolo busca representar un tramo de parámetros de una cierta longitud, impedancia de onda⁷ y velocidad de propagación. La ventana donde incorporar estos datos es la siguiente:

⁷ Recordar que la impedancia de onda $Z[\]$ también se obtiene a partir de una $L[\text{mH}]$ y un $C[\mu\text{F}]$

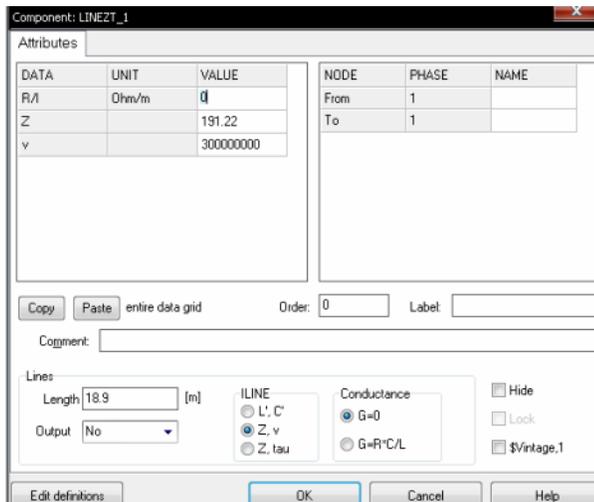


Figura 19: Ventana para incorporar datos de un elemento de parámetros distribuidos de Clarke

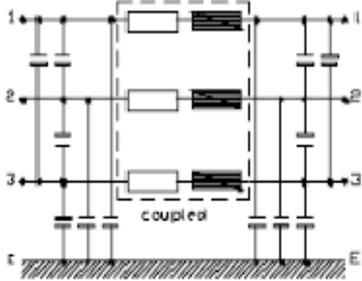
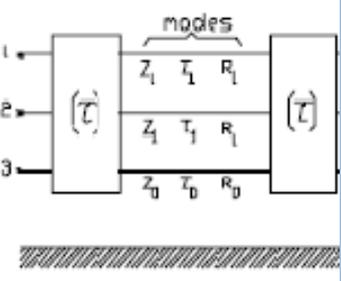
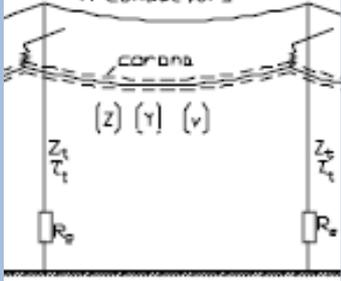
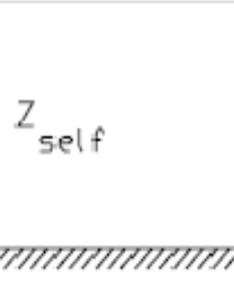
4.3.2 Modelación De Conductores

El cálculo o la simulación de procesos transitorios en cualquier sistema eléctrico, debe realizarse teniendo en cuenta la frecuencia (de las señales) de los procesos que se van a originar. Esto último se explica porque el comportamiento de cualquier elemento de un sistema eléctrico depende del rango de frecuencias con que se presentan los procesos transitorios. Sin embargo, no se trata sólo de representar de forma adecuada los elementos del sistema, sino además de escoger la parte del sistema que se ha de incluir en la representación y a su vez, cuando se utiliza una herramienta como el ATP, el paso de integración con el que se debe realizar la simulación.

La Tabla 7 que se muestra a continuación presenta los modelos más adecuados para representar una línea aérea dependiendo del rango de frecuencias con el que se presenta el proceso transitorio a simular, de acuerdo con las recomendaciones del Grupo de Trabajo 33.02 de CIGRE[16].



Tabla 7: Modelos De Representación De Líneas Aéreas.

Líneas Aéreas		Grupo I : 0.1 Hz ÷ 3 KHz	Grupo II : 50/60 Hz ÷ 20 KHz	Grupo III : 10 KHz ÷ 3 Mhz	Grupo IV : 100 KHz ÷ 50 Mhz
Línea transpuesta		 <p>[R] matriz de 3x3 con: $R_{ii}=(R_0 + 2R_1)/3,$ $R_{ij}=(R_0 - R_1)/3, i \neq j.$ $m = 1 \dots 5$ Ídem para [L] y [C]. O igual modelo que en Grupo II.</p>	 <p>Transformación modal con $[\tau]$.</p>	 <p>[Z]=Impedancias características. [Y]=Admitancias. [v]=Velocidades. Z_t=Impedancia característica torre. τ_t=tiempo propagación torre. R_t=Resistencia puesta a tierra torre.</p>	 <p>Z_{self}</p> <p>$Z_{\text{auto}}=1/3*Z_0+2/3*Z_1$</p>
Línea no transpuesta.	Capacitiva.	Importante.	Importante.	Despreciable en simulaciones monofásicas.	Despreciable.
	Inductiva.	Importante.	Despreciable en simulaciones monofásicas	Despreciable en simulaciones monofásicas.	Despreciable.
Parámetros variables con la frecuencia.	Modos tierra (Z_0)	Importante	Importante	Importante.	Importante.
	Modos aéreos (Z_1)	Despreciable	Despreciable	Despreciable.	Despreciable.
Efecto corona.		Importante si $U > U_C$.	Despreciable.	Importante.	Despreciable.



Dentro de esta tabla se indica en cada columna el modelo de línea, parámetros del mismo y si es necesario tomar en cuenta aspectos tales como: no transposición, parámetros variables con la frecuencia y finalmente efecto corona.

Para incorporar alguno de los modelos se puede utilizar la opción LINE/CABLE CONSTANTS (LCC) del toolbox del ATPDraw. Por lo tanto los conductores de fase conjuntamente con los cables de guardia se modelan como 8 fases acopladas entre sí, asumiendo un valor del vano de 0,35 km en general.

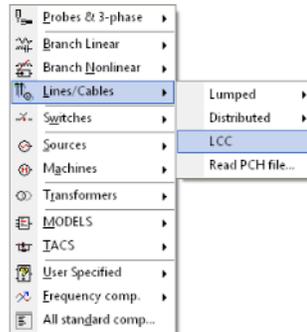


Figura 20: Acceso A Herramienta LCC Para Parámetros De Líneas De Transmisión.

El símbolo para el elemento LCC en el esquemático del ATPDraw es el siguiente:

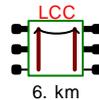


Figura 21: Símbolo elemento LCC en esquemático del ATPDraw.

La forma de incorporar los datos necesarios para generar un elemento LCC que modela los conductores en suspensión se adjunta como Anexo F como tutorial para esta herramienta.

4.3.2.1 Selección Modelo de Representación Para Líneas Aéreas

Para analizar el comportamiento de los modelos presentes en la rutina LCC y decidir cuál puede ser el más adecuado en el cálculo de sobretensiones por descargas atmosféricas, se ha realizado un estudio empleando aquellas prestaciones disponibles en ATPDraw que permiten estudiar la respuesta en frecuencia de un determinado modelo de línea. Se puede observar que este análisis es análogo a escoger cuál de los modelos de la tabla 7 se va a utilizar para el modelo implementado.

Las 4 figuras siguientes que se presentan muestran los resultados obtenidos con los modelos , Bergeron Semlyen y JMarti, respectivamente. Para cada uno de ellos se presentan las respuestas en frecuencia a las secuencias homopolar y positiva de una fase de la línea. En cada caso se presenta la respuesta en frecuencia de un modelo y la respuesta exacta⁸. Existe un quinto modelo pero este no cuenta con la posibilidad de verificar su comportamiento en frecuencia.

⁸ Pese a haber investigado, no se ha podido establecer cuál es esta respuesta y como consenso se supuso que corresponde a la de JMARTI, considerada la más exacta.



Estos resultados han sido obtenidos teniendo en cuenta algunos aspectos de cada modelo. Los parámetros de los modelos con parámetros constantes (modelos en y de Bergeron) han sido calculados a una frecuencia de 500 kHz[16], mientras que los modelo de SEMLYEN y JMARTI han sido generados para que su respuesta se ajuste a la respuesta exacta en un rango de frecuencias comprendido entre 1Hz y 100 Mhz. La frecuencia 500 kHz ha sido escogida teniendo en cuenta las eventuales pendientes máxima de las ondas de tensión y corriente originadas por descargas atmosféricas.

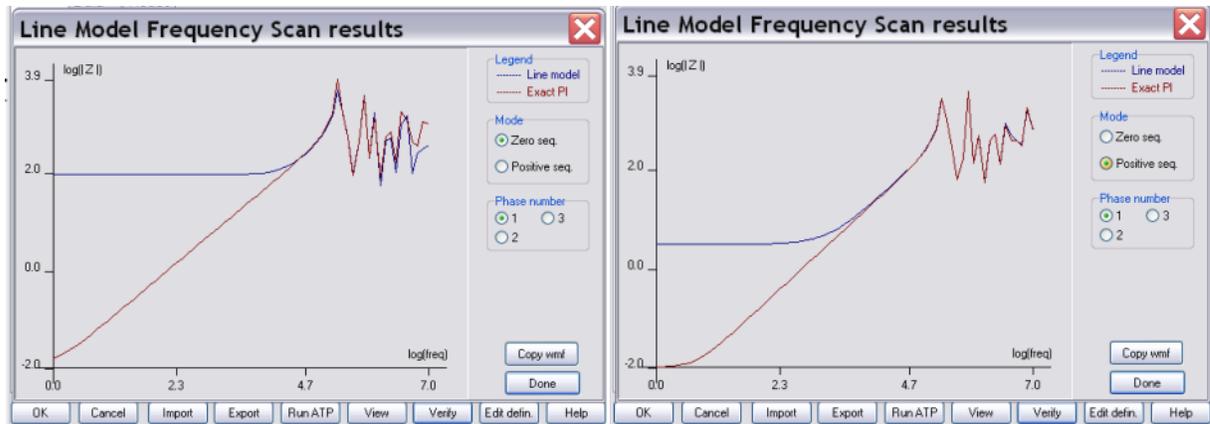


Figura 22: Chequeo Modelo Bergeron De La Línea Mediante "Frequency Scan".

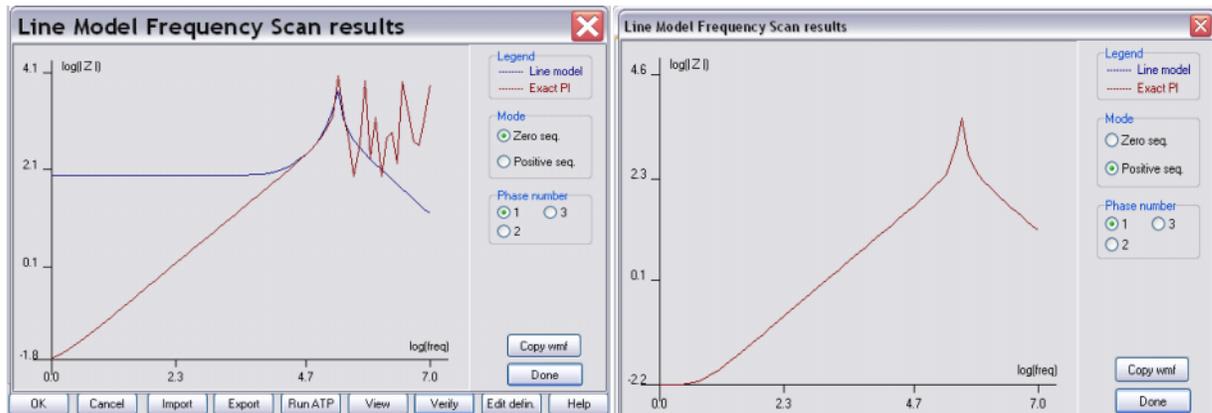


Figura 23: Chequeo Modelo PI De La Línea Mediante "Frequency Scan".

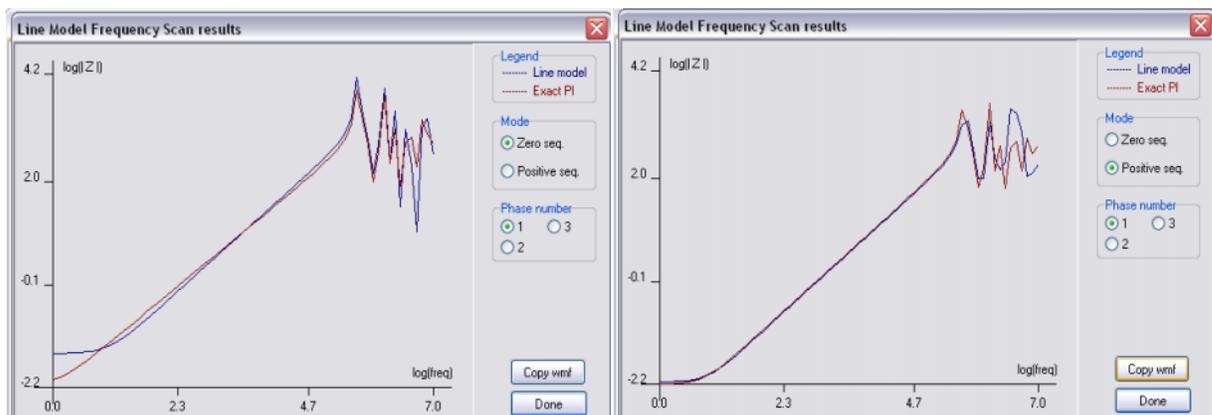


Figura 24: Chequeo Modelo Semlyen De La Línea Mediante "Frequency Scan".

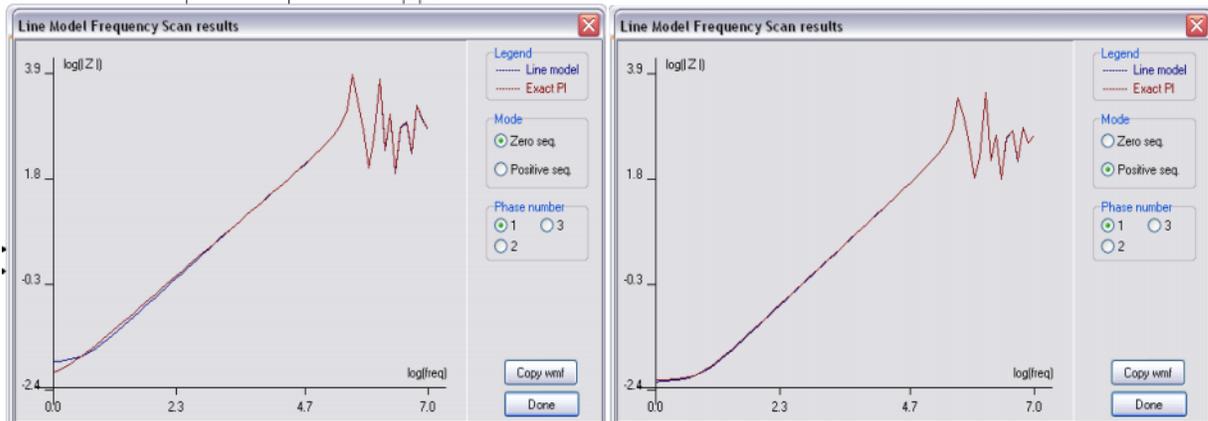


Figura 25: Chequeo Modelo Jmarti De La Línea Mediante "Frequency Scan".

Del análisis de estos resultados se deduce que:

- El modelo con parámetros concentrados y constantes es muy poco preciso y debe descartarse para calcular sobretensiones atmosféricas y el análisis de líneas aéreas frente al rayo.
- El modelo con parámetros distribuidos y constantes (modelo de Bergeron) presenta una respuesta muy próxima a la exacta en un rango de frecuencias alrededor de la escogida para el cálculo de parámetros, y una desviación muy importante para frecuencias inferiores a este valor; finalmente, también existe una desviación considerable en frecuencias superiores.
- Finalmente, el modelo con parámetros distribuidos y dependientes de la frecuencia es el que muestra un comportamiento más preciso, siendo su respuesta en frecuencia prácticamente la misma que la del modelo exacto; dentro de éstos tipos, el modelo de JMARTI es el más exacto y por ende el utilizado en las simulaciones.

Las conclusiones del estudio corroboran, en cierto modo, lo que se recomienda en la literatura; esto es, para analizar sobretensiones de origen atmosférico puede ser suficiente con un modelo de parámetros distribuidos y constantes, cuyos valores hayan sido calculados para una frecuencia cercana a los 500 kHz. Sin embargo, conviene tener en cuenta que esto equivale a suponer un tiempo a la cresta para las ondas del rayo situado entre 1 y 2 [µs], de existir tiempos aun menores o bastante mayores el modelo puede ya no ser representativo. Por esto último el modelo con que existe mayor seguridad corresponde al JMARTI, consecuentemente el más usado[14][18][19][31][33], esto indica entonces que de la tabla 7 se está escogiendo el modelo del grupo III⁹. Finalmente se puede destacar que esta etapa representa también una validación del trabajo.

4.3.3 Modelamiento De La Cadena De Aisladores.

En primera instancia la cadena de aisladores puede ser simulado como un interruptor tipo "gap" controlado por voltaje, donde un voltaje de flashover V_{fo} será el valor crítico que cierre el switch. Sin embargo en primera instancia esto no será necesario pues como lo que importa es solamente medir el nivel de tensión alcanzado, tan solo será implementado un medidor de voltaje que entregue dicho valor.

⁹ Ver tabla n°7.



4.3.4 Modelamiento De La Puesta A Tierra.

La resistencia de puesta a tierra será modelada como una resistencia no lineal dependiente de la corriente[8][18][29][33]. Lo que pretende tomar en cuenta esta resistencia no lineal será el hecho de que a medida que circule una mayor corriente por la malla de tierra, el terreno será ionizado e irá disminuyendo resistencia. La expresión[8][17][18][33] que aproxima este comportamiento no lineal corresponde a

$$R = \frac{R_0}{\left|1 + \frac{I}{I_g}\right|}$$

Con R_0 la Resistencia de puesta a tierra en baja frecuencia, I_g corriente límite donde se inicia la ionización del terreno e I la corriente de rayo que circula por la resistencia. La corriente límite I_g se obtiene de la siguiente expresión.

$$I_g = \frac{E_0 \rho}{2 \pi R_0^2}$$

Donde ρ es la resistividad del terreno en [ohm m] y E_0 el gradiente de ionización del suelo (cerca de 400 kV/m).

De esta forma finalmente el esquemático para la puesta a tierra y la característica no lineal se aprecia en la siguiente figura.

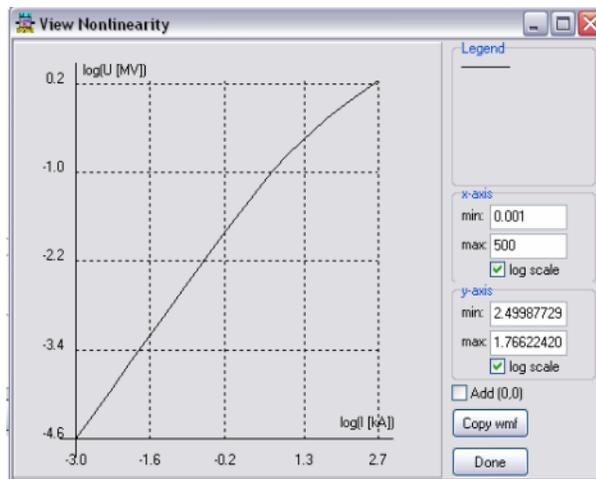


Figura 26: Elemento Y Característica De La Resistencia No-Lineal De Puesta A Tierra.

El símbolo que ATPDraw tiene para esta resistencia es el siguiente:

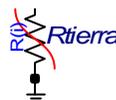


Figura 27: Símbolo Para La Resistencia No-Lineal.



4.3.5 Modelamiento De La Fuente De Rayo.

El cálculo de sobretensiones atmosféricas se realizará asumiendo que la onda de corriente de una descarga tiene la forma de doble rampa. Esto será así por la facilidad de implementación mediante el toolbox TACS, a diferencia que una doble exponencial significa una gran complejidad. Lo anterior se justifica tomando en cuenta que si bien el ATP cuenta con las fuentes adecuadas para modelar impactos de rayo, se necesita tener acceso directo para manipular estas variables.

La expresión de la función de doble rampa es la siguiente[17]:

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

$$\alpha_1 = \frac{I_{m\acute{a}x}}{t_f}$$

$$\alpha_2 = \left(\frac{2 t_c - t_f}{2 t_f (t_c - t_f)} \right) I_{m\acute{a}x}$$

Siendo:

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

I : la intensidad de pico de la onda de la corriente de una descarga, en A

t_f : el tiempo de frente de la onda de la corriente de una descarga, en s

t_c : el tiempo de cola, en s.

De manera ilustrativa se adjunta una figura (Figura 28) del esquemático en TACS de la doble rampa, la idea es visualizar la semejanza con el toolbox simulink de MATLAB, además de apreciar la posibilidad de ir variando los parámetros del rayo dentro de una misma ejecución del ATP. Esto último, de acuerdo a la posibilidad de simulaciones sistemáticas que posee este software; de esta forma, se implementa una fuente de rayo que realice un barrido por diferentes valores de I_{pico} .

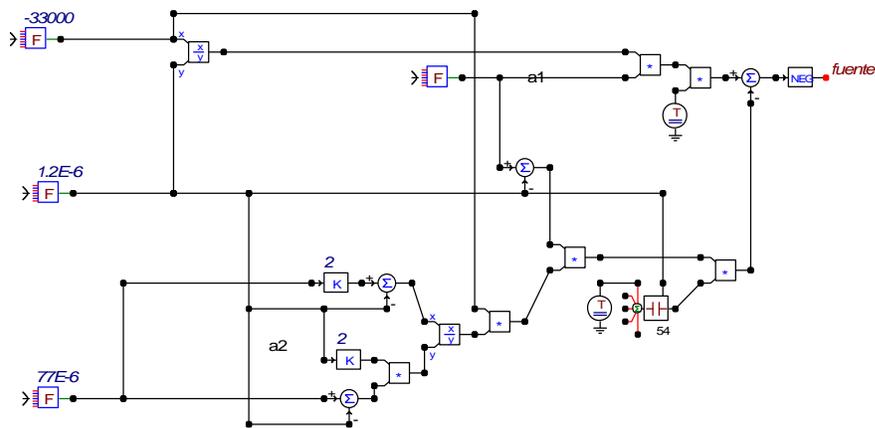


Figura 28: Esquemático Fuente De Doble Rampa En TACS.

Será realizado un barrido para I_{pico} entre +0 y -200kA, las simulaciones sistemáticas permiten obtener la señal máxima para cada simulación y el tiempo de dicho evento. En este caso las señales a medir serán los voltajes de la cadena de aislación.



Para poder familiarizarse con los distintos símbolos del ATPDraw se recomienda realizar una breve revisión del ATPDraw 3.5 User's Manual [6] el cual se encuentra disponible en la red: <http://www.elkraft.ntnu.no/atpdraw/Downloads.htm>

4.3.6 Aspectos Del Modelo General.

El sistema finalmente se puede visualizar en la Figura 29:

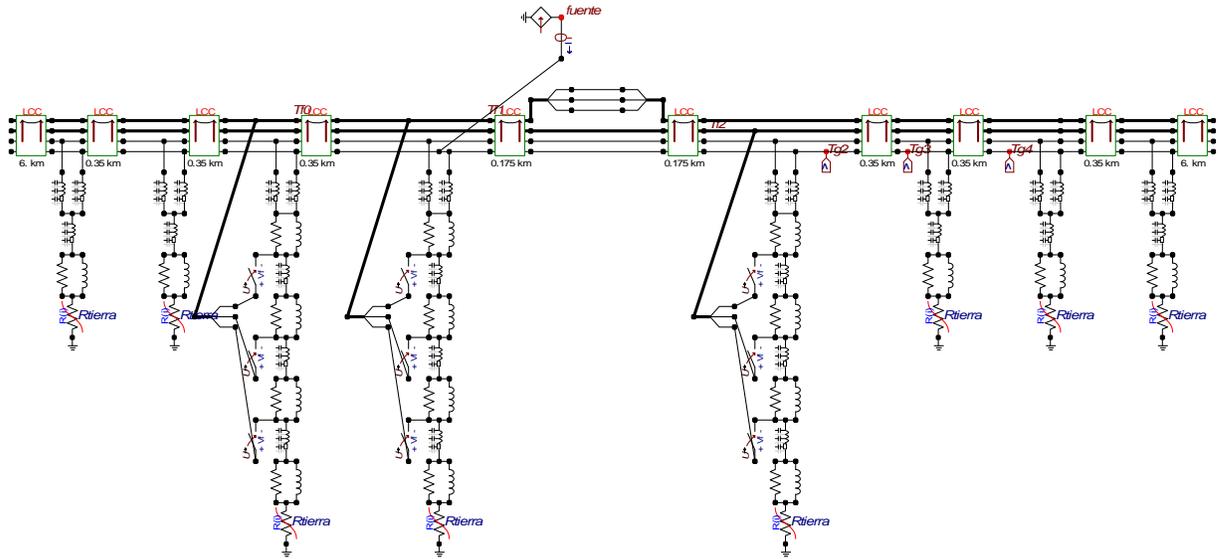


Figura 29: Sistema Transmisión 2x220kV Completo Para Simulación.

Se puede observar que hay dos torres con un vano en medio de 350 m (dos tramos de 0.175 km), simulando un posible impacto en el cable de guardia en el medio del vano. Por otro lado a ambos lados de la pareja de torres, se considera tres vanos de 350 m, incorporando nuevas torres; sólo las torres más próximas se modelan detalladamente. Esto último es suficiente, porque las puestas a tierra que más influyen son las que quedan más cerca de la torre o vano impactado por el rayo.

Teóricamente la presencia de muchos más vanos en ambos extremos, se simula con una línea de longitud infinita (para que no regresen las reflexiones), o mediante elementos resistivos acoplados con valores de resistencia igual a las impedancias características de la línea. Para el caso de este trabajo se puede considerar tramos de línea de una distancia suficientemente grande para que las reflexiones regresen fuera del tiempo de simulación, lo cual en la práctica equivale a considerar una línea infinita en ambos extremos. Para el modelo han sido considerados tramos de línea de 6 km cuyas reflexiones no regresarían en un tiempo menor de 20 [μ s].

Hay que tener especial cuidado con el delta de tiempo de simulación, ya que debe ser más pequeño que el tiempo de viaje más corto por un elemento CLARKE¹⁰; por ejemplo para una distancia mínima de 1.4 m (tramo de torre de 66kV) $\approx 1.4\text{m}/3 \times 10^8\text{m/s} = 4.67$ [ns], así que para las simulaciones es más que suficiente considerar $t=4\text{ns}$. El tiempo de simulación, $T_{\text{máx}}$, se consideró igual a 20 μ seg para que la simulación no tarde mucho tiempo, los resultados no

¹⁰ En caso de tener tiempos de trayecto inferiores al paso de cálculo (integración) el método de Bergeron (Lattice Diagram) no puede realizarse, causando que la simulación arroje un error y no sea realizada.



signifiquen un archivo de salida demasiado extenso y además que en este tiempo ya se hayan presentado los sobrevoltajes máximos sobre la cadena.

4.4 Modelación De Parámetros Aleatorios

Posteriormente a la modelación de los distintos elementos del ejemplo a simular, de acuerdo a una segunda etapa del desarrollo, se realiza un análisis estadístico para la determinación del indicador de desempeño de los sistemas de transmisión de 220 kV, 500kV y 500kV DC Bipolar. En esta etapa se indica cómo se hizo el modelación de los parámetros aleatorios y como fue implementado en el ATP cada distribución estadística.

Para la resolución de este problema se hace uso del método de Montecarlo [17][18][19][20][29], donde mediante simulación sistemáticas estas variables van variando aleatoriamente para cada una de éstas y de acuerdo a distribuciones que es posible implementar.

Básicamente en este trabajo se está rehaciendo un modelo en ATP que resuelve con el uso del Método de Montecarlo cual es la tasa de falla por impactos de rayo. Si bien los pasos fueron tomados principalmente de [17][20][29], estos trabajos sólo describen criterios generales y es por esto que en adelante se tiene la gran ventaja de contar con una explicación paso a paso de los esquemáticos y elementos de control incorporados. Lo que validará finalmente el modelo será incorporar un ejemplo tratado en otros trabajos[16][17] y que los resultados se asemejen. Este análisis será incluido como “Anexo G”.

El diagrama de flujos de un modelo de las características mencionadas se puede apreciar en la siguiente figura:

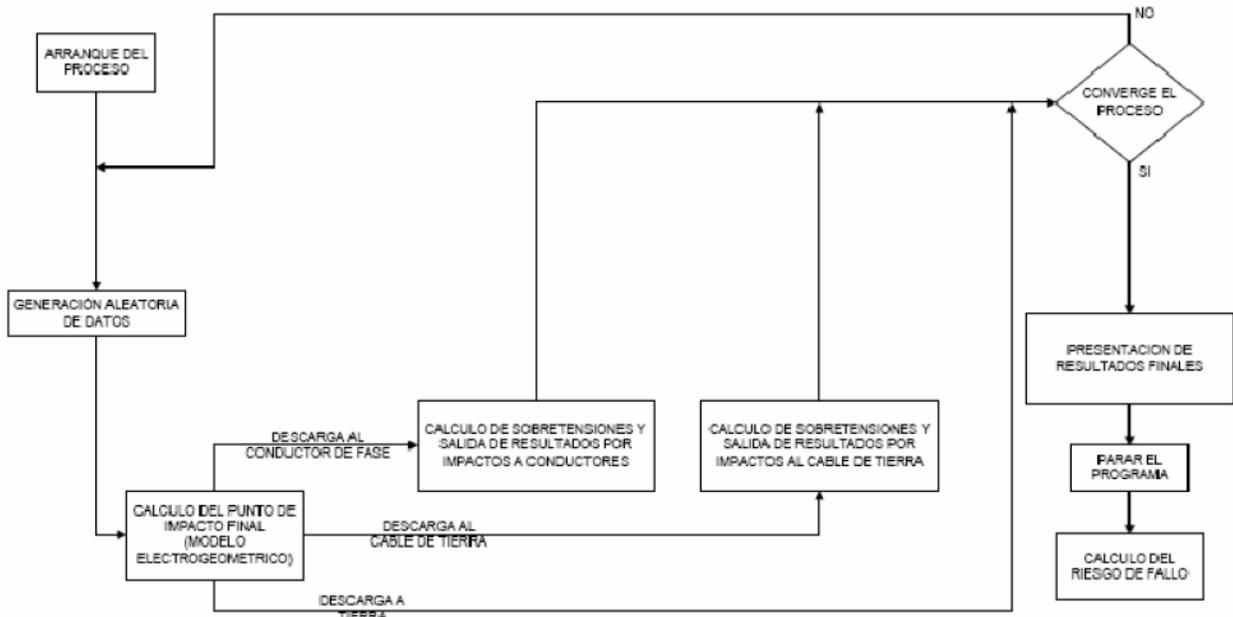


Figura 30: Diagrama Flujos Modelo De Estimación De Contorneos Mediante El Método De Montecarlo, extraído de [16][17][20].

Lo primero es indicar las consideraciones que tendrá este modelo estadístico re-construido en el ATP.



- La corriente de rayo, el conductor donde impacta el rayo (localización), nivel de tensión industrial en las fases (desfase), la tensión de contorno y finalmente la resistencia de puesta a tierra de la torre de impacto; son variables aleatorias.
- Como aproximación y considerando las limitaciones del software, cada variable aleatoria será independiente y se desconocerá la correlación existente entre algunas de ellas.
- Para ver el voltaje instantáneo en las fases debe incluirse el voltaje en frecuencia industrial.
- Pese a que el rayo puede tener tanto polaridad positiva como negativa, este modelo sólo tomará en cuenta polaridad negativa, dada la gran probabilidad de esta polaridad en relación a la otra.
- Luego se indica cuál es la distribución estadística que se modela para las variables y parámetros.

Tabla 8: Distribuciones De Probabilidad De Parámetros Aleatorios.

Variable aleatoria	Tipo de Distribución
Cresta de corriente	Log normal
Tiempo de frente	Log normal
Tiempo de cola	Log normal
Localización de la descarga	Uniforme
Resistencia de puesta a tierra	Normal
Ángulo faser de la fuente a frecuencia industrial	Uniforme
Tensión de contorno del aislamiento	Normal

Cabe aclarar que los elementos de TACS también se ubican dentro del esquemático global, lo cual hace que su tamaño imposibilite la visualización, sobretodo en el caso de este desarrollo estadístico. Por esta razón los bloques de control serán mostrados y descritos separadamente.

4.4.1 Fuente De Rayo.

Tal como se mencionó en el segmento 4.3.5, la fuente se modela como una doble rampa, ventaja de esta modelación es que podemos controlar los 3 parámetros relevantes de la descarga para que varíen sistemáticamente y también aleatoriamente.

El toolbox TACS del ATP posibilita la inclusión de números aleatorios siguiendo una distribución uniforme entre (0,1) con el elemento `ran(1)`, que es similar a cualquier comando `random()` en los lenguajes de programación.

Existen diferentes métodos matemáticos para poder pasar una variable que sigue una distribución uniforme entre (0,1) a una normal (μ , σ), es decir media μ y desviación σ . El método que fue utilizado en este desarrollo fue el de Box-Muller, el cual consiste en lo siguiente:

Sean x e y tal que siguen una distribución uniforme entre (0,1).

Si se calcula:

$$\begin{aligned} x' &= \mu + \sigma \cos(2 \pi x) \sqrt{-2 \ln(y)} \\ y' &= \mu + \sigma \sin(2 \pi y) \sqrt{-2 \ln(x)} \end{aligned}$$



Entonces x' y y' siguen una distribución normal (μ, σ) y son independiente entre sí, es decir, no existe correlación. Esto es para todo μ y σ .

Por otro lado, si se tiene una variable aleatoria z que sigue una distribución normal $(0,1)$, si se calcula:

$$z' = e^{[\ln(Mx) + \sigma_x z]}$$

La variable z' sigue una distribución log-normal con una media Mx y una desviación σ_x . Así, mediante el siguiente esquemático se obtiene una doble rampa donde los parámetros siguen una distribución log-normal de acuerdo a lo antes mencionado en el segmento 4.3.1.3.

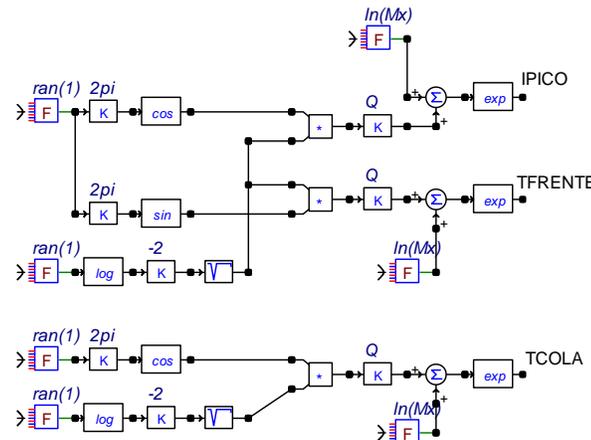


Figura 31: Esquemático Variables Aleatorias Del Rayo En TACS.

4.4.2 Tensión De Contorneo Del Aislamiento.

En términos generales el contorneo se modelara mediante interruptores controlados, y la medida de los voltajes en la torre y en las fases tal como se puede visualizar en siguiente figura:

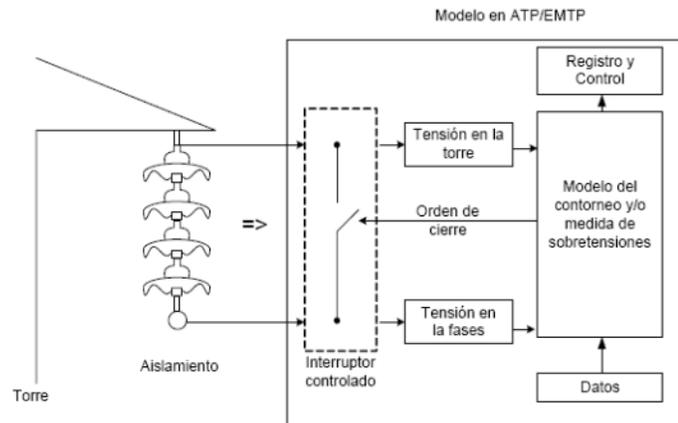


Figura 32 Diagrama De Flujo Para El Modelamiento Del Proceso De Descarga En El Aire Alrededor Del Aislador, extraído de[16][17][20].

Usando Box Muller se obtienen distribuciones:

- Normal (CFO, $0.015 \cdot CFO$) para la tensión de contorneo.
- Normal (25, 10) para la resistencia de puesta a tierra.



El CFO dependerá de las distancias mínimas del conductor a la estructura que exista para 220kV, 2x220kV, 500kV y 500kV DC Bipolar. Será considerado que la distancia mínima coincide con la longitud de la cadena, excepto para la línea HVDC donde dada la configuración V de la cadena, es menor la distancia a la cruceta por lo que:

Tabla 9: CFO Para Distintos Sistemas De Transmisión.

Nivel de tensión Nominal	CFO
220kV y 2x220kV	1650kV
500kV	2750kV
500kV DC	2337.5kV

Estos valores se desprenden de la expresión 3.3.2.1 donde se define el concepto de BIL y CFO.

Todo esto implementado en el ATP y usando nuevamente el método de Box-Muller se puede visualizar en el siguiente esquema de circuito. Como se comentó este método permite obtener dos variables aleatorias independientes, por lo que se aprovechó para obtener el voltaje de descarga y también la resistencia de puesta a tierra, la cual es descrita en el siguiente punto.

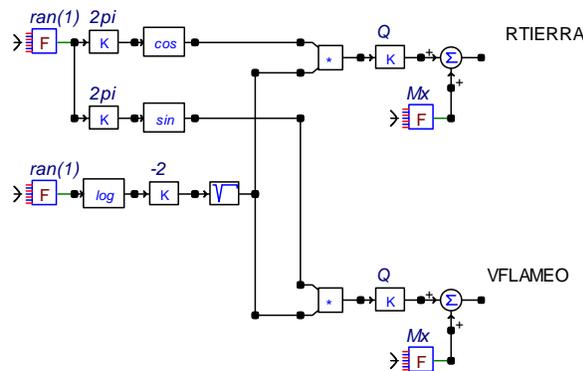


Figura 33: Esquemático Puesta A Tierra Y Voltaje Descarga Aleatorios En TACS

Pese a la implementación de las variables aleatorias, no es sencillo en primera instancia poder obtener los resultados esperados porque el objeto ran(1) entrega números aleatorios para cada paso de simulación, lo que implica que en una misma simulación las variables cambien a cada paso. Para solucionar este problema se implementó un objeto del Toolbox TACS el cual realiza un muestreo y retención para el valor arrojado aleatoriamente en el primer paso. Esto fue realizado para cada variable y se puede visualizar en los dos siguientes esquemáticos.

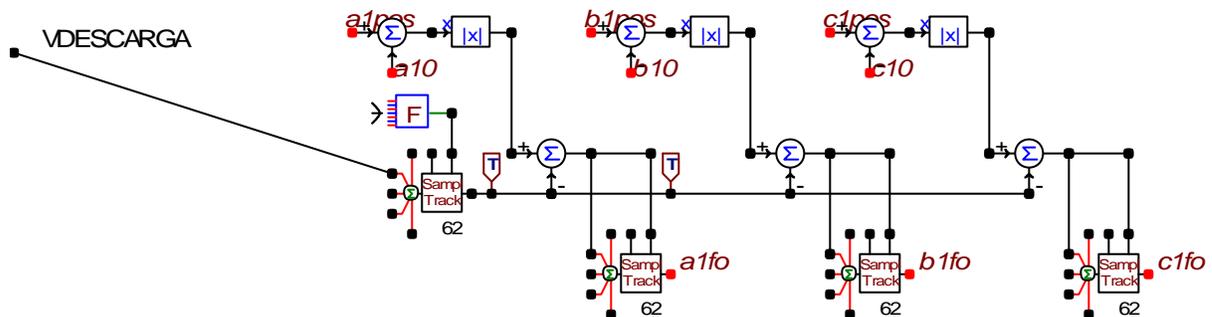


Figura 34: Esquemático Elementos Control Para El Criterio De Descarga.



En este esquemático además de mostrarse el tema del muestreo y retención, se aprecia el criterio de cierre de interruptores.

Como ya fue dicho, la cadena se implementa mediante un interruptor controlado por la señal *alfo*, y si esta es mayor que cero, el interruptor se cierra. Para esto se debe ver que *alpos* y *a0* son los bornes de fase y estructura de la cadena de aislación de la fase a1, entonces si el valor absoluto de su diferencia de tensión es mayor que el valor aleatorio de la tensión de descarga, se produce el contorneo. Finalmente se puede ver que también se incluyen en este criterio las fases b y c.

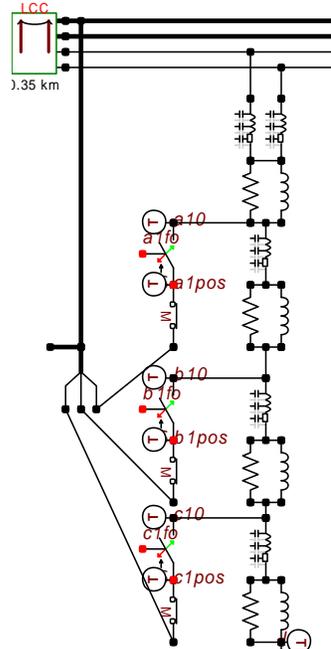


Figura 35: Esquemático Muestreo De Tensiones E Interruptores

4.4.3 Resistencia De Puesta A Tierra

En esta etapa para poder incorporar una resistencia no lineal de pie de torre es necesario ir midiendo la corriente que está circulando por dicho elemento pues en el ATP uno incorpora una cierta característica V-I que deberá seguir; esto es descrito mediante el siguiente diagrama:

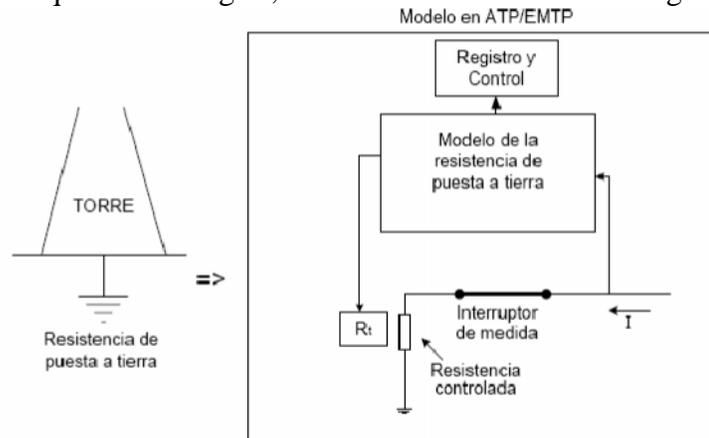


Figura 36: Diagrama De Flujo Para La Incorporación De Resistencia No Lineal De Pie De Torre, extraído de[16][17][20].



Para la resistencia de puesta a tierra se consideró un valor de la media igual a 25 . La razón de tomar en cuenta una resistencia aleatoria es tomar en cuenta el hecho de que la resistividad del suelo no será la misma a lo largo de toda la línea.

La resistencia de puesta a tierra se implementa como una resistencia no-lineal controlada mediante TACS, en particular mediante la señal R. En este esquemático básicamente se tiene que I_r es la señal muestreada de la corriente que circula por la resistencia de puesta a tierra, y luego se aplican las funciones que describen el comportamiento no lineal de R_r .

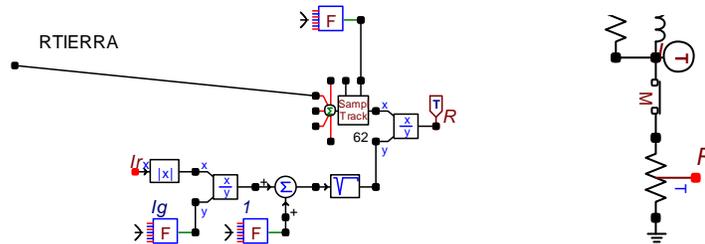


Figura 37: Esquemático Muestreo Y Control Para La Resistencia De Puesta A Tierra.

4.4.4 Localización De La Descarga

Para determinar la localización de la descarga considerando un corte transversal en la línea, se le pide ayuda al modelo electro-geométrico. El objetivo de este modelo es determinar el punto de impacto de una descarga teniendo en cuenta su intensidad máxima de corriente y la localización del canal de esta descarga, que se supone tiene una trayectoria vertical. Esto se ve explicado en el siguiente esquema.

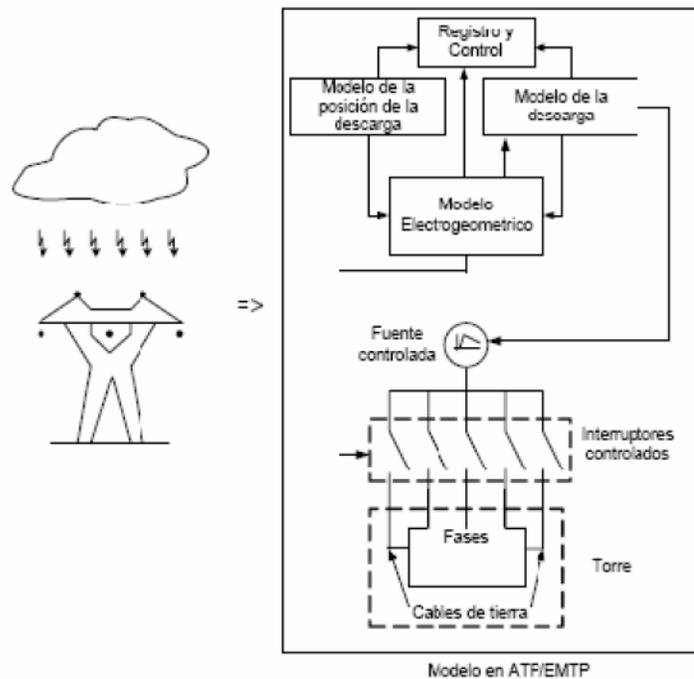


Figura 38: Diagrama De Flujo Para El Criterio De Localización De La Descarga De Rayo, extraído de[16][17][20].



Al acercarse una descarga a tierra hay un momento en que se supera la rigidez dieléctrica del aire y se produce el salto hacia el objeto más cercano, que puede ser un árbol, una línea o la misma tierra. La distancia de ruptura, o distancia a la que salta el arco, depende de la magnitud de la corriente de la descarga. Sin embargo, en general la distancia de ruptura de un conductor en la cima de una torre difiere de la distancia de ruptura a la tierra. Esto es obvio dado que la pendiente de una descarga con electrodos punta-plano (líder descendente que conecta con la tierra) difiere de la pendiente de una descarga con electrodos punta-punta (el líder descendente conecta a la torre)[5][8][10]. Así, en general, existen al menos dos distancias de ruptura, una a los conductores de fase o los cables de tierra r_c , y otra a la tierra r_g . Para apreciar esto ver Figura 39.

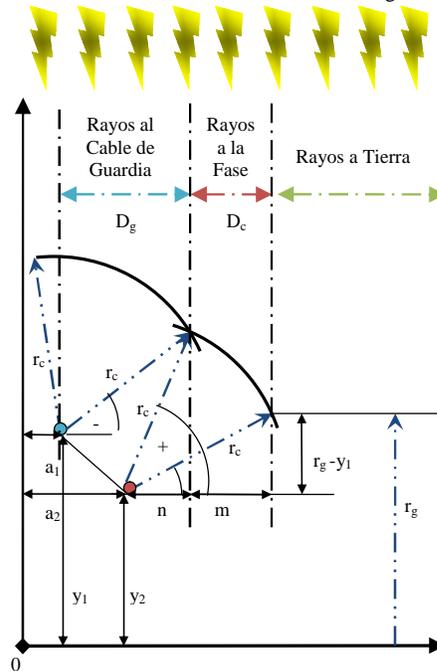


Figura 39: Modelo Electrogeométrico.

Para la mayoría de las aplicaciones se acepta la siguiente relación simplificada[5][8][10].

$$r = A I^b$$

Siendo A y b dos constantes que dependen del objeto y la corriente de la descarga. Tomando en cuenta la expresión de la norma IEEE 1243-1997[17][8], tenemos

Para el terreno

$$r_g = \beta I^{6.5}$$

Donde,

$$\beta = 3.6 + 1.7 \ln(43 - h); \text{ si } h < 40$$

$$\beta = 5.5; \text{ si } h \geq 40,$$

h es la altura del conductor de guardia.

Para un conductor:

$$r_c = 10 I^{6.5}$$

Así, para cada una de las magnitudes de rayo a lo largo de las simulaciones obtenemos los radios r_g y r_c .



Considerando una probabilidad uniforme para la localización del canal de descarga y tomando en cuenta un corte transversal de la línea, lo que se debe entonces determinar son los intervalos de distancias para los que el rayo impactaría en:

- El terreno
- La fase
- El cable de guardia.

En primera instancia lo que se debe hacer es calcular dentro del esquemático las distancias D_g y D_c . Esto último algebraicamente se hace con el siguiente procedimiento:

Primero se determinan

$$L = a_2 - a_1$$

$$b = y_2 - y_1$$

Donde

- a_1 : distancia del conductor de guardia al centro de la estructura.
 a_2 : " " " " fase superior " ".
 y_1 : altura conductor de guardia.
 y_2 : " " fase superior.

Posteriormente a partir de la Figura 39 se calcula los ángulos

$$\beta = \sin^{-1}\left(\frac{c}{2 r_c}\right) = \sin^{-1}\left(\frac{\sqrt{L^2 + b^2}}{2 r_c}\right)$$

$$\theta = \sin^{-1}\frac{r_g - y_2}{r_c}, \text{ si el argumento es menor que cero, } \theta = 0$$

$$\alpha = \tan^{-1}\frac{L}{b}$$

Una vez obtenidos estos se procede a determinar la magnitud de los segmentos

$$m = r_c \cos(\theta)$$

$$n = r_c \cos(\alpha + \beta)$$

Lo que finalmente permite calcular

$$D_g = r_c \cos(\alpha - \beta)$$

$$D_c = m - n = r_c [\cos(\theta) - \cos(\alpha + \beta)]$$

Este desarrollo algebraico fue implementado en el ATP mediante TACS y como resultado se tiene el esquema de la Figura 40.

En el caso del sistema 2x220kV se hizo un cálculo para ver como varían las distancias D_c y D_g para distintas corrientes máximas de rayo.

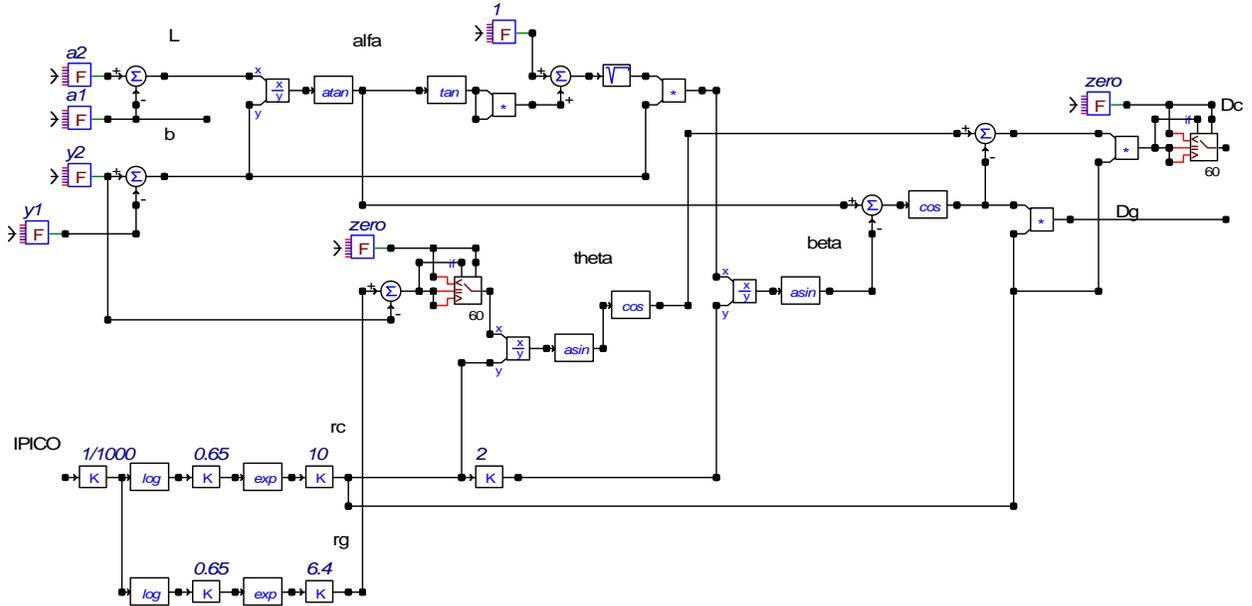


Figura 40: Esquemático Cálculo Distancias Modelo Electrogeométrico

Tabla 10: Distancias Modelo Electrogeométrico Para Distintas Corrientes De Rayo.

2x220kV					
a_1 [m]	4				
a_2 [m]	4.25				
y_1 [m]	37.8				
y_2 [m]	32				
i_{pico} [kA]	1	33	75	120	200
r_c [m]	10.00	97.06	165.50	224.63	313.09
r_g [m]	6.40	62.12	105.92	143.76	200.38
L [m]	2	2	2	2	2
b [m]	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
[rad]	0.31	0.03	0.02	0.01	0.01
[rad]	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
[rad]	0.00	0.32	0.46	0.52	0.57
D_g [m]	10.00	92.71	157.43	213.34	296.97
D_c [m]	1.97	1.56	0.00	0.00	0.00

En primera instancia se puede apreciar como aumenta la distancia de blindaje a medida que crece la corriente y como ocurre lo contrario para la distancia de falla de apantallamiento, la cual se hace cero para una corriente de 20[kA] aprox.

Una vez determinados los valores del modelo, es necesario montar en el ATP el criterio de la localización del rayo.

Como bien se señaló existen 3 posibilidades de donde caerá el rayo, pero sin bien se aprecia en la Figura 41 existen 5 zonas.



- El rayo a tierra (1).
- El rayo impacta en una fase, falla blindaje (2).
- Impacto en el conductor de guardia, o estructura (3).
- El rayo impacta en una fase, falla blindaje (2).
- El rayo a tierra (1).

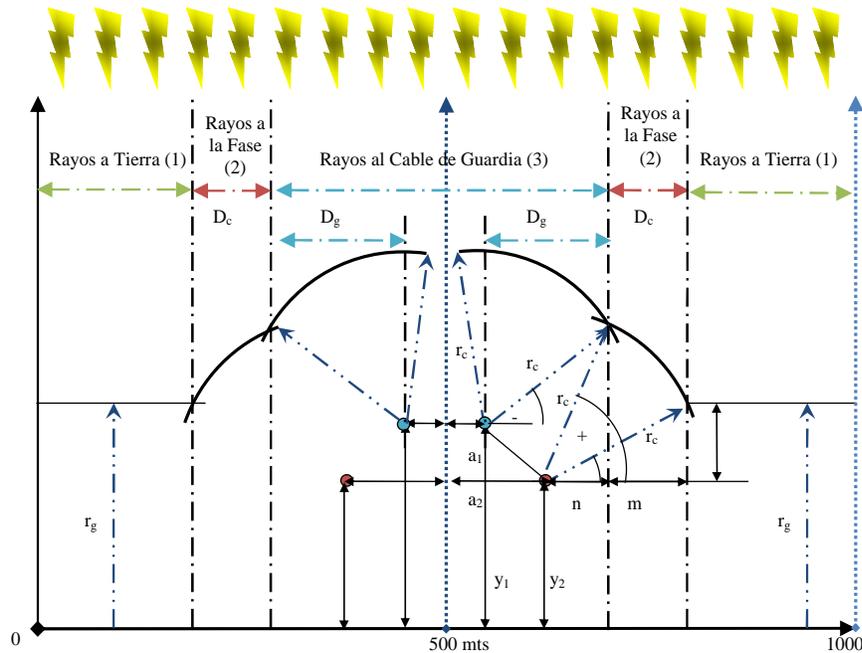


Figura 41: Zonas Impacto De Un Rayo En Un Corte Transversal.

Bajo esta premisa lo que se hace es incorporar interruptores controlados que de acuerdo a la ubicación del rayo conecten la fuente de rayo a tierra o a un conductor. La Figura 41 también incorpora las referencias usadas para el criterio de cierre de interruptores, donde a partir de una franja de estudio de 1000 m, se sigue la siguiente filosofía:

El rayo cae en una distancia x entre 0 y 1000.

- Si $x < 500 - a_1 - D_g - D_c$; sólo interruptor 1 se cierra y el rayo va a tierra¹¹.
- Si $500 - a_1 - D_g - D_c < x < 500 - a_1 - D_g$; sólo interruptor 2 se cierra y el rayo va a una fase superior¹².
- Si $500 - a_1 - D_g < x < 500 + a_1 + D_g$; sólo interruptor 3 cierra y el rayo va al conductor de guardia.
- Si $500 + a_1 + D_g < x < 500 + a_1 + D_g + D_c$; el rayo impacta una fase.
- Si $500 + a_1 + D_g + D_c < x$; el rayo cae a tierra.

¹¹ Recordar que corresponde a la distancia al conductor desde el centro de la estructura

¹² Como se contempla que el rayo incide verticalmente sólo las fases superiores pueden llegar a ser impactadas.



Este criterio discriminador se implementa en el ATP mediante el siguiente esquema de control:

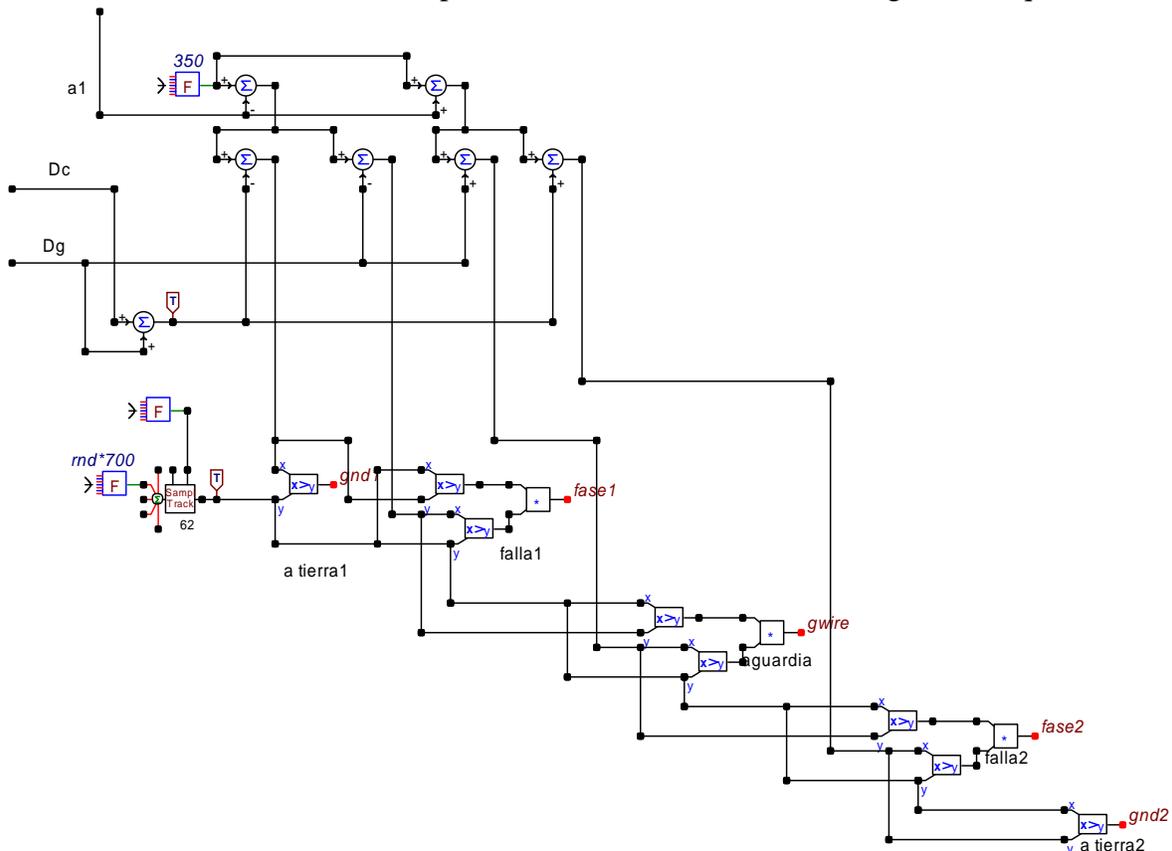


Figura 42: Esquemático Del Control Para El Criterio De Localización Del Impacto.

Los interruptores son ubicados tal como se tratara el caso de un impacto en la torre¹³, no así en un vano del conductor de guardia, esto dado que en la totalidad de los estudios que describen análisis con el uso del método de Montecarlo [15][16][17][29][20] se procede de esta manera. Una explicación puede extraerse desde [8] donde se explica que la probabilidad de impacto en el medio del vano es tan solo un 12%, lo cual frente a los impactos en la torre lo harían despreciable. Por otro lado existe una justificación que es extraíble a partir de los resultados y que por ende será descrita una vez desarrollados éstos.

¹³ Cabe entender que las líneas que unen los elementos en los esquemáticos del ATP corresponden a cortocircuitos y que los conductores son modelados mediante elementos LCC.

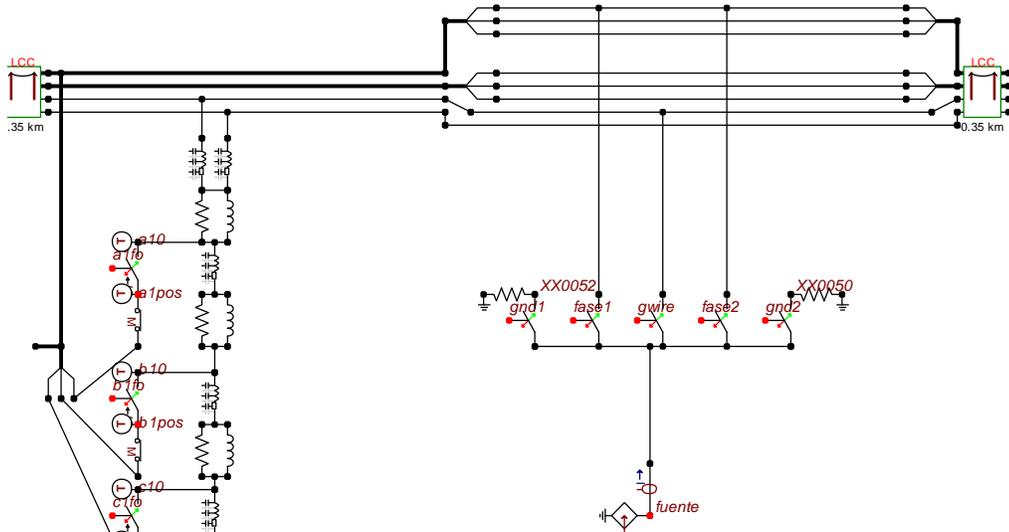


Figura 43: Esquemático De Interruptores Controlados Para Criterio De Localización Del Impacto.

4.4.5 Desfase De La Fuente De Tensión

Finalmente para poder incorporar fuentes de tensión con el desfase aleatorio, se debe implementar fuentes de voltaje controlables, de acuerdo al siguiente diagrama:

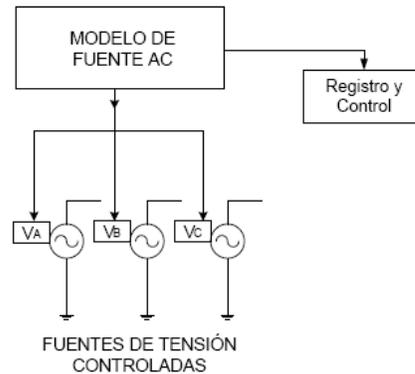


Figura 44: Esquema de representación de fuentes controladas

Esto último se implementa en ATPDraw mediante el siguiente esquema:

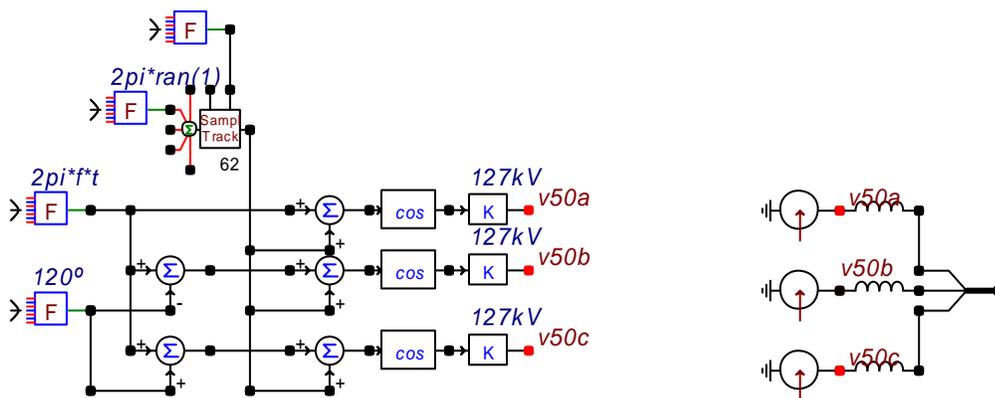


Figura 45: Esquemático Control Y Fuentes De Voltaje En Frecuencia Industrial.



En este contexto es válido destacar la inclusión de un ángulo en radianes que varía aleatoriamente entre 0 y 2π y que produce el desfase en la fuente trifásica.

Finalmente es importante mencionar que existe una excepción a estos criterios cuando se desea implementar líneas en HVDC. Esto ya que el voltaje de operación es constante para todo el tiempo de simulación, aun si se llegasen a considerar distorsiones armónicas y ripple, para este caso no tendría mayor injerencia.

4.4.6 Forma De Cálculo Del Indicador De Desempeño.

El modelo estadístico a desarrollar entregaría como resultado la distribución de probabilidades para las sobretensiones producidas y además también nos entrega la tasa de falla del sistema de transmisión por la caída de un rayo en una franja de un cierto ancho escogido igual a 1 km.

Por otro lado si toma en cuenta que desde el nivel ceraúnico [días tormenta/año] se puede extrapolar y deducir la densidad de rayos por $\text{kms}^2/\text{año}$ [8][10][9], así finalmente mediante simple álgebra podemos obtener el indicador de desempeño para la línea.

$$ID = T_f \cdot D_r \cdot L \cdot W$$

Donde,

ID: Indicador de desempeño [Fallas por impactos de rayo/100 kms línea/ año]

T_f : Tasa de falla del sistema producto un impacto de rayo para la franja W [%/1].

D_r : Densidad de rayos de la zona de estudio [rayos/ $\text{km}^2/\text{año}$].

L: Longitud, 100 [kms].

W: Ancho de la Franja de estudio [kms].



5 RESULTADOS.

Los resultados obtenidos se dividen en dos partes, consecuentemente con lo planeado en el desarrollo.

Los primeros resultados, principalmente corresponden a formas de onda y líneas de tendencia que describen el comportamiento del voltaje a que es sometida la cadena de aisladores; este desarrollo fue hecho para todos los sistemas de transmisión modelados.

Este primer desarrollo sirve a su vez de validación de los resultados alcanzados por el ATP, para así dar el siguiente paso correspondiente al desarrollo estadístico.

En segundo lugar, los resultados que entrega el modelo estadístico corresponden a distribuciones de probabilidades y en última instancia estimaciones de los indicadores de desempeño de los sistemas de mayor nivel de tensión.

5.1 Resultados De Análisis Determinístico

En relación a los resultados de este análisis, es importante destacar que no es tomada en cuenta la tensión a frecuencia industrial ni a su vez el evento de la descarga. Esto básicamente porque se puede aprovechar el principio de superposición[3][4][11][12] y se tiene el deseo de apreciar las magnitudes máximas alcanzables (ignorar presencia de ondas recortadas).

En primera instancia se mostrará la forma de onda de la tensión para impactos en medio del vano, ya sea de la fase o del conductor de guardia.

5.1.1 Impactos En El Medio Del Vano

5.1.1.1 Conductor De Fase

En este caso, pese a señalarse que es poco probable el impacto en la fase en líneas apantalladas, se hizo igualmente un estudio de la magnitud de la onda a lo largo del tiempo y para el resto de los análisis. Esto fue realizado con objeto de apreciar dicho comportamiento y las magnitudes involucradas.

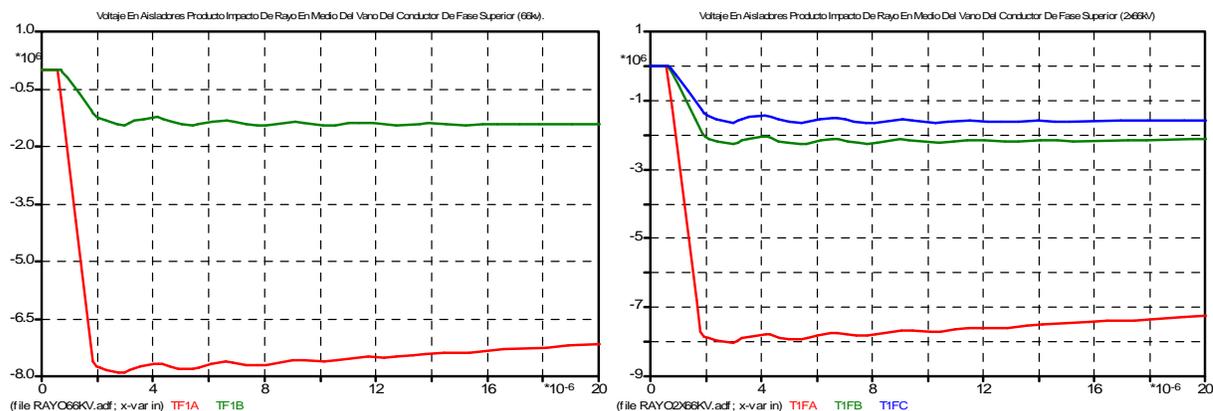


Figura 46: Voltaje En Aisladores Por Impacto En Vano De Fase Superior. 66kV y 2x66kV.

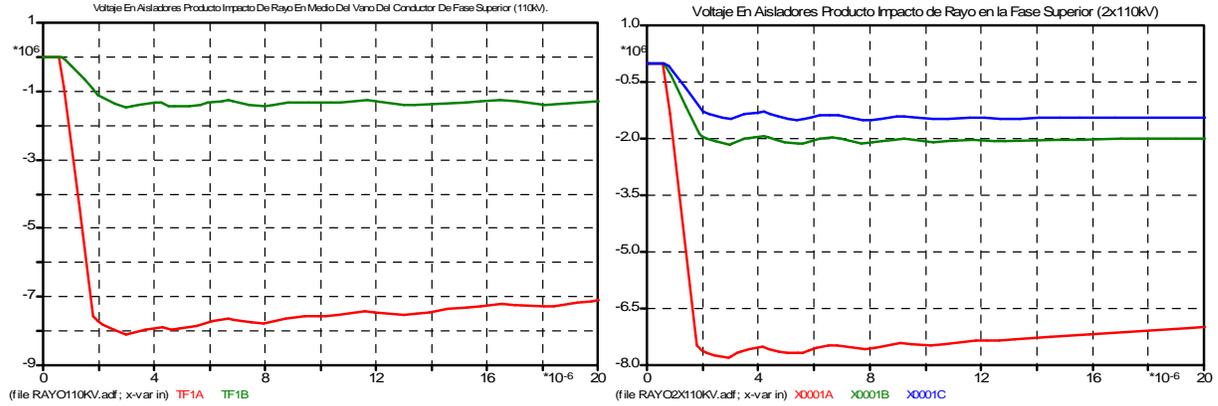


Figura 47: Voltaje En Aisladores Por Impacto En Vano De Fase Superior. 110kV y 2x110kV.

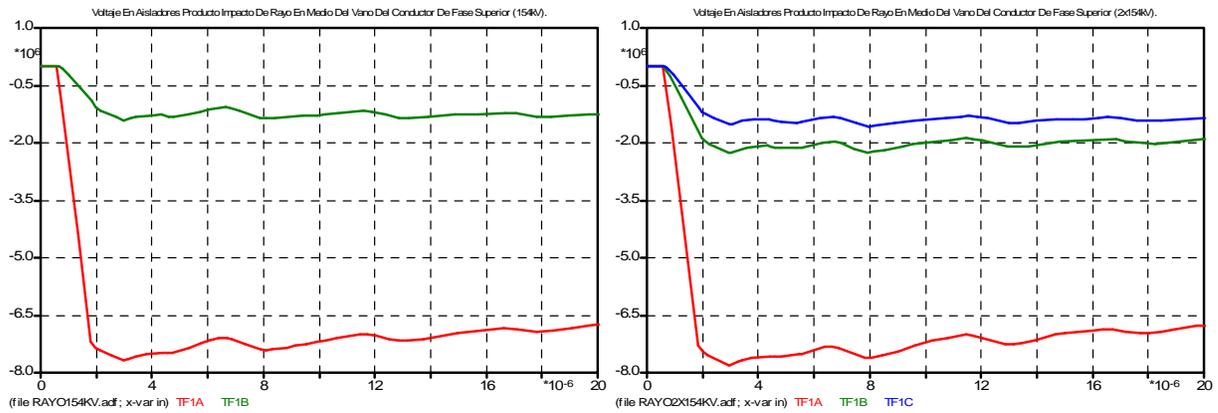


Figura 48: Voltaje En Aisladores Por Impacto En Vano De Fase Superior. 154kV y 2x154kV.

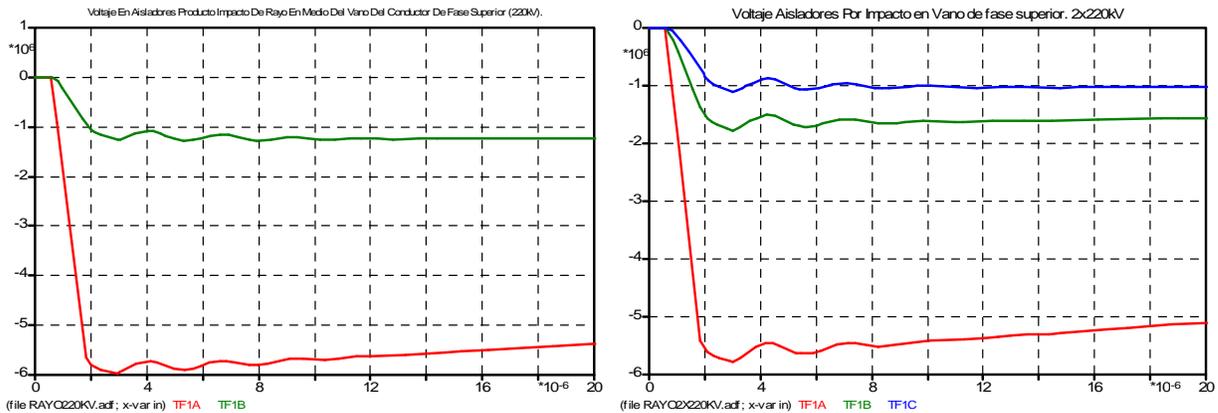


Figura 49: Voltaje En Aisladores Por Impacto En Vano De Fase Superior. 220kV y 2x220kV.

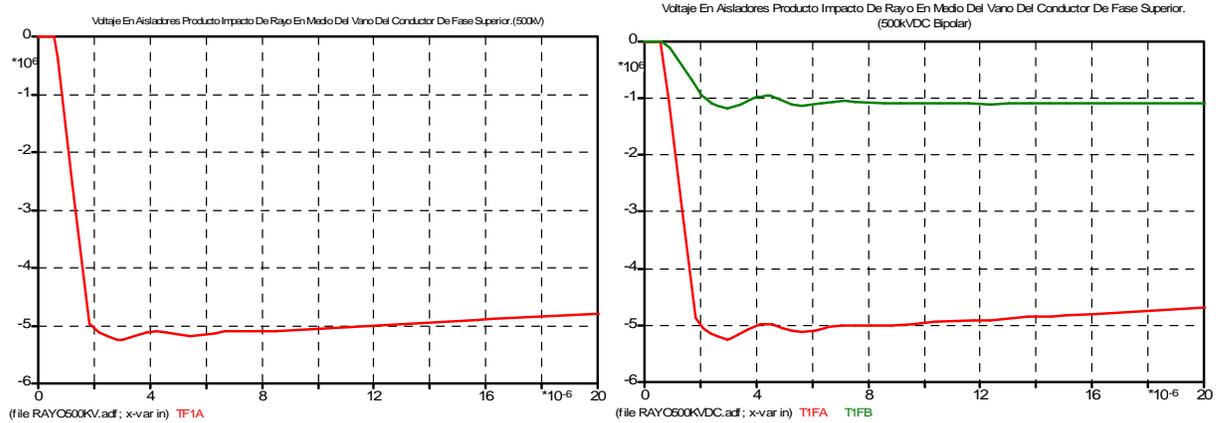


Figura 50: Voltaje En Aisladores Por Impacto En Vano De Fase Superior. 550kV AC Y DC Bipolar.

En relación a estos resultados cabe destacar que la forma de onda coincide con el hecho planteado según la teoría y en variados estudios[14][16][33], donde se aprecia una forma similar a la rampa levemente distorsionada y una magnitud de varios [MV] lo cual irremediamente producirá contorneo tomando en cuenta el orden del CFO, que es proporcional a la longitud la cadena. La magnitud de las tensiones está dada por el orden de la impedancia de onda de los conductores.

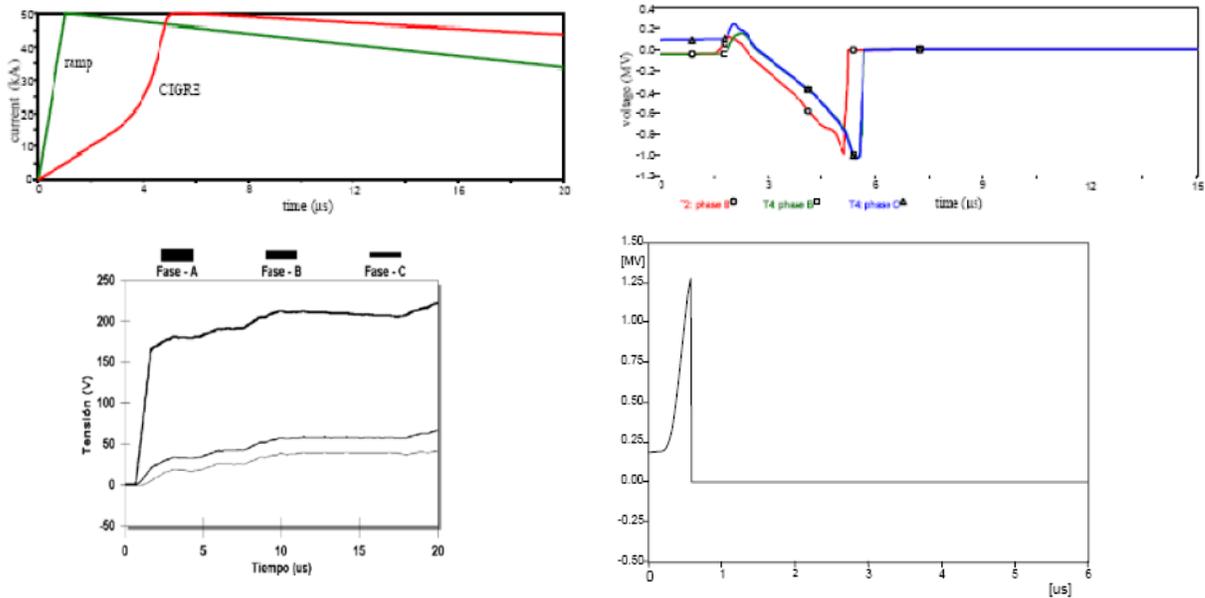


Figura 51: Resultados estudios [14][16][33] respectivamente (Impacto de Rayo en Una Fase).

(Sistemas de 2x110kV, 400kV y 230kV Respectivamente. [14] usa como fuente de rayo la tipo Cigre (ver primera figura), [16] doble rampa y [33] doble exponencial. [14] y [33] incorporan la descarga a diferencia de [16]. Finalmente [16] y [33] usan una corriente de Pico Igual a 33 [kA] mientras que [16] una de 1[kA]. La polaridad inversa en [16] y [33] se deben a que el voltaje se mide desde la torre a la fase).

Por otro lado son los modos aéreos los que determinan la forma del impacto, esto pues las dimensiones de la torre y la modelación de ésta no tiene incidencia. Esto se puede deducir pues a medida que las dimensiones crecen, los elementos RL del modelo también lo hacen y eventualmente existiría un aumento de la sobretensión.



Lo otro que fundamenta este argumento es que a medida que se tienen sistemas a mayor tensión, existe también un aumento de la sección del conductor equivalente, lo cual repercute en una menor impedancia de onda y tal como se aprecia una disminución de los niveles de sobretensión alcanzados a medida que se aumenta el nivel de tensión del sistema. Es importante destacar que esto se produce estrictamente por los conductores escogidos, no necesariamente debido al nivel de tensión.

5.1.1.2 Conductor De Guardia.

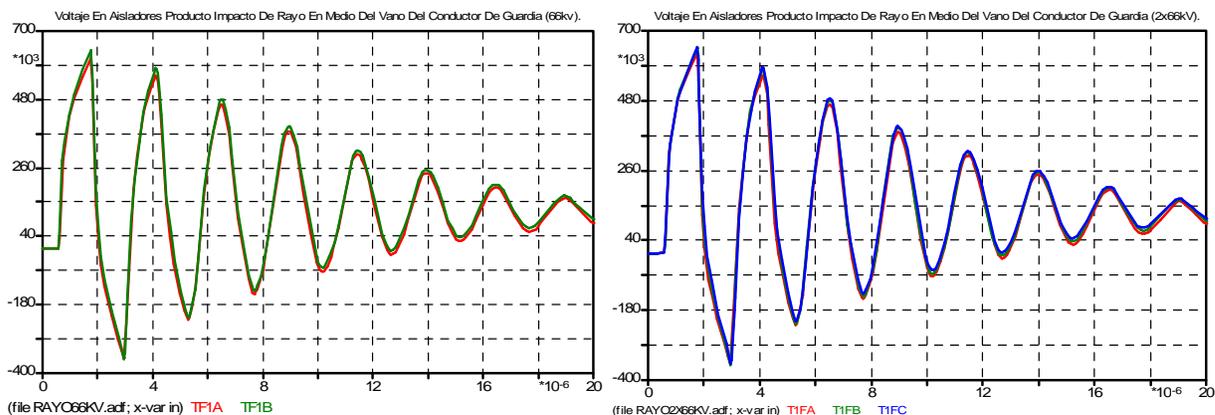


Figura 52: Voltaje En Aisladores Por Impacto En Vano Del Cable De Guardia. 66kV y 2x66kV.

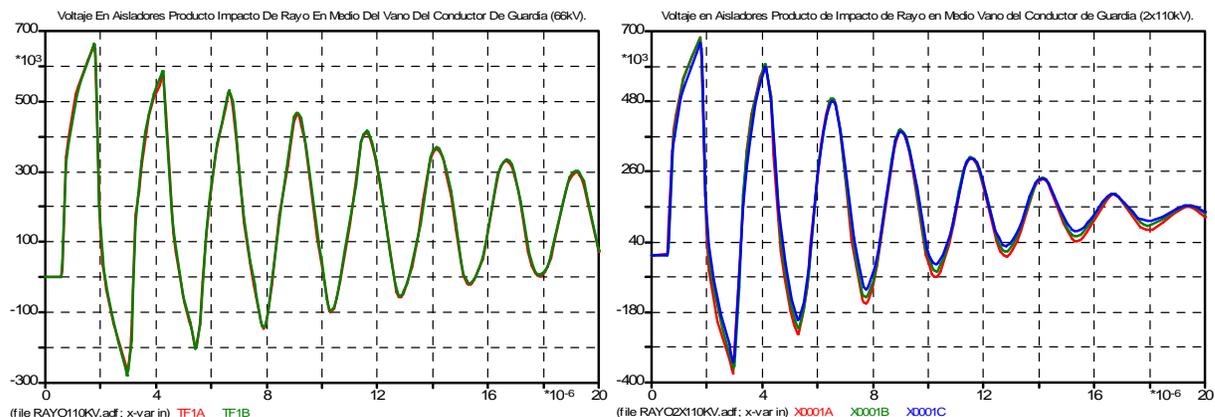


Figura 53: Voltaje En Aisladores Por Impacto En Vano Del Cable De Guardia. 110kV y 2x110kV.

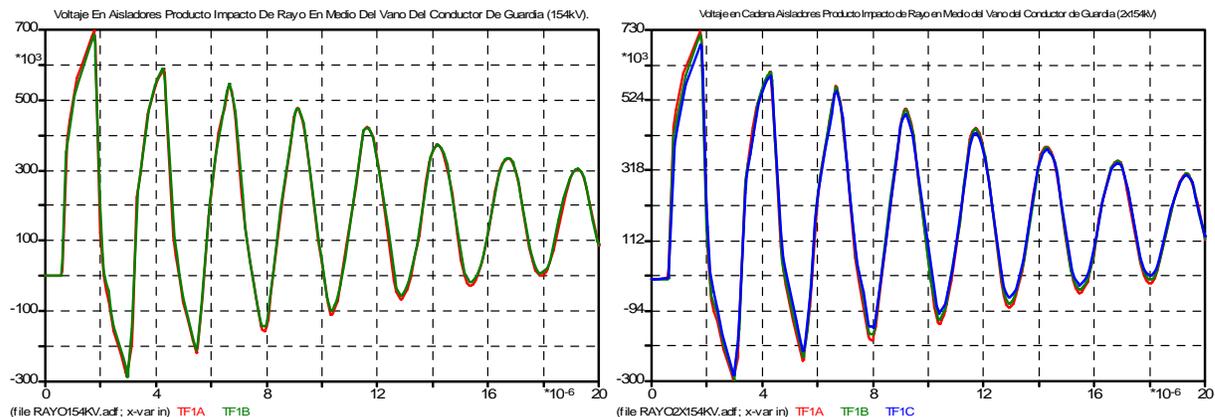


Figura 54: Voltaje En Aisladores Por Impacto En Vano Del Cable De Guardia. 154kV y 2x154kV.

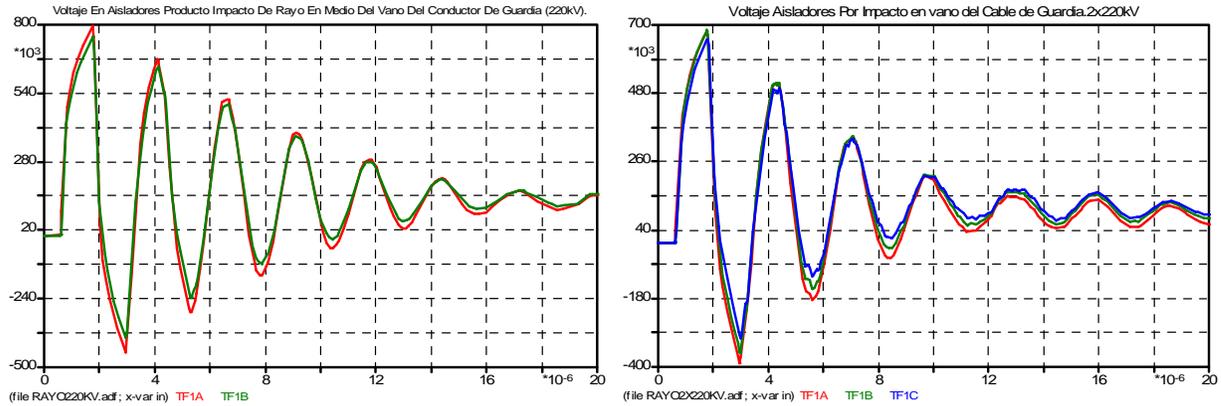


Figura 55: Voltaje En Aisladores Por Impacto En Vano Del Cable De Guardia. 220kV y 2x220kV.

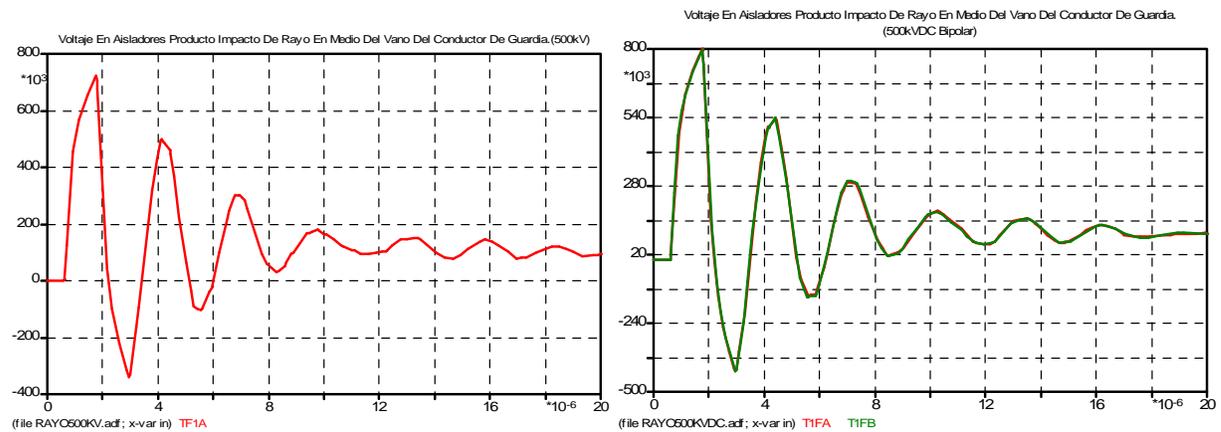


Figura 56: Voltaje En Aisladores Por Impacto En Vano Del Cable De Guardia. 500kV AC Y DC Bipolar.

En primera instancia se puede ver que para estos casos el nivel de tensión disminuye considerablemente pese a que el conductor de guardia no es mejor conductor de las fases. Esto se explica básicamente porque el conductor de guardia está constantemente aterrizado.

Por otro lado se puede apreciar que, tal como se puede suponer, a medida que aumentan las dimensiones de las torres existe un aumento de la tensión alcanzada, por lo que el modelo de la torre si determina el nivel alcanzado. Esto debe considerar los parámetros eléctricos del conductor de guardia, pues a medida que aumenta el nivel de tensión fueron tomados cable de guardia con mejores cualidades conductoras; para más detalle ver Anexo E.

También es posible ver el tiempo que toma a la tensión alcanzar la torre y que producto de las reflexiones existen oscilaciones hasta que la onda finalmente va siendo amortiguada.

No es posible realizar muchas comparaciones en relación a los resultados ya que en los estudios observados dan mayor ponderación a estudios donde se aprecia el impacto en la torre[21][22][23][25][26][27]. Tanto así que [16] es el único estudio donde si se evalúan casos de impactos en medio del vano del cable de guardia, donde se puede confirmar que las formas de onda y que los órdenes de magnitud coinciden.

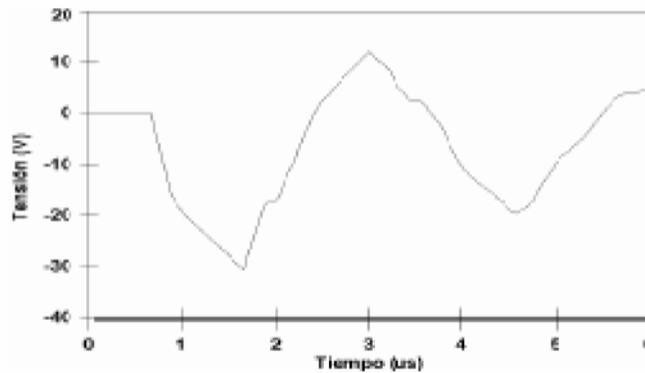


Figura 57: Resultados estudios [16] (Impacto de Rayo en Medio vano Del Cable De Guardia).
(Estudio de una Línea de 400kV y se aplica una fuente rayo tipo doble rampa de valor de pico igual a 1[kA]. La polaridad inversa se debe a que se mide el voltaje desde la torre hacia la fase).

En relación a las magnitudes alcanzadas para distintos sistemas de transmisión, para una misma tensión existe una leve diferencia a favor del caso de doble circuito, lo cual puede justificarse producto de la mayor altura del mismo. Sin embargo para el caso de 2x220kV no ocurre esto y se justificaría por la presencia de un mayor número de conductores de guardia. Algo similar ocurriría si comparamos los sistemas de 220kV simple circuito, 500kV y 500kV DC, donde el primero presenta sobretensiones superiores¹⁴.

Finalmente es importante mencionar que si bien existe un aumento del nivel de sobretensión alcanzada a medida que aumenta la tensión de operación (producto de las dimensiones involucradas), el CFO aumenta en mayor proporción (espacio de aire en la cadena) lo cual causa que siempre los sistemas de menor tensión sean más susceptibles.

5.1.2 Impactos En La Estructura.

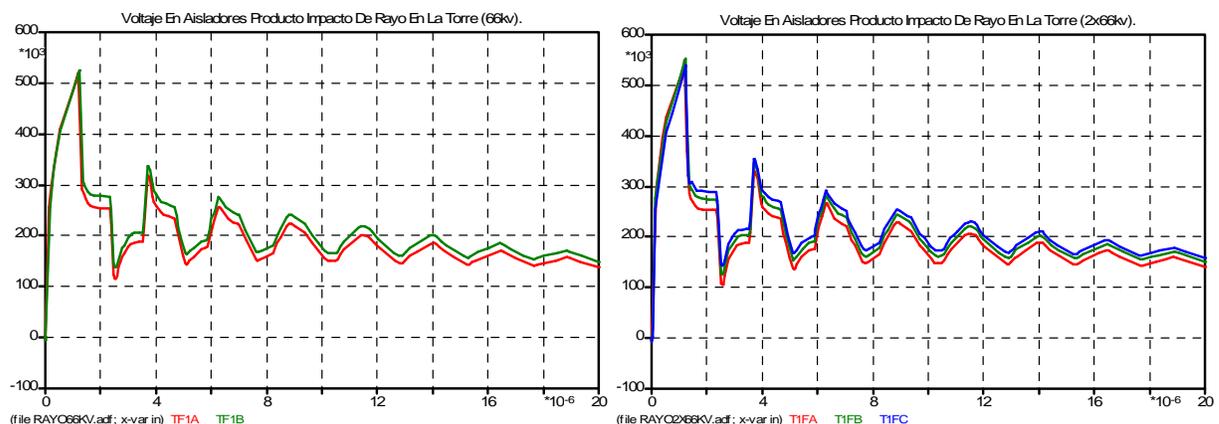


Figura 58: Voltaje En Aisladores Por Impacto En La Torre. 66kV y 2x66kV.

¹⁴ En el anexo nº5 se puede apreciar que el caso de 220 kV simple circuito cuenta con sólo un cable de guardia.

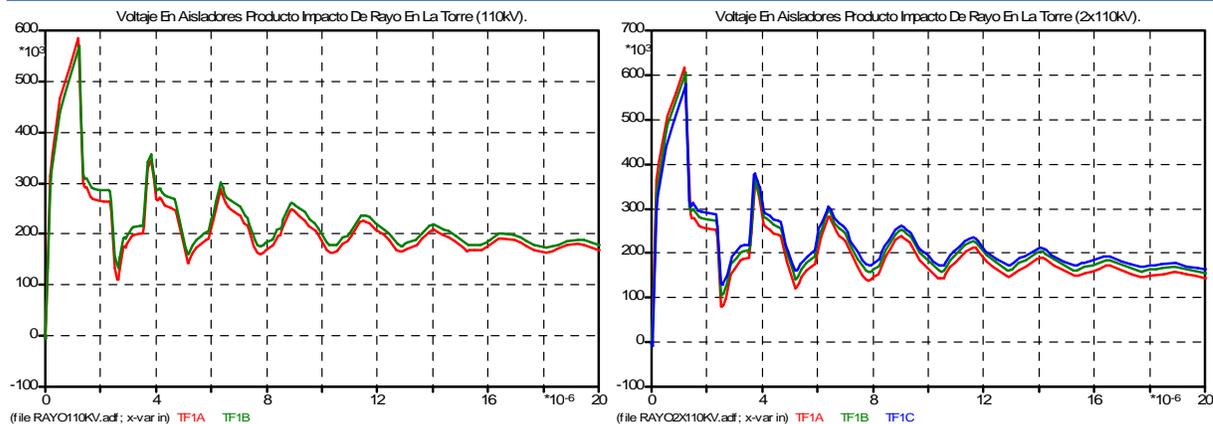


Figura 59: Voltaje En Aisladores Por Impacto En La Torre. 110kV y 2x110kV.

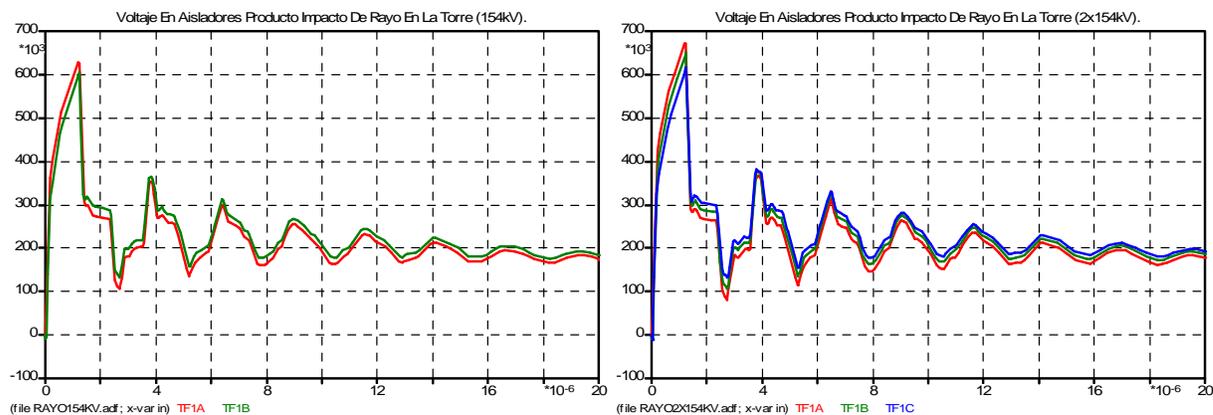


Figura 60: Voltaje En Aisladores Por Impacto En La Torre. 154kV y 2x154kV.

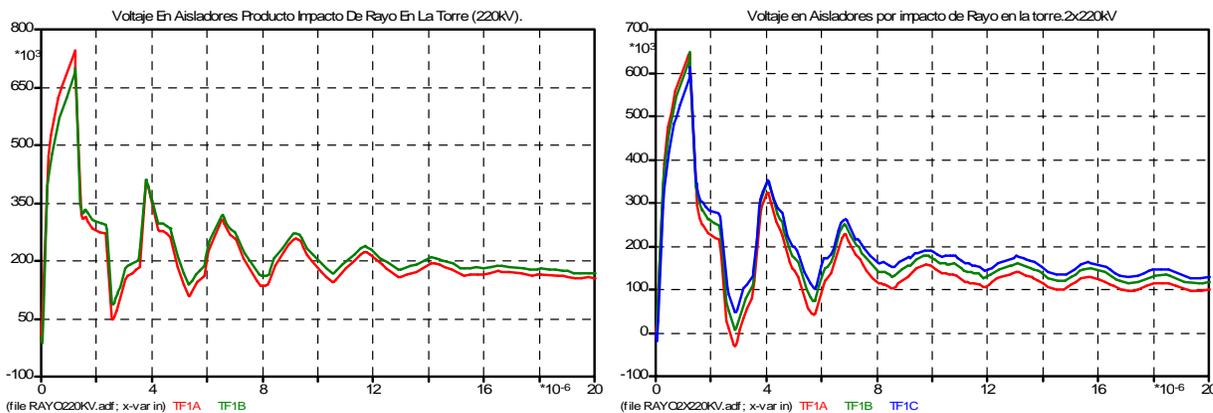


Figura 61: Voltaje En Aisladores Por Impacto En La Torre. 220kV y 2x220kV.

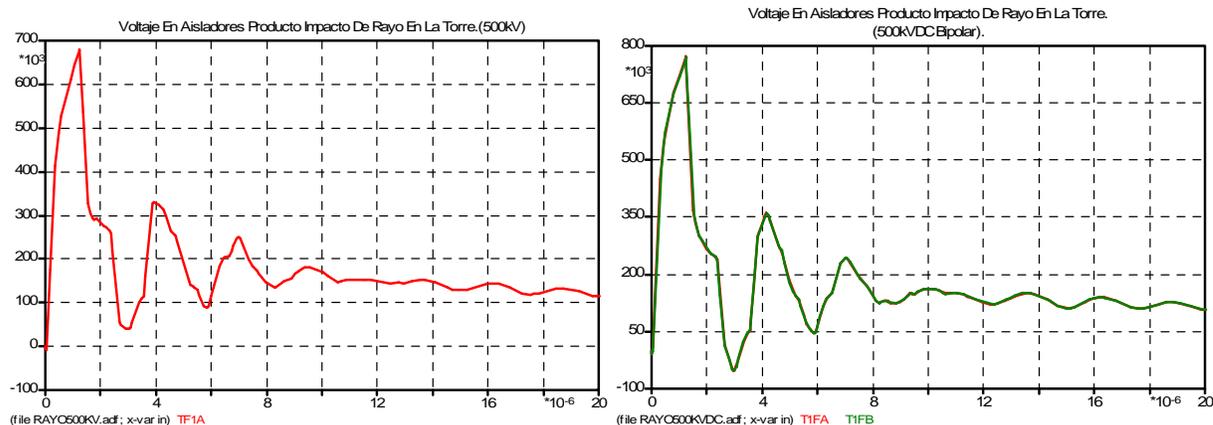


Figura 62: Voltaje En Aisladores Por Impacto En La Torre. 500kV AC Y DC Bipolar.

Las formas de onda y las magnitudes se pueden validar comparando los resultados obtenidos en [16][28], lo cual si bien es a través del mismo ATP(o el EMT) ya es un referente respecto al tratamiento aplicado en este trabajo. A su vez en este caso existen aspectos análogos al caso anterior y más bien se comentará las principales diferencias.

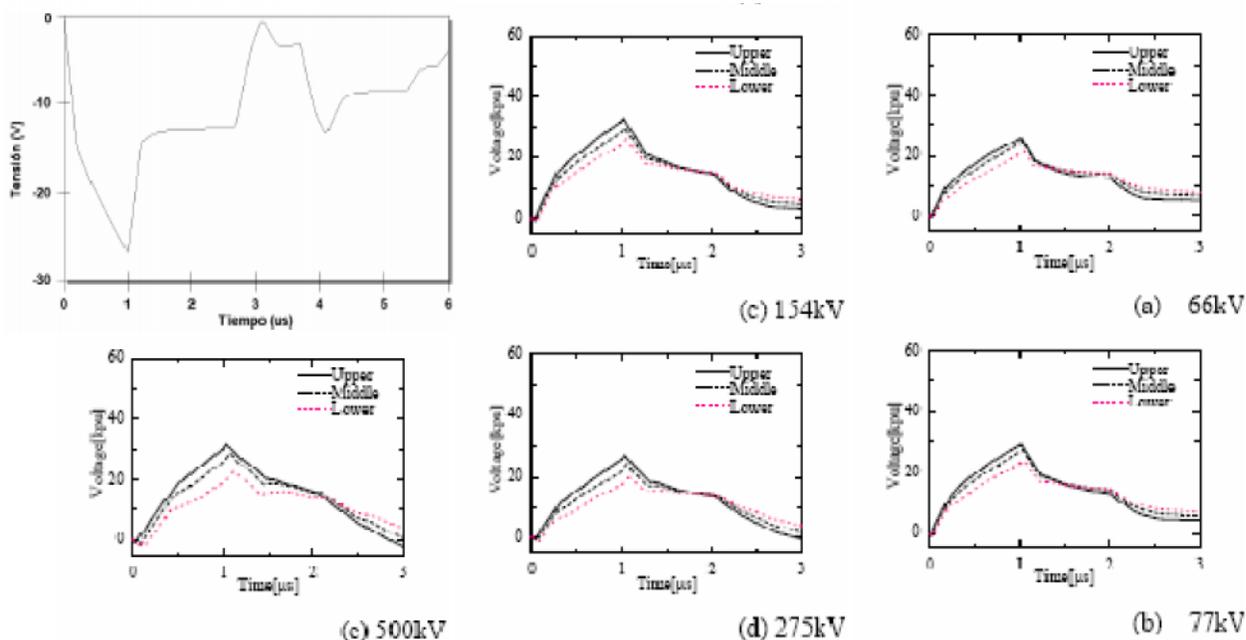


Figura 63: Resultados estudios [14][28] respectivamente (Impacto de Rayo en La Torre).

(En [16] (primera figura) se tienen las mismas consideraciones ya descritas (400kV), salvo ahora el impacto en la torre. En [28] se realiza una evaluación para diversos sistemas, tal como se indica en las 5 últimas figuras. En [28] se aplica una doble rampa de 1[kA], tiempo de frente de 1[μs] y tiempo cola de 70[μs]),

En primer lugar como bien se puede visualizar, el tiempo de aparición del frente de onda es nulo debido a que el impacto es directamente en la torre. Dicho frente es mayor en comparación al caso de impacto en el medio del vano del conductor de guardia.

Los niveles alcanzados son levemente inferiores al caso de impacto en el cable de guardia, esto podría considerarse que es contrario a los resultados en la bibliografía[5][10]. Pese a ello, si bien

tal como fue mencionado el impacto en medio del vano es en varios casos dejado de lado, en [16] se llega al mismo resultado y no se realiza mayor discusión en este estudio frente a ello.

En el mismo contexto en [8] se realiza un análisis más acucioso al respecto y se llega a la conclusión que a lo más la tensión alcanzada en ambos casos de impacto es igual, dependiendo de los valores de las distancias y tiempos de propagación.

Sin perjuicio de todo lo señalado anteriormente, se hizo un análisis más detallado en este asunto.

En la Figura 64 se aprecia dicho análisis, donde se grafica las corrientes:

- De Rayo (Doble Rampa)
- La corriente que se reparte igualmente a ambos lados (Doble Rampa de la mitad de la magnitud).
- La corriente que fluye hacia la punta de la torre (Oscilación Mayor Amplitud).
- La corriente que va hacia tierra (Oscilación de segunda Mayor Amplitud).
- La corriente que continua hacia el siguiente vano del conductor de guardia (Oscilación de Menor Amplitud).

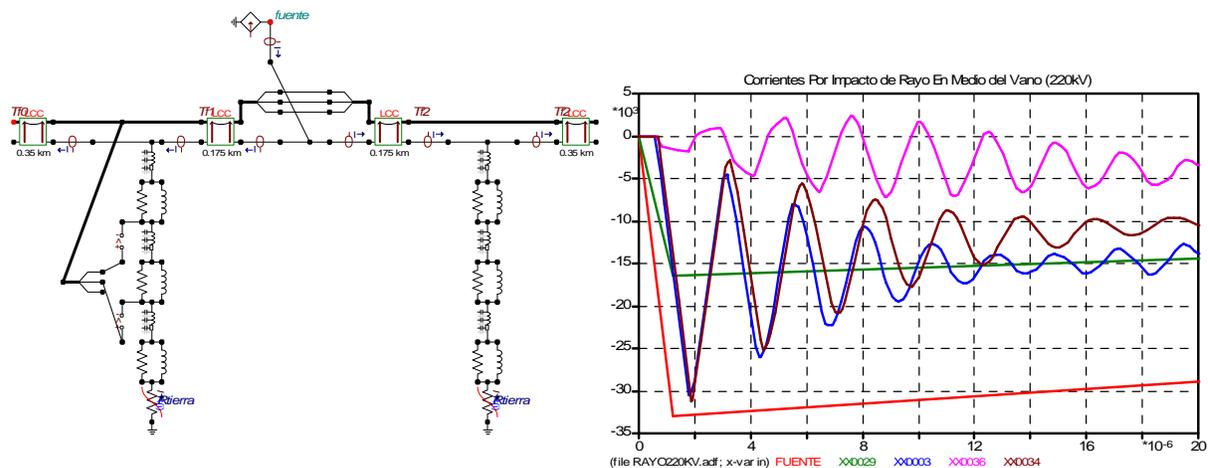


Figura 64: Análisis de Corrientes por Impacto en Medio Vano Del Cable de Guardia.

Observando el gráfico de la Figura 64 se tiene que la corriente que llega a la torre es de menor magnitud que la doble rampa de Rayo y su valor RMS no sería mayor al de la doble rampa que es repartida. Esto explicaría que es producto de la onda reflejada constructiva que existe un pico de corriente mayor al esperado, el cual induce a su vez sobretensiones “inesperadas”¹⁵. Discernir si este es un problema del software o en realidad la teoría expuesta no es del todo exacta está más allá de los alcances de este estudio.

¹⁵ Corrientes mayores a las esperadas de acuerdo a la teoría contribuirán a mayores caídas de tensión a lo largo de la torre.



5.2 Análisis Paramétrico De Resultados.

En esta etapa se realizó un barrido entre distintos parámetros considerados relevantes de acuerdo a la posibilidad de realizar simulaciones sistemáticas (una tras otra) tras sólo una ejecución del ATP e imprimir en un archivo de salida los valores peak para ciertas variables, que en este caso serían los valores máximos de las tensiones para cada cadena de aisladores.

5.2.1 Sobretenión Máxima Respecto A La Intensidad De Corriente De Rayo

5.2.1.1 Impactos En El Medio Del Vano

1) Impacto En Conductor De Fase

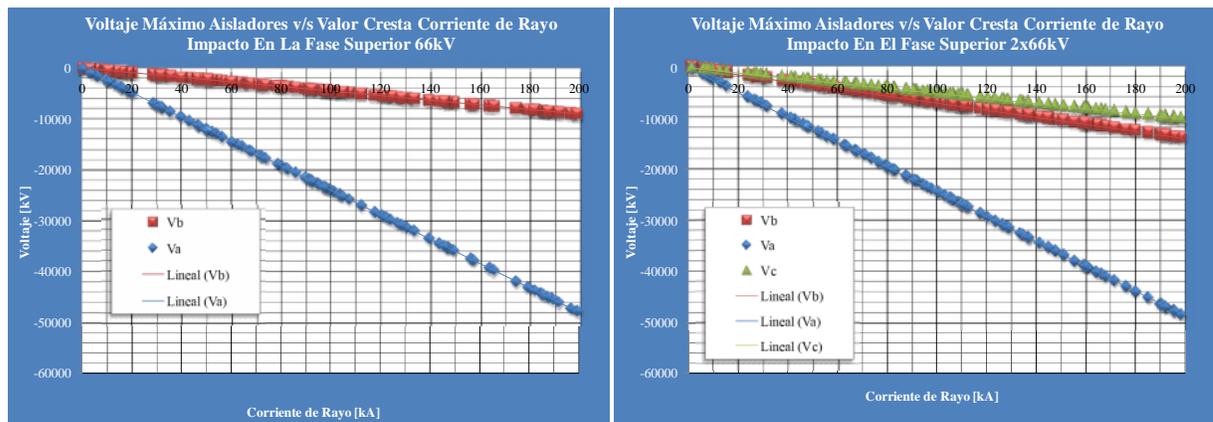


Figura 65: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En Fase Superior. 66kV Y 2x66kV.

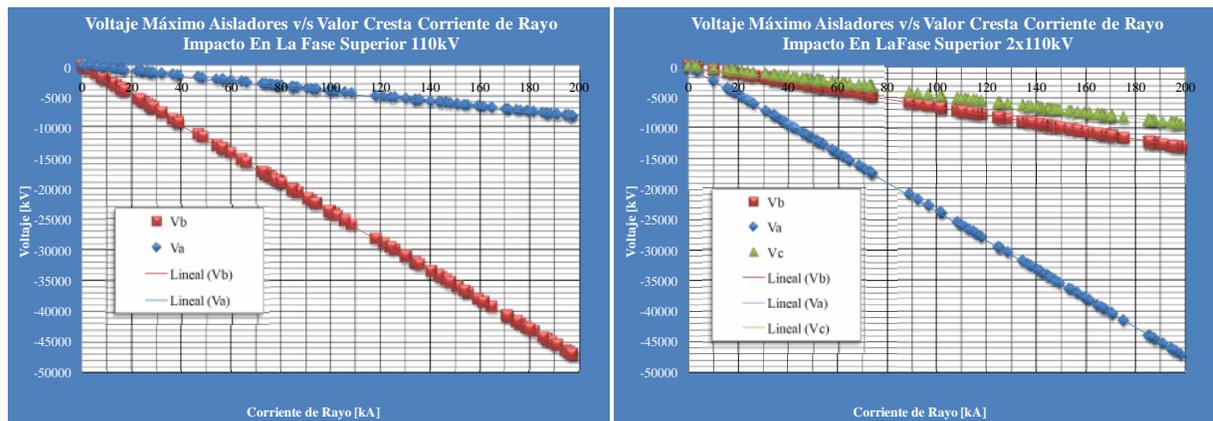


Figura 66: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En Fase Superior. 110kV Y 2x110kV.

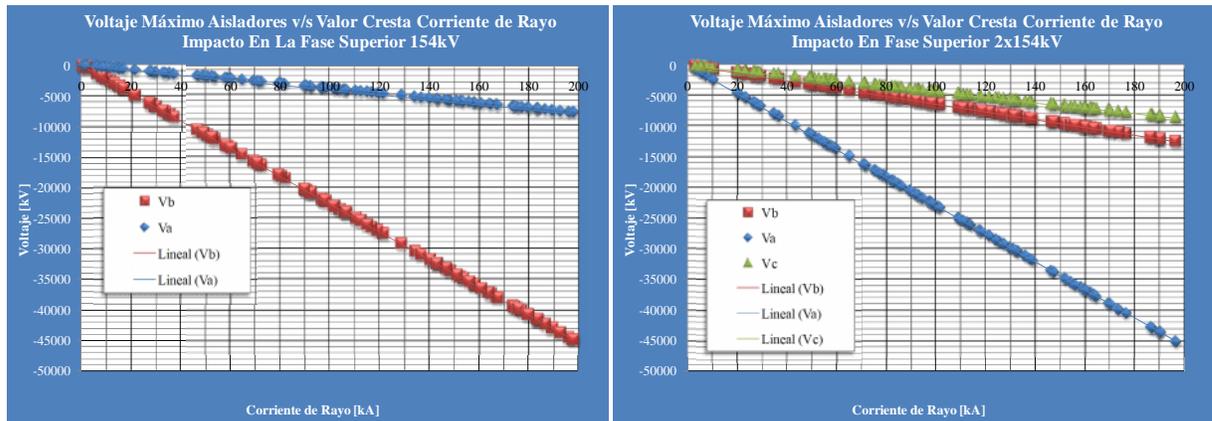


Figura 67: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En Fase Superior. 154kV Y 2x154kV.

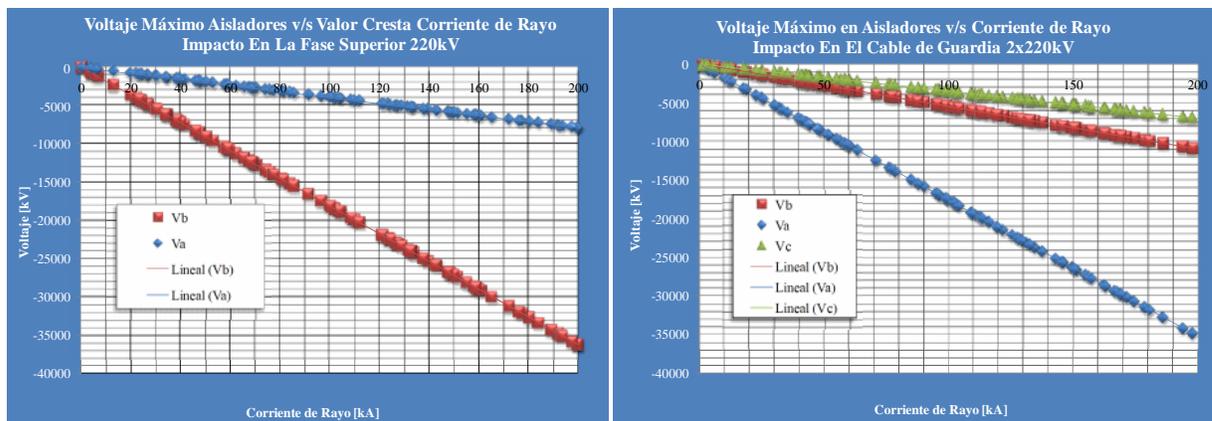


Figura 68: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En Fase Superior. 220kV Y 2x220kV.

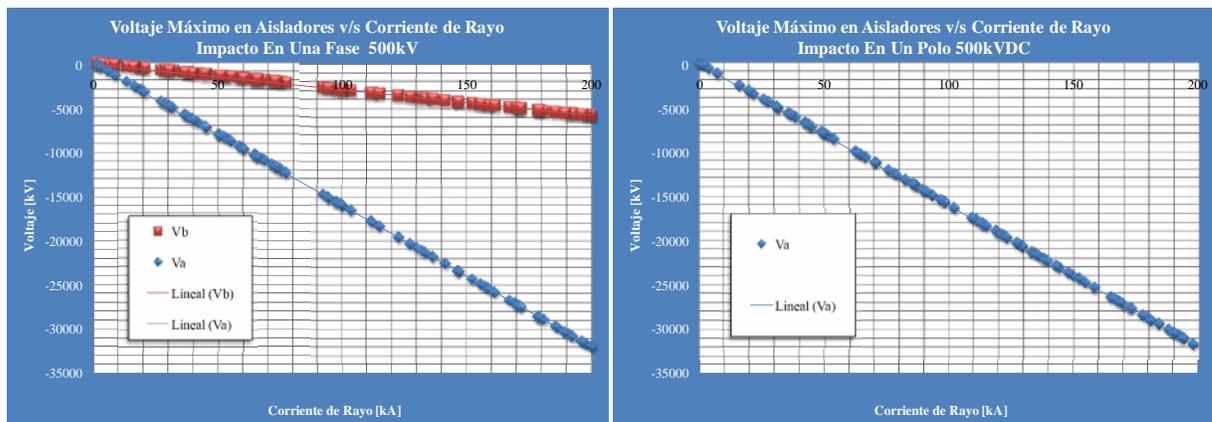


Figura 69: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En Fase Superior. 500kV AC Y DC Bipolar.

En un principio se aprecia que existe un comportamiento lineal para la sobretensión máxima en función de la corriente.

Tal como fue comentado, los modos aéreos son los más importantes en este tipo de impactos y para los sistemas de mayor tensión como fueron escogidos conductores de mayor sección equivalente, se presentan sobretensiones máxima considerablemente menores.



Para corrientes relativamente bajas ya se producen sobretensiones que irremediablemente producirán descarga; el signo negativo es producto de la polaridad de la corriente lo cual implica igualmente que la onda en caso de descarga viaja desde la fase hacia la estructura.

Finalmente por razones obvias la tensión en la fase impactada aumenta de manera más dramática que las restantes a medida que se presentan mayores corrientes de impacto.

2) Impacto En Conductor De Guardia.

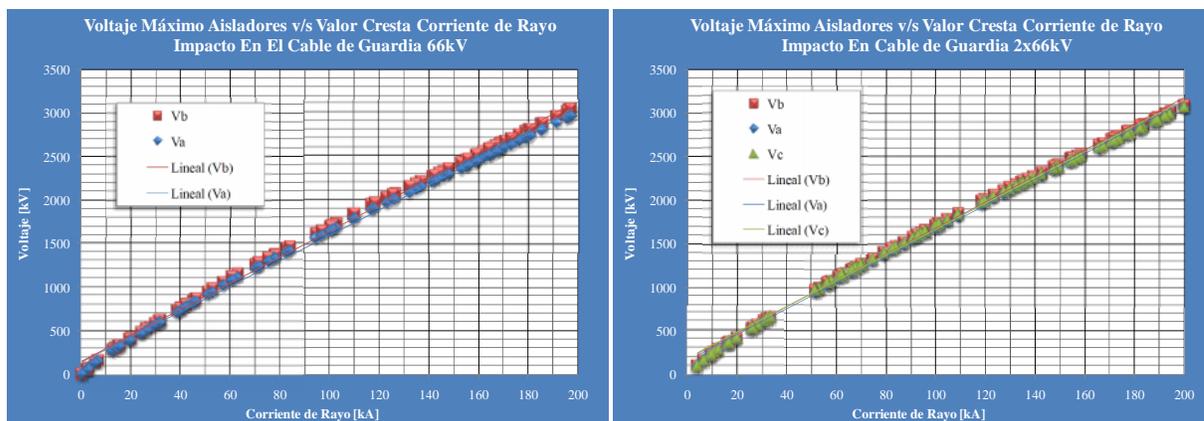


Figura 70: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En Cable De Guardia. 66kV Y 2x66kV.

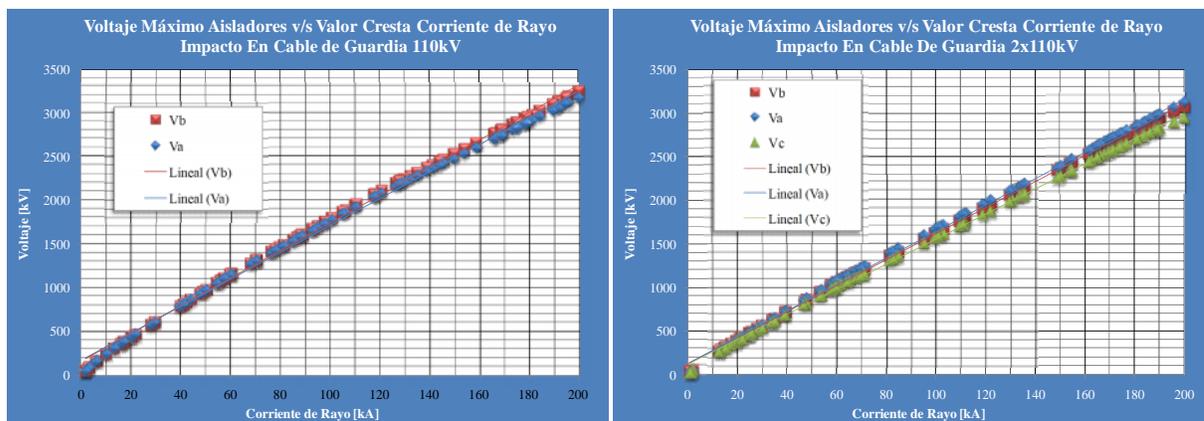


Figura 71: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En Cable De Guardia. 110kV Y 2x110kV.

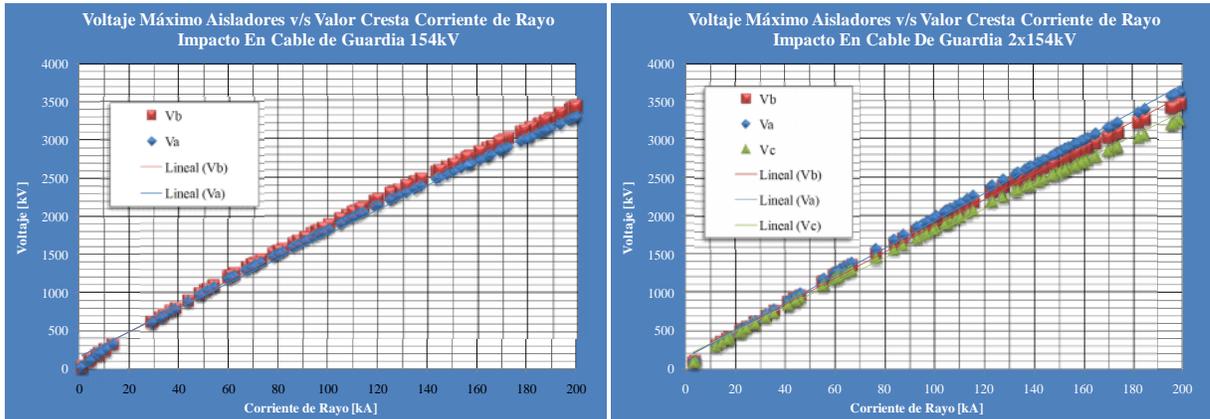


Figura 72: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En Cable De Guardia. 154 kV Y 2x154kV.

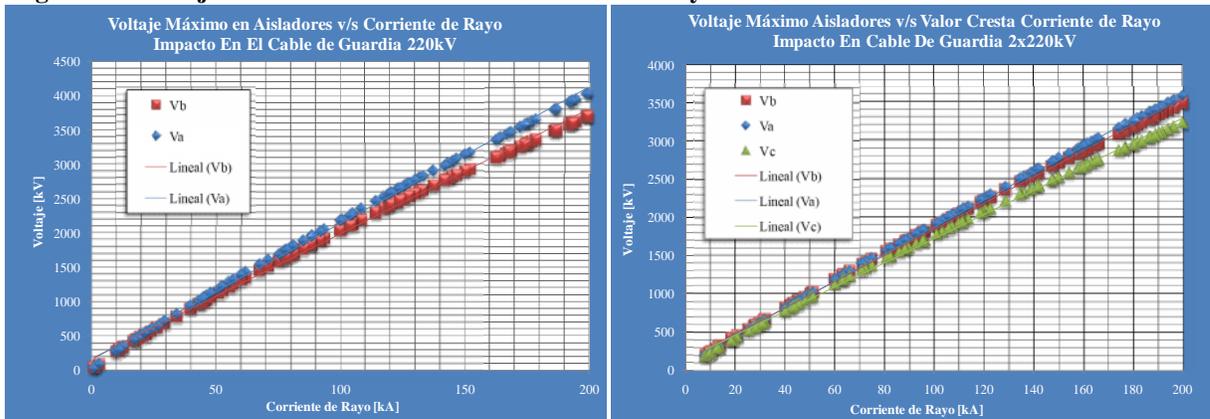


Figura 73: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En Cable De Guardia. 220kV Y 2x220kV.

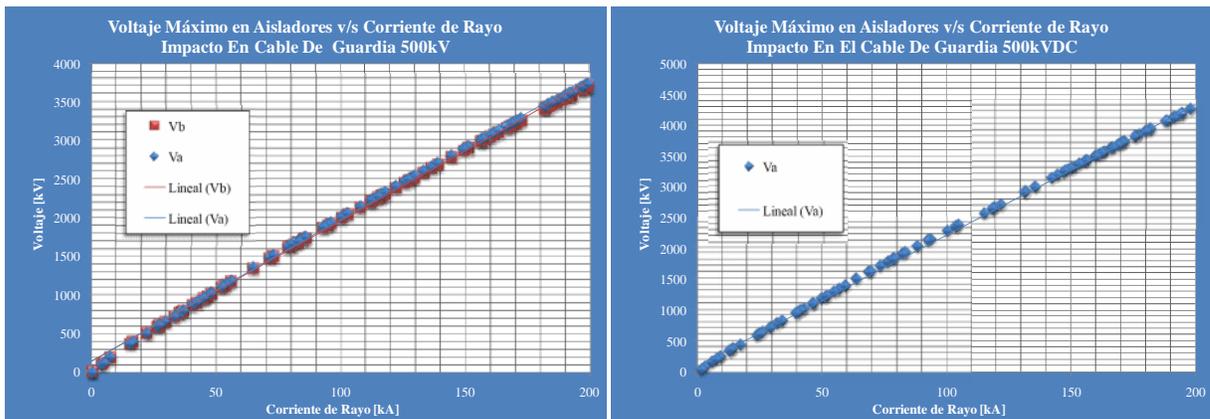


Figura 74: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En Cable De Guardia. 500kV AC Y DC Bipolar.



5.2.1.2 Impactos En La Estructura.

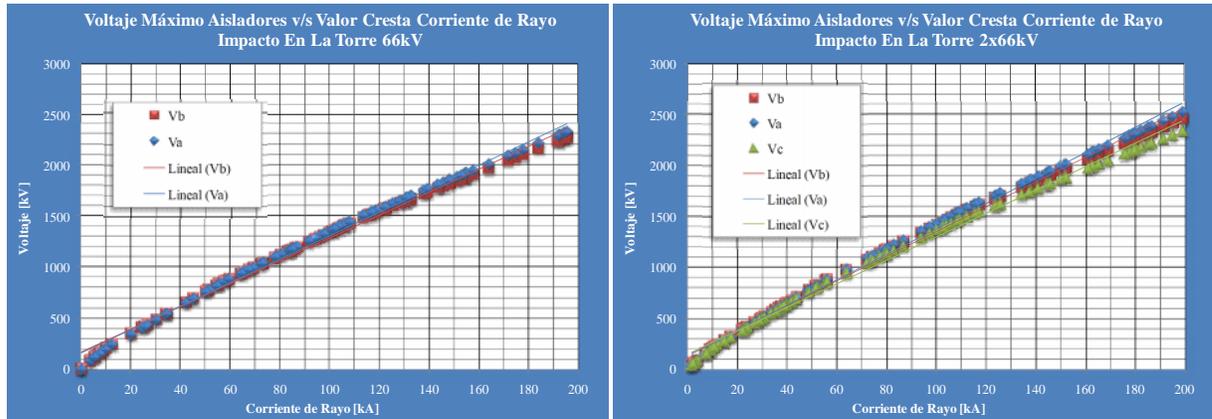


Figura 75: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En La Torre. 66kV Y 2x66kV.

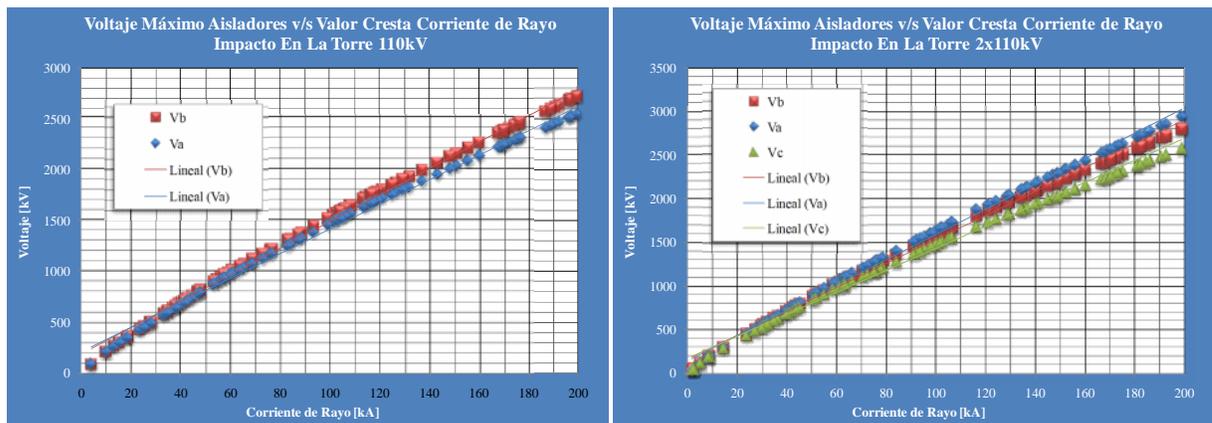


Figura 76: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En La Torre. 110kV Y 2x110kV.

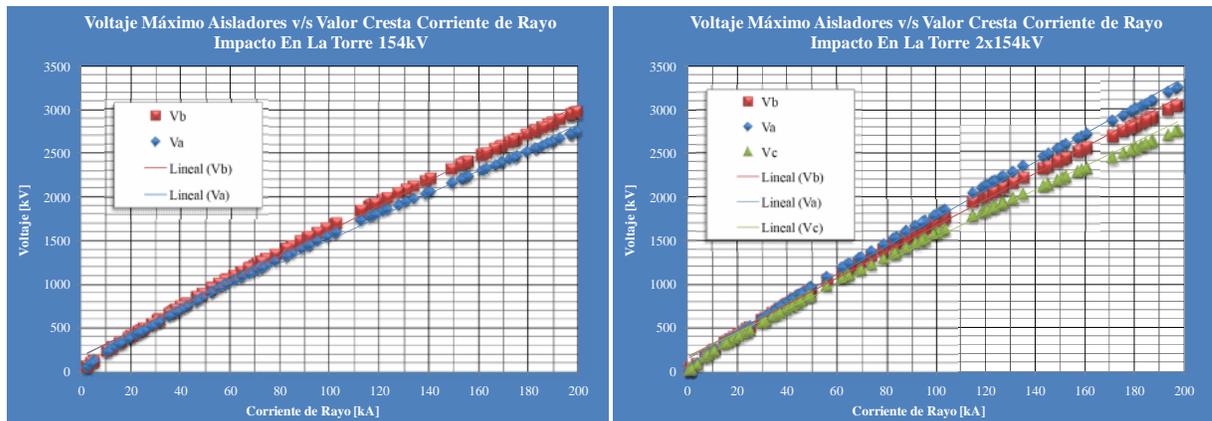


Figura 77: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En La Torre. 154kV Y 2x154kV.

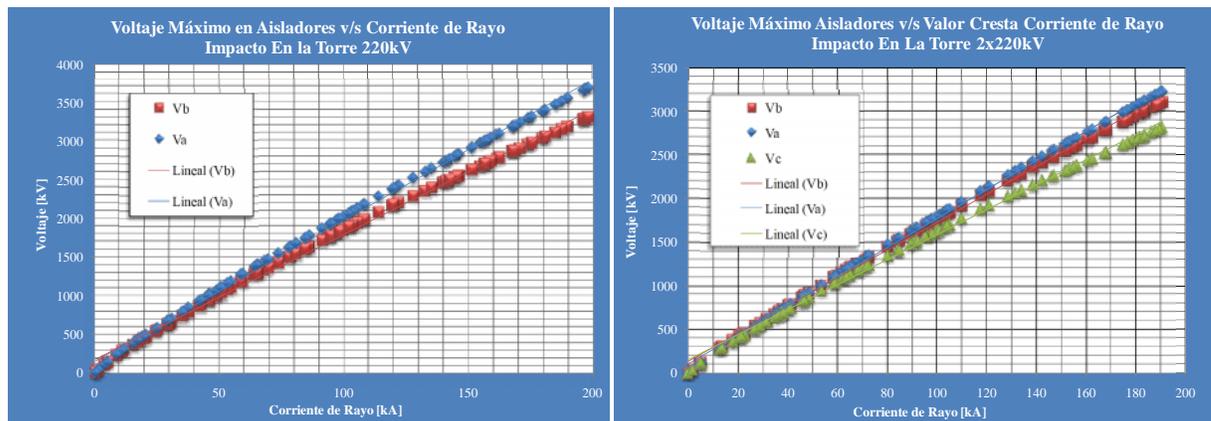


Figura 78: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En La Torre. 220kV Y 2x220kV.

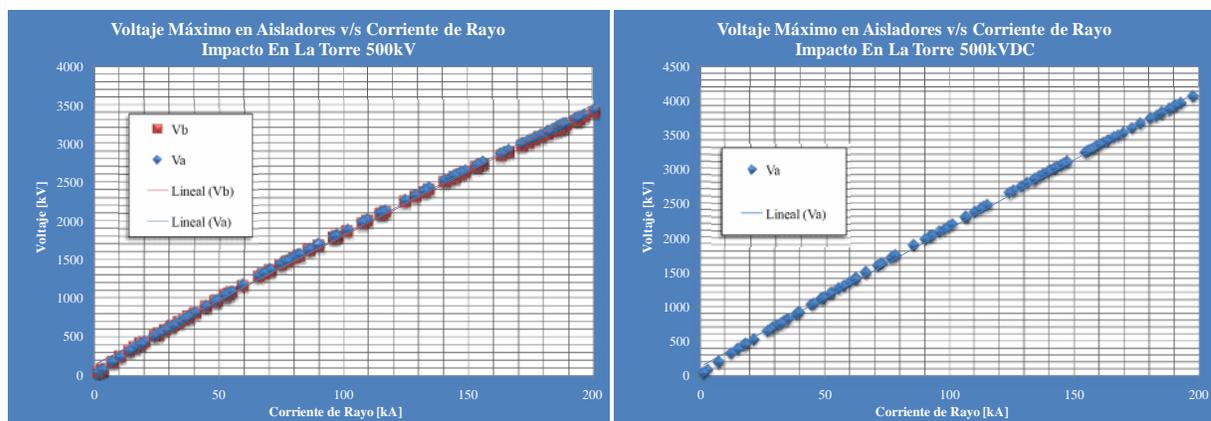


Figura 79: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Corriente Rayo En La Torre. 500kV AC Y DC Bipolar.

En términos generales los casos de impacto en el cable de guardia y estructura ya fueron, dentro de todo, abordados previamente. Además en cierta medida la magnitud de la tensión máxima alcanza valores parecidos en ambos casos.

Por lo anterior se realizan en conjunto los comentarios de ambos casos, donde se destaca en primer lugar el comportamiento lineal y que esta curva pasa por el punto (0,0). De acuerdo a esto, determinando el nivel alcanzado para una corriente de 1[kA] podría determinarse el nivel para cualquier corriente. Esto explica por qué en los análisis ya aludidos se revise tan sólo lo que ocurre para una corriente de 1[kA][16][28].

En [28] se realiza un análisis para distintos tipos de torres presentes en Japón y los valores si bien son realizados para un impacto de 1[kA], al ser extrapolados se tienen sobretensiones del orden de los 750 hasta los 900 kV para un impacto de 33 [kA]; esto se acerca bastante a los resultados obtenidos. Además si se toma en cuenta que en el estudio mencionado fueron consideradas dimensiones mayores que en este trabajo, se justificaría los niveles de sobretensión obtenidos.



5.2.2 Sobretensión Máxima Respecto Al Tiempo De Frente.

Dentro de este análisis fueron excluidos los impactos en la fase, pretendiendo ser consecuentes con lo planteado respecto a la baja probabilidad de falla de blindaje, lo cual es verificado y comprobado en el análisis estadístico posterior.

Por otro lado, de acuerdo a la gran sensibilidad que se observó que se presenta para valores muy pequeños del tiempo de frente, el barrido aleatorio¹⁶ se realizó con un mínimo cercano a $0.25\mu\text{s}$, mediante:

$$0.25 E^{-6} + 9 E^{-6} \text{ ran}(1)$$

5.2.2.1 Impacto En El Cable De Guardia

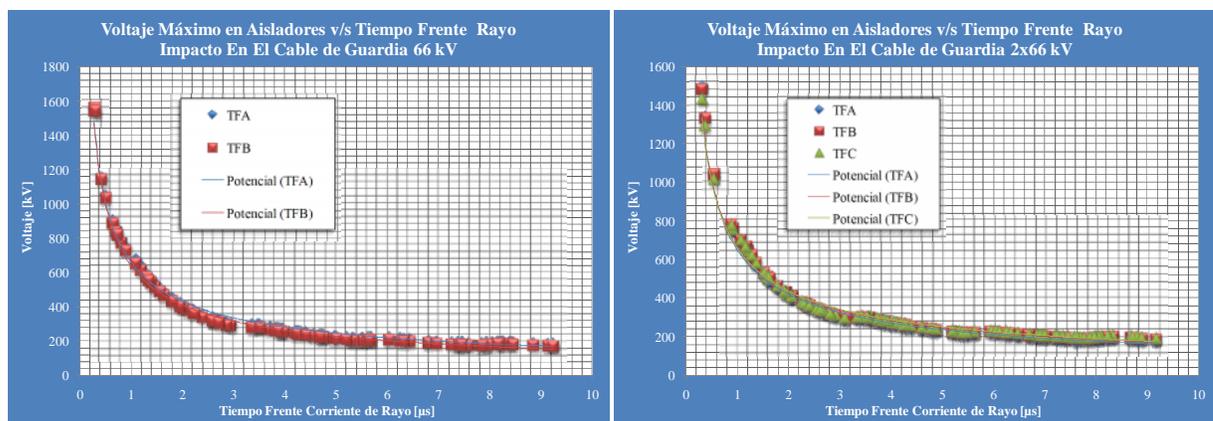


Figura 80: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Tiempo Frente Rayo En Cable De Guardia. 66kV Y 2x66kV

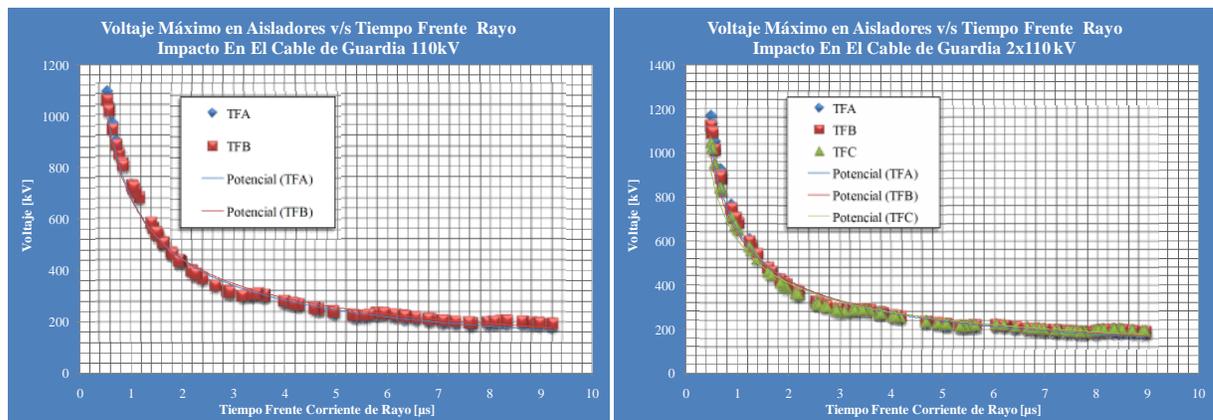


Figura 81: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Tiempo Frente Rayo En Cable De Guardia. 110kV Y 2x110kV

¹⁶ Tal como se plantea en el desarrollo se realizó un barrido aleatorio multiplicando un elemento random por el valor máximo del rango a evaluar.

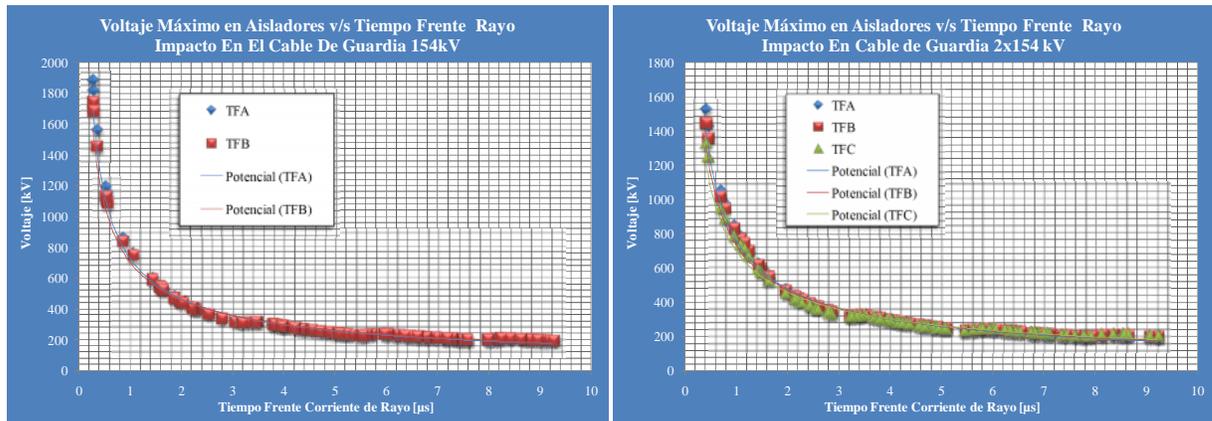


Figura 82: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Tiempo Frente Rayo En Cable De Guardia. 154kV Y 2x154kV.

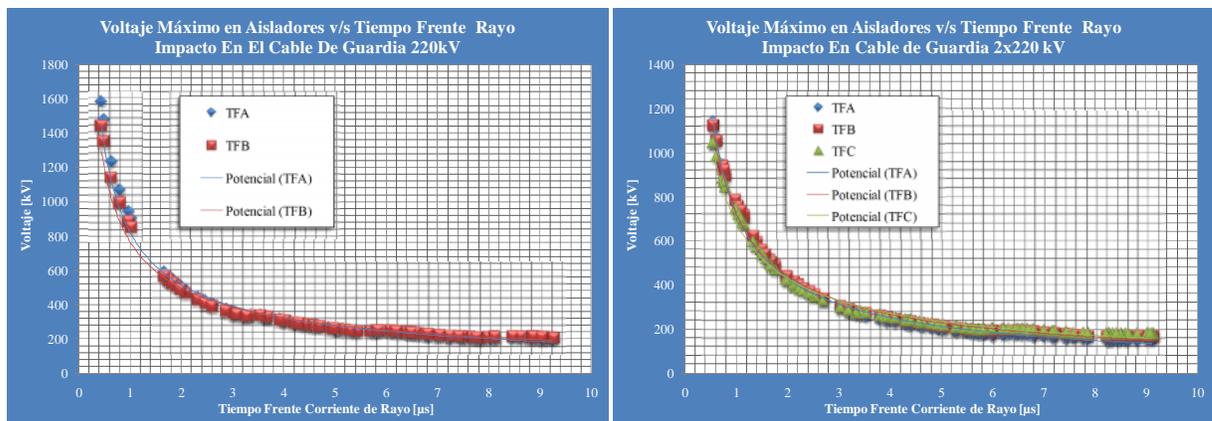


Figura 83: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Tiempo Frente Rayo En Cable De Guardia. 220kV Y 2x220kV.

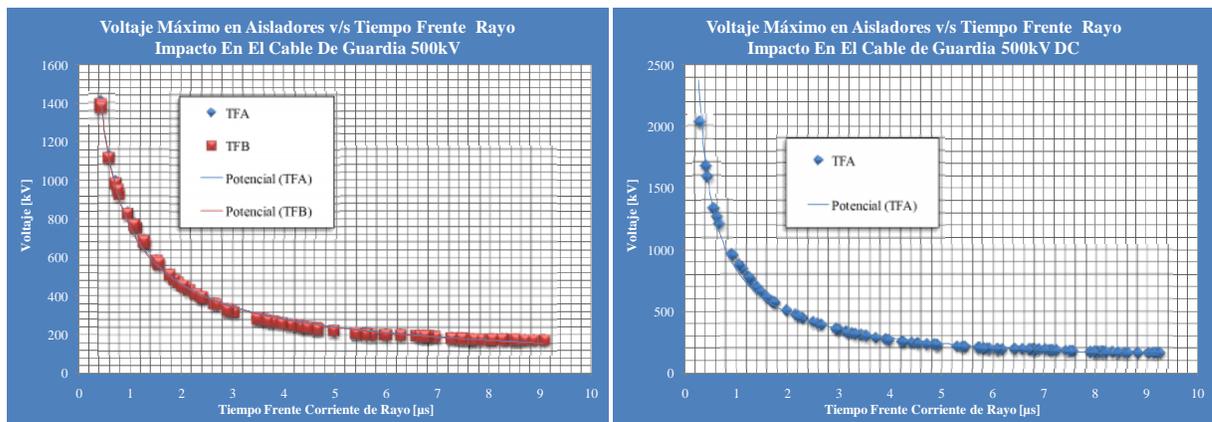


Figura 84: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Tiempo Frente Rayo En Cable De Guardia. 500kV AC Y DC Bipolar.



5.2.2.2 Impacto En La Torre

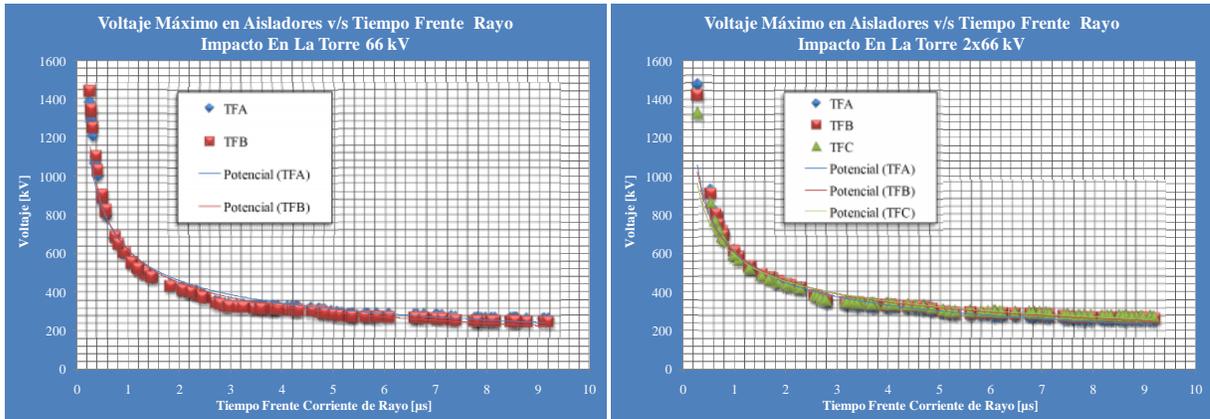


Figura 85: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Tiempo Frente Rayo En La Torre. 66kV Y 2x66kV.

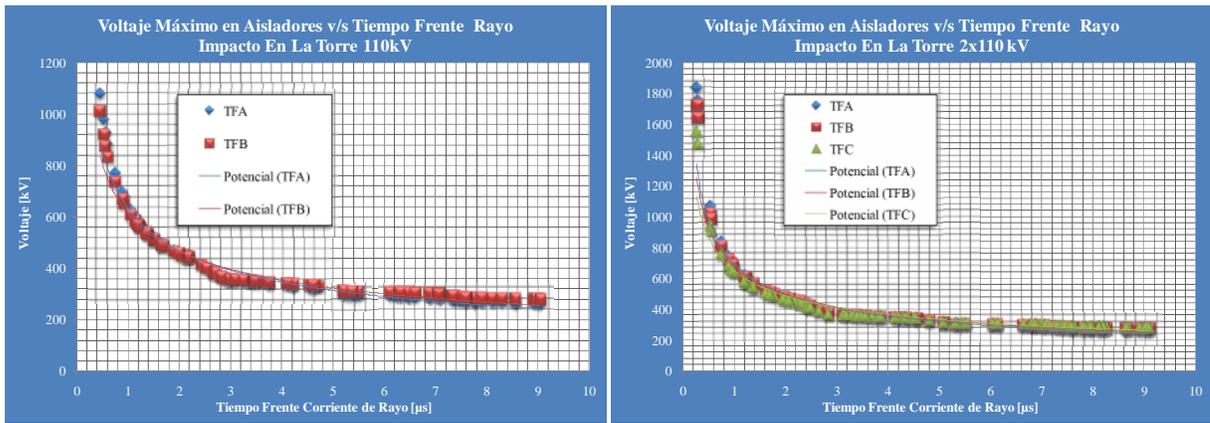


Figura 86: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Tiempo Frente Rayo En La Torre. 110kV Y 2x110kV.

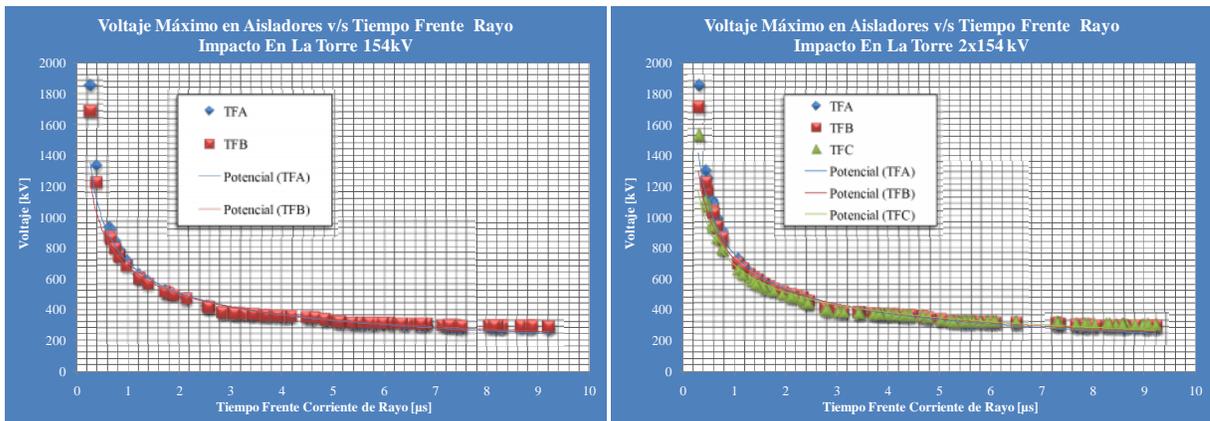


Figura 87: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Tiempo Frente Rayo En La Torre. 154kV Y 2x154kV.

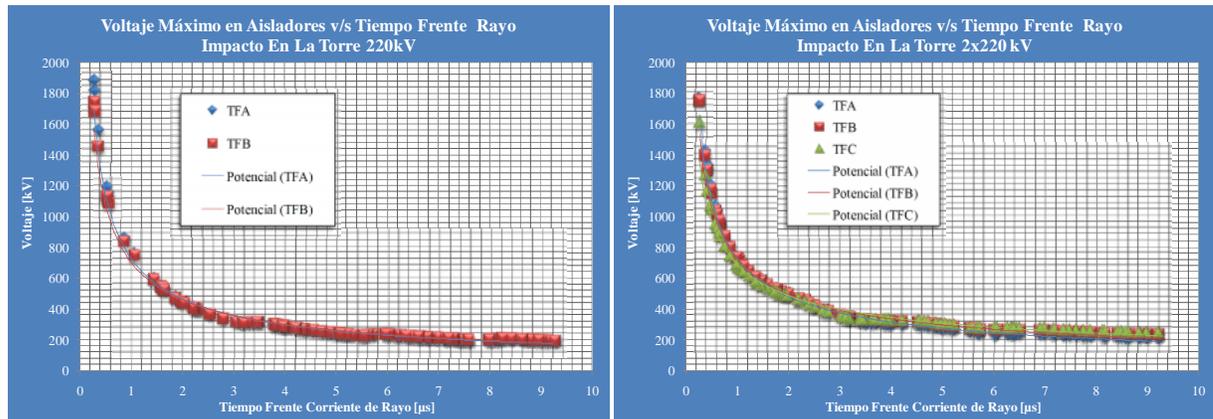


Figura 88: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Tiempo Frente Rayo En La Torre. 220kV Y 2x220kV.

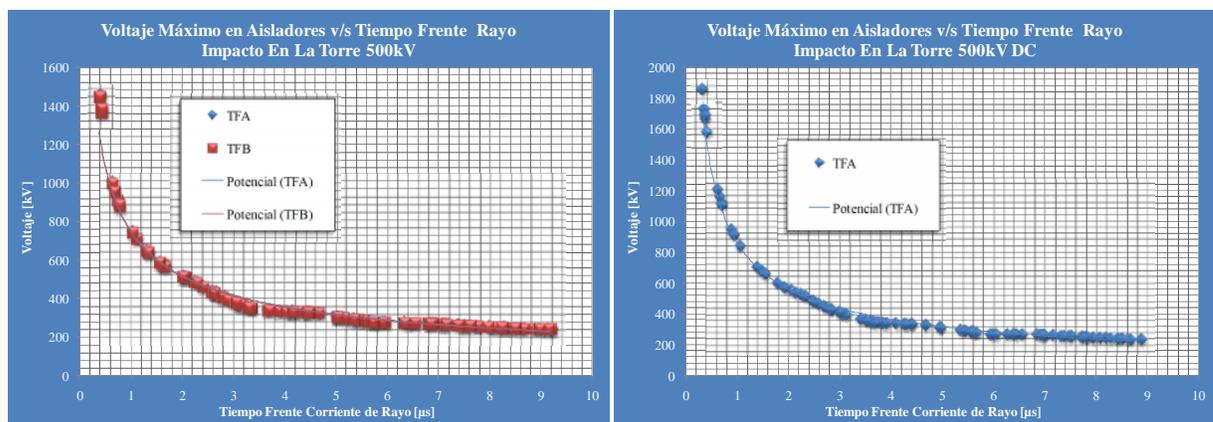


Figura 89: Voltaje Máximo En Aisladores V/S Tiempo Frente Rayo En La Torre. 500kV AC Y DC Bipolar.

Tal como en el análisis anterior, se comentará conjuntamente los gráficos para tanto el impacto en la torre como en el cable de guardia.

En primera instancia se aprecia que existe un comportamiento no lineal de la sobretensión alcanzada y decreciente a medida que se tiene un tiempo de subida mayor. La tensión máxima puede hasta duplicarse para una misma corriente, de 33 kA en este caso. Este efecto se explica producto de la superposición de ondas reflejadas y en tránsito. A medida que disminuye el tiempo de frente de la onda incidente, es análogo a que la onda viajase con mayor velocidad, lo cual produce que la tensión máxima aumente.

Una curva de tendencia del tipo $A \cdot x^b$ se ajusta muy bien a estos resultados, lo cual podría permitir que se entregase una expresión para determinar este comportamiento. Lamentablemente en la bibliografía observada no fue posible hallar expresiones que sirvieran para realizar comparaciones.

Por otro lado si se comparan los distintos gráficos puede verse que en términos generales se mantienen las tendencias ya descritas previamente para los anteriores análisis. Salvo ciertos aspectos:



- En principio a medida que disminuye el tiempo de frente se tiende a manifestar una diferencia a favor del voltaje máximo para un impacto en la torre frente a un impacto en el cable de guardia.
- Al existir una gran sensibilidad en torno a tiempos de frente bajos, pueden producirse confusiones.
- Existe un punto de inflexión para valores cercanos a $4\mu\text{s}$, dependiendo del caso que se trate.

En relación a la comparación con resultados de otros estudios, no existe mucha bibliografía al respecto, tan solo [16] realiza un análisis de este tipo; sólo podemos decir que la tendencia es similar.

5.2.3 Sobretensión Máxima Respecto A La Resistencia De Puesta A Tierra

En esta etapa se analizó el comportamiento de la tensión máxima en la cadena de aisladores a medida que cambia la resistencia de puesta a tierra. Se realizó un barrido desde +0 a 150 Ω .

Además de lo descrito en el punto anterior, cabe mencionar que la resistencia de puesta a tierra no tiene mayor importancia en la tensión en la cadena de aisladores producto de un impacto de rayo en una de las fases. Esto ocurre por el carácter de la tensión inducida a lo largo de la fase, que se puede deducir de la expresión descrita en el segmento 4.3.

5.2.3.1 Impacto En El Vano Del Cable De Guardia

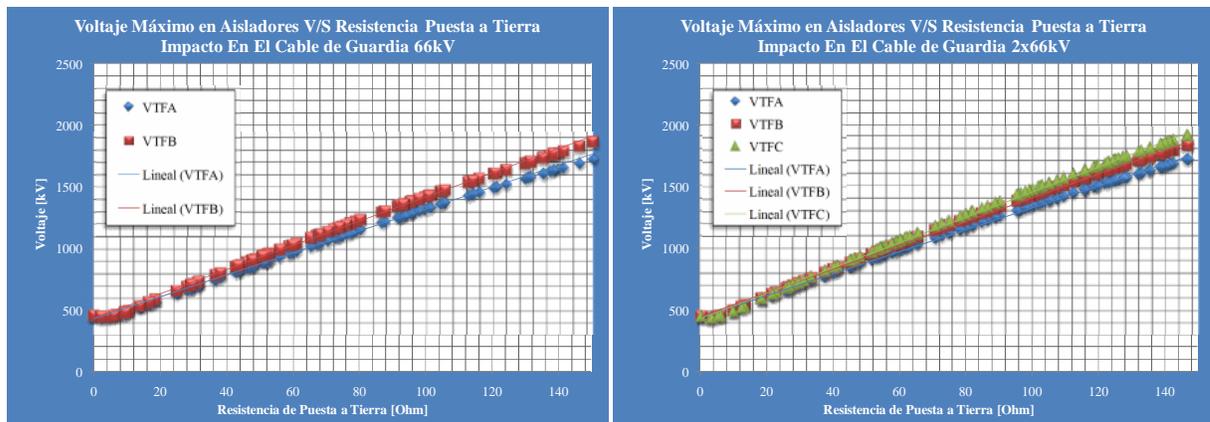


Figura 90: Tensión Máxima En Aisladores V/S Resistencia Tierra Rayo En Cable De Guardia. 66kV Y 2x66kV.

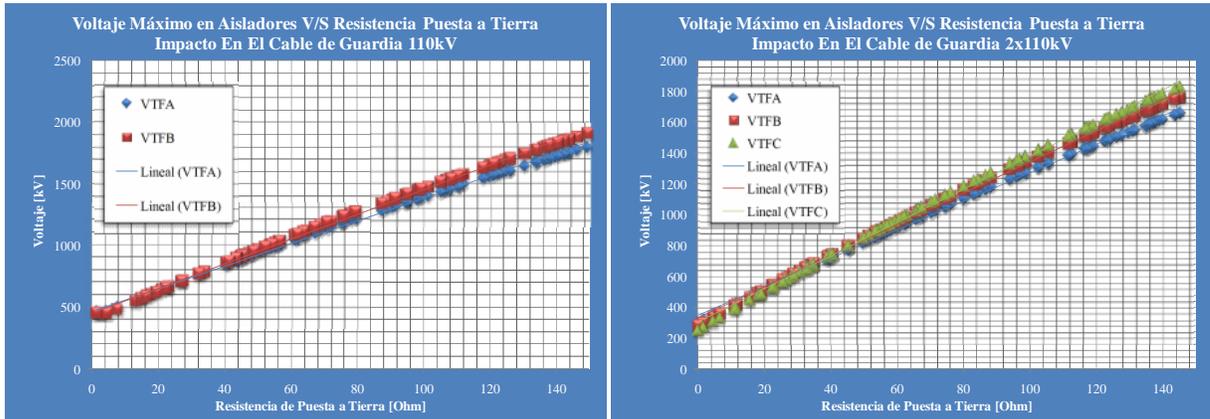


Figura 91: Tensión Máxima En Aisladores V/S Resistencia Tierra Rayo En Cable De Guardia. 110kV Y 2x110kV.

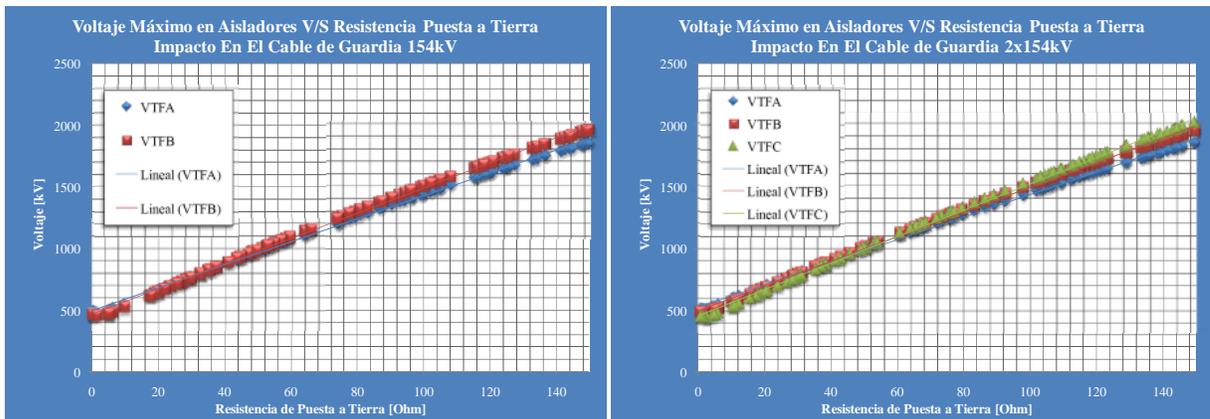


Figura 92: Tensión Máxima En Aisladores V/S Resistencia Tierra Rayo En Cable De Guardia. 154kV Y 2x154kV.

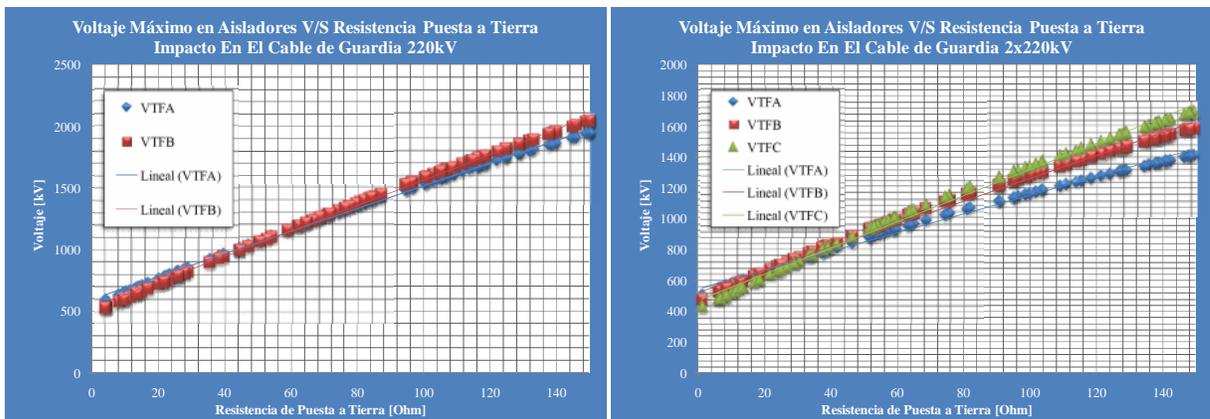


Figura 93: Tensión Máxima En Aisladores V/S Resistencia Tierra Rayo En Cable De Guardia. 220kV Y 2x220kV.

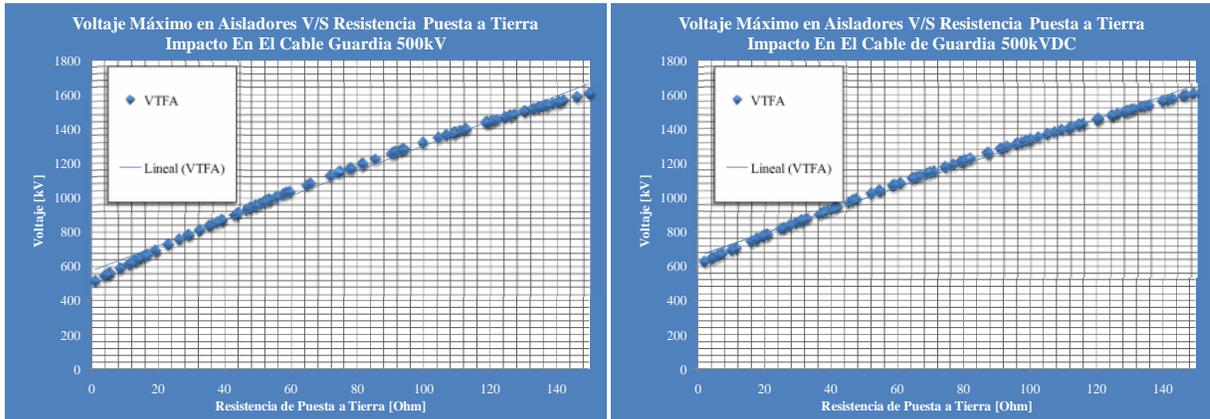


Figura 94: Tensión Máxima En Aisladores V/S Resistencia Tierra Rayo En Cable De Guardia. 500kV AC Y DC Bipolar.

5.2.3.2 Impacto En La Torre

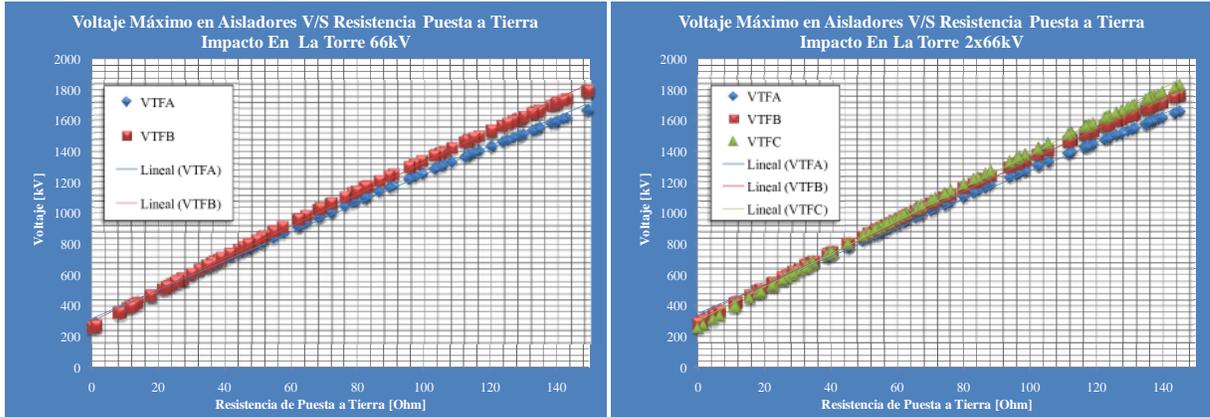


Figura 95: Tensión Máxima En Aisladores V/S Resistencia Tierra Rayo En La Torre. 66kV Y 2x66kV.

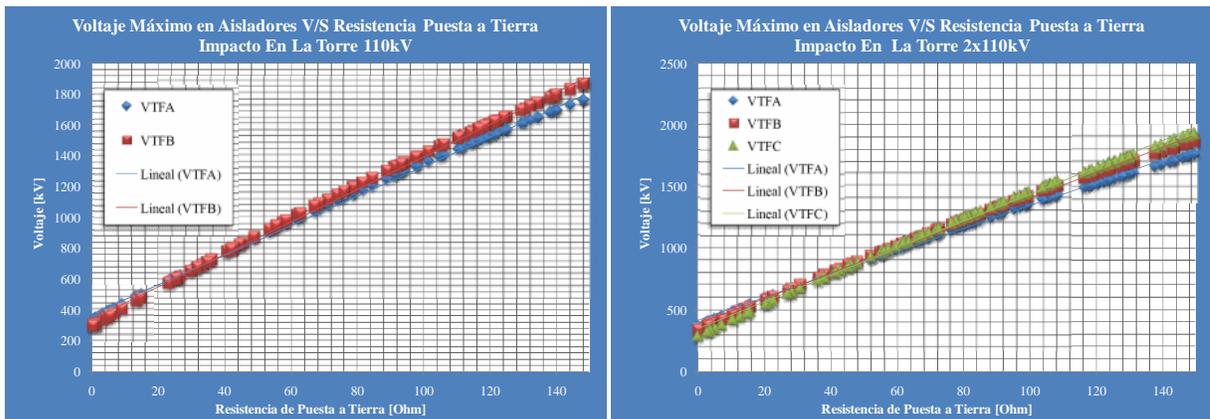


Figura 96: Tensión Máxima En Aisladores V/S Resistencia Tierra Rayo En La Torre. 110kV Y 2x110kV.

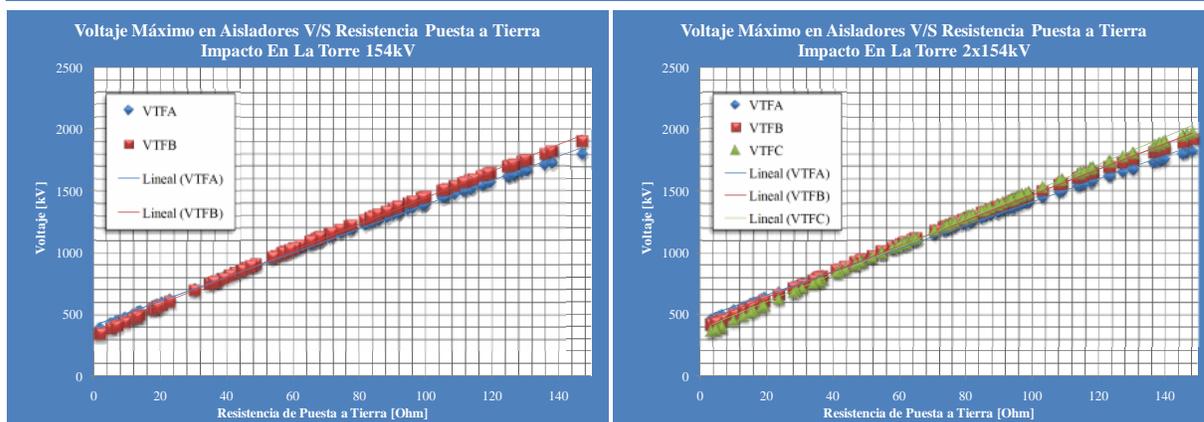


Figura 97: Tensión Máxima En Aisladores V/S Resistencia Tierra Rayo En La Torre. 154kV Y 2x154kV.

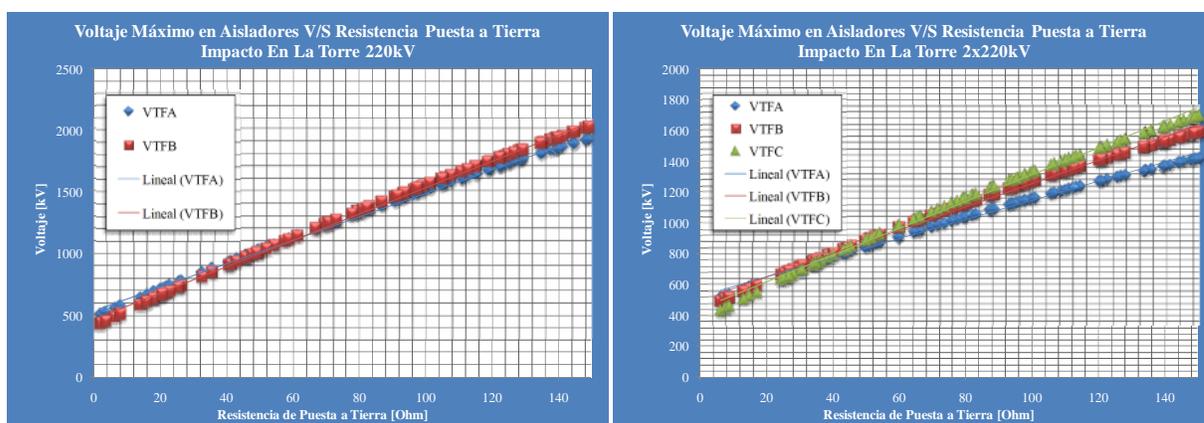


Figura 98: Tensión Máxima En Aisladores V/S Resistencia Tierra Rayo En La Torre. 220kV Y 2x220kV.

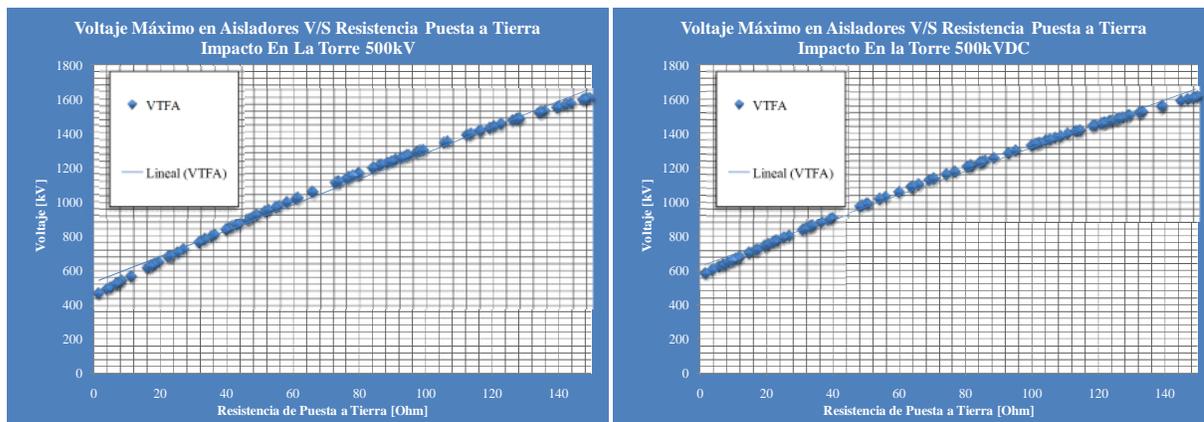


Figura 99: Tensión Máxima En Aisladores V/S Resistencia Tierra Rayo En La Torre. 500kV AC Y DC Bipolar.

En relación al comportamiento de las tensiones producidas se puede mencionar lo que sigue.

- En primera instancia se aprecia un comportamiento lineal y creciente, que estaría justificado de acuerdo a lo planteado en la teoría.
- Existe una tensión mínima distinta a cero que esta explicada en gran medida por la incorporación de elementos resistivos en el modelo de la torre.



- Para valores medios de R se tiene generalmente la curva sobre la recta de tendencia, mientras que para valores máximos la curva se encuentra bajo la recta de tendencia; este hecho está explicado por la inclusión de la característica no lineal en la resistencia.
- Comparando entre los distintos sistemas de transmisión y casos no existe una gran diferencia a lo que ya ha sido mencionado, salvo el interesante hecho que para una determinada resistencia (en torno a los 40 Ω , pero que varía para cada caso) se genera una mayor sobretensión para las fases ubicadas en la parte inferior de la torre. Esto se explicaría entendiendo que existiría una mayor diferencia de potencial desde dicha fase a tierra, que hacia "la tierra" de la fuente ideal de corriente.

Finalmente y en relación a todo el análisis paramétrico, se aclara que estas curvas pretenderían ser un primer intento de determinar curvas de utilidad en análisis de sobretensiones de rayo para casos generales y he ahí la preocupación de generar esta gran cantidad de gráficas. Por lo que desde luego cualquier análisis más exhaustivo y ojalá con una contraparte empírica sería lo más adecuado[23], quedando propuesto para trabajos futuros.

5.3 Resultados Análisis Estadístico De Sobretensiones

En esta etapa se mostrarán los resultados de las simulaciones sistemáticas considerando los distintos parámetros de acuerdo a su carácter aleatorio que fue implementado y descrito en la sección 4.4 .

5.3.1 Distribuciones De Probabilidades

En primera instancia se muestran las distribuciones de probabilidades para los valores aleatorios implementados. Lo anterior más que constituir una parte de los resultados propiamente tales, son una validación de que los métodos estadísticos se encuentran bien aplicados.

Es necesario mencionar que las figuras no son extraíbles directamente desde el ATP, pues si bien existen formas más elaboradas para el tratamiento de resultados[15], esto no alcanzó a ser del todo abordado. Entonces lo que se hizo fue tomar los archivos de salida del ATP y mediante un código simple en Visual Basic, se creó un código capaz de:

- En un rango de valores (muestreo) para cada variable, construir distintos intervalos.
- Ver el número de veces que las variables arrojadas en una simulación están en cada intervalo.
- Así finalmente obtener la probabilidad de que una muestra tome un valor dentro de cada intervalo.

Esto fue realizado para un número de 3000 simulaciones por caso, lo cual ya es suficiente para que cada distribución asuma una forma adecuada visualmente.



5.3.1.1 Parámetros Del Rayo, Localización Y Resistencia Puesta A Tierra

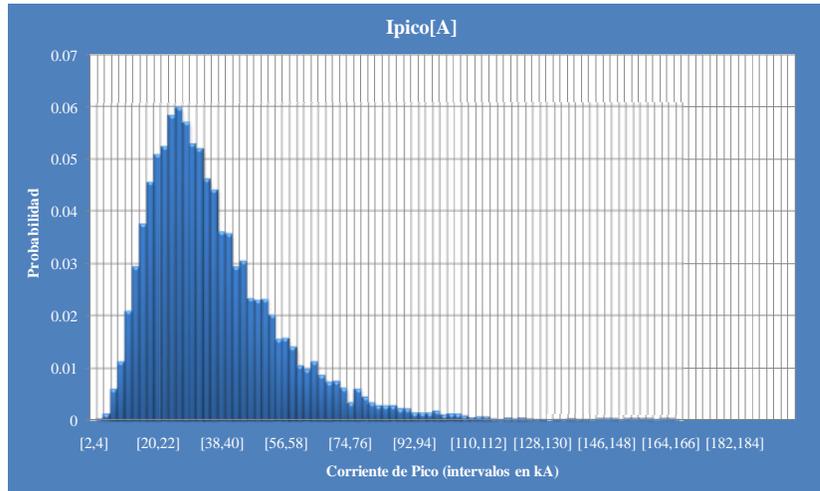


Figura 100: Distribución Probabilidad Corriente Máxima Onda De Rayo.

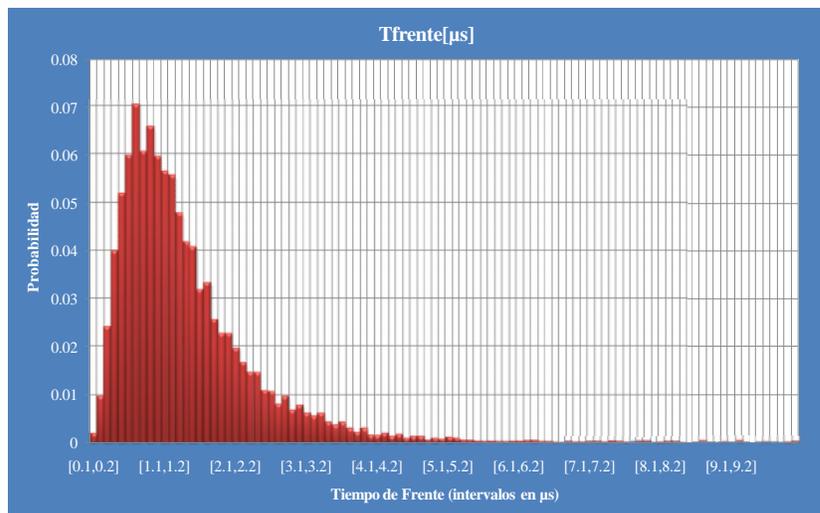


Figura 101: Distribución Probabilidad Tiempo Frente Onda De Rayo.

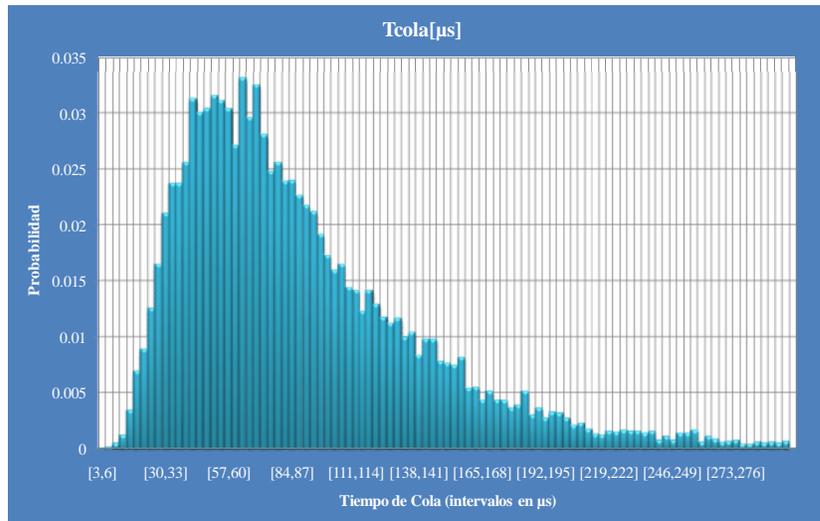


Figura 102: Distribución De Probabilidades Tiempo De Cola Onda De Rayo.

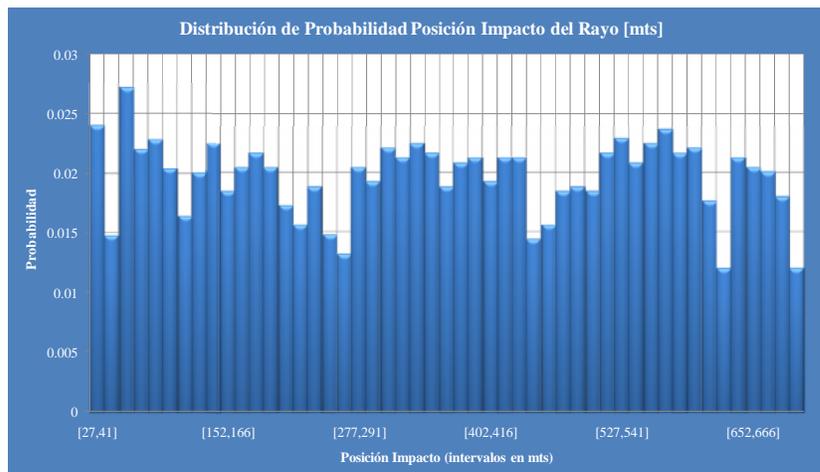


Figura 103: Distribución De Probabilidades Posición De Impacto Del Rayo.

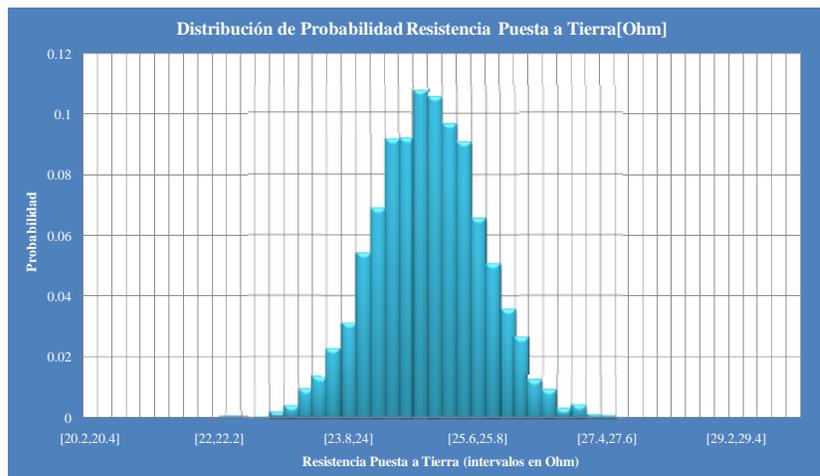


Figura 104: Distribución De Probabilidades Resistencia Puesta A Tierra.



Tal como fue mencionado, de estas figuras lo que más es posible concluir es que el modelo estadístico está validado. Esto pues el barrido aleatorio sigue las distribuciones propuestas en el desarrollo y los valores medios cuadran en un margen aceptable. En este aspecto [16][29] también realizan el mismo método de validación para las distribuciones implementadas.

Pese a lo anterior existen aspectos que son interesantes de decir:

- En relación a la corriente de rayo, valores de hasta al menos 10 [kA] son de baja probabilidad, lo cual prácticamente descarta la presencia de fallas de blindaje¹⁷.
- La corriente de rayo difícilmente sería mayor a 150 [kA].
- El tiempo de frente variaría principalmente entre los 0 a 3 μ s, esto contrastado con las líneas de tendencia del comportamiento de la sobretensión como función de este tiempo¹⁸, nos dice que la corriente de pico no es la única variable que explica la presencia o no de descargas de manera sustancial.

5.3.1.2 Voltaje De Descarga.

Al igual que en casos previos, la necesidad de incorporar la distribución del voltaje de descarga es producto de tener un chequeo del comportamiento del modelo implementado. Este parámetro sería el último de los datos de ingreso chequeados para incorporar al modelo desarrollado.

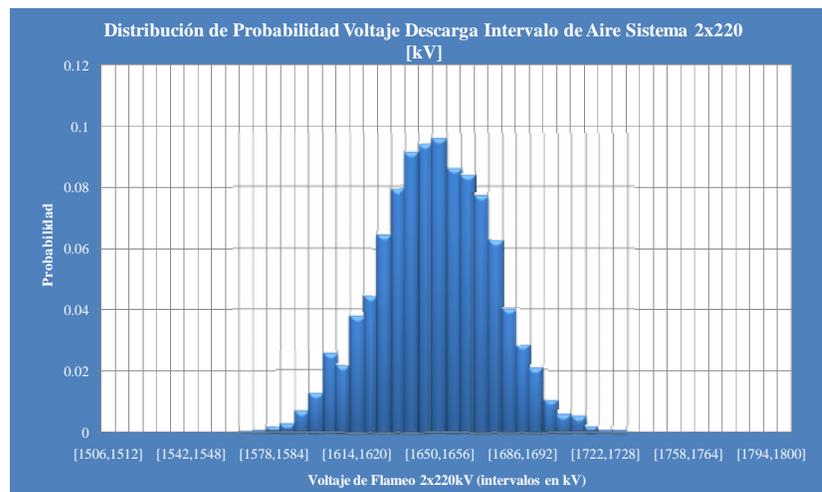


Figura 105: Distribución Probabilidades Voltaje Descarga Intervalo Aire Sistema 2x220kV.

¹⁷ De la tabla 11 puede observarse que ya inclusive para valores inferiores a 20[kA] la distancia falla de blindaje es nula.

¹⁸ Recordar que una sobretensión para un tiempos inferiores a 1[μ s] puede hasta duplicarse en comparación a una con un tiempo de frente superior a 3[μ s]

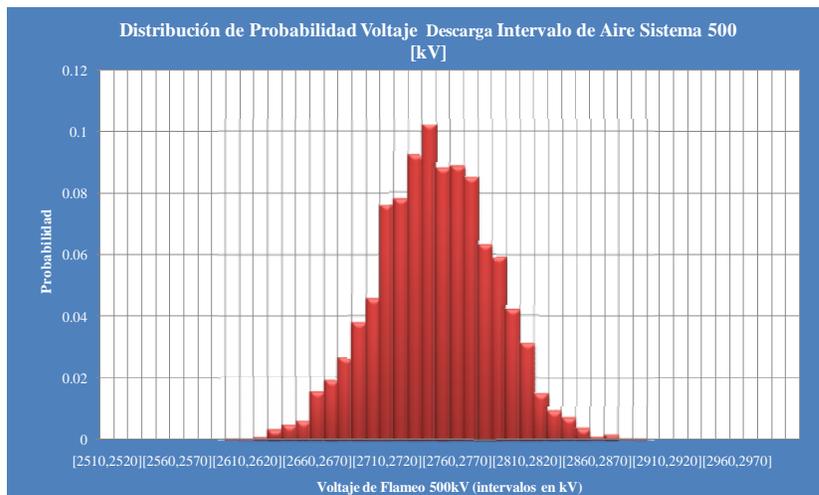


Figura 106: Distribución Probabilidades Voltaje Descarga Intervalo Aire Sistema 500kV.

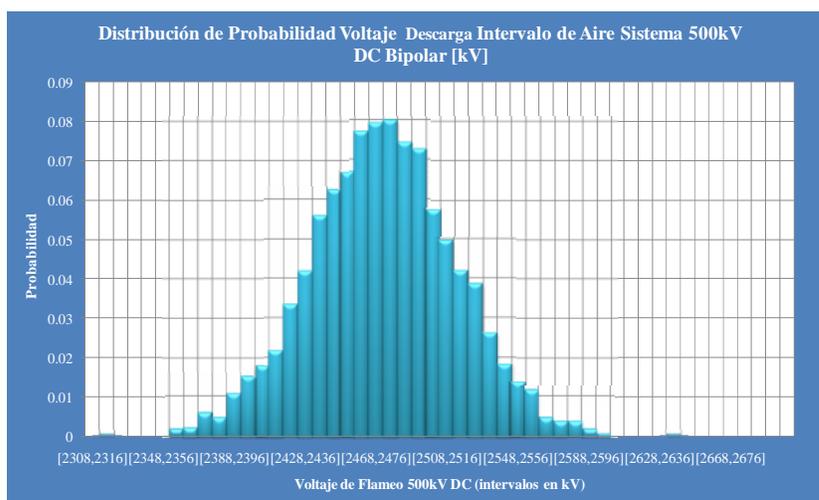


Figura 107: Distribución Probabilidades Voltaje Descarga Intervalo Aire Sistema 500kV DC Bipolar.

En términos generales los resultados para estos parámetros avalan el modelo.

5.3.1.3 Distancia De Blindaje

La distancia de blindaje al ser dependiente de la corriente de rayo, se puede inferir que tendrá una distribución de forma similar a dicho parámetro.

El motivo de observar el comportamiento de esta variable permite validar la selección de la franja de estudio igual a 1 km, pues una distancia muy pequeña produciría errores en la lógica de control de los interruptores, mientras una muy superior entregaría valores que no serían representativos.¹⁹

¹⁹ De acuerdo al método de Montecarlo, si la franja es muy ancha debería incorporarse un número extremadamente alto de simulaciones para que exista una mayor densidad de la distribución de caídas en la zona susceptible.

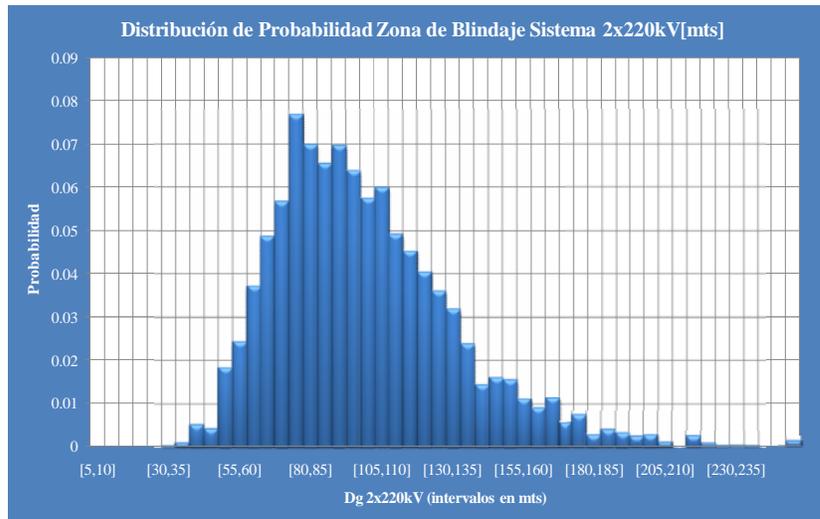


Figura 108: Distribución Probabilidades Zona Blindaje Sistema 2x220kV.

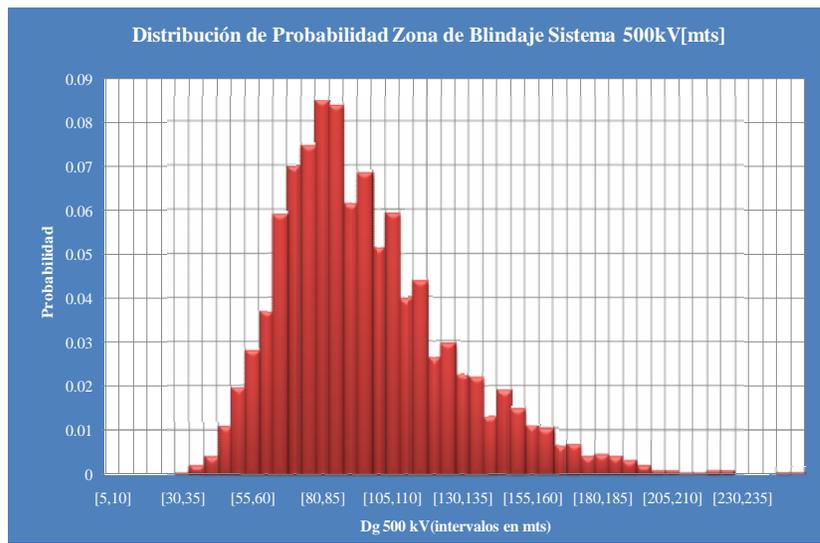


Figura 109: Distribución Probabilidades Zona Blindaje Sistema 500kV.

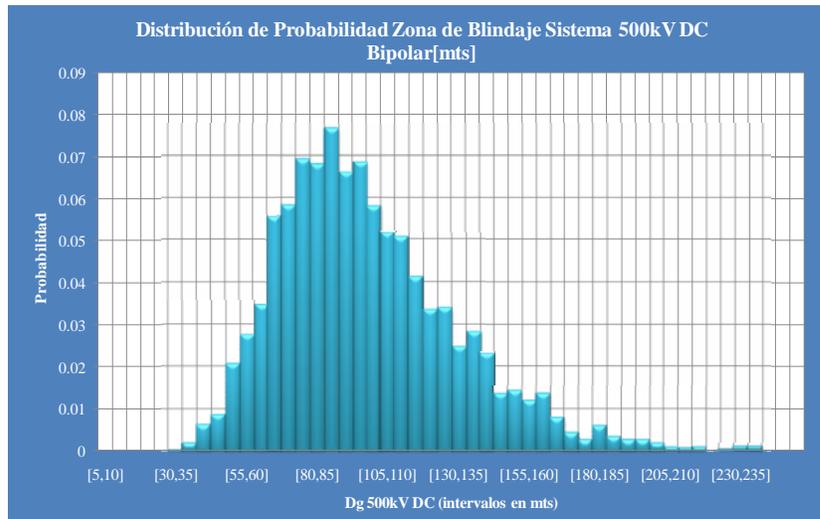


Figura 110: Distribución Probabilidades Zona Blindaje Sistema 500kV DC Bipolar.

Si se toma en cuenta la descripción e implementación del modelo electrogeométrico, podemos concluir que el ancho de la franja de estudio está bien escogido. Esto porque los 500 m hacia cada lado desde el centro de la torre que incorpora el modelo, no son inferiores al ancho de la zona de blindaje, ni tampoco excede en demasiada medida dicha zona.

Otro hecho que se puede deducir es que si bien también existe una dependencia de la geometría de la línea, en términos generales para los 3 sistemas en estudio hay una apreciable semejanza en los resultados, lo cual implicaría que la magnitud del rayo es la variable más importante en determinar estas distancias.

También puede corroborarse del mismo hecho anterior que los sistemas de geometría más ancha tendrán una mayor tasa de impacto y menor número de ensayos con el impacto a tierra.

5.3.1.4 Sobretensión De Rayo.

Una vez que son revisados los valores entregados aleatoriamente por el ATP y que corresponden a parámetros de entrada en el modelo, se muestran los resultados obtenidos para las sobretensiones generadas por impactos.

Cabe mencionar que como buscamos ilustrar plenamente los voltajes alcanzados en esta instancia, aún no son incorporados los interruptores que modelan la descarga. Simplemente se han medido los voltajes obtenidos, por lo que no existen ondas recortadas y lo que se observan son los voltajes máximos alcanzados en la cadena de aisladores. Cuando el objeto sea obtener la tasa de fallas, serán considerados dichos interruptores, lo cual es parte del siguiente punto.



1) Sistema 220kV

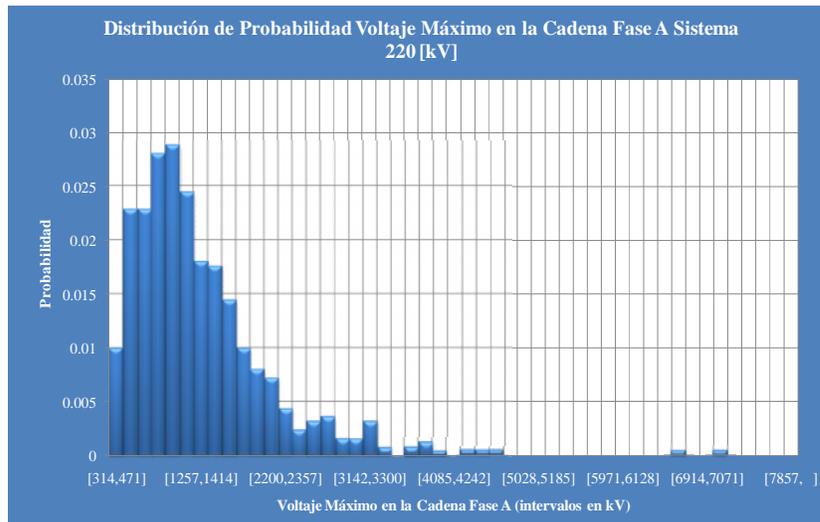


Figura 111: Distribución Probabilidades Voltaje Máximo Aisladores Fase A Sistema 220kV

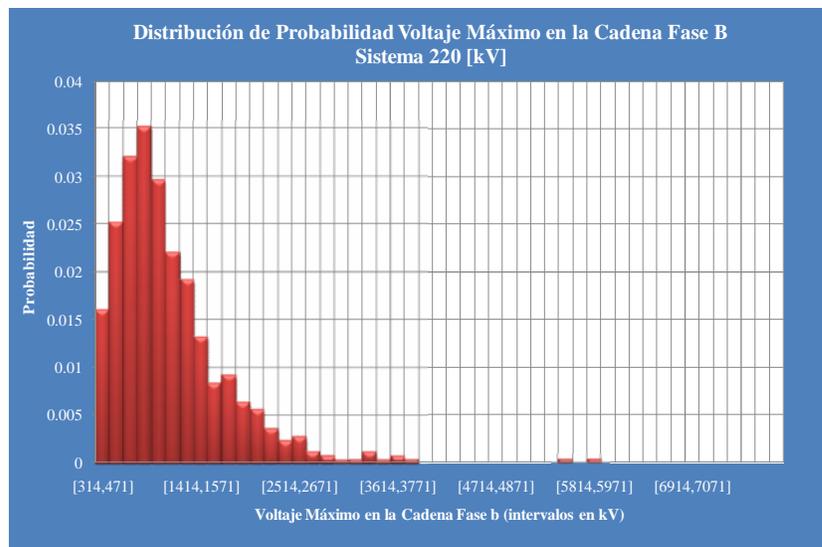


Figura 112: Distribución Probabilidades Voltaje Máximo Aisladores Fase B Sistema 220kV



2) 2x220 kV

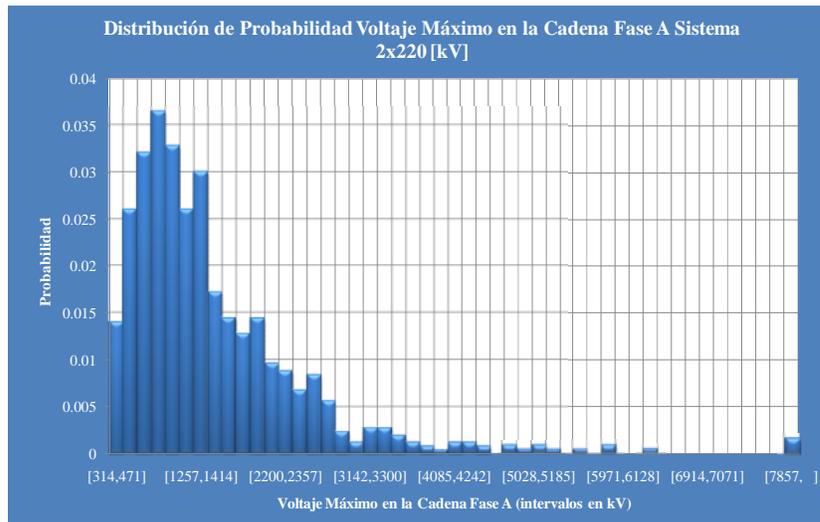


Figura 113: Distribución Probabilidades Voltaje Máximo Aisladores Fase A Sistema 2x220kV.

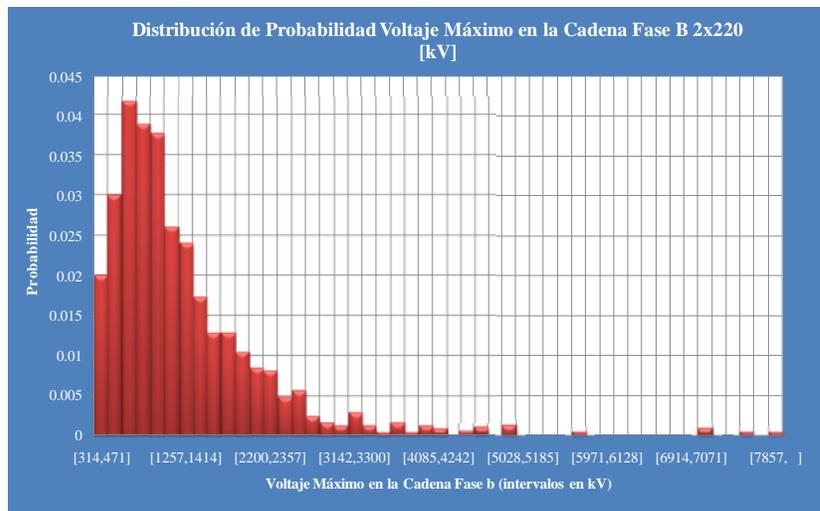


Figura 114: Distribución Probabilidades Voltaje Máximo Aisladores Fase B Sistema 2x220kV.

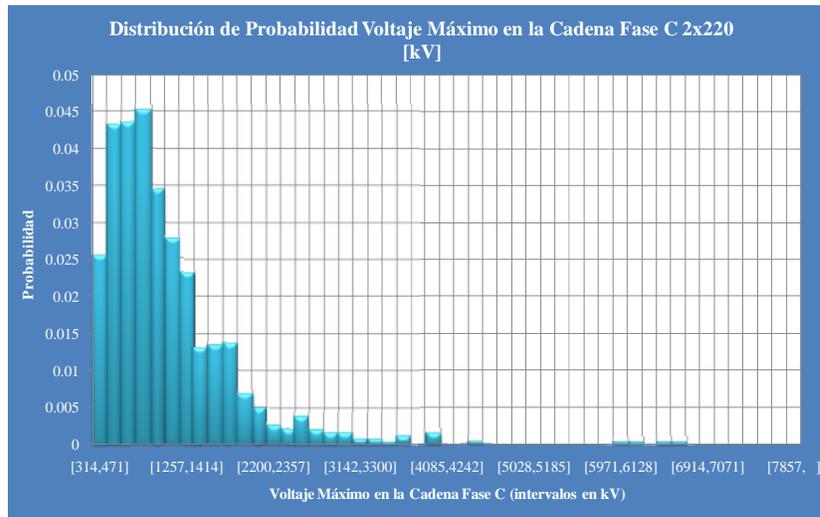


Figura 115: Distribución Probabilidades Voltaje Máximo Aisladores Fase C Sistema 2x220kV

3) 500kV

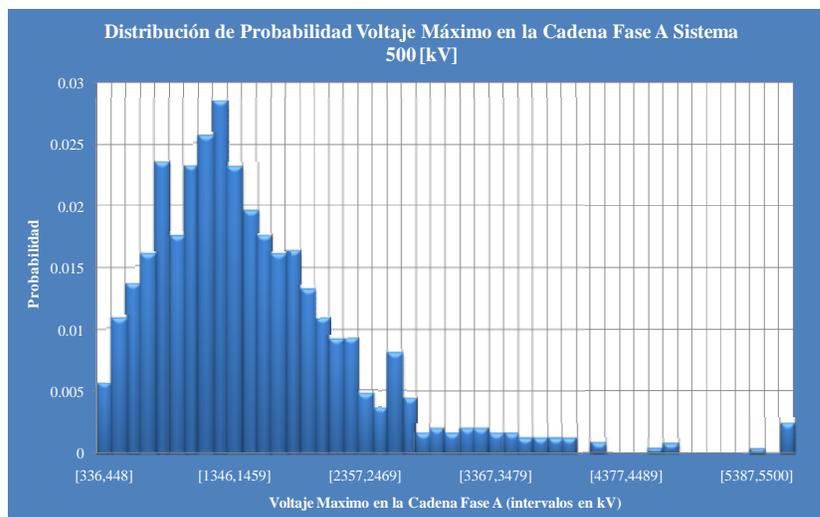


Figura 116: Distribución Probabilidades Voltaje Máximo Aisladores Fase A Sistema 500kV.



4) 500kV HVDC

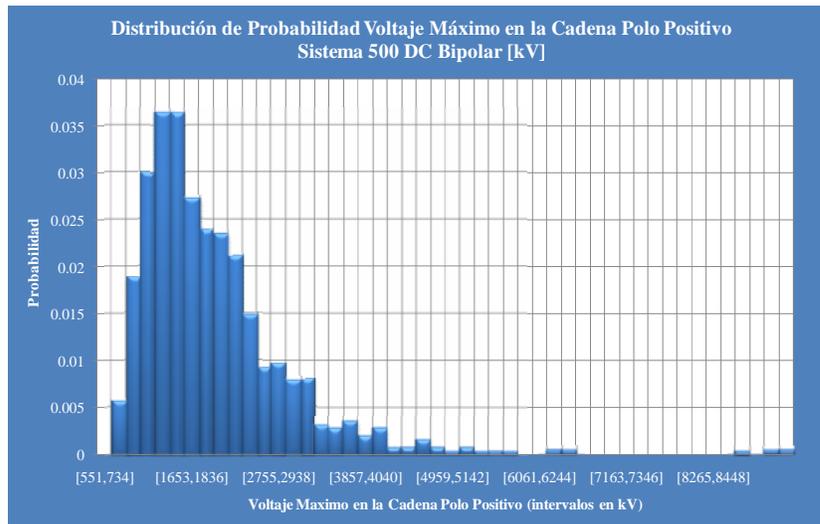


Figura 117: Distribución Probabilidades Voltaje Máximo Aisladores Polo + Sistema 500kV DC Bipolar.

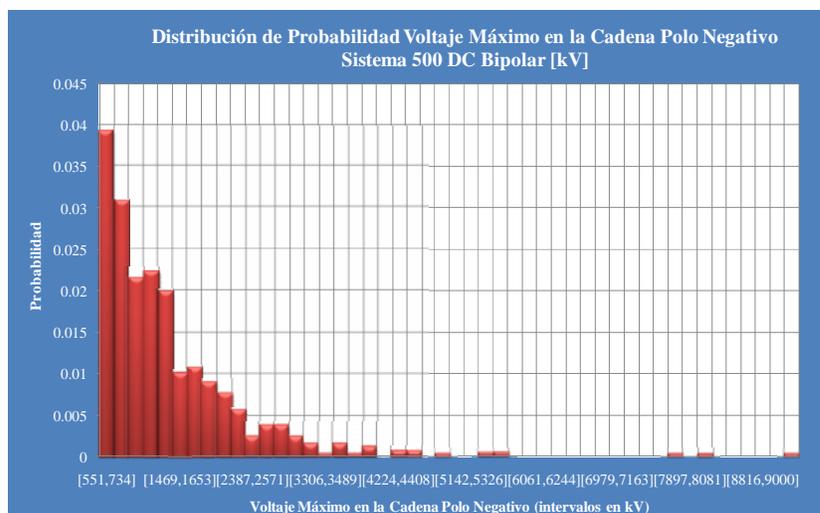


Figura 118: Distribución Probabilidades Voltaje Máximo Aisladores Polo - Sistema 500kV DC Bipolar.

Posteriormente es posible percatarse que se realizó un corte en las gráficas para los primeros intervalos, esto porque la probabilidad era comparativamente muy alta para estos intervalos y se desvirtuaba la figura.

En relación a la forma de las figuras, se puede destacar que la distribución de las corrientes de rayo determina también la forma de distribución de las sobrentensiones, sin embargo las dimensiones físicas y tensiones de operación son los que provocan diferencias:

- Las fases superiores presentan mayor probabilidad de alcanzar tensiones mayores, casos sistema de (220 y 2x220kV).
- En un principio si las fases están todas en el mismo eje horizontal no existirían motivos para pensar que existiesen diferencias en los niveles alcanzados. Esto es lo que se verifica que ocurre en el caso del sistema de 500kV y la razón que solo se incorpore el comportamiento de una fase.



- En el sistema HVDC Bipolar se puede apreciar que el voltaje de operación del sistema determina la magnitud de las tensiones obtenidas, y en este caso el polo positivo sería el más afectado. Dado que en este caso el voltaje es permanente $\pm 500\text{kV}$ existe tan sólo un desplazamiento entre los niveles alcanzados por ambos polos, siendo ambas figuras relativamente muy parecidas.
- Es importante comparar los resultados para las densidades de probabilidades de los sobrevoltajes con las curvas del análisis determinístico y chequear los valores que son más probables de alcanzar. Como puede apreciarse no existen motivos para pensar que los rangos obtenidos estén erróneos. Resultados similares son obtenidos en [17][29].

Finalmente se puede comentar que la necesidad de obtener estas distribuciones obedecen también al método que se usa en coordinación del aislamiento[8][17][10] para la obtención de la tasa de falla, donde básicamente lo que se recomienda es calcular la siguiente expresión:

$$T_f = \int_0^{\infty} F_{vf}(v) D_{pv}(v) dv$$

Donde,

T_f: Tasa de falla del elemento.

F_{vf}(v): Función acumulada de probabilidad del voltaje de falla, probabilidad de falla para un nivel de tensión menor o igual a v.

D_{pv}(v): Densidad de probabilidades de la sobretensión v.²⁰

Esto equivale a determinar el área que se indica en la figura.

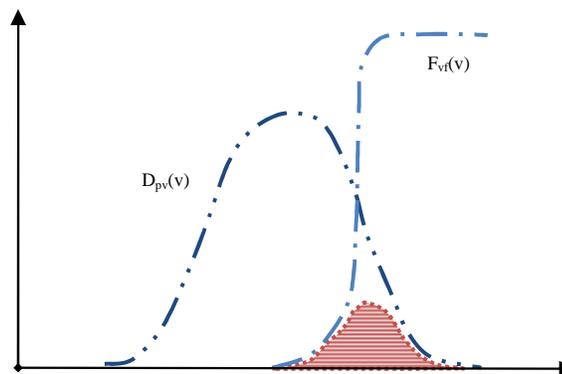


Figura 119: Determinación de la tasa de falla (método de coordinación del aislamiento).

Las herramientas del ATP hacen que sea mucho más sencillo el desarrollo a través del método de Montecarlo, pues para este método de coordinación del aislamiento es necesaria la integración gráfica (obtención de curvas y medición del área de interés). Además en[17] se explican otros motivos.

²⁰ Tomando en cuenta variables aleatorias continuas.



5.3.2 Determinación Del Indicador De Desempeño

En esta etapa finalmente, se considera el modelo implementado plenamente, es decir, tomando en cuenta el fenómeno de descarga.

De acuerdo al desarrollo analítico descrito previamente, lo que primero se determina es la tasa de fallo de la línea por sobretensiones de rayo.

En este análisis fueron tomados en cuenta diversos niveles ceraúnicos, dentro de los cuales en Chile principalmente tenemos 3[7]:

- Nivel 10: en zonas cordilleranas desde el norte hasta el centro sur.
- Nivel 5: en zonas no cordilleranas.
- Nivel 1: en zonas más hacia el sur.
- En zonas tropicales de Sudamérica fácilmente se alcanza el nivel 30.

Por otro lado en la bibliografía fueron encontradas dos expresiones para determinar el CFO, las cuales se desprenden de ensayos de laboratorio. La primera extraída de [10] fue la descrita en el desarrollo mientras que la segunda [17][18][19][20][29] indicada por la norma IEC 71.2 y es igual a:

$$CFO = 700 d$$

Donde d corresponde a la distancia mínima del conductor a la estructura. Luego se incluyeron estas dos distintas formas de obtener el CFO para poder realizar comparaciones. Finalmente se tienen 4 distintos sistemas de transmisión estudiados.

Todo lo anteriormente descrito fue incorporado en los análisis para determinar la tasa de falla y el indicador de desempeño, lo cual está desglosado en la Tabla 11. En relación a estos últimos resultados:

En primera instancia se puede ver que el sistema más susceptible a fallas corresponde al de 2x220kV, esto se explica por las mayores dimensiones y por el menor CFO, condicionado por su menor nivel de tensión de operación. También es importante destacar que el hecho de la mayor altura de este sistema frente al de 220kV simple circuito también brinda una explicación a los resultados alcanzados.

El sistema de 550kV es el menos susceptible principalmente por el alto CFO.

El sistema HVDC es más susceptible que el de 500kV alterno; esto se puede justificar por dos motivos:

- Existe un CFO relativamente bajo de acuerdo al sistema implementado, porque la distancia mínima d es menor que el caso de 500kV AC.
- Existe un nivel de tensión de operación significativamente mayor y constante, correspondiente a 500kV entre conductor y tierra.

Dentro de los métodos para determinar el CFO, el segundo conduce a resultados menores para tanto la tasa de falla como el indicador de desempeño. Adelantándose a la comparación de



resultados con los obtenidos en la bibliografía, este segundo método entrega valores más cercanos y mejores.

La tasa de contorneos ha sido comparada con casos de la bibliografía [16][17][18][19][20][31] y el indicador de desempeño con [5][8]; en relación a esto:

- La tasa de falla es mayor en alrededor de un 25% frente a la mayoría de los casos, excepto [17]. Esto puede explicarse en la medida que [17] es el único método donde se implementa el modelo de flameo con interruptores controlados por voltaje. En los trabajos restantes existe un modelo más nuevo y que sería más exacto. Sin embargo es bastante más difícil de implementar y queda propuesto para trabajos futuros²¹
- Para el caso del indicador de desempeño, este también es mayor que el encontrado en la bibliografía, pero llega a ser casi el doble del valor encontrado en la literatura. Esto básicamente puede explicarse gracias a [32], donde se implementa el efecto corona (además del LPM) y se concluye que la disminución de la tasa de contorneo puede reducirse en promedio a un 50%²². Así realizar un castigo de un 50% podría lograr que los resultados sean mucha de mejor calidad. Pero a la vez es muy importante resaltar que los resultados obtenidos se acercan a los estudios donde tampoco se implementa efecto corona.

²¹ El modelo para la descarga se denomina LPM (Leader Progression Model) y en [18] se realizan comparaciones con el modelo vía interruptores.

²² Como fue dicho, existe una gran importancia del efecto corona pero que lamentablemente está ligado con una gran dificultad de implementar.



Tabla 11: Cálculo Del Indicador De Desempeño (Para Dos Formas De Cálculo Del CFO)

Cálculo de Indicador de Desempeño [Falla /100kms de línea/año] (para dos formas de cálculo del CFO).

Simulaciones Sistemáticas	4000	4175	3840	5819		4000	4174	3840	5819
Nivel Tensión [kV]	220	2x220	500	500DC		220	2x220	500	500DC
CFO [kV]	1650	1650	2750	2337.5		2100	2100	3500	2975
	24.75	24.75	41.25	35.0625		31.5	31.5	52.5	44.625
n° contorneos	243	246	118	291		84	118	29	105
Tasa Contorneos%	6.075%	5.892%	3.073%	5.001%		2.100%	2.827%	0.755%	1.804%
Ancho franja estudio [km]	1								
Longitud [km]	100								

Nivel Ceraúnico [días tormenta/año]	30	15	10	5	1
Densidad Rayos Asociado a dicho nivel [n° rayos/km2/año]	4	2	1.5	1	0.2

N° fallas año/100km	220	2x220	500	500DC		220	2x220	500	500DC
Para Nivel 30	24.3000	23.5689	12.2917	20.0034		8.4000	11.3081	3.0208	7.2177
Para Nivel 15	12.1500	11.7844	6.1458	10.0017		4.2000	5.6540	1.5104	3.6089
Para Nivel 10	9.1125	8.8383	4.6094	7.5013		3.1500	4.2405	1.1328	2.7067
Para Nivel 5	6.0750	5.8922	3.0729	5.0009		2.1000	2.8270	0.7552	1.8044
Para Nivel 1	1.2150	1.1784	0.6146	1.0002		0.4200	0.5654	0.1510	0.3609

5.3.2.1 Resultados De La Bibliografía

En este punto se va a tratar brevemente los resultados obtenidos en los diversos estudios de manera de contrastar y confrontar los resultados respecto a la tasa de contorneos/año/100km línea.

Respecto al nivel de tensión, lo primero que fue hallado en la bibliografía fue [5], donde según se aprecia en la Figura 120 el número de contorneos/100millas/año para nivel 30 y una resistencia de 25 [Ohm] para niveles de tensión 2x230 y 2x267.5 kV (2 cables de guardia), está entre 1 y 2. En [8] se evalúan distintos métodos y consideraciones para determinar dicho número para una línea 2x230 kV con 2 conductores de guardia, resultando bajo las mismas condiciones del caso anterior pero para un nivel cerámico de 5, un valor entre 2 y 3. [8] corresponde a la referencia mas actual y la mas cercana a los valores obtenidos en este estudio. De todos modos aseverar cuál de las dos referencias es la más exacta esta fuera de los alcances de este trabajo y queda propuesto para futuros estudios.

Posteriormente se tienen los estudios [17][18][19][20] donde se evalúa una línea de 400 kV y el resultado para el número de contorneos /100km línea/año es 1.30 y 0.6025 para un nivel cerámico de 5 y para una resistencia de pie de tierra de 50 y 25 [Ohm] respectivamente. Lo cual podría considerarse un termino medio entre una línea de 220kV y 500kV para términos de referencia.

Para líneas HVAC 500kV y HVDC ± 500 kV comparables no fueron encontrados estudios similares.

Finalmente en la Figura 121 se aprecia explícitamente el efecto del modelo LP y de la implementación del efecto corona, los cuales reducen significativamente los valores alcanzados para el indicador de desempeño. En [32] se podría ver que el efecto corona reduciría aproximadamente a la mitad la tasa de falla. Incorporar estos dos efectos quedaría entonces propuesto para trabajos futuros.

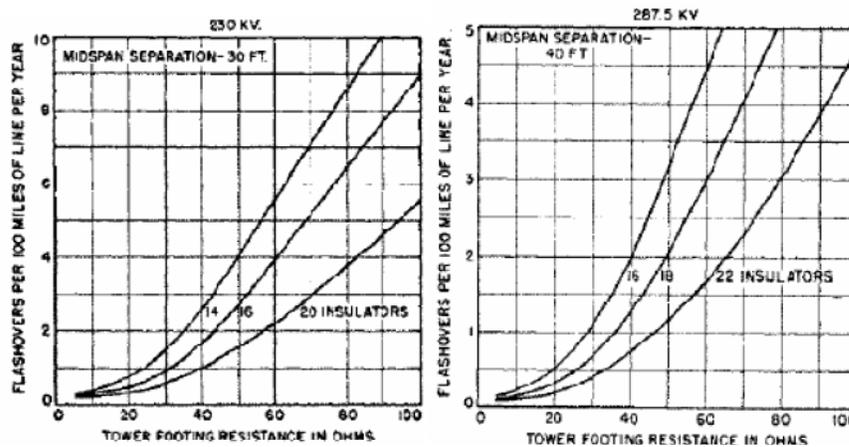


Figura 120: Contorneos de 100 millas de línea por año para un nivel cerámico de 30 días [días tormenta/año] en función de la resistencia de pie de tierra, extraído de [5].

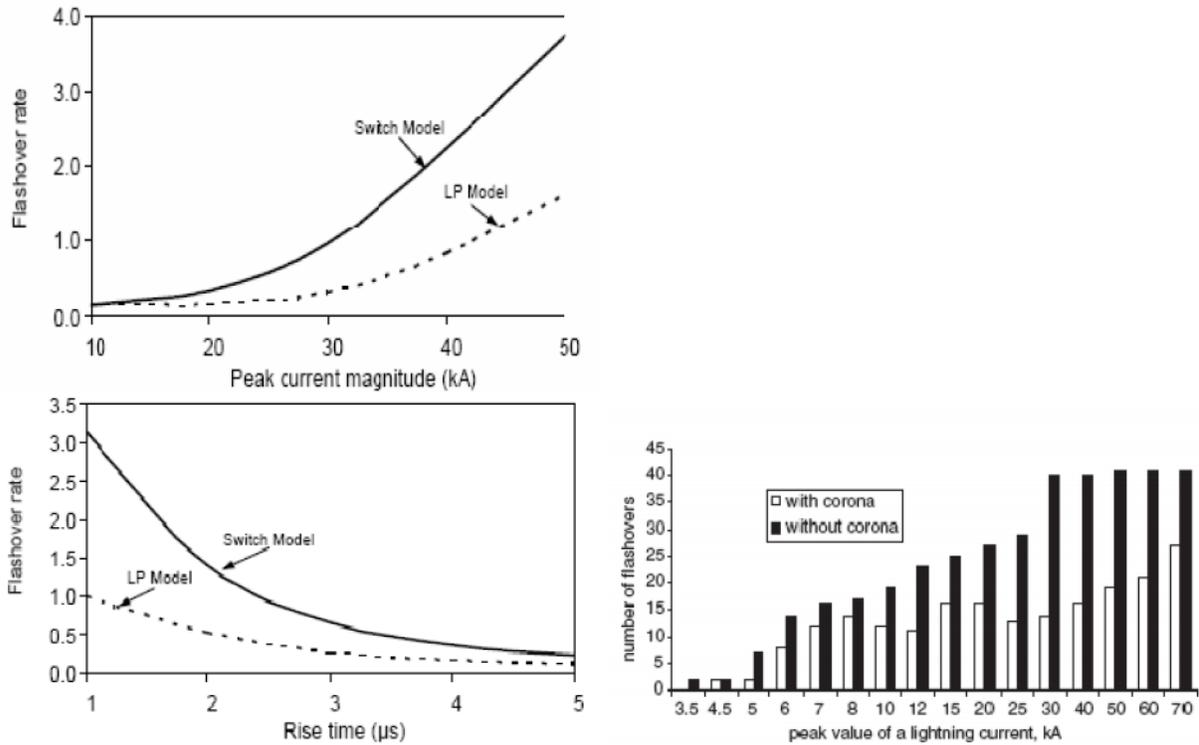


Figura 121: Efecto del uso del modelo LP (Leader Progression Model) e implementación del efecto corona en la tasa de contorneos, extraídos de [18][32] respectivamente.

(En [18] (primeras 2 figuras) tal como en [17][19][20], se implementa un modelo de una línea de 400kV y evalúa distintos dos métodos de implementación de la descarga en el aire del aislamiento. También aquí en [18] se ve el efecto del aumento de la corriente de pico aplicada y la disminución del tiempo de frente.

En [32] (última figura) se implementa un modelo para el efecto corona y se evalúa el cambio en la tasa de contorneo en una línea de 2x110kV, a medida que aumenta la corriente media aplicada).



6 CONCLUSIONES.

Las conclusiones de este trabajo se han dividido en cuatro grandes aspectos. En primera instancia en relación a los objetivos de este trabajo, se puede decir que fue posible obtener y habilitar una versión actualizada del ATP con éxito. Esto se determina avalado en la medida del logro de 2 hitos importantes.

- La generación de un tutorial de instalación que se encuentra en este informe como Anexo C.
- El programa está instalado y funcionando en computadores del Departamento De Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe mencionar que en un comienzo al no contarse con esta herramienta se comenzó trabajando con el EMTDC-PSCAD, realizándose también ciertos ejercicios con este software. Es por esta razón que también es incorporado el Anexo D donde se explican estos desarrollos brevemente y finalmente se dan motivos de por qué finalmente se escogió trabajar con el ATP.

Por otro lado en la medida que fue escogido el tema de sobretensiones de rayo, también fueron descritas nuevas prestaciones del software ATP básicamente resumidas en:

- Presencia de nuevos modelos de líneas de transmisión donde a su vez es posible verificar su comportamiento para distintas frecuencias y justificar su selección. Existe un anexo que resume los distintos modelos, sus fortalezas y debilidades para dar orientación de cuál es la mejor elección de acuerdo al estudio a realizar.
- Posibilidad de desarrollar modelos de gran tamaño, con gran detalle debido a la facilidad de trabajar con una interfaz gráfica, la cual cabe resaltar que no estaba presente cuando fueron hechos los trabajos anteriores en el Departamento.

En segundo lugar de los logros de este trabajo y en relación a los estudios realizados dentro del contexto escogido para desarrollar, explícitamente: "sobretensiones de rayo en sistemas de transmisión", se puede decir que:

Han sido desarrollados modelos de líneas de transmisión para variados niveles de tensión y configuración de torres. Estos quedan disponibles en un CD para variadas aplicaciones. Inclusive pueden tomarse solo ciertos elementos e incorporarse en aplicaciones distintas; este sería por ejemplo el caso de los LCC que modelan conductores en suspensión.

Dentro del mismo tema pueden tomarse los modelos desarrollados e implementar nuevas características mejoradas, como por ejemplo:

- Modelación del efecto corona.
- Modelos nuevos para la descarga en la aislación.

Se ha realizado un desarrollo con el criterio de poder ser replicado por cualquier persona que desee hacer uso del programa, a diferencia de trabajos donde sólo se indican criterios generales.

Como tercer logro, en relación a los resultados obtenidos, primero para los análisis determinísticos, existen razones ya descritas para considerar validados los modelos implementados y tanto los valores alcanzados como las tendencias encontradas pueden ser



tomados como alguna referencia. Esto debe sin embargo considerar que finalmente debe existir algún tipo de contraparte empírica tal como ya fue dicho.

Específicamente se puede decir sobre los niveles de sobretensiones en la cadena de aislación que:

- De acuerdo al principio de superposición no existen dificultades adicionales si el sistema es HVDC, siendo las dimensiones y conductores la única diferencia.
- Las sobretensiones por impacto en las fases producen falla en la mayoría de los casos y básicamente no existiría mucha diferencia entre si el impacto es en el medio del vano o en la misma torre.²³
- Las sobretensiones aumentan linealmente en función de la corriente de rayo; es posible extrapolar el comportamiento a partir de tan sólo una prueba.
- Existe un comportamiento no lineal creciente a medida que disminuye el tiempo de frente que se acentúa para valores inferiores a $1\mu s$.
- También aumenta linealmente a medida que la resistencia de puesta a tierra de la torre crece pero no en la misma medida que ocurre para la corriente de rayo.
- Estructuras de mayor altura presentan mayores sobretensiones, pero debe ser tomado en cuenta que mas cables de guardia produce el efecto inverso.

Para el análisis estadístico fue implementado un modelo que pese a ser sencillo con el estado del arte en este tema, entrega resultados que a pesar de tener ciertas diferencias, no distan de manera muy significativa de varios de los estudios mencionados en la bibliografía.

Puntualmente en relación a los resultados de este análisis:

- La intensidad del rayo no es inferior a los 3kA y la probabilidad decrece considerablemente desde los 50 kA, llegando a ser muy baja para valores mayores a 150kA. Lo anterior implica una bajísima probabilidad de falla de blindaje.
- Existe una alta probabilidad de tiempos de frente inferiores a $1.2\mu s$, lo que implica que también es un indicador de la presencia o no de fallas por descarga.
- En general los mismos efectos ya descritos explican los valores alcanzables en la cadena de aisladores, aunque existen casos como el del sistema HVDC que es importante de destacar.
- El valor más determinante para la tasa de descarga por rayo es el CFO y dado que el nivel de aislación crece de manera importante (razón casi 1:2) a medida que aumenta el nivel de tensión, el nivel de fallas siempre será mayor para sistemas de menor tensión, excepto el HVDC donde en el ejemplo dado el voltaje de operación tiene también gran importancia.

Finalmente, como cuarto punto de las conclusiones de este trabajo, dentro de los aportes y novedades que significó este estudio:

- Se han implementados modelos que son de exclusiva aplicación en nuestro país, lo cual no se encuentra hecho con tanto detalle en ninguno de los trabajos presentes en la bibliografía.
- No se han encontrado estudios donde se revisen esta cantidad de sistemas, se realicen tantos estudios de tendencias, recopilando también varios de los modelos disponibles y escogiendo en la mayoría de los casos los más completos y aceptados dentro de la misma bibliografía. Esto obviamente no impide que se sigan realizando estudios más adelante y como bien se ha

²³ Lo cual queda propuesto para ser estudiado con mayor profundidad.



señalado existen dos aspectos a mejorar, como es la implementación del efecto corona y nuevos modelos para la descarga.

En última instancia cabe mencionar que es importante que el ATP vuelva a ser usado en aplicaciones docentes y académicas en el Departamento de Ingeniería Eléctrica; sería definitivamente un gran aporte en el área de estudio de transitorios electromagnéticos.



7 REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.

- [1] Can/Am Users Group, “ATP Rule Book”, versión Digital Distribuida por el Comité De Usuarios De Argentina “CAUE” año 2000.
- [2] H. W. Dommel – “Electromagnetic Transients Program Reference Manual (EMTP Theory Book)”, prepared for Bonneville Power Administration, Portland, Oregon, 1995.
- [3] Arieh L. Shenkman, “Transient Analysis of Electric Power Circuits Handbook”, 2005 Springer.
- [4] Lou van der Sluis “Transients in Power Systems”, 2001 John Wiley & Sons.
- [5] Central Station Engineers of Westinghouse Electric Corporation, “Transmission, Distribution Reference Book”, 1964.
- [6] László Prikler, Hans Kristian Høidalen, “ATPDRAW version 3.5 for Windows 9x/NT/2000/XP Users’ Manual”, 2002.
- [7] Walter Brokering Christie, Rodrigo Palma Behnke, Luis Vargas Díaz, “Sistemas Eléctricos de Potencia, Ñom Lüfke”, Santiago Chile Septiembre 2008.
- [8] Andrew R. Hileman, “Insulation Coordination for Power Systems”, Marcel Dekker Inc New York 1999.
- [9] Francisco González Molina, “Evaluación estadística del comportamiento de líneas aéreas de distribución frente a sobretensiones de origen externo”, Tesis Doctoral Universitat Politècnica De Catalunya, Departament D’enginyeria Elèctrica.
- [10] Nelson Morales Osorio, Efraín Asenjo Silva, “EM719: Ingeniería de Alta Tensión, Apuntes de Cátedra”, Semestre Primavera 2006.
- [11] Brian K Johnson, “ECE 524: Transients in power systems, Department of Electrical and Computer Engineering University of Idaho”. Summer 2008. <http://www.ee.uidaho.edu/ee/power/EE524/>
- [12] Leonardo Cardona C., “Fenómenos Transitorios Electromagnéticos”, Universidad Nacional De Colombia Sede Medellín Facultad De Minas Escuela De Ingeniería Eléctrica Y Mecánica” Medellín Colombia Febrero 2007.
- [13] Herbert R. Hoeger, “Apuntes Curso de Simulación Semestre A2006, Escuela de Ingeniería de Sistemas de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Los Andes Venezuela”, año 2006. http://www.ing.ula.ve/~hhoeger/curso_sim.html



- [14] M. Kizilcay, C. Neumann, “Backflashover Analysis for 110-kV Lines at Multi-Circuit Overhead Line Towers, Presented at the International Conference on Power Systems Transients (IPST’07) in Lyon, France on June 4-7, 2007.
- [15] Juan A. Martínez Velasco, El paquete de simulación ATP. Nuevas prestaciones, Revista Iberoamericana del ATP 2004.
- [16] Juan A. Martínez Velasco, Ferley Castro Aranda, “Análisis de sobretensiones de origen atmosférico en líneas aéreas de transporte. Parte I: Cálculo de sobretensiones”, Revista Iberoamericana del ATP 2005.
- [17] Juan A. Martínez Velasco, Ferley Castro Aranda, “Análisis de sobretensiones de origen atmosférico en líneas aéreas de transporte. Parte II: Cálculo estadístico de sobretensiones”, Revista Iberoamericana del ATP 2005.
- [18] Juan A. Martinez-Velasco, Ferley Castro-Aranda, “Modeling of Overhead Transmission Lines for Lightning Studies”, Presented at the International Conference on Power Systems Transients (IPST’05) in Montreal, Canada, on June 19-23, 2005 Paper No. IPST05 – 047.
- [19] Juan A. Martinez-Velasco, Ferley Castro-Aranda, “Parametric Analysis of the Lightning Performance of Overhead Transmission Lines Using an Electromagnetic Transients Program”, International Conference on Power Systems Transients – IPST 2003 in New Orleans, USA.
- [20] Juan A. Martínez-Velasco, Ferley Castro-Aranda, “Emtp Implementation Of A Monte Carlo Method For Lightning Performance Analysis Of Transmission Lines, Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, vol. 16 N° 2, 2008, pp. 169-180.
- [21] B. Marungsri, S. Boonpoke, A. Rawangpai, A. Oonsivilai, and C. Kritayakornupong, “Study of Tower Grounding Resistance Effected Back Flashover to 500 kV Transmission Line in Thailand by using ATP/EMTP”, Proceedings of World Academy of Science, Engineering And Technology Volume 32 August 2008 Issn 2070-3740.
- [22] Masaru Ishii, Tatsuo Kawamura, Teruya Kouno, Eiichi Ohsaki Kazuyuki Shiokawa, Kaneyoshi Murotani, Takemitsu Higuchi, “Multistory Transmission tower Model For Lightning Surge Analysis”, IEEE Transactions on Power Delivery ,Vol. 6, No. 3, July 1991.
- [23] T. Yamada, A. Mochizuki, J. Sawada, E. Zaima T. Kawamura A. Ametani M. Ishii S. Kato, “Experimental Evaluation Of A UHV Tower Model For Lightning Surge Analysis”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, January 1995.
- [24] Yoshihiro Baba, , and Masaru Ishii, “Numerical Electromagnetic Field Analysis on Lightning Surge Response of Tower with Shield Wire”, IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 15, No. 3, July 2000.



- [25] Yoshihiro Baba, Takashi Mozumi, Masaru Ishii, Naoto Nagaoka and Akihiro Ametani, "Numerical Electromagnetic Field Analysis of Archorn Voltages During a Back-Flashover on a 500-kV Twin-Circuit Line", IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 18, No. 1, January 2003.
- [26] Toshiaki Ueda, Takamitsu Ito, Hideto Watanabe, Toshihisa Funabashi, Akihiro Ametani, "A Comparison between Two Tower Models for Lightning Surge Analysis of 77kV System", 2000 IEEE.
- [27] Takamitsu Ito, Toshiaki Ueda, Hideto Watanabe, Toshihisa Funabashi, and Akihiro Ametani, "Lightning Flashovers on 77-kV Systems: Observed Voltage Bias Effects and Analysis", IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 18, No. 2, April 2003.
- [28] Akihiro Ametani, Naoto Nagaoka, Toshihisa Funabashi, Nagahiro Inoue, "Tower Structure Effect on a Back-Flashover Phase", Presented at the International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on June 19-23, 2005 Paper No. IPST05 – 190
- [29] S. J. Shelemy, D. R. Swatek, "Monte Carlo Simulation of Lightning Strikes to the Nelson River HVDC Transmission Lines", IPST '01 - Rio de Janeiro, Brazil, June 24-28, 2001.
- [30] H. Schmitt, W. Winter, "Simulation of Lightning Overvoltages in Electrical Power Systems", IPST '01 - Rio de Janeiro, Brazil, June 24-28, 2001.
- [31] I.M. Dudurych, T.J. Gallagher, J. Corbett and M. Val Escudero, "EMTP analysis of the lightning performance of a HV transmission line", IEE Proc.-Gener. Trans. Distr Vol. 150, n°4, July 2003.
- [32] I.M. Dudurych and T.J. Gallagher, "Model of Corona For An EMTP Study Of Surge Propagation Along HV Transmission Lines", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 151, No. 1, January 2004.
- [33] Vásquez O. K., Ruales C. "Cálculos de Sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas en líneas de transmisión Utilizando el ATP aplicado a la líneas de transmisión Sta. Rosa-Pomasqui a 230 kV. XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica 2005, Quito Ecuador.
- [34] International Conference on Power Systems Transients (IPST) Homepage. <http://www.ipst.org/>
- [35] Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental e-seia: www.e-seia.cl/ .
- [36] Alternative transients program (ATP) Homepage. <http://www.emtp.org/>.
- [37] Pscad/emtdc Homepage. <http://pscad.com>



8 ANEXOS.

Anexo A: “Algoritmos Básicos Usados Por El EMTP-ATP”.

Solución De Circuitos En El Dominio Del Tiempo

Como ya se ha mencionado la solución en el dominio del tiempo está basada en el esquema de Dommel, el cual combina la regla trapezoidal (parámetros concentrados) y el método de Bergeron (parámetros distribuidos). Este último usa el llamado “Lattice Diagram”.

Las ecuaciones de una red, que involucran tensiones, corrientes y valores previos de las variables de estado, son ensambladas aplicando el método de los nudos. La matriz de conductancias es simétrica y permanece constante ya que el cálculo se realiza con un paso de integración fijo. La solución se obtiene aplicando factorización triangular.

El cálculo de procesos transitorios en redes no lineales se puede realizar aplicando alguno de los dos métodos disponibles:

- Representación pseudo-no lineal de los componentes: la matriz de conductancias varía y es re-triangularizada siempre que la solución cambia de uno a otro segmento de la representación no-lineal.
- Mediante compensación: un componente no lineal es representado como una fuente de corriente cuya respuesta se superpone a la solución de la red lineal, una vez que esta solución ha sido calculada. Este segundo método es muy eficiente pero está limitado a un solo componente no lineal por subred.

En operaciones de switcheo o en transiciones entre segmentos de una inductancia representada mediante una característica V-I discontinua, la regla trapezoidal actúa como diferenciador e introduce oscilaciones numéricas sostenidas. Estas oscilaciones pueden ser evitadas o amortiguadas mediante amortiguamiento adicional o uso de circuitos snubber (RC) en paralelo con los interruptores. Esta última es la más usada.

Solución En El Dominio De La Frecuencia.

Se basa en la solución en régimen permanente sinusoidal de una red lineal. Para una frecuencia determinada, esta solución se puede obtener mediante las ecuaciones de admitancias nodales. Dos importantes opciones del ATP, Frequency Scan (FS) y Harmonic Frequency Scan (HFS), están basadas también en este método. FS permite repetir el cálculo de la solución en régimen permanente variando la frecuencia de las fuentes sinusoidales entre límites establecidos.

Por otro lado, HFS puede ser aplicado para analizar la propagación de armónicos en una red obteniendo el cálculo de la solución fasorial de forma individual para cada frecuencia y posteriormente usando superposición. Este tipo de algoritmo no puede ser aplicado para obtener la solución inicial en redes no lineales o con circuitos de topología variable. Sin embargo, se pueden usar algunos métodos simples.

- Arrancar el cálculo y dejar que la simulación se prolongue durante el tiempo necesario para que la red alcance el régimen permanente (lento ciertas veces).



- Obtener el régimen permanente con elementos representados mediante un modelo lineal aproximado.
- Inicialmente mediante el primer método se obtiene la solución en régimen permanente de la red, pudiendo arrancar cualquier simulación transitoria posterior a partir de esa solución.



Anexo B: "Modelos De Líneas Presentes En El Atp"

El ATP permite modelar las líneas de transmisión de diferentes maneras. Las limitaciones de un modelo sencillo pueden hacer inservible una simulación. Se recurre entonces a modelos más rigurosos, suponiendo que una mayor complejidad trae aparejada una mejor representación. Pero esto dependerá del fenómeno que se quiere simular.

Los modelos disponibles en el ATP son los circuitos Π , el modelo de parámetros distribuidos constantes (o de K. C. Lee), los modelos dependientes de la frecuencia basados en la descomposición modal: SEMLYEN SETUP y JMARTI SETUP, y el modelo TAKU NODA SETUP.

Circuitos Π

Los circuitos Π son una aproximación discreta a los parámetros distribuidos constantes. Corresponde a los modelos que se utilizaron como primera solución al estudio de transitorios en líneas, tanto mediante programas como el ATP, como en los analizadores de transitorios.

Los circuitos Π no son generalmente el mejor modelo para estudios de transitorios, puesto que la solución por parámetros distribuidos es más rápida y usualmente más precisa.

La conexión en cascada de circuitos Π puede ser útil para líneas no transpuestas, puesto que no es necesario considerar aproximaciones a la matriz de transformación fase-modo. Es necesaria la correcta elección del número de circuitos Π para cada caso.

Como defecto, no se pueden representar líneas con parámetros dependientes de la frecuencia y deben aceptarse oscilaciones numéricas sostenidas provocadas por los elementos concentrados. Como ya se ha dicho estas oscilaciones pueden amortiguarse mediante resistencias en paralelo con las ramas R-L.

La ventaja es que no condicionan el paso de tiempo de cálculo y la solución en estado estacionario es exacta.

Parámetros Distribuidos Constantes (Modelo De Bergeron).

El modelo de parámetros distribuidos constantes procede calculando la propagación de diferentes componentes de modo, siendo estos modos desacoplados. En cada extremo de la línea se convierten los valores de modo a valores de fase mediante la matriz de transformación. Para las líneas transpuestas, esta matriz es constante. Pero para líneas no transpuestas, varía con la frecuencia, y en mayor medida para los cables que para las líneas. Esto hace necesario tomar precauciones al adoptar la frecuencia a la cual se determinarán los parámetros.

Otro error aparece cuando el paso de cálculo no es un submúltiplo del tiempo de propagación de la línea. El ATP efectúa una interpolación lineal, pero para picos muy agudos pueden obtenerse valores muy diferentes para distintos pasos de cálculo.



Pero la principal causa de error se produce al suponer constantes los parámetros con la frecuencia. La mayor variación se produce para el modo de tierra, es decir, para transitorios en los que aparecen componentes homopolares de tensión y de corriente.

Con sus limitaciones, este modelo mejora substancialmente los resultados con respecto a los modelos formados por elementos Π .

Un inconveniente, particularmente para líneas o cables cortos, es que exige emplear un paso de tiempo menor que el de tránsito, requiriendo esto mayor tiempo de cálculo.

Modelo De Semlyen

Este modelo, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación de cada modo mediante dos exponenciales. Si bien no fue el primer modelo de parámetros variables con la frecuencia, es el más antiguo que todavía subsiste en el ATP.

La sencillez de las ecuaciones hace que aún cuando los parámetros de la línea no presenten discontinuidades, la aproximación sea insuficiente, por lo que este modelo ya prácticamente no se usa. Es posible que se discontinúe su inclusión en el ATP, como ha sucedido con los modelos de WEIGHTING y HAUER.

Modelo De José Martí

Este modelo, JMARTI SETUP, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación por funciones racionales, esto tomando en cuenta parámetros distribuidos que son dependientes de la frecuencia.

Así, para la impedancia característica

$$Z_c(\omega) = \sqrt{\frac{R(\omega) + j \omega L(\omega)}{G + j \omega C}}$$

$$Y_c(s) = \frac{1}{Z_c(s)} = k_{y0} + \frac{k_{y1}}{s + p_{y1}} + \frac{k_{y2}}{s + p_{y2}} + \dots + \frac{k_{ym}}{s + p_{ym}}$$

Y finalmente para la constante de propagación

$$e^{-\gamma(\omega)l}; \gamma(\omega) = \sqrt{[R(\omega) + j \omega L(\omega)] [G + j \omega C]}$$

$$e^{-\gamma(s)l}; = \frac{k_{a1}}{s + p_{a1}} + \frac{k_{a2}}{s + p_{a2}} + \dots + \frac{k_{an}}{s + p_{an}}$$

Es el modelo de parámetros variables que más se utiliza, si bien tiene limitaciones:

- Utiliza una matriz de transformación constante para convertir valores de modo a fase. Para líneas aéreas esto es poco notable, sin embargo para cables su influencia es muy importante, conduciendo a resultados nada fidedignos.
- Comportamiento inestable para frecuencias muy bajas, como es el caso de la carga atrapada o ferro-resonancia. El voltaje puede incrementarse infinitamente en ciertos casos.
- Uno de los parámetros requeridos para la obtención es la conductancia de modo, y el modelo resulta sensible a este valor para estudios de carga atrapada. Si bien es posible



obtener resultados convincentes, requiere de ciertas manipulaciones en los datos, como partir de una frecuencia muy baja para efectuar el ajuste, por ejemplo, 0.0001 Hz.

El modelo de JMartí empleado en el programa de la UBC (Microtrans) ha sido modificado para resolver algunos de estos problemas, pese a esto último parece requerir más de una prueba antes de obtener un modelo adecuado.

Modelo De Taku Noda.

El modelo TAKU NODA es diferente a los anteriores en que el cálculo se hace directamente en componentes de fase²⁴, obviándose el inconveniente de la matriz de transformación. La admitancia característica y los coeficientes de distorsión se ajustan mediante funciones racionales.

Generalmente es más difícil obtener un modelo adecuado para una línea determinada, pero tiene la ventaja de que permite definir un paso de cálculo independiente del tiempo de tránsito, sin embargo esto condiciona usar este paso de tiempo para la simulación. De ser necesario emplear otro paso, deberá recalcularse el modelo.

La creación de un modelo requiere de dos pasos: a partir de los datos de la línea, se crea un archivo auxiliar mediante el ATP (todas las versiones admiten esto). Luego con un programa de ajuste, ARMAFIT, suministrado por el grupo de usuarios de Japón, se procesa este archivo auxiliar para obtener, mediante el ajuste por funciones racionales, el archivo que modelará la línea en la simulación. Este archivo se incluye en tiempo de ejecución mediante las instrucciones adecuadas.

Es importante mencionar que dentro del PSCAD se menciona la inclusión de dos tipos de modelos con parámetros distribuidos dependiente de la frecuencia. Uno de estos modelos corresponde al de JMARTI y el otro correspondería a un modelo donde también se realiza el cálculo en componentes de fase, sin embargo este alude a otras referencias y autores, y no al Sr. Taku Noda. Además se menciona que la necesidad de incluir modelos de este tipo para líneas de transmisión, obedece a la imposibilidad de obtener simulaciones fidedignas para la interacción de líneas AC y DC cercanas, mediante matrices de transformación constantes. Para mayor detalle ver las referencias del On-Line Help System del PSCAD.

²⁴ Dominio de Laplace, o bien transformada z considerando que es un análisis en variable discreta



Anexo C: “Tutorial Instalación ATP”.

Instalación Del ATPDraw:

A pesar de que siguiendo el manual es posible realizar la instalación, es necesario seguir algunas indicaciones adicionales:

Descomprimir el archivo *ATPDraw53_install.zip* en una carpeta temporal cualquiera. El archivo disponible en la dirección señalada por el CAUE* esta actualizado así que no es necesario por este momento aplicar alguna actualización.

Una vez descomprimido hacer doble clic en el ícono *setup.exe*; es importante en el momento de la instalación seleccionar como carpeta de destino de esta:

C:\ATPDraw5.

Se debe ser riguroso de no considerar la carpeta *C:\Program Files\ATPdraw* sino la carpeta “C:\” y que no existan espacios (por ejemplo: *C:\ATPDraw_ 5*).

Cuando se ejecute por primera vez el *ATPDraw.exe* v5, el programa puede solicitar crear algunas carpetas:

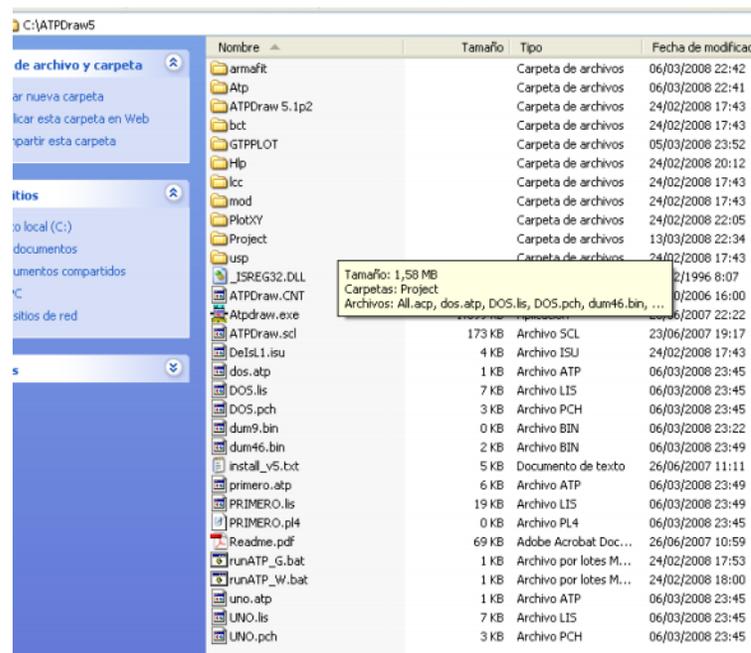


Figura 122: Carpetas Creadas En La Instalación Del ATPdraw.

La figura anterior muestra las carpetas que deben ser incorporadas, si el ATPdraw no lo pide, el usuario deberá hacerlo.

- La carpeta ATP en donde debe instalarse el ATP, que es el programa que resuelve las simulaciones. Hay que tener en cuenta que hay que completar la instalación del ATP antes de hacer cualquier simulación, sino no será posible obtener resultados de la simulación.
- HLP es donde se debe copiar la ayuda que trae el programa.



- LCC, BCT son carpetas donde se crean archivos relativos a elementos especiales que se incluyen en el esquemático del circuito. LCC corresponde a parámetros de líneas de transmisión con ese nombre y BCT a un modelo de transformador.
- Project es donde se encuentran los archivos de los esquemáticos a simular. Por defecto el ATPDraw trae diversos ejemplos que pueden ser usados para aprender su uso.
- La carpeta PlotXY es donde se deberá instalar el software que hace posible llevar los resultados a gráficos. Más adelante se verá cómo hacer estos procedimientos.

Instalación Del ATPDraw.

Para esto primero de debe revisar los archivos *.bat:

Existen varias versiones del ATP, para Windows XP existen dos versiones, dentro de éstas, la que ha tenido los mejores resultados de acuerdo al desarrollo de la instalación, es la versión ATP GNU MingW32. Por lo tanto el archivo correspondiente es **runATP_G.bat**

Este archivo debe tener el siguiente código:

```
@echo off  
%gnudir%tpbig.exe both %1 s -r
```

Si es así, no es necesario modificarlo.

Una vez verificado, descomprimir el archivo “ATPfast.zip” en la carpeta ATP. Luego se debe configurar Windows XP para que pueda correr el ATP. Para esto se debe:

En la barra de inicio, con botón izquierdo del mouse se debe hacer clic en MI PC y soltar en propiedades, de manera que aparezca lo siguiente:

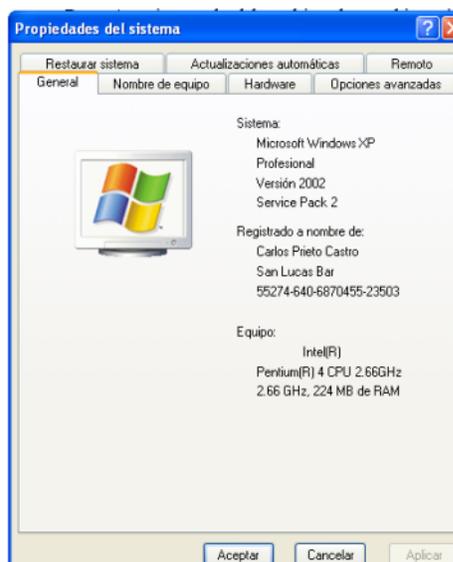


Figura 123: Propiedades De Sistema.



Luego en opciones avanzadas se debe hacer clic en variables de entorno:

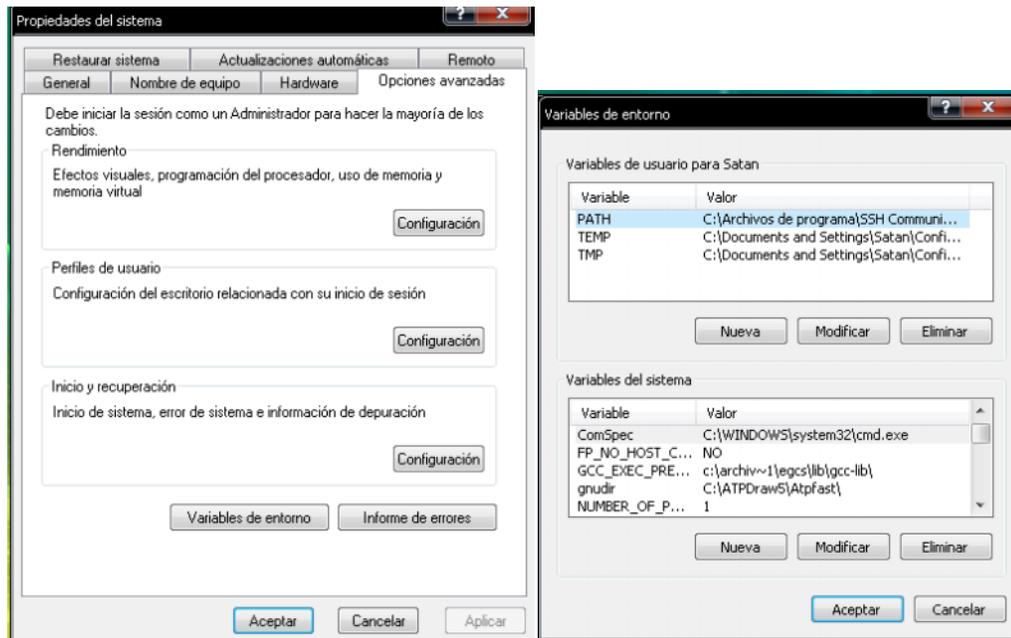


Figura 124: Variables De Entorno Windows XP.

Luego en variables del sistema, se debe hacer clic en “nueva”, y escribir lo que sigue:

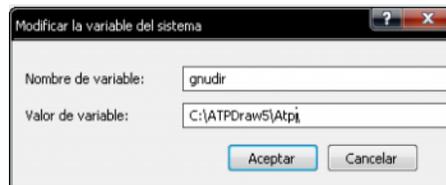


Figura 125: Modificación De Variables Del Entorno Para La Instalación Del ATP.

Tener preocupación de escribir el último “back slash”: “C:\ATPDraw5\ATP”. Luego de eso es necesario reiniciar el computador para que dichos cambios tengan efecto.

Instalación Del ATP.

Una vez hecho el anterior procedimiento, para abrir el ATPDraw se debe hacer clic en “nuevo”. De esta forma debe aparecer lo que sigue:

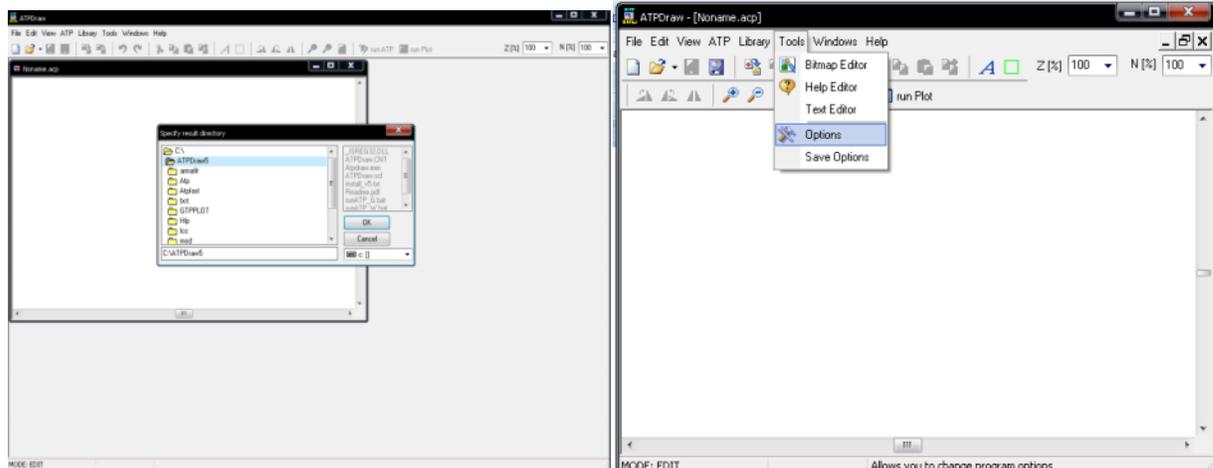


Figura 126: Interfaz y Opciones Del ATPDraw.

Por recomendación, se debe escoger la carpeta *proyect* tal como se indica en la figura. Después de esto hay que configurar el programa seleccionando en el panel de tareas del ATPdraw: Tools/Options:

Seleccionar el panel *Preferences* y luego indicar en *programs*:

- ATP: C:\ATPDraw5\runATP_G.bat
- Armafit: C:\ATPDraw5\armafit\armafit.exe. (Este programa llamado *armafit* es una aplicación entregada por el comité de usuarios de Japón para el uso del NODA setup en la rutina LCC para líneas de transmisión)²⁵.
- Plot Program: C:\ATPDraw5\PlotXY\PlotXWin.exe (se recomienda el uso de este software para los gráficos).

Esto aparece de manera explícita en la siguiente figura:

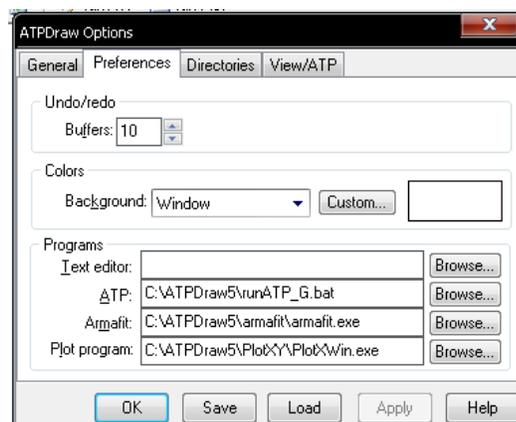


Figura 127: Configuración Del ATPDraw.

Luego en el panel “*directories*” copiar lo que sigue:

²⁵ Ver anexo nº2 modelos de líneas incluidos en el ATP.

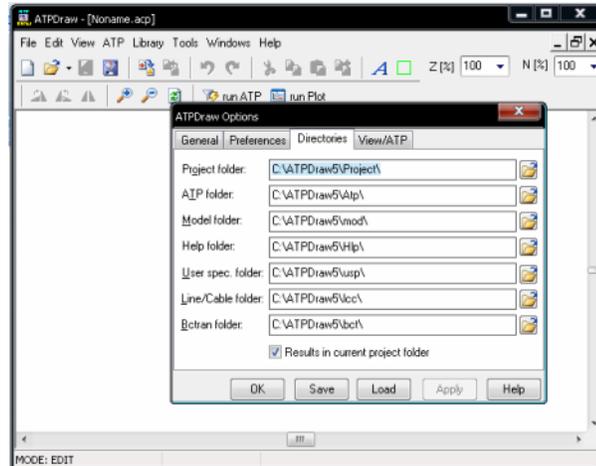


Figura 128: Configuración De Los Directorios Del ATPDraw.

Si no está alguna de estas carpetas, crearla. Finalmente hacer click en “Save” y “Ok”. Para correr la simulación en el panel de tareas hacer click en ATP.

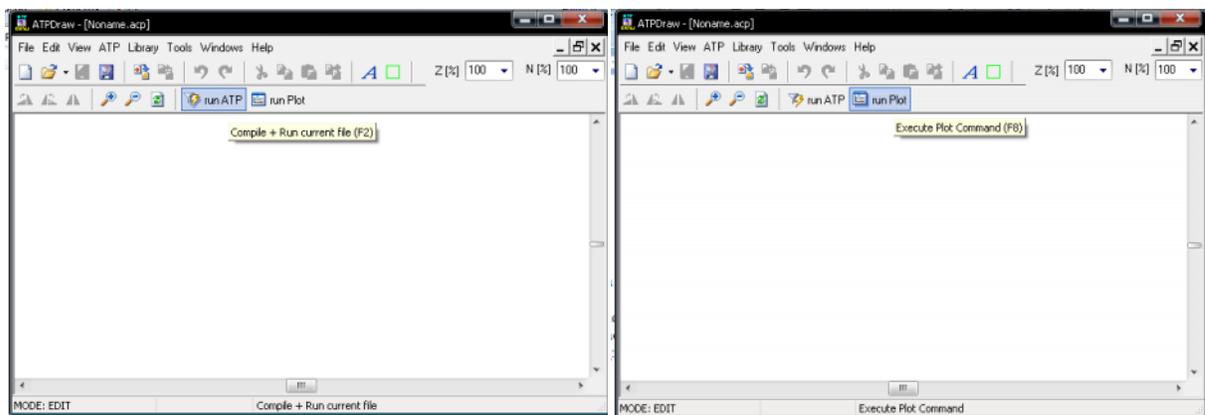


Figura 129: Ejecutar el ATP y el PlotXY a través del ATPDraw.

Una vez ejecutado el ATP, en la carpeta *project* se crearán una serie de archivos. En el archivo con nombre del esquemático con extensión *.pl4 se creará un archivo posible de abrir con cualquier editor de texto. Este archivo corresponde a un arreglo de números para ser graficados como variables que son funciones del tiempo. Para ver las gráficas sólo se debe hacer click en run Plot.

Instalación de otra versión a del ATP y consideraciones especiales para Uso Del Plotxy/PlotXWin.

Se puede leer el manual del ATPDraw versión 3.5 para poder hacer todo lo anterior. En primer lugar, para el resto de las versiones existen documentos donde sólo se indican las novedades de las actualizaciones del ATPDraw, por lo tanto, se puede decir que la base es el manual del ATPDraw 3.5.

Existe otra versión del ATP (Watcom) que según lo experimentado tiene un mejor comportamiento cuando se trata de esquemáticos de gran tamaño y muchos elementos LCC en



cascada. El ATPDraw permite incorporar otros programas que pueden ser llamados desde este, para esto es necesario hacer click en ATP... edit commands.

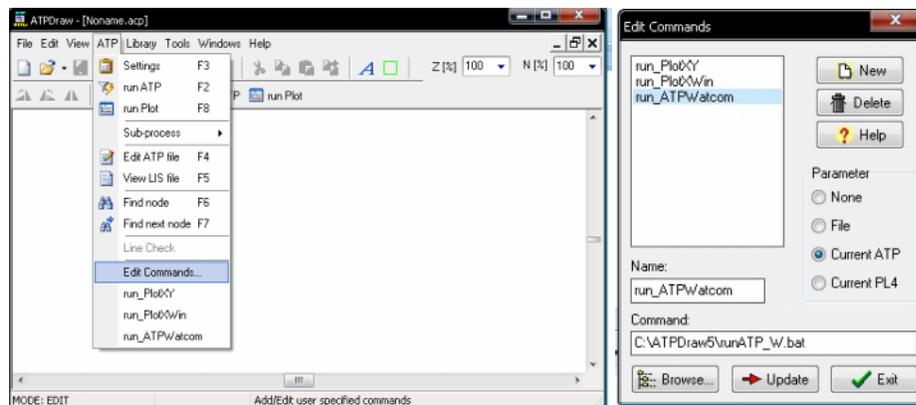


Figura 130: Seteo para incorporar ATP Watcom (alternativa)

Luego tal como en la figura anterior seleccionar:

- Name: run_ATPWatcom
- Command: C:\ATPDraw5\runATP_W.bat
- En parameter seleccionar “current ATP”.

El archivo “run_ATP_W.bat” es similar al “run_ATP_G.bat”, pero en este caso debe decir:

```
@echo off
%wkdir%tpbig.exe both %1 * -r
```

De la misma forma debe editarse en variables de entorno:

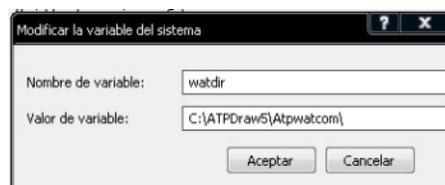


Figura 131: Modificación De Variables Del Entorno Para La Instalación Del ATP Watcom.

Pueden agregarse más programas tal como se puede apreciar, para más detalle ver el manual del ATPDraw 3.5.

Antes de usar el ATP WATCOM se debe descomprimir al archivo ATPwatcom.zip en una carpeta que sea consecuente con lo señalado en viables de entorno y haber reiniciado el PC.

En relación a la grafica de los resultados usando el ATP WATCOM, lamentablemente aun no ha sido posible obtener los gráficos directamente. De todos modos, de acuerdo a la dedicación y observación se ha determinado una manera alternativa, algo engorrosa pero que a la larga es práctica y hace posible graficar con el uso del PlotXY. Esta forma será explicada a continuación:



Una vez efectuada la simulación, el ATP crea distintos archivos de acuerdo al modelo que se simuló. Tal como fue mencionado con anterioridad entre éstos hay un archivo *.pl4 el cual corresponde a un arreglo o matriz de valores para las distintas variables que fueron medidas, este archivo puede ser abierto mediante cualquier editor de texto.

El archivo *.pl4 posee el siguiente esquema:

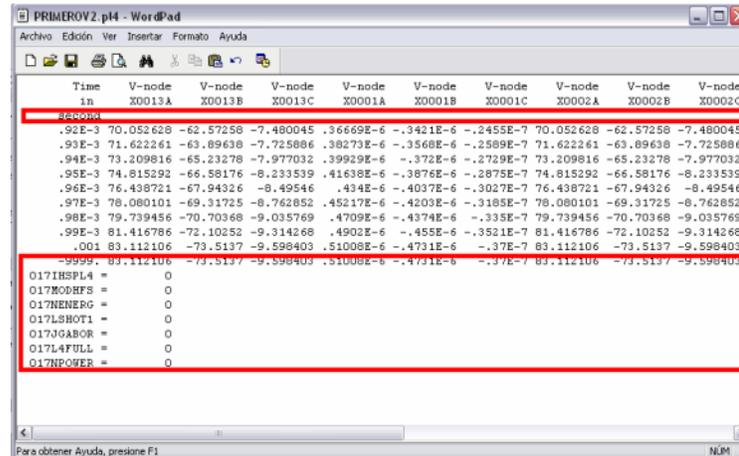


Figura 132: Archivo De Salida *.PI4 Del ATP

Acá se observa que en las tres primeras filas del archivo se encuentran los nombres de las variables, a la vez al final se observan otras filas con ciertos valores derivados de la simulación. Lo encerrado por el recuadro rojo debe ser eliminado con cuidado de mantener el formato de las columnas. Una vez hecho esto, el archivo se recomienda ser guardado con la extensión *.adf en la carpeta *PlotXY*.

Habiendo realizado los pasos indicados no debería haber problemas para cuando ejecutemos el *PlotXY* sea posibles obtener el gráfico de la variables que se desee. Se recomienda eso si trabajar con el archivo *.adf creado y el *PlotXY* al mismo tiempo pues así se puede permanente observar a qué variables corresponde cada gráfico.

Anexo D: “Uso Y Comparación Entre Softwares”.

Este acápite busca realizar una comparación entre software con ejemplos similares representados ambas herramientas, por lo que no se hará un análisis profundo tratando de confrontar los resultados obtenidos, ni buscar que software arroja resultados más fidedignos. Sólo se comparará las ventajas comparativas de uso como usuario.

Primer Ejemplo Y Simulación En ATP.

En este ejemplo se busca simular un SEP que incluye los elementos típicos y más sencillos; este ejemplo es solamente ilustrativo y se incorporan parámetros que no fueron profundamente deducidos. En pocas palabras este no es un sistema económicamente y técnicamente adaptado a la demanda.

Detalle Del Esquemático.

En circuito creado y simulado fue el siguiente:

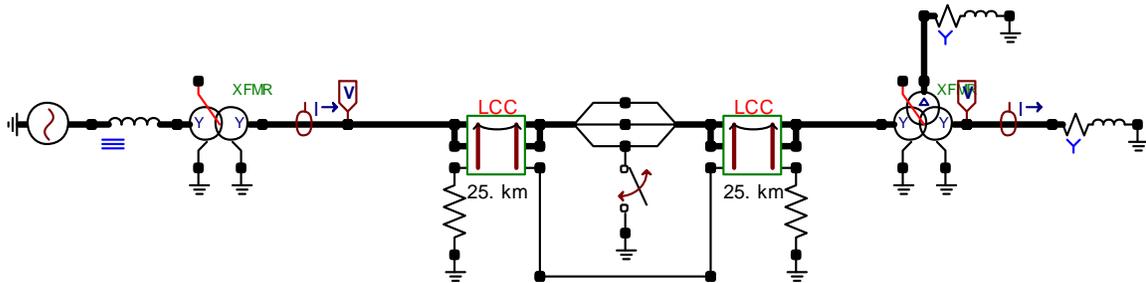


Figura 133: Esquemático Del Ejemplo Simulado.

En primera instancia se incluye una barra infinita de 500 kV y una inductancia trifásica serie de 100 mH. Luego se tiene un transformador del tipo XFORMER, que corresponde a un nuevo modelo de transformador, en comparación al BCTRANS que era el modelo más usado en este tipo de trabajos realizados en la escuela. Este modelo XFORMER realiza una implementación bastante detallada del núcleo y tiene la facilidad de incorporar parámetros por diseño, prueba o valores típicos, de manera de facilitar su uso. El menú para seteo se incorpora en la siguiente figura:

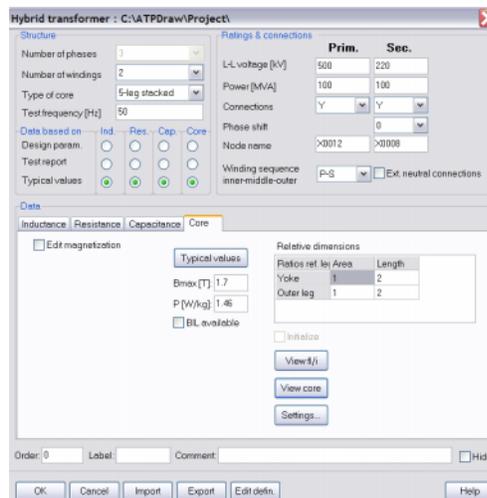


Figura 134: Menú Para Seteo De Parámetros De Transformador Modelo XFORMER



En el ejemplo realizado se incorpora los parámetros típicos, en este contexto es posible observar tanto la configuración del núcleo y la curva de saturación para dichos parámetros:

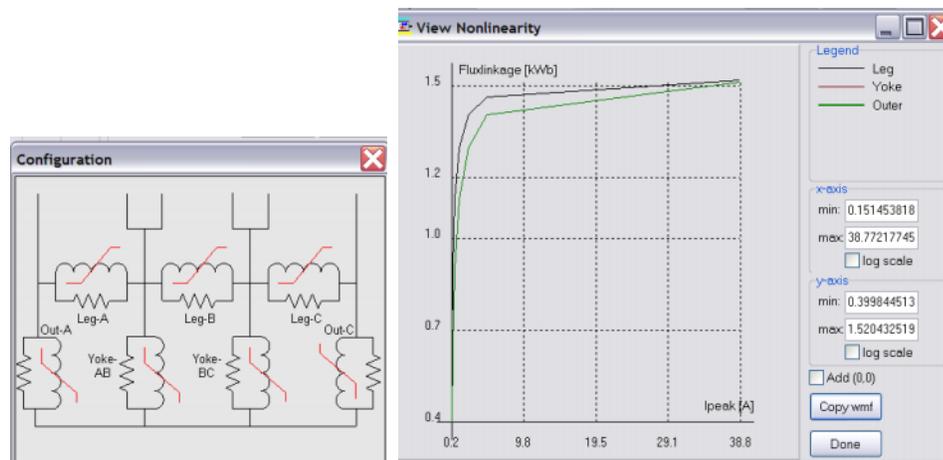


Figura 135: Esquema Núcleo Y Curva Saturación Para Valores Típicos Trafo Modelo XFORMER.

En este sentido no es del todo complicado usar este modelo, sino más bien entender sus limitaciones, lo cual queda propuesto para futuros trabajos.

Posteriormente al transformador de poder se incorpora un doble circuito en 220kV el cual fue tomado de los modelos para la línea implementados en los ejercicios descritos a lo largo del informe, sin embargo ahora se incorpora una longitud de 50 kms en total, además de un cortocircuito simulado como interruptor ideal.

Luego finalmente se implementa un nuevo transformador, esta vez de 3 enrollados pero que sigue la misma idea, y alimenta dos consumos: uno de 50 MW conectado a una tensión de 66 kV en el secundario de transformador de 3 enrollados y uno de 10 MW en 23 kV en el terciario, cada uno con factor de potencia de 0.95 inductivo [°/1] y conexión estrella. Sin embargo estos valores deben ser traducidos en ohm y mH para poder ser implementados.

Resultados Y Gráficos.

Tal como se comentó, una vez ejecutado el ATP a través del ATPDraw, se obtiene un archivo *.pl4. A este documento es necesario hacerle unas modificaciones y guardarlo con el formato *.adf pues tal como se comentó, de otra forma lamentablemente no es posible graficar los resultados con el PlotXY. Una vez hecho lo anterior se muestran los siguientes resultados:

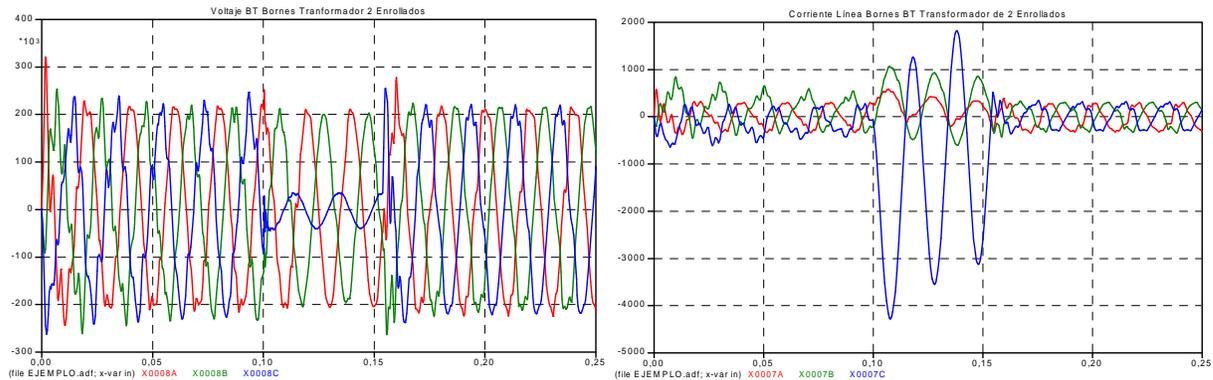


Figura 136: Voltaje En Los Borneos Corriente Línea Del Secundario Del Trafo 500/220 kV.

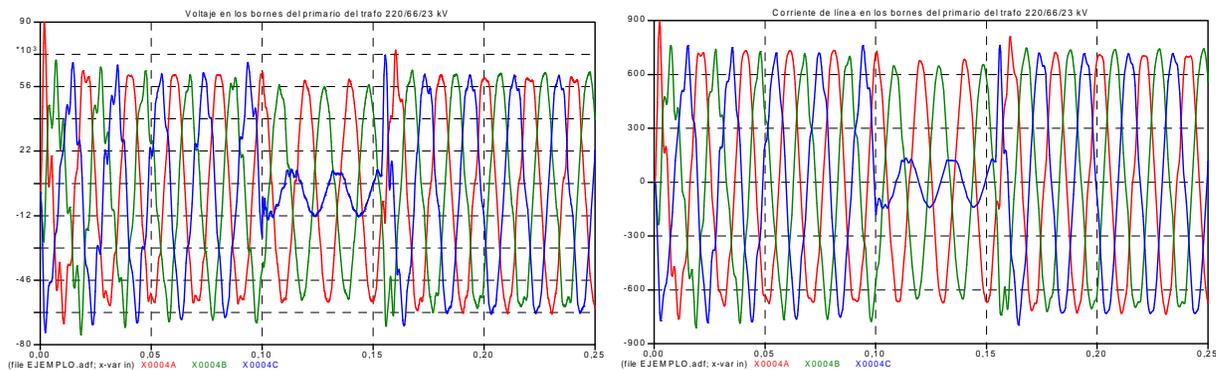


Figura 137: Voltaje y Corriente De Línea En Los Borneos Del Primario Del Trafo 220/66/23 kV.

De los resultados, lo que se observa de mayor relevancia es la forma de onda de la tensión (con presencia de armónicos) y la magnitud de la corriente de falla al nivel del transformador, la cual alcanza alrededor de 4 kA y que la corriente hacia los consumos decrece a casi un tercio en la fase fallada. Cabe recordar que esta fue la primera simulación realizada en el ATP y tiene más bien un carácter introductorio al software.

Simulación Usando El Emtdc-Pscad.

Del mismo modo que con el ATP, en el PSCAD fueron realizadas diversas simulaciones para poder ver la posibilidad de implementar las aplicaciones que resultasen de interés. En este contexto y también con la motivación de poder realizar un comparación del mismo ejercicio con ATP fue implementado un ejemplo similar al descrito anteriormente.

Esquemático General Del Circuito A Modelar.

A continuación se aprecia el esquemático, donde se puede visualizar que corresponde al mismo ejemplo pero que se cuenta con diferentes interfaces lo cual fortalece ciertas herramientas a la vez que merma otras.

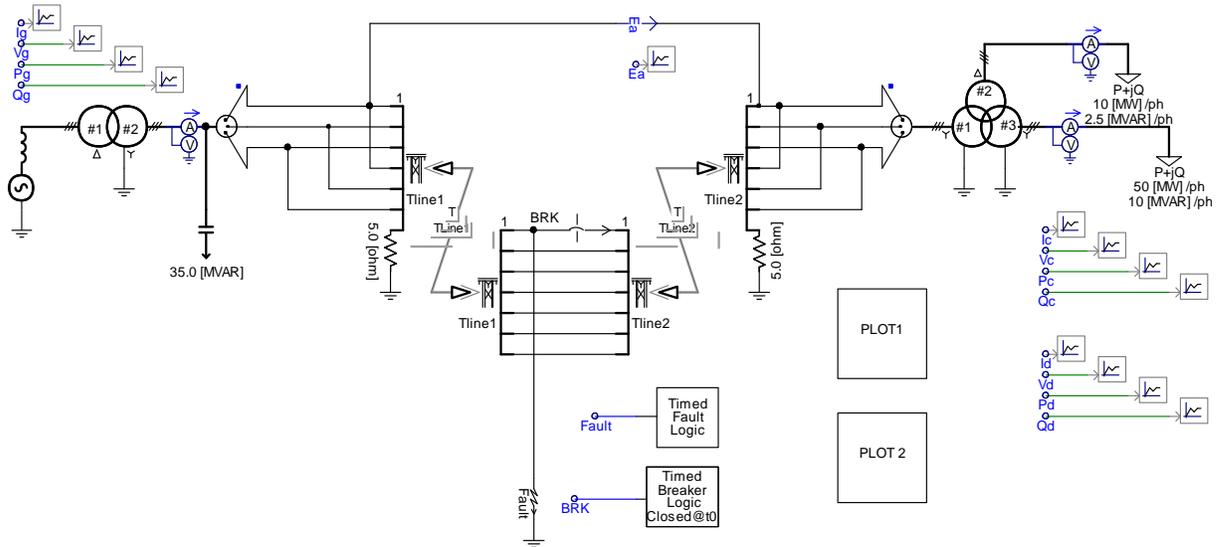


Figura 138: Esquemático Del Ejemplo Simulado En PSCAD.

En relación al modelo, las principales comparaciones con el ATP son las siguientes:

- Los modelos de líneas de transmisión poseen otra interfaz la cual es mucho más didáctica y auto-explicativa, sin embargo no incorpora la gama de modelos que posee el ATP.
- El modelo del transformador del PSCAD es muy similar pero no cuenta con el detalle de la curvas de magnetización ni la incorporación de aspectos de diseño y pruebas para la obtención de los parámetros del mismo.
- El modelo para los consumos del PSCAD es mucho más práctico considerando que tiene la posibilidad de incorporar modelos de cargas donde es necesario introducir las demandas en MW y MVar.

Uso De Editor De Parámetros De Líneas De Transmisión.

El PSCAD posee una interfaz muy elocuente y práctica para editar la configuración, esto se aprecia en la figura que a continuación se puede ver:

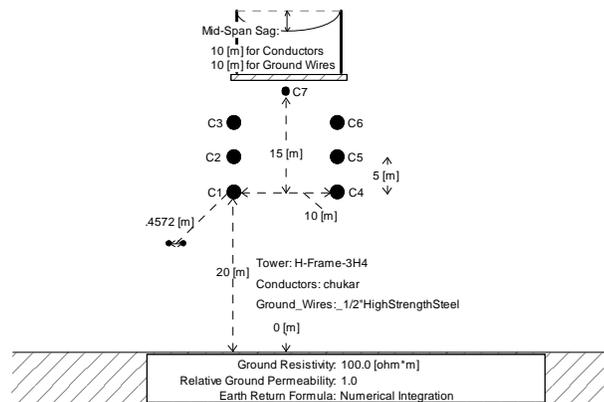


Figura 139: Interfaz Para La Inclusión De Parámetros De Líneas De Transmisión

Haciendo doble click en el elemento línea se ingresa a una ventana donde se puede configurar la línea, y con el botón derecho del mouse se puede agregar la torre y modelo deseado.

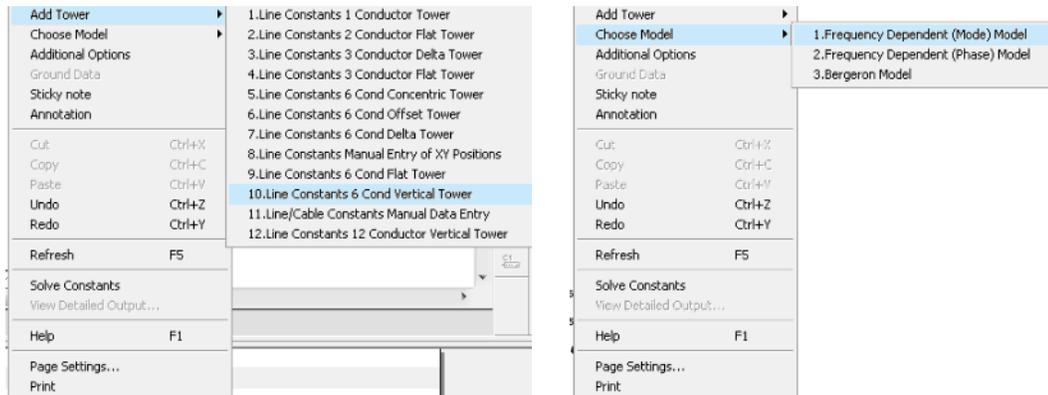


Figura 140: Selección De Geometría Y Modelo De La Línea.

Dentro de los modelos se aprecia lo siguiente:

- El modelo nº1 corresponde al JMARTI setup que se dispone en el AT.
- El modelo nº2 es una versión similar al TAKU NODA setup.
- El modelo nº3 corresponde al mismo modelo de Bergeron del ATP.

En este caso se escogió una línea con configuración plana similar a la implementada en el ATP. Haciendo doble click en la torre, que se aprecia en la figura 12-11, las opciones se presentan de la siguiente forma:

- En primera instancia se ingresa la geometría de la torre y la línea.
- Luego los datos de los conductores de fase y posteriormente los datos del conductor de guardia.

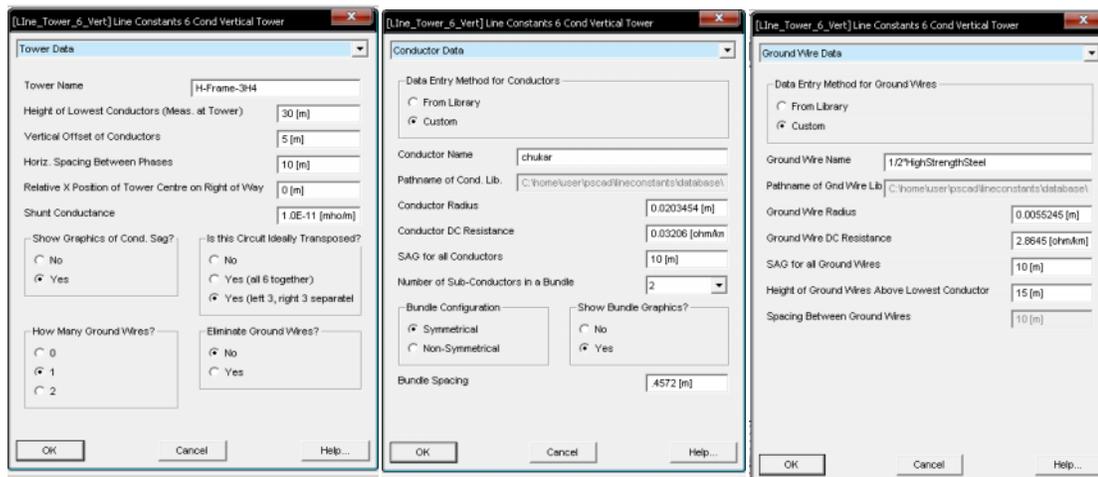


Figura 141: Seteo De Parámetros De Conductores Y Geometría De La Línea

- Finalmente se pueden editar los pines del elemento (cuales son cables de fase y cuales cables de guardia; no se considera relevante mostrar figura de esto último).
- A su vez haciendo doble click en la figura que representa el terreno se puede configurar los parámetros relativos a éste.



Figura 142: Seteo De La Resistividad Del Terreno.

Resultados.

Una vez descritos los aspectos más significativos del esquemático, se muestran los siguientes resultados, lo cuales corresponden a la corriente I , voltaje V , ángulo ϕ , Potencia activa P y reactiva Q .

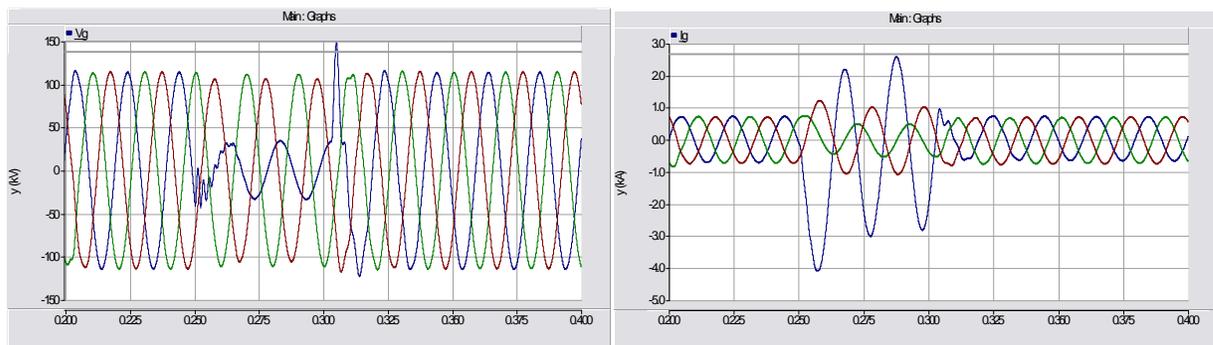


Figura 143: Voltaje En Bornes Y Corriente De Línea 2º Trafo 500/220 kV.

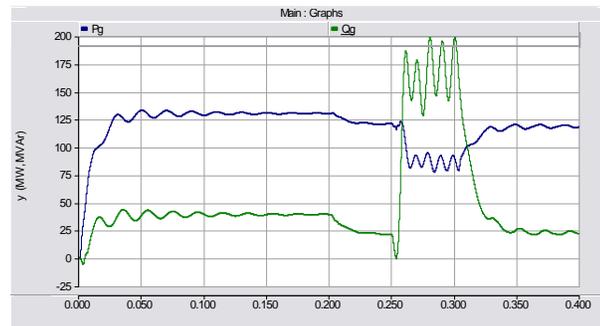


Figura 144: Flujos De Potencia Activa Y Reactiva En Bornes 2º Trafo 500/220 kV.

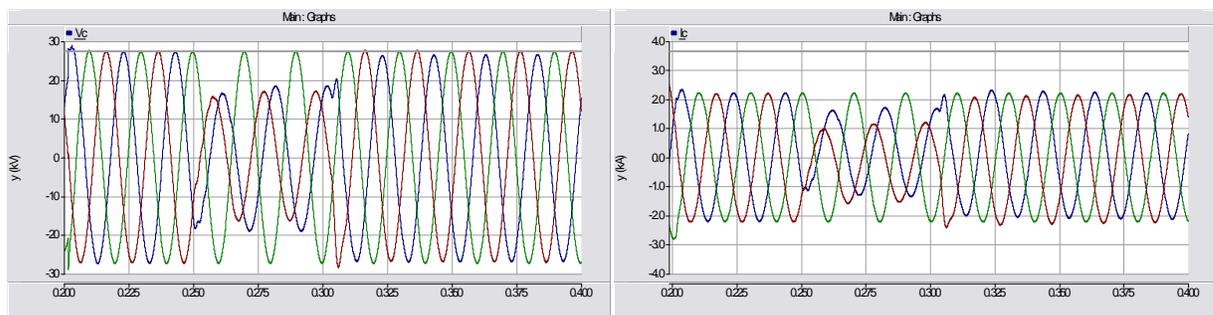


Figura 145: Voltaje En Bornes Y Corriente De Línea 2º Del Trafo 220/66/23 kV.

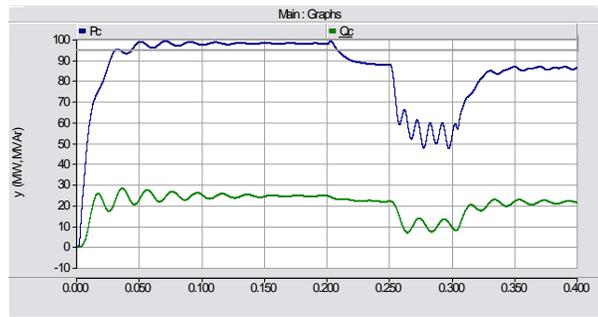


Figura 146: Flujos De Potencia Activa Y Reactiva En Bornes 2º Del Trafo 220/66/23 kV.

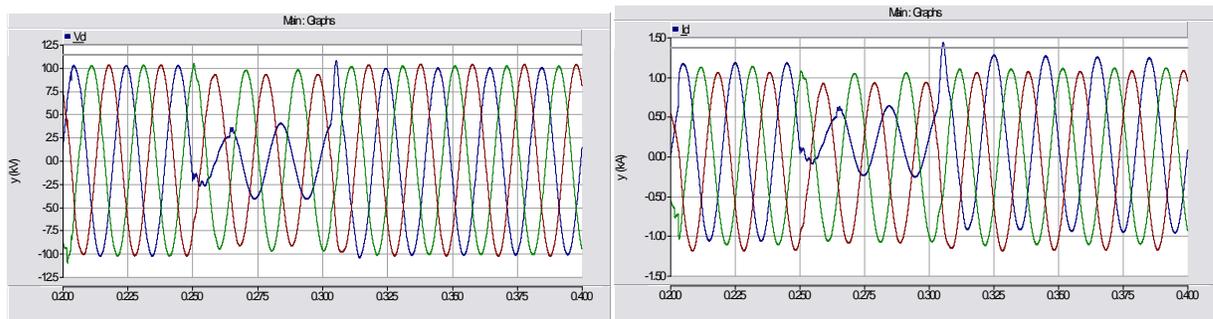


Figura 147: Voltaje En Bornes Y Corriente De Línea 3º Del Trafo 220/66/23 kV.

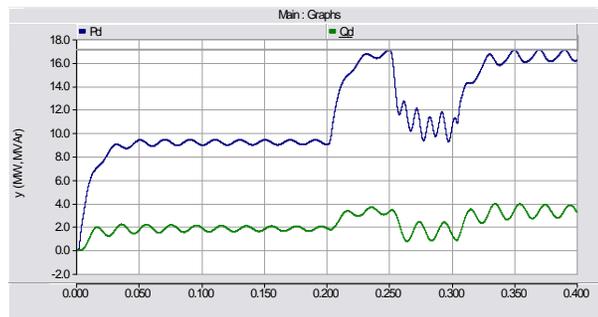


Figura 148: Flujos De Potencia Activa Y Reactiva En Bornes 3º Del Trafo 220/66/23kV.

De manera previa es posible ver el comportamiento en función del tiempo de las variables mencionadas. Para el voltaje entre fases y las corrientes de línea se aprecia que conservan su carácter sinusoidal. Las potencias sin embargo tienen un comportamiento transitorio que parte desde cero hasta alcanzar el valor constante en régimen permanente, sin embargo además se aprecia que la presencia de la falla introduce una perturbación en la forma de onda. Esta última no estaría presente si no hubiese ocurrido la falla.

Conclusiones Sobre La Comparación De Software.

El ejemplo descrito anteriormente realiza un paralelo entre los software ATP y PSCAD, y hace hincapié en los modelos de líneas de transmisión aunque detalla ciertos aspectos de los modelos del transformador.



El ejemplo descrito es totalmente desarrollable en ambos software, sin embargo no ocurre de la misma manera si lo que se pretende es implementar el modelo desarrollado a lo largo de este trabajo. Principalmente el PSCAD tiene las siguientes desventajas frente al ATP:

- No presenta interruptores controlables, necesario para modelar la descarga en los aisladores.
- Tampoco presenta resistencias controlables.
- No es fácil implementar conductores monofásicos en parámetros distribuidos, necesarios para la modelación de la torre.
- Las dimensiones de la interfaz donde se ubican los elementos resultan demasiado pequeñas para poder implementar modelos de gran tamaño, como los que fueron desarrollados en el ATP en este trabajo.

Pese a lo anterior existen ventajas del PSCAD frente al ATP para otro tipo de aplicaciones.

- Al ser un software comercial posee una interfaz más amigable, pues se aprecia que hay más desarrollo en este aspecto. Esto se ejemplifica sobretodo en los gráficos de los resultados.
- Existen librerías especializadas mucho mejores, como por ejemplo:
 - Protecciones
 - HVDC, FACTS y Power Electronics.
 - Máquinas, donde se incluyen modelos detallados de los gobernadores para generadores hidráulicos, eólicos, entre otros.

Así, por lo tanto, si bien para el modelo que busca desarrollar este trabajo el PSCAD no resulta provechoso, existen varias donde si puede resultar más que útil.



Anexo E: “Detalle Estructuras Consideradas”.

Sistemas De Transmisión En Corriente Alterna En 66kV.

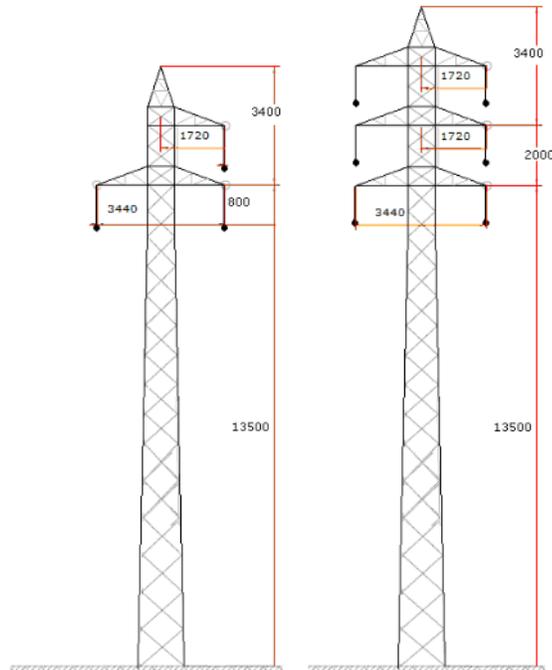


Figura 149: Esquema Estructura De Suspensión Línea En 1x66 Y 2x66kV.

Tabla 12: Parámetros Modelo De La Torre Sistema 66 Y 2x66kV.

1x66kV					
	τ [μs]	0.056	γ	0.8944	
	h_i [m]	r [m]	Z_t [Ohm]	R [Ohm]	L [uH]
Tramo 1	1.4	0.43	188.59605	3.48720	0.00039
Tramo 2	2	0.43		4.98171	0.00056
Tramo 3	13.5	1.29		33.62655	0.00379
2x66kV					
	τ [μs]	0.063	γ	0.8944	
	h_i [m]	r [m]	Z_t [Ohm]	R [Ohm]	L [uH]
Tramo 1	1.4	0.43	191.2171425	3.16151842	0.0003562
Tramo 2	2	0.43		4.51645488	0.00050885
Tramo 3	2	0.43		4.51645488	0.00050885
Tramo 4	13.5	1.29		30.4860704	0.00343476

Tabla 13: Conductores Considerados Para Sistema 66 Y 2x66kV.

Conductor		Sección [mm ²]	r_{in} [cm]	r_{out} [cm]	R_{dc} [ohm/km]
Fase	CU 2/0 AWG	67.4	0	0.5255	0.2738
Guardia	7#11 Allumowed	29.2	0	0.345	3.4875



Sistemas De Transmisión En Corriente Alterna En 110kV.

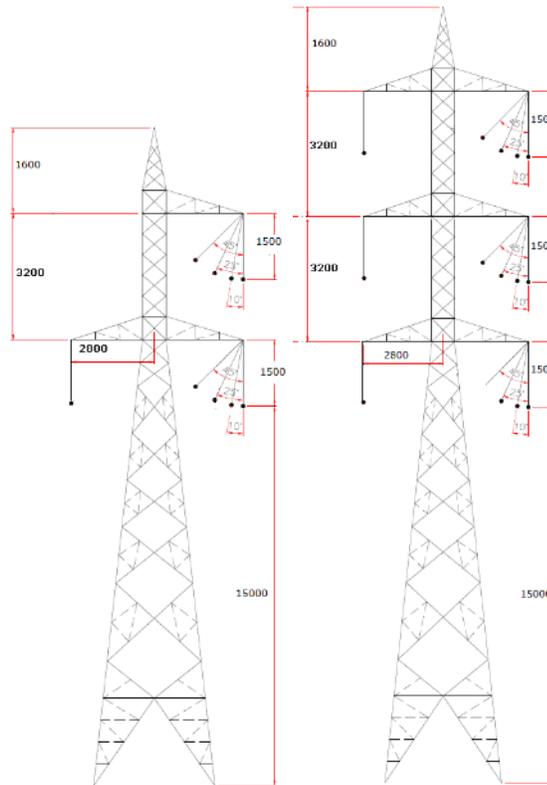


Figura 150: Esquema Estructura De Suspensión Línea En 1x110 Y 2x110 kV.

Tabla 14: Parámetros Modelo De La Torre Sistema 110 Y 2x110kV.

1x110kV					
	τ [μS]	0.071	γ	0.8944	
	h_i [m]	r [m]	Z_t [Ohm]	R [Ohm]	L [uH]
Tramo 1	1.6	0.7	172.128781	2.88600137	0.00040981
Tramo 2	3.2	0.7		5.77200275	0.00081962
Tramo 3	16.5	2.1		29.7618892	0.00422619
2x110kV					
	τ [μS]	0.08167	γ	0.8944	
	h_i [m]	r	Z_t [Ohm]	R [Ohm]	L [uH]
Tramo 1	1.6	0.7	175.744334	2.56175676	0.00036377
Tramo 2	3.2	0.7		5.12351351	0.00072754
Tramo 3	3.2	0.7		5.12351351	0.00072754
Tramo 4	16.5	2.1		26.4181166	0.00375137

Tabla 15: Conductores Considerados Para Sistema 110 Y 2x110kV.

Conductor		Sección [mm ²]	r_{in} [cm]	r_{out} [cm]	R_{dc} [ohm/km]
Fase	AAAC Butte	158	0	0.815	0.2122
Guardia	7n°9 Allumowed	46.4	0	0.435	1.844



Sistemas De Transmisión En Corriente Alterna En 154kV.

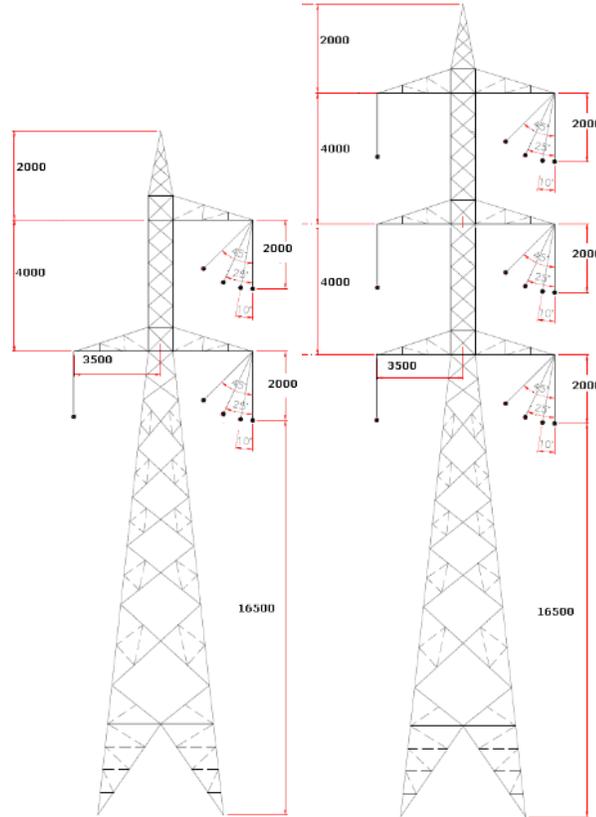


Figura 151: Esquema Estructura De Suspensión Línea En 1x154 Y 2x154 kV.

Tabla 16: Parámetros Modelo De La Torre Sistema 154 Y 2x154kV.

1x154kV					
	τ [μs]	0.08167	γ	0.8944	
	h_i [m]	r [m]	Z_t [Ohm]	R [Ohm]	L [uH]
Tramo 1	2	0.875	166.2309182	3.02885425	0.00049471
Tramo 2	4	0.875		6.0577085	0.00098943
Tramo 3	18.5	2.625		28.0169018	0.00457609
2x154kV					
	τ [μs]	0.095	γ	0.8944	
	h_i [m]	r [m]	Z_t [Ohm]	R [Ohm]	L [uH]
Tramo 1	2	0.875	170.3721714	2.66861827	0.00043587
Tramo 2	4	0.875		5.33723653	0.00087175
Tramo 3	4	0.875		5.33723653	0.00087175
Tramo 4	18.5	2.625		24.684719	0.00403184

Conductor		Sección [mm ²]	r_{in} [cm]	r_{out} [cm]	R_{dc} [ohm/km]
Fase	AAAC Greeley	470	0	1.4075	0.0716
Guardia	7n ^o 9 Allumowed	46.4	0	0.435	1.844

Tabla 17: Conductores Considerados Para Sistema 154 Y 2x154kV.



Sistemas De Trasmisión En Corriente Alterna En 220kV.

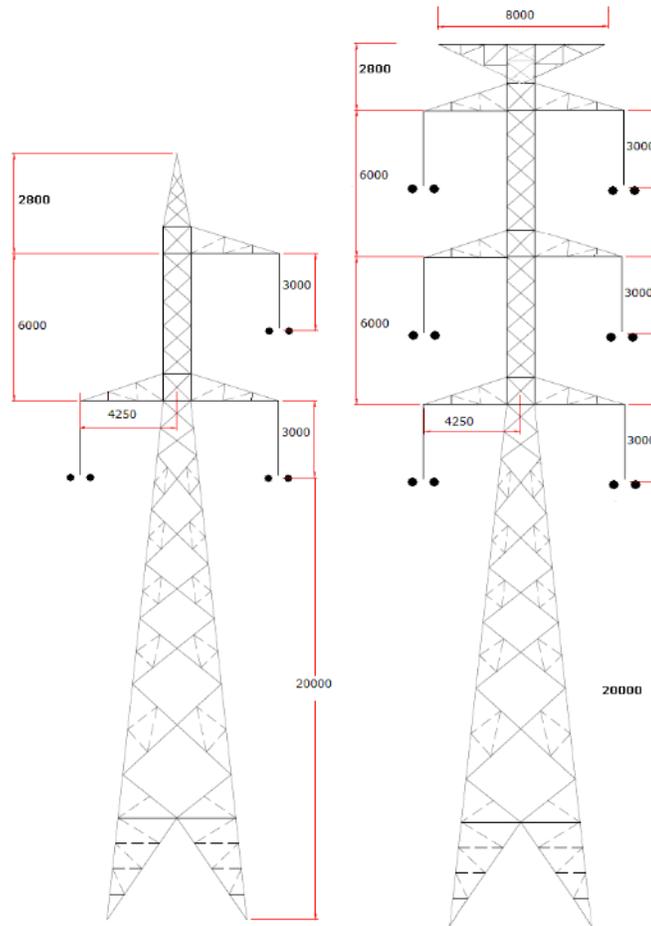


Figura 152: Esquema Estructura De Suspensión Línea En 1x220 Y 2x220 kV.

Tabla 18: Parámetros Modelo De La Torre Sistema 220 Y 2x220kV.

1x220kV					
	τ [μs]	0.106	γ	0.8944	
	h_i [m]	r [m]	Z_t [Ohm]	R [Ohm]	L [uH]
Tramo 1	2.8	1.0625	168.695552	3.3154097	0.00070287
Tramo 2	6	1.0625		7.10444935	0.00150614
Tramo 3	23	3.1875		27.2337225	0.00577355
2x220kV					
	τ [μs]	0.126	γ	0.8944	
	h_i [m]	r [m]	Z_t [Ohm]	R [Ohm]	L [uH]
Tramo 1	2.8	1.0625	173.865261	2.87462837	0.00060942
Tramo 2	6	1.0625		6.15991794	0.0013059
Tramo 3	6	1.0625		6.15991794	0.0013059
Tramo 4	23	3.1875		23.6130188	0.00500596



Tabla 19: Conductores Considerados Para Sistema 220 Y 2x220 kV.

Conductor		Sección [mm ²]	r _{in} [cm]	r _{out} [cm]	R _{dc} [ohm/km]
Fase	2X ACAR 1200 MCM	608	0	1.604	0.049
Guardia	7 n°8 AWG Alumoweld	58.56	0	0.489	1.463

Sistema De Transmisión En Alta Tensión Corriente Alterna En 500kV.

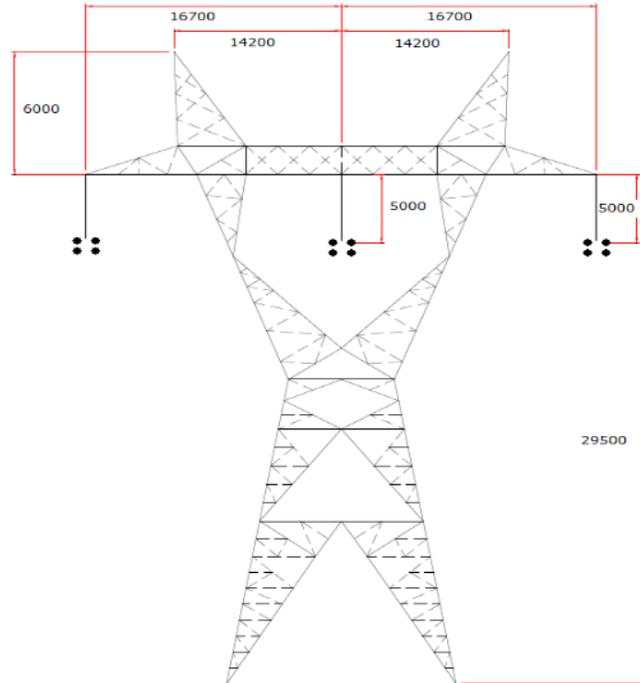


Figura 153: Esquema Estructura De Suspensión Línea En 1x500 kV.

Tabla 20: Parámetros Modelo De La Torre Sistema 500kV.

1x500kV					
	τ[μs]	0.150367	γ	0.8944	
	h _i [m]	r[m]	Z _t [Ohm]	R[Ohm]	L [uH]
Tramo 1	6	2.367	117.2559161	3.48109478	0.00104688
Tramo 2	18.46	2.367		10.7101683	0.0032209
Tramo 3	20.65	10.65		11.9807679	0.00360302

Tabla 21: Conductores Considerados Para Sistema 500 kV.

Conductor		Sección [mm ²]	r _{in} [cm]	r _{out} cm	R _{dc} [ohm/km]
Fase	4X ACAR 750 MCM	375.5	0	1.2225	0.0858
Guardia	7 n°8 AWG Alumoweld	58.56	0	0.489	1.463



Sistema De Transmisión En HVDC En 500kV Bipolar

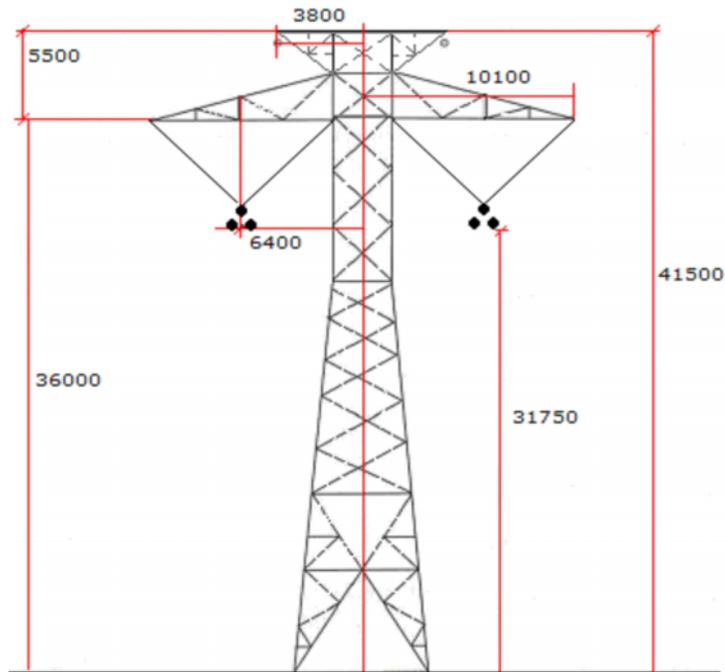


Figura 154: Esquema Estructura De Suspensión Línea En 500 kV Bipolar.

Tabla 22: Parámetros Modelo De La Torre Sistema 500kV DC Bipolar.

1x500kV HVDC					
	τ [μs]	0.1383	γ	0.8944	
	h_i [m]	r [m]	Z_t [Ohm]	R [Ohm]	L [uH]
Tramo 1	5.5	1.2667	180.294361	5.33334154	0.00147556
Tramo 2	7	1.2667		6.78788924	0.00187798
Tramo 3	29	2.533		28.1212554	0.00778021

Tabla 23: Conductores Considerados Para Sistema 500 KV DC Bipolar.

Conductor		Sección [mm ²]	r_{in} [cm]	r_{out} cm	R_{dc} [ohm/km]
Fase	4X ACAR 700 MCM	375.5	0	1.2225	0.0858
Guardia	7 n°8AWG Alumoweld	58.56	0	0.489	1.463



Anexo F: “Tutorial Para La Rutina LCC Que Modela Conductores En Suspensión”.

Este tutorial está basado en la incorporación de una línea 2x220kV pero se puede extender a cualquier otro tipo de línea.

Una vez seleccionado el elemento LCC aparece la siguiente ventana de opciones:

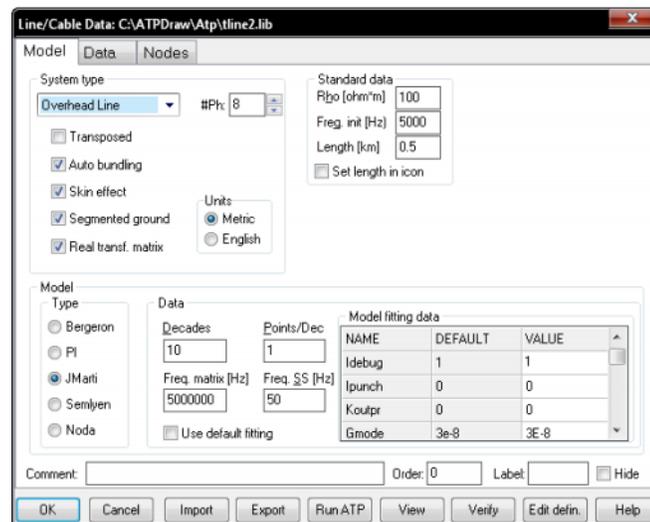


Figura 155: Ventana De Datos Para Herramienta LCC.

Donde:

- System type:
 - Transposed: La línea se considera Transpuesta.
 - Auto bundling: Se habilita la inclusión de conductores fasciculados en la pestaña DATA.
 - Skin effect: Inclusión de corrección por efecto pelicular.
 - Metric/English: Selección sistema de unidades.
 - Segmented ground: Considera cables de guardia segmentados. Para estudio de rayos no se recomienda.
 - Real transf. matrix: Matriz de transformación se asume real. Los valores propios de dicha matriz se rotan hacia eje real, despreciándose la parte imaginaria. Recomendado para estudio de transitorios.
- Standard data
 - Rho: Resistividad del terreno (Método de Carson).
 - Freq. init: Para Modelo PI y Bergeron corresponde a la frecuencia en que se calculan los parámetros de dichos modelo. Para modelos JMarti, Noda y Semlyen corresponde la frecuencia inicial para el barrido en frecuencia de los parámetros de éstos.
 - Length: Longitud de la línea dependiendo el sistema de unidades escogidas.
- Model Type: Selección tipo de modelo.
 - **Bergeron**: No hay seteo adicional.

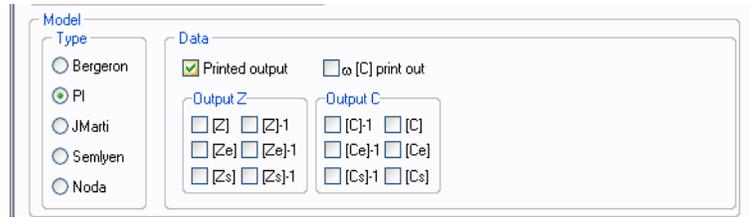


Figura 156: Datos Para Modelo PI De Línea.

- **PI:** Para modelos tipo PI-nominal (línea corta)
 - **Data: Printed output:** entregar en archivo de salida matrices:
 - Capacitancia shunt.
 - Impedancia/admitancia serie del sistema sin reducir.
 - Conductores de fase equivalentes (posterior a la eliminación de cables de guardia y cálculo conductor equivalente del haz)
 - Componentes simétricas.
 - **w[C] print out:** selección entre matriz capacitancia o susceptancia paralelo.

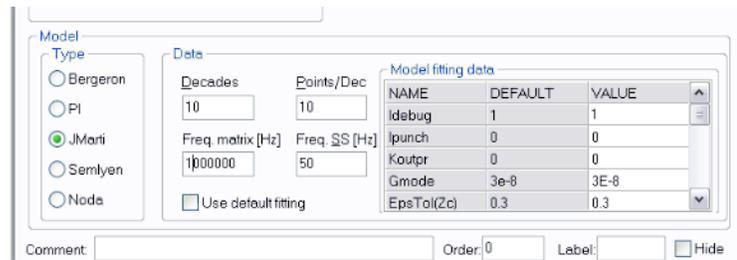


Figura 157: Datos Para Modelo De José Marti De Línea.

- **JMarti:** Este modelo se ajusta un rango de frecuencias.
 - **Freq. Init:** indica la frecuencia inicial del muestreo.
 - **Decades:** indica hasta qué orden de frecuencias se muestrea.
 - **(Points/Dec):** número de puntos de muestreo por década.
 - **(Freq. matrix)** Frecuencia donde la matriz de transformación es calculada, escogida de acuerdo a la frecuencia dominante del transitorio estudiado.
 - **(Freq. SS)** frecuencia en condición de régimen permanente.

Este modelo contiene parámetros que en algunos casos pueden modificarse, en vez de ser tomados en cuenta con los valores por defecto (**Model fitting data**). En el anexo n°2 se describe un resumen para los modelos de líneas de transmisión y de ser necesario mayores detalles debe revisarse el ATP Rule Book[1] o el EMTP Theory Book[2].

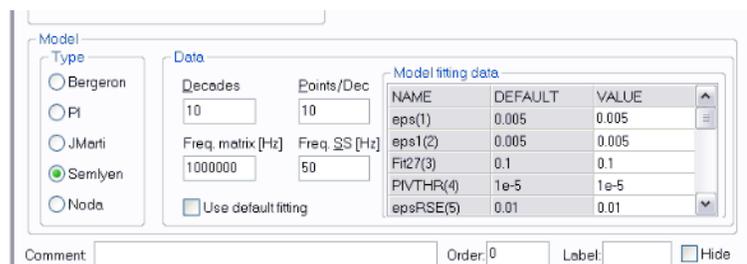


Figura 158: Datos Para Modelo De Semlyen De Línea.



- **Semlyen:** Seteo similar al JMARTI SETUP.

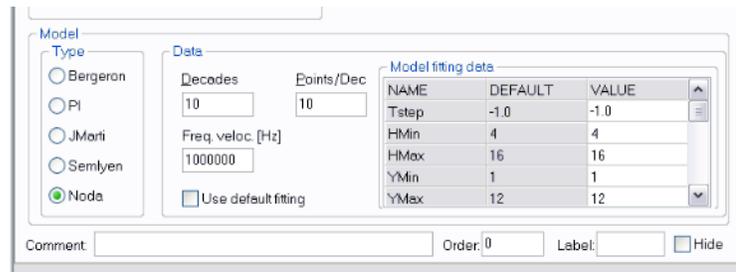


Figura 159: Datos Para Modelo De Taku Noda De La Línea.

- **Noda:** Seteo similar al JMARTI SETUP. Salvo lo siguiente
 - **(Freq. veloc.),** frecuencia donde las velocidades de propagación de la onda son calculados, debe ser un valor mayor a la más alta indicada para el muestreo.

En algunos casos, si se desea modificar el seteo por defecto se recomienda revisar el ATP Rule Book. Antes de comparar los distintos modelos se debe incorporar los parámetros de la geometría y dimensiones de la línea, para esto es necesario ir a la siguiente pestaña que corresponde a Data:

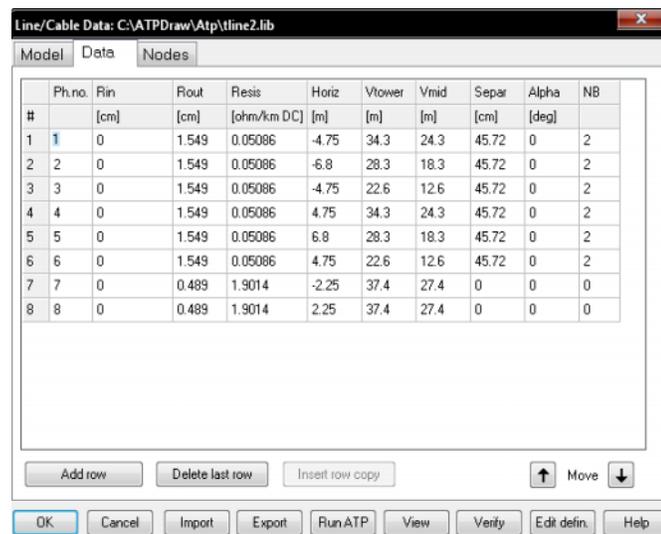


Figura 160: Uso De Elementos LCC Para Incorporar Geometría Y Parámetros De Conductores.

Donde:

- **Ph.no.:** número de fase; si se indica cero corresponde a cable de guardia y es eliminado mediante la reducción de la matriz.
- **Rin:** Radio interno conductor (conductor tubular), disponible sólo si se incluye efecto pelicular. Si no es seleccionado efecto pelicular, **Rin** desaparece y aparece **React** que especifica la reactancia AC de la línea en Ohm/km.
- **Rout:** Radio externo del conductor.
- **Resis:** Resistencia DC por unidad de longitud del conductor (considerando efecto pelicular) o resistencia AC para Freq. init (sin tomar en cuenta efecto pelicular).
- **Horiz:** distancia horizontal del centro del haz de conductores hasta el eje de referencia (generalmente el centro de la torre).



- **V_{tower}**: Altura vertical del conductor en la torre
- **V_{mid}**: Altura en el medio del vano (para considerar flecha). La altura media del conductor se estima mediante la expresión:

$$h_{media} = \frac{2 V_{mid} + V_{tower}}{3}$$

- System type / Auto bundling: de ser seteado conductores en haz:
 - **Separ**: Distancia entre conductores en haz.
 - **Alpha**: Posición del conductor en haz considerando el ángulo medido desde la línea horizontal en el sentido del reloj.
 - **NB**: Números de conductores en haz.

Para el caso de la línea de 2x220, de acuerdo a la investigación de la base de datos del CDEC-SIC, fueron seleccionados los siguientes parámetros, considerados idóneos:

Tabla 24: Parámetros Del Conductor Típico Sistema 2x220kV.

Conductor		Sección [mm ²]	r _{in} [cm]	r _{out} [cm]	R _{dc} [ohm/km]
Fase	2X ACAR 1200 MCM	608	0	1.604	0.049
Guardia	7 n°8 AWG Alumoweld	58.56	0	0.489	1.463

Escogiendo el botón view se puede visualizar los valores que uno ingreso en esta pestaña:

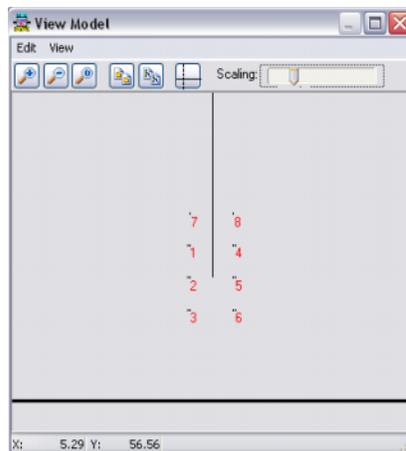


Figura 161: Visualización De La Geometría De La Línea Ingresada.

Las fases 7 y 8 corresponden a los conductores de guardia. Al incluir el efecto skin se tiene un radio interno y externo, lo que implica estar considerando un conductor tubular. Esto último puede aplicarse en presencia de conductores del ASCR donde la conductividad del alambre de refuerzo es despreciable en comparación con la del aluminio. Sin embargo este no es el caso y para incluir un conductor compacto se escoge $r_{in} = 0$.

Se toma en cuenta una flecha para este caso de alrededor de 10 m para todo el tramo, esto puede variar de caso a caso considerando la exigencia de distancias mínimas Al Suelo.



Anexo G: "Resultados Caso Base Correspondiente A Una Línea 400kV Y El Estudio [16] Y [17]".

Este acápite tiene como objeto ser la base sobre la que se sustenta el desarrollo de los modelos implementados en el ATP. Esto es así bajo la premisa de que corresponde a un ejemplo más sencillo y con menos detalle y que una vez alcanzados valores similares se puede comenzar a incorporar variaciones y nuevas consideraciones.

Tabla 25: Datos Del Los Conductores Del Sistema De 400kv Estudiado en [16] y [17]

	Tipo	Diámetro (cm)	Resistencia (Ω/km)
Conductores de fase	CURLEW	3.162	0.06604
Cables de tierra	7N8	0.978	1.901

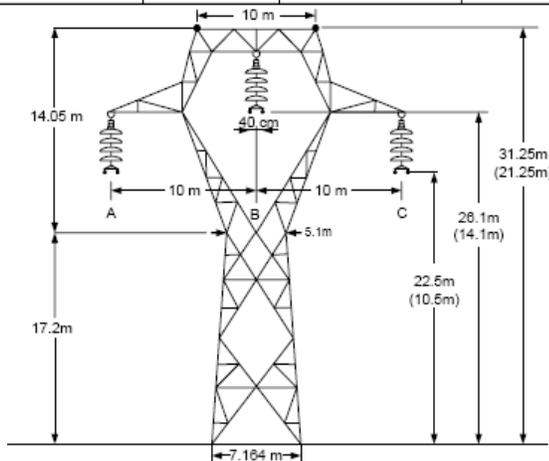


Figura 162: Geometría Del Sistema Del Sistema De 400kv Estudiado En [16] y [17].

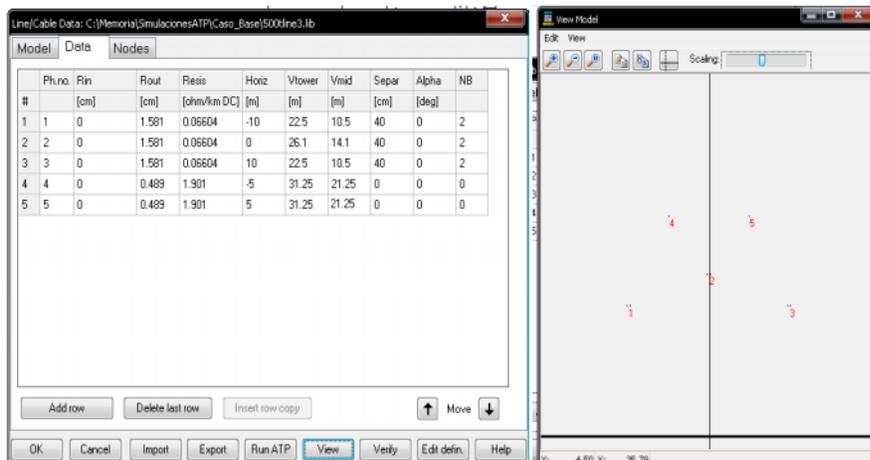


Figura 163: Incorporación De Los Datos De Geometría Y Conductores En El ATPDraw.

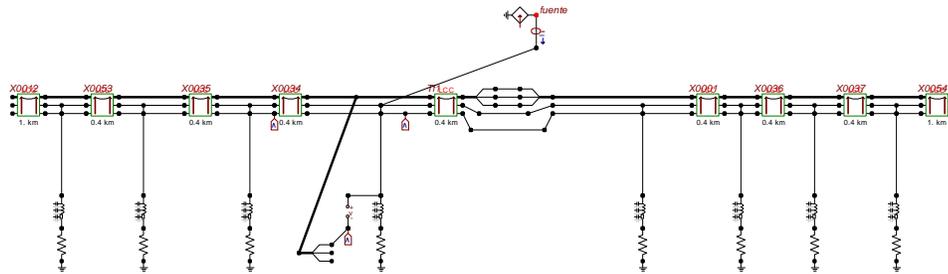


Figura 164: Esquemático Modelo De La Línea En El ATPDraw.

El ejemplo tratado, básicamente implementa una línea de 400kV con:

- un vano de 400 [m].
- un modelo de la torre compuesto por tan solo una elemento CLARKE de una impedancia de onda de 200 [Ohm/m].
- una resistencia de pie de torre lineal de 50 [Ohm].
- una fuente de rayo de 33 kA de pico 1.2 [μs] de frente y 77[μs] de cola.
- sólo se considera el impacto directo sobre la torre.

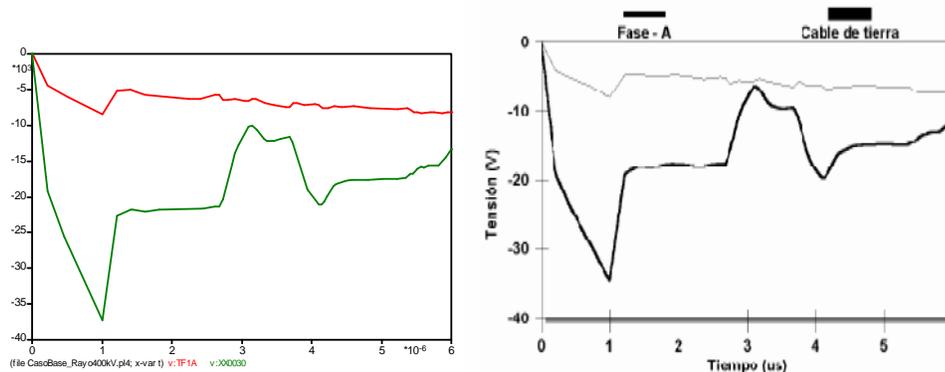
Se realizaron dos análisis, uno de cálculo de sobretensiones donde lo que importa es la forma de onda obtenida y otro estadístico donde lo que se busca determinar la tasa de falla.

El análisis estadístico fue replicado siguiendo sólo los criterios generales, tal como fue descrito a lo largo de todo el desarrollo. Por esto no se buscó obtener valores idénticos para seguir adelante con el desarrollo de este trabajo.

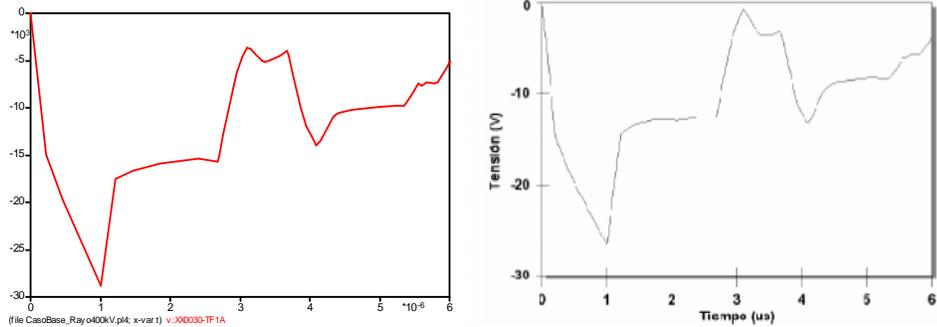
Resultados

Análisis determinístico.

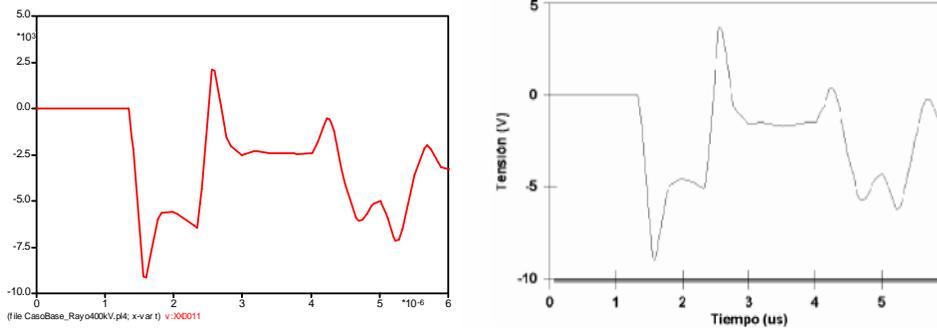
Los resultados obtenidos y extraídos en [16] se aprecian en la siguiente figura:



a) Voltaje desde fase A y el cable de guardia al neutro.



b) Voltaje desde entre aisladores.



c) Voltaje desde el cable de guardia al neutro en el vano siguiente al del impacto.

Figura 165: confrontación de resultados obtenidos y extraídos respectivamente de [16].

Tal como se aprecia, las formas de ondas son prácticamente iguales, lo cual valida la implementación del modelo determinístico.

Análisis estadístico.

Lo resultados obtenidos en [17] son los siguientes:

Tabla 26: resultados extraídos de [17]

Número de casos	Número de contorneos			Impactos		
	Inversos	Directos	Total	Hilo de Tierra	Fases	Tierra
14000	145	37	182	2860	55	11086

Para el modelo implementado en este trabajo de un total de 3491 simulaciones, se obtuvieron:

- 64 contorneos Inversos
- 4 contorneos Directos
- Total de 68 fallas.

Esto finalmente para un nivel cerámico de 5 una número de 1.94787 contorneos/100 km de línea/año versus un 1.73 obtenido en [17], lo cual de acuerdo a cierta tolerancia valida los resultados obtenidos. Pese a lo anterior, este trabajo representa un primer avance y modelo de este fenómeno, por lo que las mejoras pertinentes quedan propuestas para trabajos futuros.