



ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN EN ZONAS
RURALES ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

PRESENTA:
MICHAEL DANIEL RUIZ TAVERA

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ
2019

ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN EN ZONAS
RURALES ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Michael Daniel Ruiz Tavera

Proyecto de grado para optar el título de Ingeniero Eléctrico

DIRECTOR

Francisco Santamaría Piedrahita PhD.

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ
2019

RESUMEN

Siendo los rayos uno de los principales causales de salidas de líneas de distribución rural en el territorio colombiano debido a su alta actividad cerámica [1], ya sea por impactos sobre el cable de guarda, las fases y por tensión inducidas. Se hace necesario evaluar el comportamiento y los factores más relevantes de estas redes de distribución ante este fenómeno.

Por este motivo el presente trabajo de investigación realizará la evaluación de una red de distribución rural en la provincia Sabana Occidente (Cundinamarca) ante la presencia de transitorios provocados por una descarga atmosférica, soportado con herramientas computacionales. La estructura del presente trabajo se dividirá en 6 capítulos como se describirá a continuación.

En el primer capítulo se enfocará a la parte conceptual y argumentativa de esta investigación. Para el capítulo 2 se dividirá en 3 partes: la primera y segunda realiza una contextualización de los elementos de la red más relevantes para el presente caso de estudio, como lo son la caracterización del rayo en el departamento de Cundinamarca y los elementos del sistema de distribución (Líneas aéreas, transformadores, descargador de sobretensiones, sistema de puesta a tierra, cargas y los elementos constitutivos en las estructuras). La tercera parte del capítulo 2 describe el comportamiento de algunos elementos del sistema de potencia ante los rayos.

Para el capítulo 3 se definirá la red de distribución rural, desde el trazado de las líneas, hasta el modelo de cada elemento que la compone ante elevadas corrientes a altas frecuencias. En el capítulo 4 se describirá el modelo de uno de los fenómenos de mayor importancia en las redes de distribución por sus efectos sobre la red ante su relativa independencia del punto de impacto (fases, cable de guarda o cercanías de la línea) como lo son las tensiones inducidas [2].

Finalmente, en el capítulo 5 y 6 se realizará el análisis de resultados y conclusiones de los diferentes casos de estudio, y pruebas de sensibilidad con algunas variables de estos sistemas.

CONTENIDO

RESUMEN.....	3
CONTENIDO	4
LISTA DE FIGURAS	7
LISTA DE TABLAS	21
1. INTRODUCCIÓN	23
1.1. JUSTIFICACIÓN	24
1.2. FORMULACIÓN DE LA PREGUNTA.....	26
1.3. OBJETIVOS.....	26
1.3.1. Objetivo General.....	26
1.3.2. Objetivos Específicos	26
1.4. ALCANCE	26
1.5. METODOLOGÍA	27
2. MARCO TEÓRICO.....	29
2.1. DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS	30
2.1.1. Categorización Del Rayo	30
2.1.2. Forma de onda de la descarga atmosférica	31
2.2. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS EN CUNDINAMARCA – COLOMBIA ..33	
2.2.1. Multiplicidad (Multiple Strokes)	33
2.2.2. Amplitud	34
2.2.3. Forma de onda	35
2.3. ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	35
2.3.1. Líneas aéreas.....	35
2.3.2. Transformadores	36
2.3.3. Descargadores de Sobretensión.....	36
2.3.4. Sistema de Puesta a Tierra	38
2.3.5. Cargas.....	39
2.3.6. Coordinación de aislamiento.....	40
2.4. COMPORTAMIENTO DE ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	42
2.4.1. Comportamiento del conductor de fase ante una descarga directa.....	42
2.4.2. Comportamiento del cable de guarda ante una descarga	43
2.4.3. Tensiones inducidas en líneas de distribución	46
2.4.4. Efectos de una sobretensión en un Transformador	46
3. MODELAMIENTO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	48
3.1. MODELO DE LAS ESTRUCTURAS	50
3.1.1. Poste de concreto.....	51
3.1.2. Conductor en el interior del concreto y bayoneta	52
3.1.3. Crucetas	53
3.1.4. Aislador	55
3.1.5. Arco eléctrico.....	56
3.1.6. Tensión Disruptiva.....	57
3.2. MODELOS DE LAS LÍNEAS Y CABLE DE GUARDA.....	62

3.2.1. Sistema	62
3.2.2. Conductores	63
3.3. MODELO DEL TRANSFORMADOR.....	63
3.4. MODELO DEL DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES	66
3.4.1. Simulación del descargador.....	67
3.5. MODELO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	70
3.5.1. Comportamiento de ante descargas atmosféricas	71
3.5.2. Distribución de suelos en la línea de distribución.....	75
3.6. MODELO DE LAS CARGAS.....	76
3.6.1. Carga residencial.....	76
3.6.2. Carga Industrial	77
3.7. MODELO DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	78
3.8. RED DE DISTRIBUCIÓN RURAL EN ATPDraw	79
4. MODELO PARA TENSIONES INDUCIDAS	81
4.1. MODELO ANALÍTICO.....	81
4.1.1. Máximo valor pico de tensión inducida a lo largo de la línea.....	82
4.2. MODELO TENSIONES INDUCIDAS	84
5. ANALISIS DE RESULTADOS	86
5.1. Condiciones normales de operación	87
5.1.1. Resultados.....	88
5.2. Descarga atmosférica en el cable de guarda sin la presencia de descargadores de sobretensión	89
5.2.1. Resultados.....	89
5.3. Descarga atmosférica en las fases de la línea de 34.5 kV sin la presencia de descargadores de sobretensión	92
5.3.1. Resultados.....	92
5.4. Descarga atmosférica en las fases de la línea de 13.2 kV sin la presencia de descargadores de sobretensión	94
5.4.1. Resultados.....	95
5.5. Rayo de una sola descarga con sistema de puesta a tierra variable	97
5.5.1. Resultados.....	98
5.6. Presencia del descargador de sobretensiones.....	102
5.6.1. Resultados.....	103
5.7. Flameo inverso	106
5.7.1. Resultados.....	106
5.8. Tensiones inducidas	108
5.8.1. Resultados.....	108
6. CONCLUSIONES.....	111
7. TRABAJOS FUTUROS	113
8. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	114
A. ANEXO 1 - DESCARGA ATMOSFÉRICA	119
A.1. PARÁMETROS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	119
A.2. CALCULO DE LA CORRIENTE DE PICO DE LA PRIMERA DESCARGA... ..	120
A.3. MÉTODO ELECTROGEOMÉTRICO.....	120

B. ANEXO 2 - ESTRUCTURAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	122
B.1. PARÁMETROS GEOMÉTRICOS DE LOS POSTES EN CONCRETO.....	122
B.2. CALCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CONDUCTOR BAJANTE Y BAYONETA	122
B.3. CALCULO DE LOS PARÁMETROS DE LA CRUCETA DE MADERA.....	125
B.4. ESPECIFICACIONES DEL AISLADOR PIN ANSI 56-3 - 8365.....	126
B.5. CALCULO DE LOS PARÁMETROS DEL MODELO AISLADOR.....	126
B.6. DISTANCIA MÁS CORTA ENTRE LA BAYONETA Y LAS FASES	127
B.7. CALCULO DE TENSIÓN DISRUPTIVA E INTENSIDAD DE CAMPO ELÉCTRICO	127
B.7.1. Factor de ensanchamiento mediante simulaciones	128
B.7.2. Factor de ensanchamiento utilizando tablas	130
C. ANEXO 3 – CONDUCTORES	132
C.1. CARACTERÍSTICAS DEL ELECTRODO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	132
C.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE FASE Y CABLE DE GUARDA	132
D. ANEXO 4 - TRANSFORMADOR.....	134
D.1. PRUEBA DE CORTO CIRCUITO Y CIRCUITO ABIERTO.....	134
D.2. CALCULO DE CAPACITANCIAS.....	135
E. ANEXO 5 - DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES	136
E.1. SELECCIÓN DEL DESCARGADOR DE ACUERDO AL NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED.....	136
E.1.1. Selección del descargador adecuado ante tensiones temporales	136
E.2. CALCULO DE LOS VALORES DE LOS ELEMENTOS DEL MODELO	140
E.2.1. Comportamiento de A0.....	140
E.2.2. Comportamiento de A1.....	141
F. ANEXO 6 - SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	142
F.1. ESPECIFICACIONES DEL ELECTRODO.....	142
F.2. TIPOS DE SUELOS	142
F.3. CALCULO DE LOS VALORES DEL MODELO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	144
G. ANEXO 7 – CARGA.....	147
G.1. CARGA RESIDENCIAL.....	147
G.2. CARGA DEL MOTOR INDUSTRIAL	149
H. ANEXO 8 - TENSIONES INDUCIDAS	150
I. ANEXO 9 – SIMULACIONES.....	151
I.1. Condiciones normales de operación	151
I.2. Descarga atmosférica en el cable de guarda sin la presencia de descargadores de sobretensión	152
I.3. Rayo de una sola descarga en las fases de la línea de 34.5 kV.....	157
I.4. Rayo de una sola descarga en las líneas de 13.2 kV (Mitad de la línea).....	165
I.5. Rayo de una sola descarga con sistema de puesta a tierra variable – Impacto sobre cable de guarda (CG).....	169

I.6. Presencia del descargador de sobretensiones.....	179
I.7. Flameo inverso	181
I.8. Tensiones inducidas	186
J. ANEXO 10 – MODELOS Y CODIGOS	189
J.1. MODELO DE LAS ESTRUCTURAS	190
J.1.1. Modelo de arco 1	191
J.1.1. Modelo de arco 2	194
J.2. MODELO DE LAS LINEAS Y CABLE DE GUARDA	196
J.3. MODELO DEL TRANSFORMADOR.....	197
J.4. MODELO DEL DESCARGADOR.....	200
J.5. MODELO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	203
J.6. MODELO DE LAS CARGAS	205
J.7. MODELO DEL DESCARGA ATMOSFERICA Y TENSIONES INDUCIDAS ..	206

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Categorías del rayo según Berger [17].	31
Figura 2.2. Primera (-), segunda (-) y tercera descarga (-) de retorno [2].	32
Figura 2.3. Multiplicidad descargas descendentes negativos en Colombia [18]......	34
Figura 2.4. Curva del DPS (rojo) y del elemento a proteger (azul) [24]......	37
Figura 2.5. Elementos constitutivos de un descargador de sobretensiones OZN [23].	38
Figura 2.6. Modelo de una varilla al circular una alta corriente [19].	39
Figura 2.7. Impactos de la descarga atmosférica en una red de distribución [2].	42
Figura 2.8. Distribución de corrientes cuando impacta el rayo en la estructura [6]. ..	43
Figura 2.9. Flameo desde el cable de guarda a la fase.	44
Figura 2.10. Circuito equivalente de un devanado del transformador incluyendo sus capacidades y excluyendo la resistencia [22].	47
Figura 3.1. Trazado de la línea en la provincia de Sabana Occidente [29].	49
Figura 3.2. a) Estructura triangular sin cable de guarda. b) Estructura semibandera con cable de guarda [21] [13].	50
Figura 3.3. a) Esquema del poste en concreto vista superior. b) representación circuital del concreto.	51
Figura 3.4. Modelo circuital del conductor enterrado en la torre [34].	52
Figura 3.5.a) Modelo de la bayoneta y el conductor bajante (circuito RL). b) Icono representar la bayoneta y el conductor en ATPDraw.	53
Figura 3.6. Representación de una cruceta de madera [19].	54
Figura 3.7. Modelo de cruceta de madera [19].	54
Figura 3.8. Representación de las secciones de una cruceta de madera [19].	55
Figura 3.9. Aislador PIN ANSI 56-3 13.4 kN 34.5 kV – 8365 [19].	56
Figura 3.10. a) Modelo 1 de elementos aislantes en la torre y arco eléctrico. b) Icono del circuito en ATPDraw.....	60
Figura 3.11. a) Modelo 2 de elementos aislantes en la torre y arco eléctrico. b) Icono del circuito en ATPDraw.....	61
Figura 3.12. Icono de línea de distribución en ATPDraw.	62

Figura 3.13. a) Modelo del transformador en ATPDraw. b) Icono BCTRAN.	66
Figura 3.14. Modelo circuital del descargador de sobretensiones a) Pinceti y Giannettoni b) IEEE [49].	67
Figura 3.15. Comportamiento de A0 y A1 según el modelo IEEE [51].	68
Figura 3.16. Icono del modelo del descargador de sobretensiones.	70
Figura 3.17. Modelos para el sistema de puesta a tierra [9].	70
Figura 3.18. Modelo de la Resistencia variante R(TACS) Type 91.	73
Figura 3.19. Mapa de suelos de la provincia Sabana Occidente [55].	75
Figura 3.20. Icono de los suelos: arcilla plástica, Limo y caliza blanda.	75
Figura 3.21. Icono de los suelos “R (TACS) Type 91”.	76
Figura 3.22. a) Circuito equivalente de modelo del motor. b) Icono del motor.	77
Figura 3.23. Arreglo para la simulación de la descarga atmosférica.	78
Figura 3.24. Circuito de la red de distribución rural en Cundinamarca.	79
Figura 3.25. Unifilar de la red de distribución rural en Cundinamarca.	80
Figura 4.1. Distancia entre la descarga de retorno y las fases.	84
Figura 4.2. Modelo para tensiones inducidas por fase.	85
Figura 5.1. Circuito unifilar en condiciones normales de operación.	87
Figura 5.2. Circuito de única descarga con Variación de la carga.	89
Figura 5.3. Circuito de única descarga impacto sobre las fases de la línea de 34.5 kV.	92
Figura 5.4. Circuito de única descarga impacto sobre las fases de la línea de 13.2 kV.	95
Figura 5.5. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR1.	96
Figura 5.6. Esquema del sistema de puesta a tierra variable.	98
Figura 5.7. Instalación del descargador de sobretensiones.	103
Figura 5.8. Relación de tensiones sin (-) y con (-) el descargador para la fase A de la carga industrial.	105
Figura 5.9. Circuito unifilar para flameo inverso.	106
Figura 5.10. Tensión entre el cable de guarda y la fase para impacto sobre el nodo N16.	107
Figura 5.11. Circuito unifilar tensiones inducidas.	108
Figura A.1. a) Esquema del método Electrogeométrico. b) Disposición física de la torre semibandera.	121
Figura B.1. Diagrama del sistema del conductor en el interior del concreto (O33).	123
Figura B.2. Diagrama de bayoneta [33].	124
Figura B.3. Secciones de la cruceta.	125
Figura B.4. Estructura semibandera distancia del cable de guarda y fases[21].	127
Figura B.5. a) Distribución y líneas de flujo de campo eléctrico en el espacio D1. b) Comportamiento de campo eléctrico en el espacio para D1.	128
Figura B.6. a) Distribución y líneas de flujo de campo eléctrico en el espacio D2. b) Comportamiento de campo eléctrico en el espacio para D2.	129
Figura B.7. a) Distribución y líneas de flujo de campo eléctrico en el espacio D3. b) Comportamiento de campo eléctrico en el espacio para D4.	129
Figura G.1. Participación uso/electrodoméstico (zona rural - Cundinamarca) [56].	147
Figura I.1. Tensión de línea entrada del transformador 1 Nodo 16 (10-1) condiciones normales de operación.	151

Figura I.2. Tensión de línea entrada del transformador 2 y 3 Nodo 31 condiciones normales de operación.....	151
Figura I.3. Tensión del transformador 1 lado de baja (CR1) condiciones normales de operación.....	151
Figura I.4. Tensión del transformador 2 lado de baja (CR2) condiciones normales de operación.....	151
Figura I.5. Tensión del transformador 3 lado de baja (C11) condiciones normales de operación.....	151
Figura I.6. Tensión en carga residencial 1 (CR1) condiciones normales de operación.....	151
Figura I.7. Tensión en carga residencial 2 (CR2) condiciones normales de operación.....	151
Figura I.8. Tensión en carga industrial 1 (C11) condiciones normales de operación.....	151
Figura I.9. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 2.....	152
Figura I.10. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 2.....	152
Figura I.11. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 2.....	152
Figura I.12. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 4.....	152
Figura I.13. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 4.....	152
Figura I.14. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 4.....	152
Figura I.15. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 6.....	153
Figura I.16. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 6.....	153
Figura I.17. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 6.....	153
Figura I.18. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 8.....	153
Figura I.19. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 8.....	153
Figura I.20. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 8.....	153
Figura I.21. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 10.....	153
Figura I.22. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 10.....	153
Figura I.23. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 10.....	154
Figura I.24. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 12.....	154
Figura I.25. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 12.....	154
Figura I.26. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 12.....	154

Figura I.27. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 14.	154
Figura I.28. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 14.	154
Figura I.29. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 14.	154
Figura I.30. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 16.	154
Figura I.31. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 16.	155
Figura I.32. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 16.	155
Figura I.33. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 18.	155
Figura I.34. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 18.	155
Figura I.35. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 18.	155
Figura I.36. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 20.	155
Figura I.37. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 20.	155
Figura I.38. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 20.	155
Figura I.39. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 22.	156
Figura I.40. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 22.	156
Figura I.41. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 22.	156
Figura I.42. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 24.	156
Figura I.43. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 24.	156
Figura I.44. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 24.	156
Figura I.45. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 26.	156
Figura I.46. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 26.	156
Figura I.47. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 26.	157
Figura I.48. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 28.	157
Figura I.49. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 28.	157

Figura I.50. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 28.	157
.....	157
Figura I.51. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 4.	157
Figura I.52. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 4.	157
Figura I.53. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 4.	157
Figura I.54. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 4.	158
Figura I.55. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 4.	158
Figura I.56. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 4.	158
Figura I.57. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 4.	158
Figura I.58. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 4.	158
Figura I.59. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 4.	158
Figura I.60. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 8.	158
Figura I.61. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 8.	158
Figura I.62. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 8.	159
Figura I.63. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 8.	159
Figura I.64. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 8.	159
Figura I.65. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 8.	159
Figura I.66. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 8.	159
Figura I.67. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 8.	159
Figura I.68. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase C nodo 8.	159
Figura I.69. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 12.	159
Figura I.70. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 12.	160
Figura I.71. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 12.	160
Figura I.72. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 12.	160
Figura I.73. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 12.	160
Figura I.74. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 12.	160
Figura I.75. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 12.	160
Figura I.76. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 12.	160
Figura I.77. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 12.	160
Figura I.78. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 4.	161
Figura I.79. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 4.	161
Figura I.80. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 4.	161
Figura I.81. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 16.	161
Figura I.82. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 16.	161
Figura I.83. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 16.	161
Figura I.84. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 16.	161
Figura I.85. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 16.	161
Figura I.86. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase C nodo 16.	162
Figura I.87. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 20.	162
Figura I.88. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 20.	162
Figura I.89. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 20.	162
Figura I.90. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 20.	162
Figura I.91. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 20.	162
Figura I.92. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 20.	162
Figura I.93. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 20.	162
Figura I.94. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 20.	163
Figura I.95. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase C nodo 20.	163

Figura I.96. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 24.....	163
Figura I.97. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 24.....	163
Figura I.98. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 24.	163
Figura I.99. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 24.....	163
Figura I.100. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 24.....	163
Figura I.101. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 24.	163
Figura I.102. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 24.	164
Figura I.103. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 24.	164
Figura I.104. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase C nodo 24.	164
Figura I.105. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 28.....	164
Figura I.106. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 28.....	164
Figura I.107. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 28.	164
Figura I.108. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 28.....	164
Figura I.109. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 28.....	164
Figura I.110. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 28.	165
Figura I.111. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 28.	165
Figura I.112. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 28.	165
Figura I.113. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase C nodo 28.	165
Figura I.114. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR1.....	165
Figura I.115. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR1.....	165
Figura I.116. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR1.....	165
Figura I.117. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR1.....	166
Figura I.118. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR1.....	166
Figura I.119. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR1.....	166
Figura I.120. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR1.....	166
Figura I.121. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR1.....	166
Figura I.122. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR1.....	166
Figura I.123. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR2.....	166
Figura I.124. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR2.....	166
Figura I.125. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR2.....	167
Figura I.126. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR2.....	167
Figura I.127. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR2.....	167

Figura I.128. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR2	167
Figura I.129. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR2.	167
Figura I.130. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR2.	167
Figura I.131. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR2	167
Figura I.132. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCI.	167
Figura I.133. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCI	168
Figura I.134. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase A en el nodo NCI	168
Figura I.135. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCI.	168
Figura I.136. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCI	168
Figura I.137. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase B en el nodo NCI	168
Figura I.138. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCI.	168
Figura I.139. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCI.	168
Figura I.140. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase C en el nodo NCI.	168
Figura I.141. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 2 - Resistividad 10 Ω m.	169
Figura I.142. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 2 - Resistividad 10 Ω m.	169
Figura I.143. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 2 - Resistividad 10 Ω m.	169
Figura I.144. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 10 Ω m.	169
Figura I.145. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 10 Ω m.	169
Figura I.146. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 10 Ω m.	169
Figura I.147. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 10 Ω m.	170
Figura I.148. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 10 Ω m.	170
Figura I.149. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 10 Ω m.	170
Figura I.150. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 10 Ω m.	170

Figura I.151. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 10 Ω m.	170
Figura I.152. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 10 Ω m.	170
Figura I.153. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 10 Ω m.	170
Figura I.154. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 10 Ω m.	170
Figura I.155. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 10 Ω m.	171
Figura I.156. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 10 Ω m.	171
Figura I.157. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 10 Ω m.	171
Figura I.158. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 10 Ω m.	171
Figura I.159. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 10 Ω m.	171
Figura I.160. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 10 Ω m.	171
Figura I.161. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 10 Ω m.	171
Figura I.162. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 10 Ω m.	171
Figura I.163. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 10 Ω m.	172
Figura I.164. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 10 Ω m.	172
Figura I.165. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 10 Ω m.	172
Figura I.166. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 10 Ω m.	172
Figura I.167. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 10 Ω m.	172
Figura I.168. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 10 Ω m.	172
Figura I.169. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 10 Ω m.	172
Figura I.170. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 10 Ω m.	172
Figura I.171. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 10 Ω m.	173
Figura I.172. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 10 Ω m.	173
Figura I.173. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 10 Ω m.	173

Figura I.174. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 10 Ω m.	173
Figura I.175. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 10 Ω m.	173
Figura I.176. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 10 Ω m.	173
Figura I.177. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 10 Ω m.	173
Figura I.178. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 10 Ω m.	173
Figura I.179. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 10 Ω m.	174
Figura I.180. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 10 Ω m.	174
Figura I.181. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 10 Ω m.	174
Figura I.182. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 10 Ω m.	174
Figura I.183. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 1000 Ω m.	174
Figura I.184. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 1000 Ω m.	174
Figura I.185. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 1000 Ω m.	174
Figura I.186. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 1000 Ω m.	174
Figura I.187. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 1000 Ω m.	175
Figura I.188. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 1000 Ω m.	175
Figura I.189. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 1000 Ω m.	175
Figura I.190. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 1000 Ω m.	175
Figura I.191. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 1000 Ω m.	175
Figura I.192. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 1000 Ω m.	175
Figura I.193. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 1000 Ω m.	175
Figura I.194. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 1000 Ω m.	175
Figura I.195. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 1000 Ω m.	176
Figura I.196. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 1000 Ω m.	176

Figura I.197. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 1000 Ω m.	176
Figura I.198. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 1000 Ω m.	176
Figura I.199. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 1000 Ω m.	176
Figura I.200. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 1000 Ω m.	176
Figura I.201. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 1000 Ω m.	176
Figura I.202. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 1000 Ω m.	176
Figura I.203. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 1000 Ω m.	177
Figura I.204. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 1000 Ω m.	177
Figura I.205. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 1000 Ω m.	177
Figura I.206. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 1000 Ω m.	177
Figura I.207. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 1000 Ω m.	177
Figura I.208. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 1000 Ω m.	177
Figura I.209. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 1000 Ω m.	177
Figura I.210. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 1000 Ω m.	177
Figura I.211. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 1000 Ω m.	178
Figura I.212. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 1000 Ω m.	178
Figura I.213. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 1000 Ω m.	178
Figura I.214. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 1000 Ω m.	178
Figura I.215. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 1000 Ω m.	178
Figura I.216. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 1000 Ω m.	178
Figura I.217. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 1000 Ω m.	178
Figura I.218. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 1000 Ω m.	178
Figura I.219. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ω m.	179

Figura I.220. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ω m.	179
Figura I.221. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ω m.	179
Figura I.222. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 20 – Con descargador.	179
Figura I.223. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 20 – Con descargador.	179
Figura I.224. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 20 – Con descargador.	179
Figura I.225. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 28 - Con descargador.	179
Figura I.226. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 28 - Con descargador.	180
Figura I.227. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 28 - Con descargador.	180
Figura I.228. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo NCR2- con descargador.	180
Figura I.229. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo NCR2- con descargador.	180
Figura I.230. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo NCR2- con descargador.	180
Figura I.231. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ω m – con descargador.	180
Figura I.232. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ω m – con descargador.	180
Figura I.233. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ω m – con descargador.	180
Figura I.234. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N4 – Impacto en N4.	181
Figura I.235. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N2 y N3 – Impacto en N4.	181
Figura I.236. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N5 y N6 – Impacto en N4.	181
Figura I.237. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N6 – Impacto en N6.	181
Figura I.238. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N4 y N5 – Impacto en N6.	181
Figura I.239. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N7 y N8 – Impacto en N6.	181
Figura I.240. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N8 – Impacto en N8.	181
Figura I.241. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N6 y N7 – Impacto en N8.	181
Figura I.242. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N9 y N10 – Impacto en N8.	182

Figura I.243. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N10 – Impacto en N10.	182
Figura I.244. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N7, N8 y N9 – Impacto en N10.	182
Figura I.245. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N5, N y N6 – Impacto en N10.	182
Figura I.246. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N12 – Impacto en N12.	182
Figura I.247. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N9, N10 y N11 – Impacto en N12.	182
Figura I.248. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N13, N14 y N15 – Impacto en N12.	182
Figura I.249. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N14 – Impacto en N14.	182
Figura I.250. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N11, N12 y N13 – Impacto en N14.	183
Figura I.251. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N15, N16 y N17 – Impacto en N14.	183
Figura I.252. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N16 – Impacto en N16.	183
Figura I.253. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N13, N14 y N15 – Impacto en N16.	183
Figura I.254. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N17, N18 y N19 – Impacto en N16.	183
Figura I.255. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N18 – Impacto en N18.	183
Figura I.256. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N15, N16 y N17 – Impacto en N18.	183
Figura I.257. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N19, N20 y N21 – Impacto en N18.	183
Figura I.258. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N20 – Impacto en N20.	184
Figura I.259. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N17, N18 y N19 – Impacto en N20.	184
Figura I.260. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N21, N22 y N23 – Impacto en N20.	184
Figura I.261. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N22 – Impacto en N22.	184
Figura I.262. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N19, N20 y N21 – Impacto en N22.	184
Figura I.263. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N23, N24 y N25 – Impacto en N22.	184
Figura I.264. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N24 – Impacto en N24.	184
Figura I.265. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N22 y N23 – Impacto en N4.	184

Figura I.266. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N25 y N26 – Impacto en N4.	185
Figura I.267. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N26 – Impacto en N26.	185
Figura I.268. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N24 y N25 – Impacto en N26.	185
Figura I.269. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N27 y N28 – Impacto en N26.	185
Figura I.270. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N28 – Impacto en N28.	185
Figura I.271. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N26 y N27 – Impacto en N28.	185
Figura I.272. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N29 – Impacto en N28.	185
Figura I.273. Tensión en carga residencial 1 – Acople electromagnético nodo 16 a 30 m.	186
Figura I.274. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 16 a 30 m.	186
Figura I.275. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 16 a 30 m.	186
Figura I.276. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 16 a 50 m.	186
Figura I.277. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 16 a 50 m.	186
Figura I.278. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 16 a 50 m.	186
Figura I.279. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 16 a 1000 m.	186
Figura I.280. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 16 a 1000 m.	186
Figura I.281. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 16 a 1000 m.	187
Figura I.282. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 20 a 30 m.	187
Figura I.283. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 20 a 30 m.	187
Figura I.284. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 20 a 30 m.	187
Figura I.285. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 20 a 50 m.	187
Figura I.286. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 20 a 50 m.	187
Figura I.287. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 20 a 50 m.	187
Figura I.288. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 20 a 1000 m.	187

Figura I.289. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 20 a 1000 m.....	188
Figura I.290. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 20 a 1000 m.....	188
Figura I.291. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 24 a 30 m.....	188
Figura I.292. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 24 a 30 m.....	188
Figura I.293. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 24 a 30 m.....	188
Figura I.294. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 24 a 50 m.....	188
Figura I.295. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 24 a 50 m.....	188
Figura I.296. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 24 a 50 m.....	188
Figura I.297. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 24 a 1000 m.....	189
Figura I.298. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 24 a 1000 m.....	189
Figura I.299. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 24 a 1000 m.....	189
Figura J.1. Comprimir varios elementos.....	189
Figura J.2. Modelo de los elementos aislantes y de arco eléctrico.....	190
Figura J.3. Elementos aislantes de la estructura.....	191
Figura J.4. Elementos del arco eléctrico 1.....	191
Figura J.5. Compuertas como señal de control.....	192
Figura J.6. Circuito de prueba del modelo de arco 1.....	193
Figura J.7. onda de tensión entre el cable de guarda y las fases haciendo uso del modelo de arco 1.....	193
Figura J.8. onda de tensión entre el cable de guarda y las fases haciendo uso del modelo de arco 1.....	195
Figura J.9. Selección del módulo LCC.....	196
Figura J.10. módulo LCC a) pestaña model b) pestaña Data.....	197
Figura J.11. Circuito para evaluar el modelo del transformador.....	198
Figura J.12. Selección del módulo BCTRAN.....	198
Figura J.13. interfaz ATP del módulo del transformador BCTRAN.....	199
Figura J.14. a) comportamiento de las tensiones en condiciones normales de operación b) transitorios.....	200
Figura J.15. Modelo circuital del descargador de sobretensiones Pinceti y Giannettoni.....	200
Figura J.16. Selección de la resistencia variable MOV Type 92.....	201
Figura J.17. interfaz ATP de la resistencia variable MOV Type 92.....	201
Figura J.18. a) Circuito sin el descargador b) Con descargador.....	202
Figura J.19. a) Relación de tensiones sin (-) y con (-) el descargador.....	203
Figura J.20. Modelo de la Resistencia variante R(TACS) Type 91.....	203
Figura J.21. Circuito prueba la resistencia variante R(TACS) Type 91.....	204

Figura J.22. a) corriente por SPT b) Comportamiento de la resistencia variante R(TACS) en función de la corriente.	205
Figura J.23. Circuito propuesto para evaluar la carga industrial (motor)	205
Figura J.24. Comportamiento de la carga industrial por fase conectándola a una fuente trifásica de 13.2 Kv (L-L).	206
Figura J.25. Selección e interfaz ATP para la Fuente Heidler Type 15.	206
Figura J.26. Grafica de onda característica de una descarga atmosférica.	207

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Multiplicidad y porcentaje de descargas CG negativos [18].	34
Tabla 2.2. Valores de referencia para el sistema de puesta a tierra [26].	38
Tabla 3.1. Longitud de los ramales de la red de distribución y longitud total.	48
Tabla 3.2. parámetros del conductor bajante y de bayoneta [33].	53
Tabla 3.3. Valores de parámetros de las secciones de la cruceta en madera.	55
Tabla 3.4. Tensión disruptiva- campo eléctrico entre electrodos (placas paralelas). ..	58
Tabla 3.5. Tensión disruptiva y campo eléctrico entre electrodos real.	58
Tabla 3.6. Parámetros pestaña Model de simulación de líneas.	62
Tabla 3.7. Parámetros pestaña Data de simulación de líneas.	63
Tabla 3.8. Especificaciones de simulación del transformador BCTRAN.	64
Tabla 3.9. Valores de capacitancias del modelo del transformador.	65
Tabla 3.10. Comportamiento V-I de resistencias no lineales A0 y A1 (red de 34 kV).	69
Tabla 3.11. Valores de los elementos del modelo del descargador.	69
Tabla 3.12. Valores típicos de resistividad, gradiente y corriente ionizante en algunos suelos [6], [54].	72
Tabla 3.13. Resistencia del sistema de puesta a tierra dependiente de la corriente. 73	
Tabla 3.14. Capacitancia del suelo.	74
Tabla 3.15. Caracterización de cargas residenciales.	76
Tabla 3.16. Parámetros del modelo del motor de inducción.	77
Tabla 4.1. Valor pico de tensión inducida.	85
Tabla 5.1. Condiciones normales de operación - tensión en las cargas y su regulación.	88
Tabla 5.2. Tensión pico en cargas ante impacto sobre el cable de guarda.	90
Tabla 5.3. Tensión pico en cargas ante impacto sobre las fases de la red de 34.5 kV.	93
Tabla 5.4. Tensión pico en cargas ante impacto sobre las fases de la red de 13.2 kV.	95
Tabla 5.5. Tensión pico en cargas ante impacto sobre el CG con SPT homogéneo con suelo de esquisto (10 Ωm).	99
Tabla 5.6. Tensión pico en cargas ante impacto sobre el CG con SPT homogéneo con suelo de piedra arenisca (1000 Ωm).	101
Tabla 5.7. Tensión pico en cargas con la instalación del descargador de sobretensiones.	104
Tabla 5.8. Tensión pico en cargas ante impacto sobre el cable de guarda con sistema de puesta a tierra homogéneo (resistividad de 1000 Ωm).	107

Tabla 5.9. Tensión pico en cargas ante impacto sobre el cable de guarda con sistema de puesta a tierra homogéneo (resistividad de 1000 Ω m).....	109
Tabla A.1. Valores Tabulados de parámetros del rayo tomados de mediciones [11].	119
Tabla B.1. Características geométricas de postes en concreto [31].....	122
Tabla B.2. Especificaciones técnicas de la bayoneta [33].....	124
Tabla B.3. Especificaciones del Aislador [36].	126
Tabla B.4. Factor de ensanchamiento en configuraciones de electrodos [40].	130
Tabla C.1. Características mecánicas y eléctricas conductores AWG [63].	132
Tabla C.2. Tipos de conductores [13].	132
Tabla C.3. Características mecánicas y eléctricas conductores de aleación de Aluminio-AAAC [13].	133
Tabla C.4. Resistencia de conductores de aleación de Aluminio-AAAC (IEC) [21].	133
Tabla D.1. Transformadores trifásicos de 75 kVA a 10000 kVA [64], [65].	134
Tabla E.1. Especificaciones del DPS especificado por Codensa [66].	136
Tabla E.2. Selección del descargador para diferentes sistemas [48].	138
Tabla E.3. Comportamiento del descargador ante rayos con onda 8/20 μ s [48].	139
Tabla E.4. Característica V-I de las resistencias no lineales A0 y A1 [47].	140
Tabla F.1. Características mecánicas y eléctricas conductores AWG [32].....	142
Tabla F.2. Valores de resistividad en diferentes tipos de suelos [6], [54], [67].	142
Tabla F.3. Suelos donde se instalaran las estructuras de la red de 34.5 kV [55]. ...	143
Tabla F.4. Permitividad relativa para diferentes tipos de suelos y rocas [68].	145
Tabla G.1. Participación uso y potencia de electrodomésticos en la provincia Sabana Occidente [56].	148
Tabla G.2. Especificaciones de motor trifásico industrial a 13.2 kV [69].....	149
Tabla J.1. Código cálculo de arco electrico.	195
Tabla J.2. Código cálculo de la resistencia variable en función de la corriente.	204

1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de potencia tiene como función abastecer a los usuarios de energía eléctrica brindando bienestar y progreso a la sociedad moderna, por esto es necesario garantizar el suministro de energía protegiendo el sistema ante sobretensiones, estas pueden ser de carácter interno o externo; las internas son provocadas por impulsos tipo maniobra mediante la apertura de interruptores, o fallas en los equipos los cuales provocan perturbaciones en el sistema, y las de tipo externo son provocadas por descargas atmosféricas. De hecho las empresas eléctricas atribuyen a los rayos, entre el 49% y el 69% de las interrupciones del suministro [3], para las cuales se ha intentado mitigar su efecto en el sistema eléctrico, sin embargo por temas técnico – económicos esto no ha sido del todo posible.

El estudio del comportamiento de las líneas de media tensión frente a las descargas atmosféricas ha sido objeto de atención dada la presencia de sobretensiones que llegan a ser perjudiciales para el sistema de distribución generando salida de las líneas, problemas en las cargas, en los transformadores, etc. Entre las salidas producidas por descargas atmosféricas se distinguen tres tipos: las salidas debidas a fallas por apantallamiento, las debidas a flameo inverso, y sobretensiones producidas por tensiones inducidas (este último caso únicamente se presenta en líneas de distribución tanto primaria como secundaria debido al bajo nivel de aislamiento) [4].

Las salidas debido a fallas por apantallamiento son producidas cuando el rayo cae de forma directa sobre el conductor de fase, debido a la falla en el cable de guarda o una mala ubicación de éste, que no permite el buen apantallamiento de la línea de distribución, sin embargo, las fallas de apantallamiento en las líneas colombianas parecen ser bastante escasas debido a los pequeños ángulos de protección que se utilizan [5].

En cuanto a las salidas por flameo inverso, estas se presentan cuando la descarga cae en el cable de guarda o la estructura originando ondas de tensión. Para el impacto sobre el cable de guarda se producen dos ondas las cuales van en sentido contrario (a cada lado del punto de impacto) hasta las estructuras más cercana, donde a través de estas busca su camino a tierra, en el segundo caso cuando el rayo impacta sobre la estructura, la onda se divide en tres; parte de la onda de choque se reflejara por el cable de guarda hacia atrás, parte se reflejara hacia adelante y la mayor parte, baja por la torre hacia tierra que al encontrar una alta resistencia (resistencia de puesta a tierra de la estructura) la onda se puede reflejar, creando diferencias de tensión entre los conductores de fase y los cables de guarda, si esta diferencia de tensión es muy alta se puede presentar ruptura del aislamiento y provocar flameo entre las estructuras y conductores de fase llegando a provocar la salida de la línea de distribución, dependiendo del sistema de protecciones [6].

Por último, las salidas pueden ser provocadas por un rayo que impacta en las cercanías de la línea, ya sea que impacte a tierra o en algún elemento alrededor de

las estructuras como un árbol, una edificación, etc. pero que aunque no impactan directamente sobre los elementos de la red eléctrica tiene un efecto electromagnético que induce sobre las fases o el cable de guarda tensiones, que si se compara con los dos casos anteriores (flameo inverso o falla del apantallamiento) la magnitud de las sobretensiones por inducción son considerablemente menores, aunque si pueden llegar a ser mayores que el nivel de aislamiento de la línea [6].

Colombia se encuentra en una zona geográfica privilegiada (tropical) la cual cuenta con diversidad de climas presentes en todo el territorio nacional, además el estrechamiento de las cadenas montañosas principalmente en la cordillera Oriental (Noreste de Cundinamarca) y los vientos que se aproximan a ellas, marcan la principal influencia en la definición del mayor o menor nivel cerámico, pues las magnitudes de los parámetros de las descargas eléctricas atmosféricas (nivel cerámico, densidad de descargas a tierra, polaridad, corriente de retorno de la descarga y rata de ascenso de la corriente de la descarga) varían espacial y temporalmente [3], [7], por ello la importancia de centrar el estudio en el departamento de Cundinamarca, puesto que por estas variaciones se facilita la presencia de descargas atmosféricas en la región, lo cual hace necesario contar con un sistema eléctrico robusto y una excelente protección contra rayos, buscando proteger la vida y los equipos eléctricos. Por lo cual es de suma importancia realizar el estudio del comportamiento de las líneas de media tensión presentes en la zona rural de Cundinamarca ante tal fenómeno bajo las especificaciones dadas por el operador de red.

1.1. JUSTIFICACIÓN

Las salidas de las líneas pueden deberse a diferentes razones, la empresa de interconexión eléctrica S.A (ISA) resalta que la causa principal para la salida son las descargas atmosféricas debido al alto nivel cerámico en el territorio Colombiano por estar en una zona tropical [7], pudiéndose presentar 3 casos en los sistemas de distribución como lo son las salidas debido a fallas por apantallamiento, otras por flameo inverso y por sobretensiones inducidas. Los errores de apantallamiento en la línea, se presentan cuando la descarga impacta directamente sobre el conductor de fase y no sobre el cable de guarda, donde seguramente ocasionara la salida de la línea, debido a que la magnitud de corriente del rayo supera con creces la impedancia de las fases, del aislamiento de la línea y del valor instantáneo de la tensión de fase [7]. El fenómeno de flameo inverso se presenta cuando la descarga atmosférica impacta sobre el cable de guarda y este trata de despejar la corriente a través de las conexiones a tierra cercanas, donde en algunos casos la resistencia de puesta a tierra tiene valores muy altos o donde el nivel de aislamiento es menor a la sobretensión originada por el rayo provocando que las ondas se reflejen y rompan el nivel de aislamiento de la línea [7]. Por ultimo las tensiones inducidas hacen referencia al acople electromagnético entre el rayo y la línea, provocando transitorios sobre el sistema de distribución [8].

Es necesario realizar un análisis de dichos fenómenos, planteando proyectos enfocados a mejorar las condiciones de las líneas de distribución sobre todo en media

tensión (es decir especificar los parámetros idóneos para evitar problemas en el sistema), evitando un mayor número de salidas de la línea y sobredimensionamientos, ya que tanto si la descarga impacta sobre los conductores, cable de guarda y/o en la estructura, o en un punto cercano puede producir diferentes fenómenos con inducción entre las fases, ruptura de los conductores y flameo inverso, lo cual podría desencadenar una falla en el sistema, incluso se ocasionarían fallas en el sistema de baja tensión (debido a que los transformadores no pueden aislar este tipo de forma de onda).

En el departamento de Cundinamarca por su alta actividad cerámica, se debe prestar especial cuidado ante las posibles causas de fallas en las líneas de transmisión, redes de distribución y cargas debido a descargas atmosféricas, donde es imposible asegurar al 100% la integridad de los elementos del sistema eléctrico, pero si se puede minimizar sus efectos [9]. En consecuencia, no se puede asegurar la estabilidad del sistema haciéndose necesario identificar si las especificaciones dadas por la normatividad de Condensa son óptimas.

Un aspecto fundamental a tener en cuenta en el estudio de los sistemas eléctricos en zonas rurales es que su topología por lo general que es radial de gran longitud (pocos puntos de interconexión), lo cual las hace más propensas a que una falla en un punto tenga un impacto mayor sobre los elementos (aumentado la probabilidad de afectar la integridad de los mismos) y sobre la continuidad del servicio, caso que no sucede con las redes en las zonas urbanas las cuales presentan una configuración mallada en la red eléctrica, con la ventaja de dividir las ondas electromagnéticas producidas por la descarga del rayo en cada punto de interconexión, por lo que aumenta el amortiguamiento y disminuye sus efectos [3]. Además, que en las zonas urbanas se tienen estructuras y edificaciones más altas que las líneas, por lo que es mínimo el efecto de la incidencia de las descargas atmosféricas sobre dichas líneas, En consecuencia, no es recomendable blindar las líneas urbanas ya que poseen un apantallamiento natural [7].

Por ende se debe comprobar y revisar si las especificaciones de los elementos de la red de media tensión en las zonas rurales así como su nivel de aislamiento son eficientes de acuerdo al nivel cerámico de este territorio ya que según las mediciones realizadas por sensores como por ejemplo la red LINET y los mapas isocerámicos [10] es una zona con una alta actividad de rayos, debiendo asegurar un adecuado comportamiento de las líneas de media tensión ante una descarga atmosférica. Por ende, se debe revisar las posibles situaciones ya sea que falle el apantallamiento, que se presente flameo inverso o una sobretensión inducida. Cabe resaltar que la topología del territorio (Cundinamarca) presenta una gran variedad de condiciones por lo que se puede manifestar con zonas con apantallamiento natural haciendo poco eficiente instalar un cable de guarda, pero que condicionaría a que la línea fuera más propensa a una salida por una sobretensión provocada por inducción electromagnética, así como pueden haber terrenos donde por falta de apantallamiento natural se hace necesario contar con un cable de guarda y un adecuado sistema de puesta a tierra que protejan la línea ante las descargas atmosféricas.

1.2. FORMULACIÓN DE LA PREGUNTA

¿Cómo es el comportamiento de un sistema de distribución rural ante la incidencia de un rayo en la estructura, sobre el cable de guarda, en las fases o en las cercanías de la línea?

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo General

Evaluar el comportamiento de líneas de distribución de media tensión ante transitorios originados por descargas atmosféricas mediante el uso de herramientas computacionales, bajo la premisa que el sistema se encuentra ubicado en la zona rural.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Identificar cuáles son los parámetros característicos de las descargas atmosféricas que se evidencian en la zona tropical (la región de Cundinamarca, Colombia).
- Modelar la incidencia de las descargas atmosféricas sobre las estructuras y líneas de distribución de media tensión en la región de Cundinamarca, Colombia, bajo la normativa local.
- Evidenciar el comportamiento del Sistema eléctrico a nivel de media ante los diferentes fenómenos transitorios producidos por las DEAT (Descargas eléctricas atmosféricas).

1.4. ALCANCE

El trabajo se centra en el estudio de sobretensiones originadas por rayos en una red de subtransmisión y media tensión (34.5 kV y 13.2 kV). Un factor relevante para el análisis de sistemas con estos niveles de tensión es la presencia del cable de guarda, ante su ausencia es más vulnerable a las sobretensiones directas. Pero por factores de diseño y económicos no es viable su instalación en todos los casos, debido a que entre muchas razones se cuenta con un apantallamiento natural que evita en gran medida las descargas directas sobre los conductores siendo este el caso más crítico, pero que sigue siendo vulnerable ante la influencia de sobretensiones originadas por tensiones inducidas.

En consecuencia, se van a presentar varios escenarios el primero con la presencia del cable de guarda donde los rayos impactan sobre el cable de guarda, en los conductores (donde se calcula el valor de corriente que provoca falla del apantallamiento), y por último la evaluación de tensiones inducidas. El otro escenario es cuando no se dispone de cable de guarda impactando sobre las fases o se inducen tensiones por impactos en las cercanías de la línea (tensiones inducidas). Por último, se evaluará el sistema con la presencia del descargador de sobretensiones. Cabe

mencionar que se presentan otros casos de análisis en función a otros factores como la resistividad (resistencia de puesta a tierra) bajo unas condiciones específicas o la evaluación del arco eléctrico.

La descarga atmosférica utilizada para las simulaciones presenta una onda con polaridad negativa (es más frecuente que se presente) con magnitudes entre 30 kA y 45.3 kA para la primera descarga de retorno, encontrándose dentro del promedio según mediciones y estudios realizados en el territorio colombiano [7], [11], [12].

Para los elementos del sistema, como por ejemplo la estructura se maneja varias posibilidades (Bandera, semibandera, H, Tormenta, triangular) el cual es seleccionado en función a los requerimientos de la red y del terreno. Se optó por seleccionar el tipo semibandera y triangular para los niveles de tensión 34.5 kV y 13.2 kV, debido a que el uso de estas topologías es común [13].

Para evidenciar el comportamiento del sistema ante las descargas atmosféricas nos apoyamos en herramientas computacionales haciendo uso de modelos circuitales, siempre limitados por la cantidad de elementos y tiempo de simulación de los mismos, para los elementos de una red de distribución.

Se omite la presencia o utilización de suplencias con equipos de operación bajo carga, telecontrol con otros circuitos cuando se presenten eventos de contingencia, mantenimiento u operativas. También se omitirá los reconectores aun siendo una red principal [14].

1.5. METODOLOGÍA

La investigación que se lleva a cabo en el presente documento está dirigida a identificar cómo se comporta un sistema de distribución ante factores externos (Descargas atmosféricas), los cuales pueden provocar la pérdida o salida de la línea. Dicho evento se manifiesta con alteraciones al sistema en forma de sobrecorrientes o sobretensiones que se pueden presentar en las estructuras, cables de guarda, fases u otro elemento de la red, y que pueden llegar a afectar directamente la confiabilidad del sistema, es por esto que se hace uso directo de la metodología explicativa.

Inicialmente se debe realizar la recolección de información de las descargas atmosféricas en la zona tropical, más específicamente en la zona rural del departamento de Cundinamarca. A partir de lo cual se identificarán los parámetros y elementos requeridos para modelar el sistema bajo estudio.

Después, se dispone a modelar mediante soportes computacionales, la onda de rayo característico en el sitio de estudio (para la primera descarga), así como las líneas de distribución, las estructuras, el sistema de puesta a tierra, transformadores, descargador de sobretensión y las cargas.

Se reúnen los elementos anteriormente mencionados y se comienza por evaluar diferentes escenarios, se variará los puntos de impacto de la descarga atmosférica geoespacial, así como sobre la red (impacto cable de guarda, fases y cercanías de la línea), como para identificar los que presentan mayor afectación en el sistema de distribución. En esta etapa también se realizará la modificación de los parámetros de algunos elementos (sistema de puesta a tierra, descargadores, cargas) de la red de distribución para ver el comportamiento de la misma.

Por último, se dispone a identificar qué fenómenos son los más relevantes y concluir cómo se comporta un sistema de distribución con una configuración y propiedades específicas ante una sobretensión provocada por un rayo.

2. MARCO TEÓRICO

Los sistemas eléctricos de potencia, se encuentran expuestos a eventos que pueden alterar su correcto funcionamiento; por ende, se debe describir e intentar predecir el comportamiento de todos los elementos de una red ante tales fenómenos, ya sea para tomar medidas preventivas o correctivas que minimicen su impacto sobre las personas, el entorno y sobre el mismo sistema. De este modo es fundamental, entender, describir y modelar todos los elementos involucrados en un sistema cuando se presenta un transitorio buscando salvaguardar los elementos anteriormente mencionados.

Entre los fenómenos con mayor relevancia en los sistemas de distribución rurales están las sobretensiones, definiéndose como un nivel de tensión superior al valor máximo que se debería presentar entre dos puntos en condiciones normales de operación, y se clasifican en sobretensiones temporales, transitorias, de frente lento, de frente rápido y sobretensiones de frente muy rápido [15].

Las sobretensiones de frente lento y de frente rápido, pueden originarse por fallas, maniobras o por descargas atmosféricas, las de frente rápido también pueden originarse por descargas atmosféricas directas sobre los conductores de las líneas aéreas. En cuanto a las sobretensiones transitorias se pueden clasificar según su origen y estas pueden ser de dos tipos: interno (fallas en el aislamiento, conmutación de elementos de maniobra, fallas en el sistema eléctrico, entrada o salida de un gran bloque de carga o de generación) o externo (descargas atmosféricas) [15].

Las fallas de origen externo tienen un efecto más severo en los sistemas de distribución, donde a pesar de su muy corta duración su amplitud puede ser varias veces la tensión nominal del sistema eléctrico, provocando efectos negativos como puede ser el deterioro o la falla del aislamiento de los elementos que componen la red eléctrica. Estos efectos se resumen en pérdidas técnicas, económicas, operacionales, y hasta humanas. Otros de los efectos que se producen son [2]:

- Efectos térmicos: fusión en los puntos de impacto del rayo y efecto Joule, debido a la circulación de la corriente.
- Efectos electrodinámicos: cuando las corrientes de los rayos circulan en conductores paralelos, provocan fuerzas de atracción o repulsión entre los cables, lo que produce roturas o deformaciones mecánicas (cables aplastados).
- Sobretensiones conducidas tras un impacto en las líneas telefónicas o en las líneas aéreas eléctricas.
- Sobretensiones inducidas por el efecto de radiación electromagnética del canal del rayo que actúa como antena en varios kilómetros y lo cruza una corriente de impulso considerable.
- El aumento del potencial de tierra por la circulación de la corriente del rayo por la tierra. Esto explica las caídas de rayos indirectas por tensión de paso y los defectos de los equipos.

En las líneas de distribución los efectos son mayores que en las líneas de transmisión ya que los niveles de aislamiento del segundo son mayores y por ende están diseñados para soportar sobretensiones de mayor magnitud, además de que la coordinación de protecciones en las líneas de transmisión por lo general es mejor que en los sistemas de distribución. De este modo es fundamental realizar una descripción del origen y formación de las descargas atmosféricas comenzando con el proceso de formación y su efecto en las redes eléctricas [2].

Adicionalmente se debe exponer conceptos acerca de los elementos presentes en un sistema de distribución como lo son las estructuras, los conductores y su disposición física, los transformadores, sistema de puesta a tierra, la coordinación de aislamiento (involucra los aisladores y las crucetas), y como elemento de protección los descargadores de sobretensiones, omitiendo otros elementos de protección como fusibles, relés, entre otros; debido a que el presente trabajo de investigación no tiene la finalidad de describir el comportamiento de estos elementos (protección) ante transitorios provocados por los rayos.

2.1. DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS

La descarga atmosférica (rayo) es un fenómeno físico que se caracteriza por una transferencia de carga eléctrica, ya sea de una nube hacia la tierra, de la tierra hacia la nube, entre dos nubes, al interior de una nube o de la nube hacia la ionosfera [11].

Entre los parámetros más importantes de los rayos están la amplitud de la corriente, la carga del rayo, la variación de la amplitud en el tiempo, la duración del frente de la onda, duración de cola de la onda y la duración de la descarga. Siendo frecuentemente la amplitud y la forma de onda de la corriente de retorno de la descarga eléctrica atmosférica los parámetros con mayor trascendencia en aplicaciones de ingeniería [11].

A continuación se describirá el proceso de formación de las nubes, donde su formación depende de la sobresaturación del vapor de agua que viene arrastrado por aire caliente que circula por la atmósfera, es decir condensación del aire [16].

2.1.1. Categorización Del Rayo

Berger (1978) fue el primero en plantear cuatro tipos de rayos en términos de la dirección del movimiento entre nube y tierra: ascendente o descendente y en términos del signo de la carga del líder que inicia la descarga: positivo o negativo [17]. Esta clasificación según la polaridad de la carga efectiva transferida a tierra o en la dirección del líder inicial se encuentran: el ya mencionado rayo descendente negativo, rayo ascendente negativo, rayo descendente positivo y el ascendente positivo los cuales se pueden evidenciar en la **Figura 2.1** [16].

La categoría 1 (rayos negativos nube-tierra) es la más común. De acuerdo con estadísticas disponibles a nivel mundial, más del 90% de las descargas son de esta

categoría. Los tipos de descarga 1 y 3 son los que más se han estudiado en el mundo, debido a su interés práctico: son causa de daños en bienes y equipos electrónicos, muertes, perturbaciones en los sistemas de potencia eléctrica y comunicaciones e incendios forestales [17]. Siendo los rayos de categoría 1 los que presentan mayor espectro de campos electromagnéticos [16].

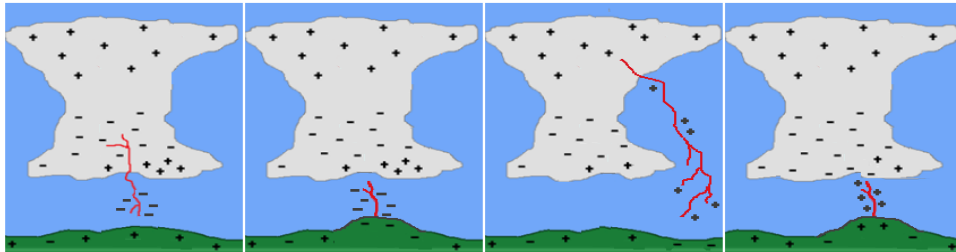


Figura 2.1. Categorías del rayo según Berger [17].

Los rayos procedentes de una nube tienden a impactar en tierra dentro de un área circular de aproximadamente 10 km de diámetro, dentro de esta área el impacto es casi aleatorio. Existe una probabilidad alrededor del 20% de que una segunda descarga caiga a 2, 3 o 4 km de la primera, y existe una probabilidad más pequeña de que una descarga caiga a unos 8 km o más de la primera, aunque estas descargas subsiguientes son comúnmente menores en magnitud que la primera descarga de retorno [2].

2.1.2. Forma de onda de la descarga atmosférica

El tiempo de crecimiento de la descarga de retorno (RS) puede ser de algunos microsegundos o menos y su duración completa es de algunas decenas de microsegundos. Generalmente, la magnitud de corriente pico es de algunas decenas de kA para las descargas de polaridad negativa y para una descarga de polaridad positiva valores cercanos a una o dos centenas de kA. En algunos casos es seguido por una corriente DC de varios cientos de Amperios que dura algunas decenas de microsegundos. Esta corriente DC produce cierta radiación que no puede ser observada a grandes distancias (lo cual es un inconveniente en técnicas de medición indirectas). La descarga de retorno es responsable de los efectos visuales (relámpago) y auditivos (trueno) asociados al rayo, así como también de las lesiones en humanos y animales y las afectaciones a estructuras, sistemas eléctricos, de comunicaciones [18].

Después de la primera descarga de retorno (FRS) se pueden presentar dos casos uno donde la descarga cese tanto en el interior de la nube como de la nube a tierra, a este proceso se le denomina rayo de un único impacto. Pero si la nube dispone todavía de carga adicional se puede propagar otro canal desde la nube a la tierra a lo largo del primer canal residual e iniciar otra descarga de retorno después de algunas decenas de microsegundos de haber ocurrido la primera descarga de retorno. Aunque algunos de estos segundos canales actúan como los primeros porque no siguen el canal de retorno previo. Los segundos canales y las subsiguientes descargas de retorno (SRS) normalmente no están ramificados por lo que se les conoce como líder dardo por su

desplazamiento directo hacia tierra (cuando utilizan el canal de la primera descarga de retorno) aunque por lo general con menor energía que la primera descarga (ver **Figura 2.2.**) [2], [18].

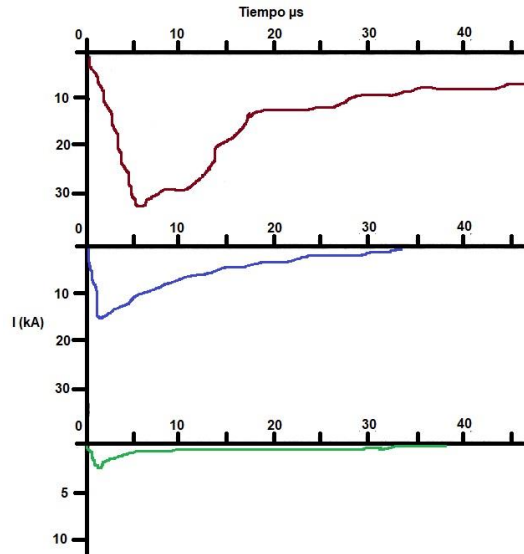


Figura 2.2. Primera (-), segunda (-) y tercera descarga (-) de retorno [2].

Uno de los estudios más importantes en la caracterización de rayos ha sido el presentado por Berger. Este trabajo es utilizado como punto de referencia por gran parte de la comunidad técnica y científica pues hoy al día de hoy sus resultados continúa teniendo validez. Dentro de los parámetros más importantes de la forma de onda de la corriente que se definieron en el trabajo presentado por Berger [18]:

- La media del valor pico de la corriente para el FRS negativo es 30 kA y típicamente entre 10 y 15 kA para las descargas subsecuentes.
- La media del tiempo de ascenso (frente) de la corriente es aproximadamente 5.5 μs para los SRS.
- La rata de ascenso máxima tiene una media de 28 kA/μs para el FRS y de 40 kA/μs para los SRS.

Por lo general las distribuciones de corriente encontradas por Berger han sido confirmadas en mediciones directas del rayo realizadas con posterioridad en Japón, Austria y florida (USA), las cuales se caracterizan por un gran número de observaciones, pero en zonas tropicales se debe ajustar estos valores [18].

Las descargas negativas descendentes son las más recurrentes. Aunque su forma de onda debería ser negativa se presenta como una forma de onda positiva en casi toda la literatura [19]. La forma de onda de la corriente propuesta por la fuente Heidler está dada por la **ecuación (2-1)**

:

$$I(t) = \frac{I_0}{n} \frac{(t/\tau_1)^n}{(t/\tau_1)^n + 1} e^{-t/\tau_2} \quad (2-1)$$

Donde

I_0 = Corriente pico (kA).

η = Factor de corrección para la corriente pico.

t = Tiempo (μ s).

n = Influencia de la tasa de crecimiento y el instante de tiempo de la máxima tasa de crecimiento (valor entre 2 y 10).

τ_1 = Constante de tiempo de frente (μ s).

τ_2 = Constante de tiempo de cola (μ s).

En cuanto a la primera descarga de retorno, se caracteriza por tener un rápido incremento hasta el pico de la función en unos pocos microsegundos, mientras que su decrecimiento se hace más lento y alcanza el 50% de su valor pico en unas decenas de microsegundos. De la forma de esta onda salen dos conceptos como lo son el tiempo de frente y el tiempo de cola, el primero es el tiempo que tarda en alcanzar el 90% del valor pico, y el segundo el tiempo que tarda en decrecer hasta el 50% de la función [19].

2.2. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS EN CUNDINAMARCA – COLOMBIA

Esta sección realiza una contextualización de los parámetros característicos de las descargas atmosféricas evidenciados en una zona intertropical (Cundinamarca, Colombia), a partir de diferentes artículos e investigaciones realizadas en los últimos 30 años en el territorio Colombiano [10], [12], [18], [19]. Estos parámetros son:

- Multiplicidad.
- La corriente pico (kA) de la primera descarga y de las subsecuentes. Relación de la corriente pico (kA) entre la primera descarga y de las descargas subsecuentes.
- La forma de onda de la corriente (El tiempo del frente de onda, El tiempo de cola del impulso y la tasa de crecimiento de la corriente en el frente de onda kA/ μ s).

En Colombia, se han desarrollado varios trabajos con el objetivo de identificar y analizar algunos parámetros de rayos. Los resultados muestran que la polaridad y la multiplicidad de los rayos cambian según la ubicación geográfica [12].

El análisis del tiempo de frente, tiempo de cola y rata de ascenso de la onda son fundamentales en el tiempo de actuación de coordinación de protecciones, y en el comportamiento de la coordinación de aislamiento debido a que entre más tiempo de la sobretensión menor es la magnitud que puede soportar el aislamiento [2].

2.2.1. Multiplicidad (Multiple Strokes)

La **Tabla 2.1** describe el comportamiento de multiplicidad para descargas atmosféricas negativas a tierra en diferentes trabajos de investigación. En Rojas [18] El número total de flashes CG negativos registrados en Bogotá fue de 306 de los cuales el 35.3%

fueron flashes sencillos (con una sola descarga) y la multiplicidad promedio fue 2.58 (ver **Figura 2.3**). En Santamaría et al se evidencia una multiplicidad promedio de 1.8 en mediciones realizadas en el 2006 y Younes & Torres con una multiplicidad promedio de 1.08. En conclusión se evidencia que el promedio de descargas subsecuentes varía entre 1 y 3 aproximadamente [18].

Referencia (año) Ubicación geográfica	Coord. Geograf.	Altitud (msnm)	N° de tormentas	Total flashes	Porcentaje de SSF	Multip. promedio	Multip. máxima
Rojas (2017) Bogotá, Colombia	4.64° N 74.09° W	2554	22	306	35.3%	2.58	13
Younes & Torres (2010) Bogotá, Colombia	4.61° N 74.08° W	2552	-	-	-	1.08	-
Santamaría et al (2006) Bogotá, Colombia	4.6° N 74.08° W	2554	4	68	39.7%	1.8	6

Tabla 2.1. Multiplicidad y porcentaje de descargas CG negativos [18].

Nota: descargas con una sola descarga de retorno (SSF- single stroke flash).

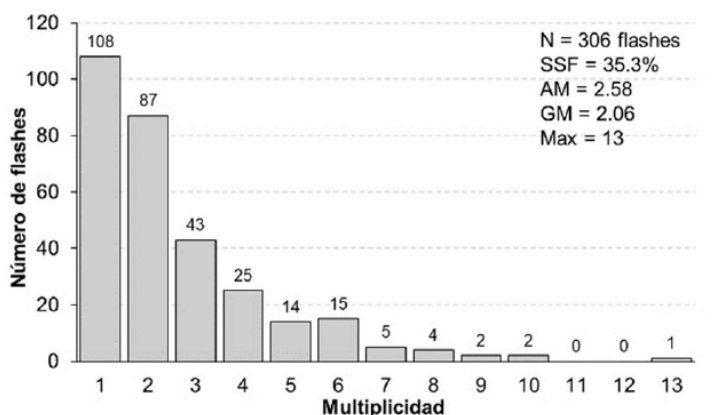


Figura 2.3. Multiplicidad descargas descendentes negativos en Colombia [18].

2.2.2. Amplitud

A continuación, se describen 2 promedios de corriente pico para la primera descarga realizados en zonas tropicales-Colombia para descargas atmosféricas descendentes con polaridad negativa:

- Sobre la base de mediciones directas, CIGRE e IEC informan que el valor de la corriente de pico probabilístico promedio adoptado es de 30 kA, mientras que el valor de probabilidad promedio basado en mediciones directas e indirectas en Brasil, Colombia y Rhodesia es alrededor de 42 kA [12].

- Según estudios realizados en ISA con el Sistema de Información de Descargas – SID. Según este informe, la magnitud de corriente absoluta alcanzada por la descarga eléctrica atmosférica en Colombia está entre 35 y 45 kA [7].

La relación entre el valor pico de las descargas subsecuentes y primera descarga (relación SRS/FRS) muestran que en Colombia 65% de las relaciones SRS/FRS varían entre 0.25 y 0.75, lo cual quiere decir que existe una mayor probabilidad de que la primera descarga de retorno tenga un valor pico de corriente mayor que las descargas subsecuentes. Aunque también se presentan casos donde se puede definir el valor máximo de la corriente pico de un rayo en una descarga subsecuente lo cual se fundamenta en que los SRS requieren menos carga eléctrica para conducir el líder a través del canal formado entre la nube y la tierra [18].

En función a lo expuesto anteriormente es común que el pico de corriente de las descargas subsecuentes sea menor que la primera descarga de retorno; con picos de corriente del orden de 12 kA asumido en algunas zonas de Colombia [2].

2.2.3. Forma de onda

Entre las características más importantes de la forma de onda de los rayos sobresale el tiempo de frente de onda (se mide entre el 10% y 90% de la corriente pico de la función), el tiempo de cola (se mide al 50% de la corriente pico de la función después de haber alcanzado el pico) y la rata de ascenso en el tiempo de frente.

Los valores promedio de tiempo de frente de onda y tiempo de cola expuestos por la NTC-4552 para la primera descarga son 5.6/53.5 μ s y para la descarga subsecuente se tienen 0.7/16.4 μ s (ver **Tabla A.1 Anexo A.1**) [11].

2.3. ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

A continuación, se definirán los elementos más relevantes que componen la red de distribución en una zona rural.

2.3.1. Líneas aéreas

Es el conjunto de elementos entre conductores y soportes que transportan la energía eléctrica, los conductores están soportados por crucetas u otros tipos de soportes, debidamente aislados entre ellos, y estos soportes a su vez van montados sobre estructuras denominadas torres, cuya misión primordial es mantener separados los conductores a una altura conveniente del terreno. Los postes se apoyan en el terreno por medio de cimentaciones. Aunque se ha regulado el uso de los apoyos en tres materiales hormigón, madera y acero galvanizado, los dos primeros es más común encontrarlos en líneas de media y baja tensión respectivamente, aunque el tercero es muy común encontrarlos en líneas de alta y extra alta tensión [20].

Dependiendo de la cantidad de aisladores se presentan dos casos, el primero cuando la cadena de aisladores es larga se pueden montar directamente sobre el poste o con elementos auxiliares. Para el segundo caso se tiene una cadena de aisladores corta donde se hace necesario que se monten sobre crucetas (brazo horizontal), las cuales pueden ser de madera, hormigón o metálicas sin que necesariamente sean del mismo material que el poste, este segundo caso es el más común desde que se asegure el aislamiento [20].

2.3.2. Transformadores

Los transformadores son los enlaces del sistema en donde existen cambios de niveles de tensión y trasposos. Además, se define como una máquina estática que consta de bobinas acopladas magnéticamente sin la existencia de una conexión física entre ellas (primario y secundario). En otras palabras es un dispositivo encargado de variar los niveles de tensión sin alterar la potencia transferida en el sistema (idealmente) [21].

Los transformadores de distribución reciben la potencia transportada por los circuitos primarios desde la subestación para reducir la tensión a valores adecuados para los consumidores que estén conectados a los circuitos secundarios del sistema. En los sistemas de distribución una de las conexiones más comunes es estrella con neutro sólido a tierra - delta para valores entre 7.62 kV hasta 34.5 kV, aunque puede variar dependiendo de los requerimientos de la red [21].

Para propósitos del presente documento, el transformador de distribución utilizado en el software de simulación será trifásico Dy5 generalmente utilizado en los sistemas de distribución colombianos [21]. Aunque cabe mencionar que otros tipos de conexiones se pueden utilizar dependiendo del sistema eléctrico de potencia; Por ejemplo, para los transformadores trifásicos de conexión YY o Dy tienen el propósito principal de aislar las redes, en cuanto la conexión YY para aislar la subestación y la conexión Dy para aislar las cargas. El transformador Dy es útil cuando se desea que el modelo de carga híbrido tenga conexión en delta [22].

2.3.3. Descargadores de Sobretensión

En los sistemas de potencia se presentan sobretensiones transitorias de origen interno y externo. Para limitar las sobretensiones a un nivel de protección es necesario utilizar los descargadores de sobretensión, los cuales tiene un comportamiento no lineal [23].

Cada descargador es conectado entre cada fase y tierra es decir entre los bornes de los aparatos a proteger, sometándose permanentemente a la tensión de servicio, donde su resistencia es muy elevada y la corriente por ella es pequeña (corrientes de fuga del orden de microamperios). Cuando la tensión supera un valor prefijado en el descargador, su resistencia disminuye muy rápidamente aumentando bruscamente la corriente drenada, presentándose corrientes sobre este elemento de varios miles de amperios; En cuanto a la tensión en bornes del aparato a proteger quedará reducida con respecto a la correspondiente sin la resistencia variable. Una vez que la tensión

ha alcanzado su valor normal, la resistencia vuelve a ser muy elevada y el sistema está de nuevo en las condiciones anteriores a la sobretensión, lo cual sirve para que el nivel de sobretensión que llega al elemento a proteger esté regulado por el funcionamiento del descargador. Debido a fenómenos de reflexión de las ondas de sobretensión, los descargadores por lo general se encuentran cercanos a los elementos a proteger [22].

En la **Figura 2.4** se puede evidenciar las curvas del nivel básico de aislamiento del elemento a proteger (azul) y del descargador de sobretensiones (rojo), donde se debe asegurar que actúe primero el descargador de sobretensiones ante la tensión de descarga. La diferencia que debe existir entre el nivel básico de aislamiento y la máxima tensión que puede aparecer en el descargador, se le conoce como margen de protección, el cual debe ser como mínimo del 20% para impulsos por rayo y 15% para impulsos por maniobra, según las especificaciones dadas por Codensa [24]. Para que el descargador pueda mantener la tensión en bornes del aparato protegido por debajo de un determinado valor, deben cumplirse ciertos requisitos:

- Debe existir una coordinación entre las curvas tensión-duración del equipo protegido y el dispositivo de protección en el sentido de que la curva de este último esté siempre por debajo de la del equipo protegido (ver **Figura 2.4**).
- La tensión residual en el dispositivo de protección corresponde al valor de tensión que aparece entre los terminales de un descargador de sobretensión ocasionada por el paso de una corriente de descarga.
- El dispositivo de protección debe ser capaz de disipar la energía liberada por el paso de la corriente de la descarga a través del mismo. Esta energía depende de la duración de la descarga y del valor de la corriente.

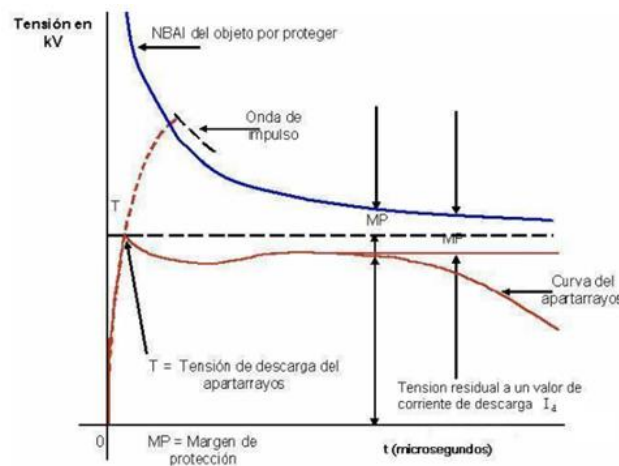


Figura 2.4. Curva del DPS (rojo) y del elemento a proteger (azul) [24].

En la actualidad la mayoría de descargadores son de óxido metálico (OM) sin explosores (ver **Figura 2.5**), Aunque todavía hay en uso una gran cantidad de descargadores con explosores con resistores hechos de carburo de silicio (SIC). La característica distintiva de un resistor de OM es su característica tensión-corriente con un comportamiento muy pronunciado no lineal, haciendo innecesaria la desconexión

de los resistores de la línea mediante explosores en serie, como sucede en los descargadores con resistores de Sic [25].

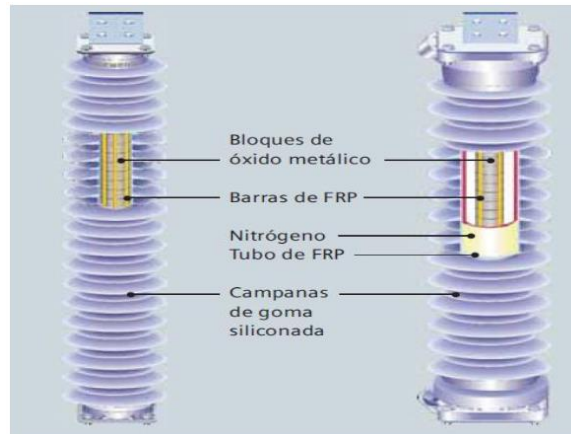


Figura 2.5. Elementos constitutivos de un descargador de sobretensiones OZN [23].

2.3.4. Sistema de Puesta a Tierra

La finalidad de un sistema de puesta a tierra (SPT) es proteger la vida de las personas, evitar daños en los equipos por sobretensiones, mejorar la efectividad de las protecciones eléctricas y la compatibilidad electromagnética, al proporcionar una adecuada conducción de la corriente de falla a tierra, así como servir de referencia para el sistema eléctrico [26].

Un buen diseño de puesta a tierra debe reflejarse en el control de las tensiones de paso y de contacto. Sin embargo, la limitación de las tensiones transferidas principalmente en subestaciones y líneas de media y alta tensión es igualmente importante. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los siguientes valores máximos de resistencia de puesta a tierra de la **Tabla 2.2** [26].

Aplicación	Valores máximos de Resistencia de puesta a tierra (Ω)
Estructuras de líneas de transmisión (y metálicas o con cable de guarda en líneas de distribución)	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1
Subestaciones de media tensión	10
Protección contra rayos	10
Neutro con acometida de baja tensión	25

Tabla 2.2. Valores de referencia para el sistema de puesta a tierra [26].

Los sistemas de puesta a tierra típicos en las torres de transmisión es común utilizar cuadros, anillos, contrapesos y varillas, mientras que en líneas de distribución es común usar varillas y contrapesos cuando la estructura es en hormigón o madera, y por último en las residencias es común utilizar una o varias varillas [9].

En el espectro de frecuencias de las descargas atmosféricas la permeabilidad del suelo puede ser asumida constante, mientras que la resistividad y la permitividad presentan variaciones significativas. Son varios los factores que tienen influencia en los valores de la resistividad y la permitividad del suelo a una frecuencia fija. Entre ellos tenemos principalmente: la humedad, tipo de suelo, tipos de sales minerales retenidas, la granulometría, la compactación y la temperatura [9].

En cuanto a la resistividad se refiere, es clara su disminución con el aumento de la frecuencia y, particularmente, se nota la diferencia entre los valores de resistividad en el rango de frecuencias dominantes de los fenómenos transitorios y aquellos en el rango de frecuencias en que usualmente son medidas. Un aumento en la humedad, resulta en una disminución de la resistividad. Un factor que altera la impedancia transitoria del sistema de puesta a tierra es la no-linealidad que manifiesta en ocasiones cuando una descarga lo impacta [9].

Cuando la corriente del rayo busca despejarse por el sistema de puesta a tierra produce disrupción en el suelo; generando vapor debido al aumento de temperatura y su interacción con la humedad del suelo, que de forma simultánea se evidencia en arcos; Dentro de las zonas de formación de arcos, la resistividad disminuye desde su valor original, hasta un valor límite que se aproxima a cero. Esta descomposición del suelo puede ser vista como el aumento del diámetro y la longitud de la varilla como se muestra en la **Figura 2.6**. A medida que aumenta la ionización, la forma de la zona se vuelve más esférica [19].

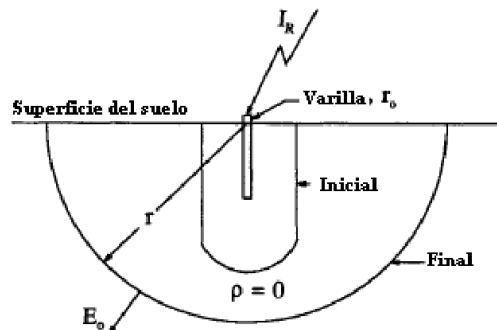


Figura 2.6. Modelo de una varilla al circular una alta corriente [19].

2.3.5. Cargas

Para circuitos en zonas rurales sobresalen pequeñas cargas residenciales y cargas industriales, las primeras generalmente tienen valores de 120 V o 220 V, mientras que para el segundo caso se podrían tener niveles de tensión superiores y poco convencionales, y por ende estos últimos pueden tener su propio transformador o incluso su propia subestación para obtener los niveles de tensión deseados para su funcionamiento [21]. Los tipos de cargas son:

- Redes de distribución con carga residencial: Se asumen como cargas residenciales los grupos de usuarios que viven en municipios pequeños, caseríos, veredas entre

otros. La principal característica de este tipo de cargas es la predominancia resistiva ya que en estos sitios donde se asume carga residencial, puede haber un uso frecuente de planchas, bombillos, entre otros elementos de tipo resistivo [21].

- Redes de distribución con cargas industriales: En la zona centro del país, suele haber una cantidad considerable de municipios con pequeñas cabeceras urbanas y extensas áreas rurales donde pueden existir medianas o grandes industrias, las cuales pueden estar muy separadas unas de las otras, por lo cual se requiere de líneas de sub-transmisión o distribución primaria con un nivel de tensión relativamente alto con el propósito de reducir pérdidas, por eso se hace necesario diseñar una red de 34.5 kV y 13.2 kV rural para obtener mayor eficiencia en el sistema. Este tipo de carga puede llegar a tener un alto componente reactivo en su potencia demandada causada por la gran cantidad de motores eléctricos que puede tener en la industria [21].

Una característica esencial de los sistemas de distribución, es el desbalance del sistema, ya que la conexión de las cargas puede ser monofásica, bifásica o trifásica y en algunos casos la disposición de las líneas durante el tramo de línea puede no ser igual y esto puede llegar a introducir inconvenientes operativos en la red [21].

2.3.6. Coordinación de aislamiento

Las construcciones aéreas por lo general utilizan más de un material aislante para protección contra las descargas atmosféricas. Los componentes más comunes utilizados para asegurar el aislamiento en la construcción de líneas aéreas de distribución son: porcelana, aire, madera, polímeros, donde cada elemento tiene su propia capacidad de aislamiento. En algunos casos se combinan los elementos para aumentar su rendimiento. En el diseño de aislamiento de impulsos por corriente alterna (es decir por factores internos), el elemento más relevante para el diseño es el aislador, mientras que para factores externos se complementan los elementos aislantes de la red aérea (cruceta con el aislador, aire con aislador, entre otras combinaciones) [2].

La capacidad de aislamiento ante descargas atmosféricas se puede ver afectada por otros factores exógenos y de la red, para el primer caso por ejemplo en las condiciones ambientales sobresale la densidad del aire, humedad, precipitación pluvial y contaminación atmosférica. También la afecta la polaridad y velocidad de incremento de tensión. En los factores de la red tienen gran influencia aspectos físicos tales como forma del aislador, forma del herraje metálico, y configuración del aislador (montado verticalmente, horizontalmente o en ángulo) [2].

Los elementos más relevantes para un adecuado aislamiento en las redes aéreas son los aisladores y la cruceta, definiendo la resistencia que evita que la descarga atmosférica impacte directamente o por conducción en las fases de la red eléctrica, así como evitando que se produzca un arco eléctrico entre el canal de despeje de la descarga eléctrica y los conductores. Algunos de los aspectos a tener en cuenta para un adecuado dimensionamiento del aislamiento en la red son [10]:

- Identificar los tiempos de despeje del aislador, si aumenta el tiempo de frente de onda, la sobretensión inducida disminuye, y el tiempo para eliminar la sobretensión disminuye.
- Para una elevada altitud sobre el nivel del mar se debe verificar la cadena de aisladores, y realizar las respectivas correcciones para que su uso y funcionamiento sea óptimo.

2.3.6.1. Tensión Disruptiva

La tensión disruptiva (CFO) es uno de los elementos fundamentales en el diseño de coordinación de aislamientos debido a que este factor nos indica la tensión que soporta el elemento hasta que se produzca flameo [2].

Muchos de los valores dados en las tablas se refieren a valores en condiciones húmedas las cuales son recomendadas para estimar el valor de CFO. El CFO en condición húmeda está típicamente entre 0.7 y 0.9 del CFO en condiciones secas. Algunas situaciones pueden afectar el CFO como se describen a continuación [2]:

- El uso de estructuras de hormigón y de acero, las crucetas metálicas y conjunto de elementos metálicos utilizados sobre todo en estructuras en hormigón en líneas aéreas de distribución, reducen enormemente el CFO. Si estos elementos metálicos están conectados a tierra, el efecto puede ser el mismo que el de tener una estructura metálica. En tales estructuras, el CFO total es suministrado por el aislador y, por lo tanto, aisladores con mayor CFO deberán ser utilizados para compensar las pérdidas del aislamiento de la madera. Obviamente, se efectúan cambios dependiendo del comportamiento esperado a las descargas tipo rayo y otras consideraciones tales como diseño mecánico y económico [2], [10].
- El flameo puede presentarse incluso a tensiones normales de funcionamiento del sistema, si se presentan ciertas condiciones de ambientales como la polución u otra contaminación artificial. Y se puede minimizar con la presencia de madera en las estructuras o cuernos [3].

2.4. COMPORTAMIENTO DE ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Las sobretensiones en las líneas de distribución se pueden presentar mediante 3 mecanismos (ver **Figura 2.7**) y se puede presentar contorneamiento si su valor es superior al nivel de aislamiento [2]:

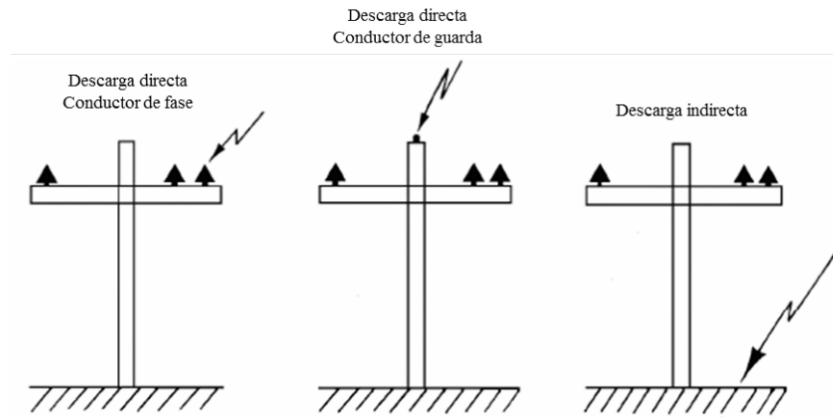


Figura 2.7. Impactos de la descarga atmosférica en una red de distribución [2].

- Se presenta falla en el apantallamiento de la línea, por lo que impacta el rayo directamente sobre las fases del sistema de distribución [2].
- La descarga impacta sobre la estructura o sobre el cable de guarda, donde el sistema de puesta a tierra no disipa toda la corriente, lo que produce sucesivas reflexiones que pueden dar lugar a tensión superior a la rigidez dieléctrica del aislamiento entre el poste y alguno de los conductores de fase denominado como flameo inverso [2].
- La descarga cae en las cercanías de la línea aérea, pudiendo inducir en está tensiones superiores al nivel de aislamiento, donde el estudio de este fenómeno es de gran importancia debido a su complejidad y a que el número de averías provocadas por este fenómeno es muy superior al número de salidas provocadas por impactos directos sobre los conductores en los sistemas de distribución [2].

2.4.1. Comportamiento del conductor de fase ante una descarga directa

Las descargas directas sobre los conductores de fase producirán una interrupción en la cadena de aisladores, ocasionando una falla usualmente monofásica. Una forma de evidenciarlo asumiendo que la impedancia característica de la línea de distribución tiene un valor aproximado de 400Ω , y un rayo con corriente pico 40 kA (Cundinamarca), con lo cual la sobretensión pico inducida en la línea es [2]:

$$V = (40 \text{ kA}) \times (400 \Omega) = 16 \text{ MV}$$

La tensión disruptiva (CFO) en una línea de distribución normalmente es inferior a los 300 kV, de este modo se puede inferir que es muy poco probable que una línea de distribución soporte una descarga directa sobre los conductores de fase sin afectar el aislamiento de los elementos de la red como las cargas o los transformadores. Este tipo de descargas tiene tres características importantes desde el punto de vista de los daños que pueden causar [2]:

- Si la magnitud de la tasa de crecimiento de la corriente de la descarga tiene un valor suficientemente alto, puede romper el aislamiento interno de los aisladores en puntos de la línea ubicados en cercanías del punto de impacto de la descarga (alrededor de 50 m). Para que este daño ocurra se debe cumplir que la descarga alcance la tensión de ruptura de frente escarpado del aislador, en un tiempo inferior a $0.1 \mu\text{s}$. Para aislamientos de sistemas de distribución esto corresponde a tasas de crecimiento de la corriente del rayo superiores a $10 \text{ kA}/\mu\text{s}$, las cuales tienen una probabilidad del orden del 70% [2].

La ruptura del aislamiento interno del aislador no siempre se produce, debido a que el aislamiento del aire normalmente se rompe primero, pero a medida que la tasa de crecimiento de la tensión es mayor, la rigidez del aislamiento del aire mejora y puede ocurrir que se haga superior a la del aislamiento interno del aislador obligándolo a que se produzca la ruptura eléctrica a través de él [2].

- El 99.9% de las descargas producirán un flameo al aire y en consecuencia una falla monofásica que obligará la salida del circuito debido al bajo nivel de aislamiento en las líneas de distribución [2].

2.4.2. Comportamiento del cable de guarda ante una descarga

Otro de los fenómenos que se puede presentar es cuando el rayo impacta sobre el cable de guarda o sobre la torre (ver **Figura 2.8**), donde la onda electromagnética producida viaja a lo largo del conductor de guarda, y se induce un tensión sobre las fases debido a los efectos capacitivos e inductivos que se tienen entre estos conductores, lo cual provoca una sobretensión que puede causar un flameo entre la fase y tierra. El factor de acople depende de la distancia entre el cable de guarda y los conductores de las fases, aunque por lo general aun con el menor factor de acoplamiento se puede producir un flameo entre el cable de guarda y la fases, debido a los bajos niveles de aislamiento [2].

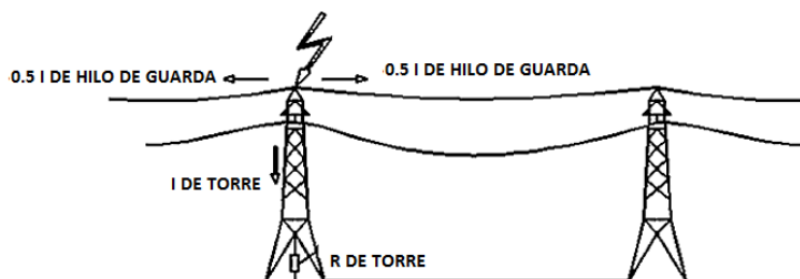


Figura 2.8. Distribución de corrientes cuando impacta el rayo en la estructura [6].

Cabe mencionar que si se ha hecho un buen cálculo del ángulo de apantallamiento del cable de guarda para que las descargas no alcancen la línea, es muy poco probable que falle el apantallamiento y sobretodo en Colombia que se manejan ángulos muy pequeños de apantallamiento por lo cual prácticamente ninguna golpeará el conductor, sino a la torre o al cable de guarda [5].

El segundo fenómeno que se puede producir es el fenómeno de flameo inverso, debido a que por lo general el sistema de puesta a tierra es insuficiente ya que muchas veces se limita a enterrar una varilla [2].

2.4.2.1. Flameo inverso

Denominado descarga retroactiva (back flashover), es el fenómeno formado en la cadena de aisladores, cable de guarda, y crucetas cuando una descarga atmosférica (rayo) cae directamente en la estructura o en el cable de guarda (cuando se encuentra presente); esta descarga genera una distribución de corrientes que se dirigen hacia el sistema de puesta a tierra, que al no poder disipar gran cantidad de la corriente generada, la corriente regresa por la estructura o el electrodo de puesta a tierra generando una tensión entre los conductores de fase y el aislador (sobre todo en líneas de transmisión con estructuras en celosía), o se puede presentar desde el conductor cable del cable de guarda hacia las fases (ver **Figura 2.9**), sin embargo, es raro que ocurra este último fenómeno en líneas de transmisión pero no tanto en sistemas de distribución. Esto puede llegar a afectar la confiabilidad de los conductores de fase provocando daños como salidas del sistema y sus instalaciones [6].

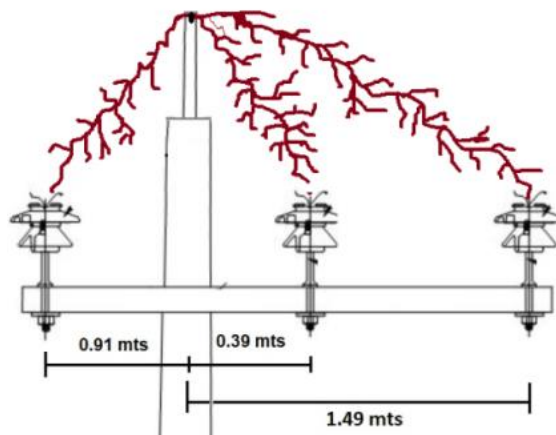


Figura 2.9. Flameo desde el cable de guarda a la fase.

El proceso de flameo inverso depende de varios factores (resistencia de puesta a tierra, cambios de impedancia entre las conexiones del sistema de puesta a tierra, coordinación de aislamiento, amplitud y forma de onda de la corriente provocada por la descarga atmosférica, entre otros), aunque en se ha demostrado que uno de los que tiene mayor relevancia es la resistencia al pie de la torre, la cual puede ser diseñada de tal forma que minimice el índice de fallas por flameo Inverso [6].

2.4.2.2. Arcos Eléctricos

Una falla de arco puede ser descrita como un momento transitorio en el cual un medio conductor ionizado está cambiando con respecto al medio aislante entre dos polos, que para el caso de las líneas aéreas es el aire, éste es un proceso complicado y difícil de entender, debido a la complejidad en la teoría del plasma la cual trata con este fenómeno y la dificultad para medir los parámetros del arco durante el corto tiempo alrededor de la extinción del mismo [27].

Estas fallas se pueden presentar en cualquier parte del sistema eléctrico, ya sea distribución, transmisión o subtransmisión. Con mayor probabilidad que se presente en sistemas de distribución debido a descargas atmosféricas. Aunque al aumentar el nivel tensión aumenta la probabilidad de que se produzca arcos eléctricos por fallas internas. La falla se presenta por el debilitamiento dieléctrico del medio aislante entre dos fases, o una fase y el conductor de referencia (cable de guarda o neutro) cuyo diferencia de potencial puede ser elevado o cuya distancia entre fases disminuye hasta el punto de contacto ocasionando la falla de arco [27].

Aunque la falla de arco no posee propiedades físicas medibles ya que realmente no se puede medir la longitud del arco o el diámetro del mismo dado que es un fenómeno de tipo dinámico, sus propiedades son vistas como radiación en forma de calor, luz, sonido, ondas electromagnéticas a través de la línea, etc. [27].

La corriente al producirse el arco eléctrico se asimila a un comportamiento de rampa mientras se crea un canal "estable" entre los polos y después se mantiene constante el cual puede desaparecer o volverse una falla temporal, dependiendo de si el arco eléctrico se vuelve auto sostenible debido a que el aire no pueda restablecer sus propiedades dieléctricas [27].

Para que sea una falla temporal se deben mantener unas condiciones en las que fue establecido el arco; es decir, si el circuito aporta los electrones necesarios para sostener la corriente de arco, y esos electrones pasan de un polo a otro más rápido de lo que el aislante se puede regenerar, entonces dicho arco se transformará en auto sostenido y permanecerá en equilibrio estable ya que la ionización del medio está garantizada por su propio calor generado; además éste equilibrio también es mantenido en la medida en que el calor cedido al arco por efecto Joule en el circuito consiga igualar el calor retenido en la columna central del arco, más el calor que es cedido al medio aislante que, para éste caso, también actúa como medio refrigerante. La inercia térmica hará que continúe un canal central caliente debido a restos de ionización y por lo tanto, con cierta conductividad residual que permitirá el pasaje de una pequeña corriente llamada de "post-arco" que circulará dentro del canal donde la temperatura es mayor [27].

2.4.3. Tensiones inducidas en líneas de distribución

Entre los fenómenos de mayor relevancia se encuentra las descargas atmosféricas que impactan en las cercanías de los sistemas de distribución, produciéndose un acople electromagnético entre el rayo y la red de distribución, comúnmente denominado como tensiones inducidas. Llegando a ser un grave problema en líneas con bajos niveles de aislamiento como es común en los sistemas de distribución [2], [8].

Los estudios iniciales sobre tensiones inducidas por rayo fueron realizados por Wagner y Macann quienes establecieron que éstas se producían principalmente por el campo electromagnético de una fase del rayo conocida como la descarga de retorno. Encontrándose la magnitud de estas sobretensiones en función de la velocidad de retorno del rayo, y además considerando que la variación de la carga no es instantánea. Actualmente ésta es la teoría más aceptada por la comunidad académica internacional [8]. Pero la magnitud de la sobretensión transitoria depende también de la amplitud de la corriente de retorno, la altura de la nube de la tormenta y la distancia entre el punto de impacto y la línea (línea iluminada) [28].

Las magnitudes de tensiones inducidas aceptadas internacionalmente se encuentran menores a un valor de 300 kV. Donde casi todas las mediciones de tensiones inducidas han sido inferiores a este valor. La tensión inducida en una línea aérea, tiene cuatro componentes [3], [4], [19]:

- La nube cargada sobre la línea de transmisión induce limitadas cargas sobre dicha línea, mientras ésta se encuentra electrostáticamente al potencial de tierra.
- Las cargas debidas a los líderes escalonados, cumplen con el mismo proceso descrito en el enunciado anterior.
- Las cargas durante la descarga de retorno, inducen un campo electrostático en la vecindad de la línea, el cual a su vez induce tensiones en la línea.
- La rata de cambio de la corriente de la descarga de retorno, produce una inducción magnética sobre la línea.

2.4.4. Efectos de una sobretensión en un Transformador

A frecuencias elevadas no se puede utilizar el circuito equivalente clásico del transformador. En efecto, existen una serie de capacidades entre las bobinas del devanado y entre éstas y las piezas del transformador conectadas a tierra (carcasa, núcleo, entre otras) que a la frecuencia industrial (60 Hz) son totalmente despreciables, pero que a frecuencias altas dan lugar a unas reactancias lo suficientemente pequeñas como para que circulen por ellas corrientes apreciables y se deban tener en cuenta [22].

En los transformadores de potencia ante eventos con altas frecuencias (superiores a 2 kHz) se evidencia la importancia de las capacitancias y el acoplamiento capacitivo entre bobinados. Para frecuencias de hasta 30 kHz para la mayoría de propósitos

simplemente se tienen en cuenta la adición de las capacidades totales entre los devanados y tierra y entre devanados. Para frecuencias superiores a 30 kHz es necesaria una representación más detallada de la disposición interna del devanado y las capacidades entre devanados, así los segmentos de devanado deben ser modelados. Por ende, es un poco complicado realizar el modelado debido a que el fabricante no suele proporcionar las capacidades de los transformadores.

Para entender el comportamiento de un transformador ante sobretensiones, el análisis se realiza solo si tiene un devanado por el lado de alta tensión (ver **Figura 2.10**), cuyo borne A está conectado a la fase por el que circula la sobretensión y el otro borne X (al neutro) y este último está conectado a tierra o aislado [22]. Donde L' son las inductancias de las bobinas de los devanados, C'_d son las capacitancias entre bobinados y C'_q son las capacitancias entre las bobinas y tierra.

Los valores de la capacidad entre un terminal y tierra, incluyendo la capacidad del pasatapas, varían por lo general en un rango de valores de 1 a 4 nF. Esto se debe principalmente a la disposición física de los devanados del transformador y el diseño general del transformador [19]. El modelo para representar un devanado del transformador se puede evidenciar en la **Figura 2.10**, donde se omite las resistencias.

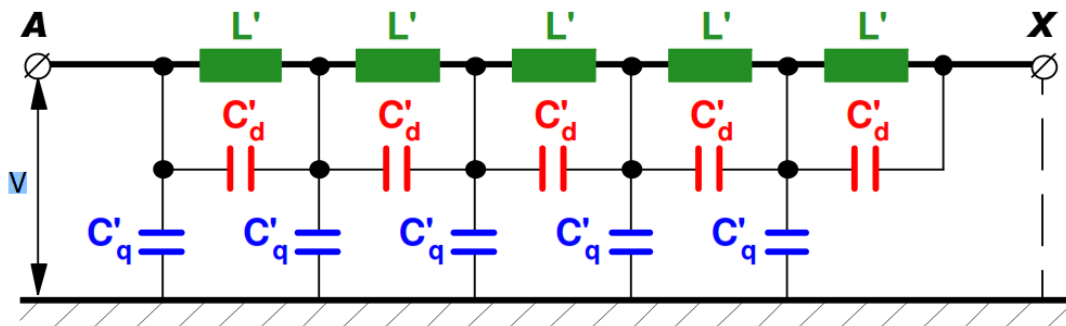


Figura 2.10. Circuito equivalente de un devanado del transformador incluyendo sus capacidades y excluyendo la resistencia [22].

3. MODELAMIENTO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Para las configuraciones de la red de media tensión nivel II y III se manejan rangos entre 1 kV y 30 kV, y entre 30 kV y 57.5 kV respectivamente, perteneciendo a sistemas de distribución primario y siendo objeto de la presente simulación [14].

Los circuitos primarios de distribución rural se construirán de forma radial vertebrada, debido a que en el presente trabajo solo se analizará el comportamiento de la red ante sobretensiones transitorias producidas por descargas atmosféricas, es decir se omitirá eventos operativos, de mantenimiento u otro tipo de contingencia. Tampoco se tendrá en cuenta la utilización de suplencias con equipos de operación bajo carga, telecontrol con otros circuitos cuando se presenten eventos de contingencia, mantenimiento u operativas. También se omitirá los reconectores aun siendo una red principal [14].

Se va a realizar el modelamiento de un sistema de distribución primaria con niveles de tensión de 34.5 kV y 13.2 kV, siendo los elementos a modelar las estructuras, el sistema de puesta a tierra, la cadena de aisladores, los conductores, transformadores de potencia, el descargador de sobretensiones, las cargas; haciéndose necesario según las especificaciones brindadas por la norma o por Codensa seleccionar o ajustar estos modelos según la altura sobre el nivel del mar (msnm), para que su comportamiento sea acorde a una red real. De este modo, según la altitud se presentan 2 escenarios, el primero es una altura menor a 1400 msnm (zona caliente) y la otra superior a ésta (zona fría); siendo el segundo caso el que va a ser objeto de estudio en el presente trabajo debido a la ubicación de la red , aunque las estructuras objeto del presente caso de estudio aplican para estos casos de análisis [13].

Para el trazado de la línea de distribución y por ende la ubicación de las cargas se seleccionó la provincia de Sabana Occidente del departamento de Cundinamarca encontrándose en la zona fría, lo cual permitirá realizar el análisis y los modelos en función a las características de diseño bajo estas condiciones. La red de distribución a modelar es para una línea corta (menor a 80 km). En la **Figura 3.1** se observa el trazado donde se evidencian 2 cargas residenciales (resistivas) y una carga industrial (resisto-inductivo) a un nivel de tensión de 13.2 kV. La distancia desde la subestación hasta las cargas se puede evidenciar en la **Tabla 3.1**.

	Longitud desde la S/E en la red de 34.5 kV (Km)	Longitud de la red de 13.2 kV (Km)	Longitud total
Carga Residencial 1	3.6	10	13.6
Carga Residencial 2	7.2	10	17.2
Carga Industrial 1	7.2	5	17.2

Tabla 3.1. Longitud de los ramales de la red de distribución y longitud total.

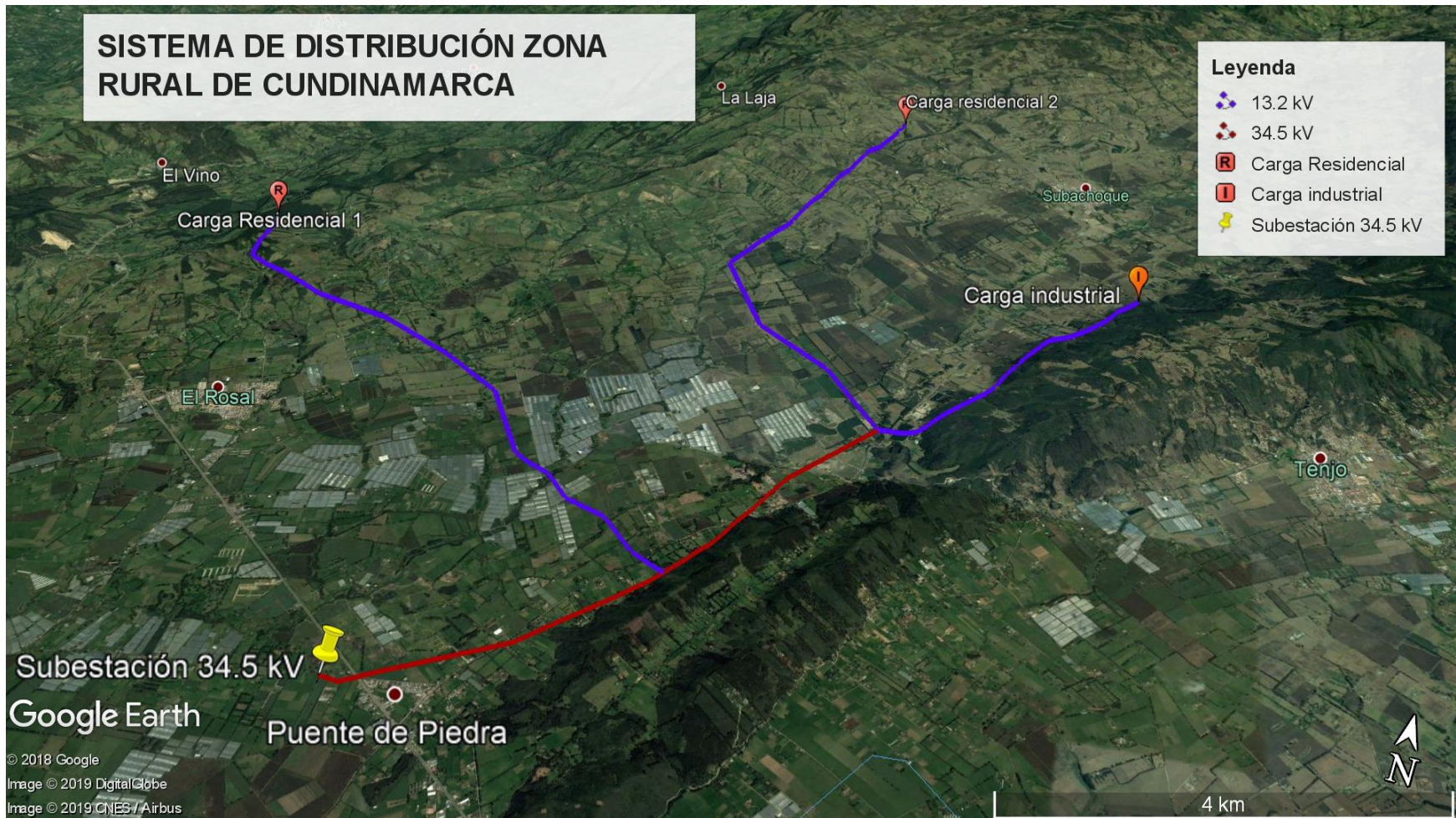


Figura 3.1. Trazado de la línea en la provincia de Sabana Occidente [29].

3.1. MODELO DE LAS ESTRUCTURAS

Según el operador (Codensa) se puede escoger entre varios tipos de estructuras (Tipo H, tormenta, bandera, semibandera, triangular) para estos niveles de tensión, aunque hay que especificar que su uso varía en función a las condiciones de la red y del terreno, pudiendo tener o no el cable de guarda. Para el presente análisis se asumió que para un nivel de tensión de 34.5 kV tendrá una estructura semibandera con cable de guarda, y para una tensión de 13.2 kV se utilizara estructura tipo triangular la cual no dispone del cable de guarda [13].

Las torres de distribución pueden ser construidas en hormigón o en madera, estas se conectan a tierra cada cierto intervalo de las estructuras (por lo general cada 2 o 3 torres o al igual que donde posean descargadores de sobretensiones), mediante unos conductores que descienden desde la parte superior de la torre hasta la base de la misma hacia unos elementos del sistema de puesta a tierra.

A continuación se evidencian los 2 tipos de estructuras (ver **Figura 3.2 a)** y **b)**): Tipo triangular y tipo semibandera, donde esta última se modelara en las siguientes secciones; la cual cuenta con una bayoneta que soporta el cable de guarda, un conductor en el interior del poste en concreto (color azul en **Figura 3.2 b)**, cruceta de madera inmunizada y aisladores tipo PIN.

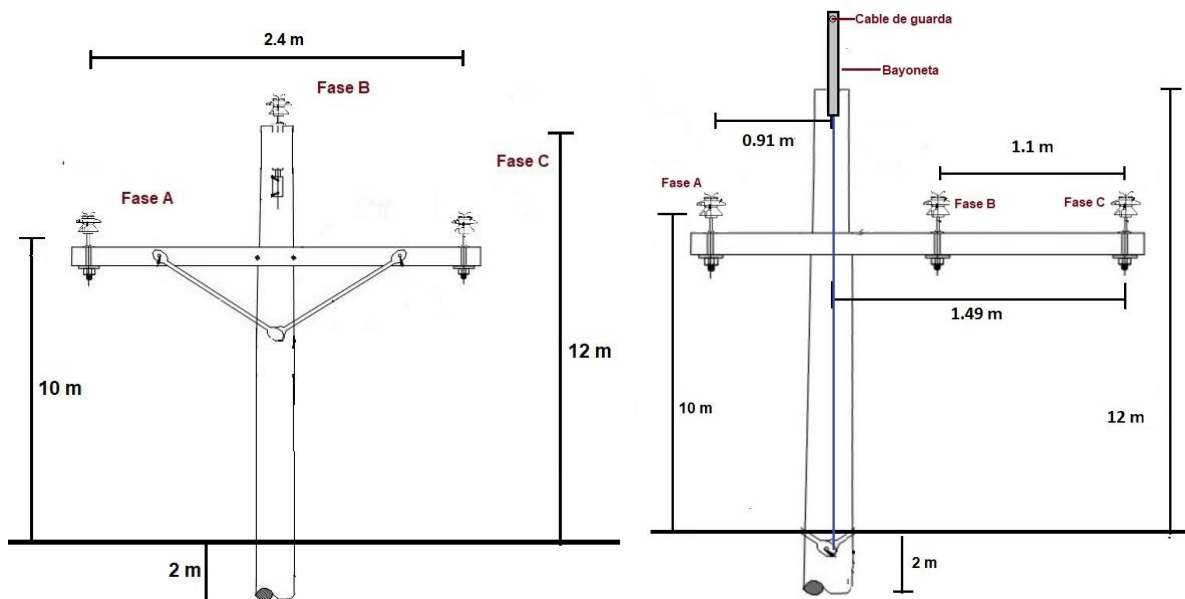


Figura 3.2. a) Estructura triangular sin cable de guarda. b) Estructura semibandera con cable de guarda [21] [13].

En el modelamiento de estas estructuras por lo general solo se consideran los tramos más importantes, o simplemente en muchos modelos se considera solo el tramo vertical. Comúnmente su aplicación se limita a tres métodos:

Los dos primeros modelos son comúnmente utilizados en las torres de transmisión de alta y extra alta tensión, denominados los modelos cónicos y cilíndricos, aunque se

puede ampliar su uso a sistemas de distribución bajo la condición de que la estructura dispone de gran cantidad de elementos metálicos utilizados para asegurar la cruceta y la estabilidad de la misma.

Es decir, este modelo es muy usado para estructuras que sean en celosía, pero también aplica para torres en hormigón y madera debido a los elementos complementarios (diagonal metálica, tornillos de acero galvanizado, además del conductor bajante) haciendo que se comporte como una de estas primeras estructuras [19].

El tercer método e implementado en el presente trabajo, es mediante el modelo de cada elemento que compone la estructura como lo son la cruceta, el conductor bajante y el poste. A continuación, se describe el modelo de cada elemento.

3.1.1. Poste de concreto

Como se mencionó anteriormente el conductor bajante que conecta el electrodo de puesta a tierra con el cable de guarda se encuentra en el interior del poste de concreto, por ende, es fundamental representar el hormigón que separa el conductor de las crucetas (ver el esquema desde la vista superior en **Figura 3.3 a**) y el respectivo modelo circuital en la **Figura 3.3 b**)).

Este elemento se comporta como un semiconductor si se encuentra saturado de humedad en los poros con valores de $50 \Omega m$ a 1 kHz, pero en seco alcanza valores del orden de $10^9 \Omega m$ a 1 kHz. Por ende, se va a representar como una resistencia asumiendo que se encuentra el concreto seco, debido a que la saturación de humedad del concreto es improbable. Teniendo en cuenta que la cima del poste tiene un diámetro de 0.32 m, se va a calcular la resistencia para 0.16 m de grosor del concreto asumiendo un comportamiento lineal (aunque no tenga este comportamiento). Por ende se va a conectar una resistencia de $1.6 \times 10^8 \Omega$, sus especificaciones se presentan en el **Anexo B.1** [30], [31].

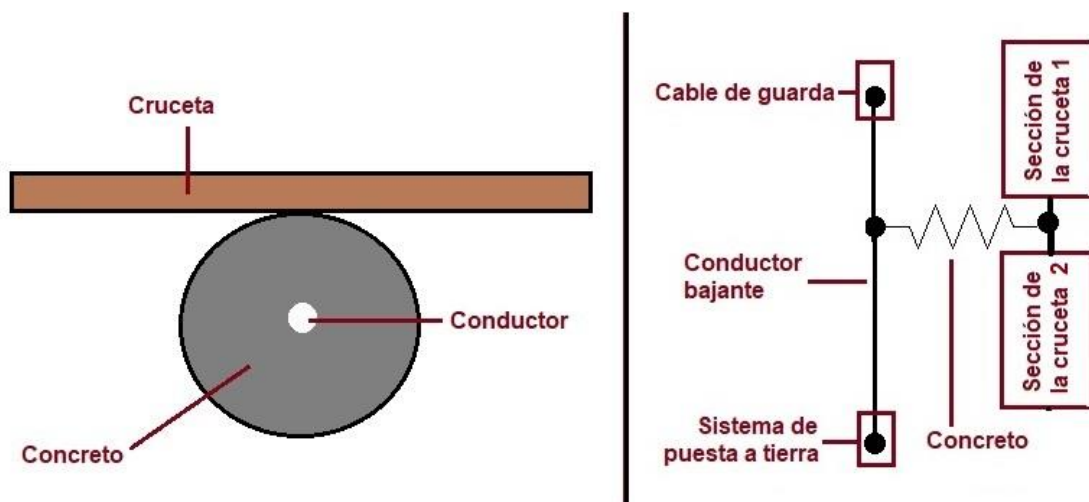


Figura 3.3. a) Esquema del poste en concreto vista superior. **b)** representación circuital del concreto.

3.1.2. Conductor en el interior del concreto y bayoneta

Los postes son en hormigón (concreto) donde en su interior se encuentra un conductor que conecta la bayoneta con el sistema de puesta a tierra, para conducir corrientes de falla hacia tierra en la estructura semibandera. En las especificaciones dadas por Codensa se evidencia que el conductor que cumple con el objetivo anteriormente mencionado es el electrodo 4 AGW (ver especificaciones en el **Anexo C.1 Tabla C.1**) [32].

Por otro lado, también se debe representar la bayoneta en acero que soporta el cable de guarda, donde se va asumir que tiene una geometría cilíndrica y se encuentra en la parte superior de la torre, 0.5 m se encuentran en el interior del concreto y 1 m sobresalen de la misma (ver especificaciones en el **Figura B.2 y Tabla B.2 del Anexo B.2**) [33].

Para el análisis del comportamiento del conductor y de la bayoneta frente a elevadas corrientes a altas frecuencias causado por descargas atmosféricas, se hace necesario que se representen mediante un circuito RL asimilándola al modelo de línea de transmisión corta (ver **Figura 3.4**), Donde el valor de sus elementos se puede hallar mediante las **ecuaciones (3-1) y (3-2)** [34]:

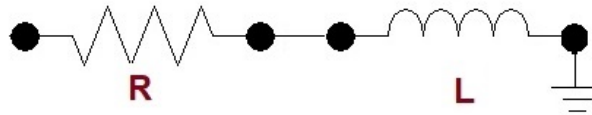


Figura 3.4. Modelo circuital del conductor enterrado en la torre [34].

$$R = \frac{(\rho)}{2\pi l} \ln \left[\frac{(2 * l)}{r} \right] [\Omega] \quad (3-1)$$

$$L = 2 * l * \ln \left[\frac{(2 * l)}{r} \right] 10^{-7} [H] \quad (3-2)$$

Donde

R = Resistencia (Ω)

L = Inductancia (mH)

ρ = coeficiente de resistividad del material

l = longitud del conductor (m)

r = radio del conductor (m)

Los valores de resistencia e inductancia para el conductor bajante y para la bayoneta se evidencian en la **Tabla 3.2** (ver cálculos en el **Anexo B.2**). pudiéndose omitir la resistencia por su pequeño valor ante elevadas corrientes.

Características	Conductor	Bayoneta
Resistencia	2.019 nΩ	96.49 nΩ
Inductancia	0.0221 mH	1.364 μH

Tabla 3.2. parámetros del conductor bajante y de bayoneta [33].

El modelo del conductor bajante (torre) hacia el sistema de puesta a tierra y de la bayoneta va a ser representado por dos circuitos en serie RL (ver Figura 3.5 a)) y en el software EMTP/ATPDraw mediante el icono mostrado en la Figura 3.5 b).

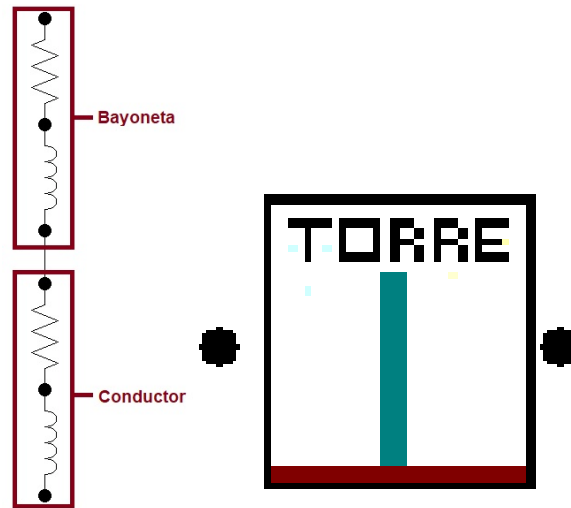


Figura 3.5.a) Modelo de la bayoneta y el conductor bajante (circuito RL). b) Icono representativo de la bayoneta y el conductor en ATPDraw.

3.1.3. Crucetas

Las crucetas según la normatividad colombiana pueden ser construidas en acero galvanizado o madera, aunque estas últimas presentan más desventajas debido a que tienen una vida útil menor, y sufren mayor deterioro al estar expuestas a condiciones climáticas extremas, además de otros factores exógenos. Otro aspecto a tener en cuenta es que para asegurarlas se debe disponer de un mayor número de herrajes para su instalación, aun así, tienen una propiedad fundamental en las redes de distribución y es sus buenas propiedades extintoras de arco eléctrico, esto permite que hoy en día sigan instalándose en gran cantidad de sistemas. Donde estas crucetas deben ser inmunizadas superficialmente buscando que el recorrido del rayo sea superficial sobre la madera, a diferencia de las que no han sido tratadas que su recorrido es en el interior de la cruceta [35].

Para el presente trabajo se van a modelar las crucetas en madera, debido a que su resistencia ante tensiones impulsivas como descargas atmosféricas es relativamente alta contribuyendo a un mejor aislamiento para el sistema. Aunque si existe madera en la trayectoria de descarga del rayo el efecto sobre la capacidad de aislamiento puede ser muy variable dependiendo principalmente de la humedad, y en un menor grado de las dimensiones físicas de la madera [2]. Para el cálculo del nivel de aislamiento de las crucetas en condiciones de humedad de la madera se aproximada como el 60% de la capacidad de aislamiento en condiciones secas.

La **Figura 3.6** muestra una combinación de la sección transversal del brazo y una cadena de aisladores de suspensión soportados sobre la cruzeta. Igualmente se evidencia que las cruzetas pueden ser modeladas por una combinación en paralelo de una resistencia y un condensador, omitiendo la inductancia y la capacitancia parásita del aislante de la madera al suelo [19].

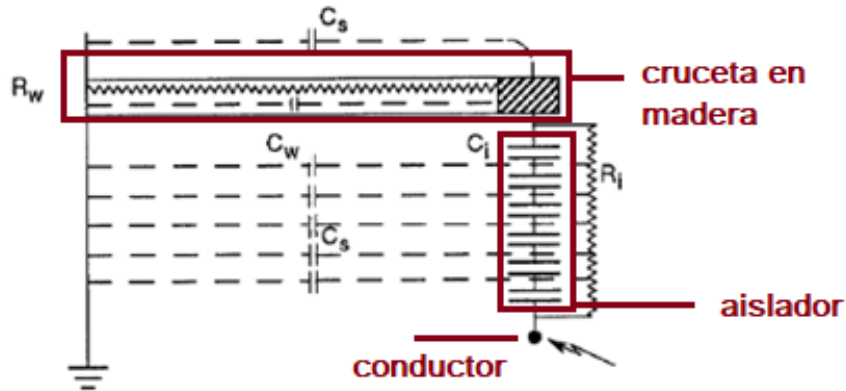


Figura 3.6. Representación de una cruzeta de madera [19].

Cabe mencionar que en muchas de las simulaciones el efecto de las cruzetas se puede despreciar debido a que el recorrido que hace el impulso de rayo es mucho menor que el recorrido que hace sobre la estructura (sobre todo para estructuras de alta y extra alta tensión), aunque en el presente trabajo si se van a considerar los tramos [19].

Para el modelo de las secciones de la cruzeta se realizara mediante un modelo circuital aproximado (asumiendo que tiene una geometría cilíndrica) RC en paralelo utilizando las **ecuaciones (3-1) y (3-3)** y la **Figura 3.7**.

$$C = \frac{(\epsilon * l)}{2 * \ln \left[\frac{(2 * l)}{r} \right]} \frac{(10^{-9})}{9} [F] \quad (3-3)$$

Donde

- C = Capacitancia (μF)
- l = longitud del conductor (m)
- r = radio del conductor (m)
- ϵ = permitividad

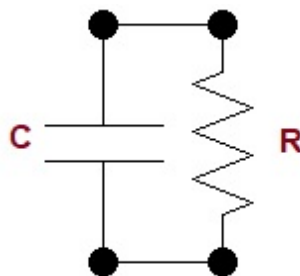


Figura 3.7. Modelo de cruzeta de madera [19].

En la **Figura 3.8** y en la **Tabla 3.3** se puede evidenciar las secciones de la cruceta que serán modeladas y sus valores respectivamente (ver cálculos en el **Anexo B.3**). Cabe mencionar que este método también se puede aplicar para los aisladores, y el electrodo del sistema de puesta a tierra [34].

	Resistencia ($M\Omega$)	Capacitancia (μF)
Sección 1	678.96799	0.052
Sección 2	1210.82	29.18
Sección 3	591.322	59.7515

Tabla 3.3. Valores de parámetros de las secciones de la cruceta en madera.

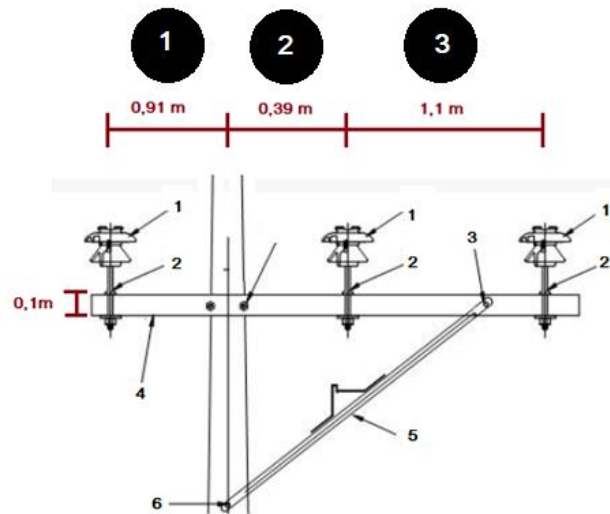


Figura 3.8. Representación de las secciones de una cruceta de madera [19].

3.1.4. Aislador

El comportamiento de los aisladores en el aire depende de varios factores, tales como el tipo de polaridad y la tensión aplicada, la distribución del campo eléctrico, la longitud de separación entre las fases y las crucetas, y las condiciones atmosféricas. La cadena de aisladores puede ser representada por resistencias en paralelo con condensadores (ver **Figura 3.7**), estos últimos simulando los efectos de acoplamiento entre los conductores y las partes no energizadas, y por último para simular el efecto de arco eléctrico es por medio de resistencias de arco e interruptores controlados por tensión [19].

Los valores típicos de capacitancia para aisladores de suspensión y pin son del orden de 10-50 pF aproximadamente [19].

El aislador seleccionado es el tipo pin de porcelana con resistencia al Cantilever (ver **Figura 3.9**) desde 11.1 kN hasta 13.4 kN y tensión típica de aplicación desde 7.2 kV hasta 34.5 kV. Sus especificaciones se pueden evidenciar en el **Anexo B.4**. Los valores de la resistencia y la capacitancia del modelo aproximado del aislador (debido a que se asumió una forma cilíndrica aun cuando tiene una forma irregular) son 1.92 T Ω y 0.0243 μF . (Ver cálculos en el **Anexo B.5**) [36], [37].

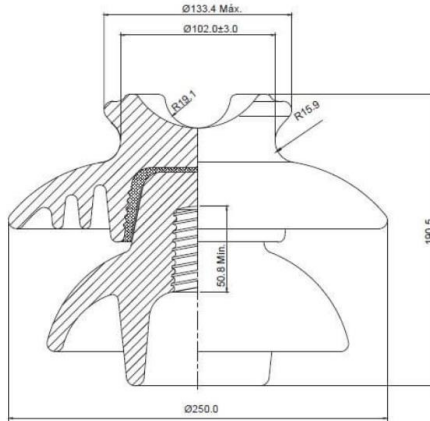


Figura 3.9. Aislador PIN ANSI 56-3 13.4 kN 34.5 kV – 8365 [19].

3.1.5. Arco eléctrico

En 2001 Mustafa Kizilcay propuso un modelo en el dominio del tiempo para localizadores de falla con especial referencia en las no linealidades de las fallas de arco; es decir, en la resistencia dinámica del mismo, representándose en las ecuaciones (3-4), (3-5), (3-6) y (3-7) [27].

$$R = \frac{1}{g} \quad (3-4)$$

$$\frac{dg}{dt} = \frac{(1)}{\tau} (G - g) \quad (3-5)$$

$$G = \frac{|i_{arc}|}{U_{st}} \quad (3-6)$$

$$U_{st} = U_0 + (r_0 * |i_{arc}|) \quad (3-7)$$

Donde

R = Resistencia de arco (Ω).

g = Conductancia de arco variante en el tiempo.

G = Conductancia de arco en estado estacionario ($1/\Omega$).

τ = Constante de tiempo del arco. Se va asumir que tiene un comportamiento similar a lo expuesto en [38], donde se afirma que toma un valor igual a 0.4 ms según los experimentos realizados en el laboratorio.

U_{st} = Tensión de arco estacionario (v).

U_0 = Tensión de arco característico.

r_0 = resistencia de arco característico.

i_{arc} = Corriente de arco (A).

Donde el U_0 y r_0 dependen de la longitud del arco l_{arc} (m) y se pueden calcular con las ecuaciones (3-8) y (3-9).

$$U_0 = 0.9 \frac{kV}{m} * l_{arc} + 0.4 kV \quad (3-8)$$

$$r_0 = 40 \frac{m\Omega}{m} * l_{arc} + 8 m\Omega \quad (3-9)$$

Se asume que la longitud del arco va a ser constante e igual a la distancia entre el cable de guarda y las fases, debido a que la formación del arco eléctrico tiene tiempos de formación muy cortos si es producido por un impulso de tensión por una descarga atmosférica [39].

Este modelo es ampliamente usado cuando se trata de modelar el arco presente en las fallas de arco el cual logra considerar a la conductancia del arco como una variable en función del tiempo. Ésta variación está determinada de antemano por el conocimiento de las características del arco y sus propiedades a considerar dentro del modelo [27].

La implementación del modelo Kizilcay en EMTP/ATPDraw se hizo mediante la herramienta Models el cual tiene dos elementos, uno es la activación (cierre o apertura) de un switch cuando se supera el nivel de tensión de la coordinación de aislamiento y el otro elemento es la resistencia de arco una vez se ha cerrado el interruptor (simulando la disrupción del aire). En este modelo no se tiene en cuenta el proceso de enlace entre las fases y el cable de guarda.

3.1.6. Tensión Disruptiva

La ley de Paschen va a ser el fundamento para calcular la tensión donde el aire pasa de ser un aislante a ser conductor [39], [40]. En general, el cálculo de la tensión de disrupción se deriva de la **ecuación (3-10)** y los parámetros adecuados se eligen ajustándose a los datos empíricos [40].

$$V_{bd} = 24.22 * \frac{(293 * p * d)}{760 * T} + 6.08 \left(\frac{(293 * p * d)}{760 * T} \right)^{1/2} \quad (3-10)$$

La **ecuación (3-11)** permite calcular la intensidad de campo eléctrico de disrupción.

$$E_{bd} = \frac{V_{bd}}{d} \left[\frac{kV}{m} \right] \quad (3-11)$$

Donde

- V_{bd} = Tensión de disrupción (V).
- p = Presión del medio (atmosférica en Torr).
- d = distancia de electrodos (cm).
- T = Temperatura (grados kelvin °K).
- E_{bd} = Fuerza de campo eléctrico (kV/m).

Se asume que el recorrido más corto entre la bayoneta y las fases es en el aire, debido a que por lo general la disrupción muy pocas veces se produce en el interior de los elementos aislantes sólidos. Las distancias fueron calculadas en el **Anexo B.6**.

En la **Tabla 3.4** se evidencia los valores de las distancias entre la base de la bayoneta expuesta (no en el interior del concreto) y las fases, la tensión disruptiva y campo eléctrico (Calculo en el **Anexo B.7**) con la premisa de que son placas paralelas los conductores.

En la Sabana de Bogotá se tiene una temperatura y presión atmosférica promedio de 9 °C y 0.7466 Bar respectivamente [41].

	Distancia (m)	Tensión Disruptiva (kV)	Campo Eléctrico (kV/m)
D1 (Fase A)	2.197	4150	1889
D2 (Fase B)	2.038	3853	1891
D3 (Fase C)	2.494	4706	1887

Tabla 3.4. Tensión disruptiva- campo eléctrico entre electrodos (placas paralelas).

Debido a que los electrodos no son placas paralelas (campo uniforme), se debe realizar la corrección sobre lo evidenciado en la **Tabla 3.4**. En las configuraciones de campos no uniformes, el campo eléctrico máximo (E_m) siempre es más alto que el valor promedio del campo hallado de placas paralelas [40].

El cálculo del campo eléctrico para la configuración de conductores circulares paralelos se realizó mediante el uso del software COMSOL Multiphysics (ver **Figura B.5**, **Figura B.6** y **Figura B.7** en el **Anexo B.7.1**).

La **Tabla 3.5** muestra el campo eléctrico máximo (E_m), el factor de ensanchamiento (η) y la tensión de disrupción real haciendo uso de las **ecuaciones (3-12)** y **(3-13)** para estos dos últimos parámetros respectivamente, de acuerdo a la geometría de los electrodos (ver cálculos en el **Anexo B.7.1**) [40].

$$\eta = \frac{E_m}{E_{bd}} \quad (3-12)$$

$$V_m = \frac{V_{bd}}{\eta} [kV] \quad (3-13)$$

	Campo eléctrico- E_m (kV/m)	Factor de ensanchamiento η	Tensión Disruptiva- V_m (kV)
D1 (Fase A)	44313	23.46	176.9
D2 (Fase B)	51500	27.23	104.8
D3 (Fase C)	47350	25.09	187.5

Tabla 3.5. Tensión disruptiva y campo eléctrico entre electrodos real.

Nota: Además, en el **Anexo B.7.2**, se presenta un método alternativo haciendo uso de tablas para calcular el campo eléctrico máximo (E_m), el factor de ensanchamiento (η) y la tensión de disrupción real.

Para la simulación en EMTP/ATPDraw se dividió en 2 esquemas dependiendo del caso de análisis. Se realizó el modelamiento de los aisladores tipo pin, de las secciones de la cruceta y de la disrupción del aire, siendo este último elemento donde difieren los dos modelos [40].

Se presentan dos características para el caso de flameos en líneas aéreas, como lo son la selectividad y el tiempo de duración del arco eléctrico. La selectividad en el arco se refiere a que es poco común que se presenten arcos simultáneos involucrando diferentes fases sobre todo cuando se involucra al cable de guarda en líneas aéreas. El segundo elemento es poder controlar el tiempo de duración del arco después de lograr la disrupción del aire ya que este plasma tiene la capacidad de conservar sus propiedades conductoras por un tiempo aun cuando disminuyo su tensión a un valor menor que la tensión disruptiva teniendo como principal factor la temperatura que alcanza el plasma, este tiempo auto sostenido del arco es de algunos milisegundos [39].

El primer modelo (ver **Figura 3.10**) se caracteriza por poder controlar el tiempo de duración del arco eléctrico, además de permitir tener selectividad del sistema (solo permite tener arco eléctrico en una de las fases). Este modelo hace uso de compuertas (XNOR y AND) para que una vez se produzca la tensión disruptiva en alguna de las fases, en las otras quede inhabilitado. En el **Anexo J.1** se explica de forma más detallada los elementos que componen el presente modelo y su funcionamiento.

Donde

- 1 = Conexión a las fases
- 2 = Control cuando se produce flameo desde las fases al cable de guarda (es poco común que se presente este caso)
- 3 = Control cuando se produce flameo desde el cable de guarda a las fases (Flameo inverso)
- 4 = Aislador tipo pin.
- 5 = Secciones de la cruceta en madera
- 6 = Concreto que separa el conductor en el interior del poste con la cruceta.
- 7 = Sensor de corriente (utilizado para evitar inconvenientes al verificar el estado de los interruptores).
- 8 = Switch controlado por tensión (opera cuando se supera la tensión disruptiva).
- 9 = Switch controla la selectividad del arco eléctrico, se cierra si en las otras fases no hay flameo.
- 10 = Sensor (convierte una señal circuital en de control - TACS) que verifica el estado de los switch de selectividad.
- 11 = Sensor (convierte una señal circuital en de control - TACS) que verifica el si se superó la tensión disruptiva.
- 12 = Conexión al cable de guarda
- 13 = Compuerta NOR (da salida 1 si las otras dos fases se encuentran abiertas).
- 14 = Compuerta AND (se verifico el estado de las otras fases, y verifica si en la misma fase se superó la tensión disruptiva).

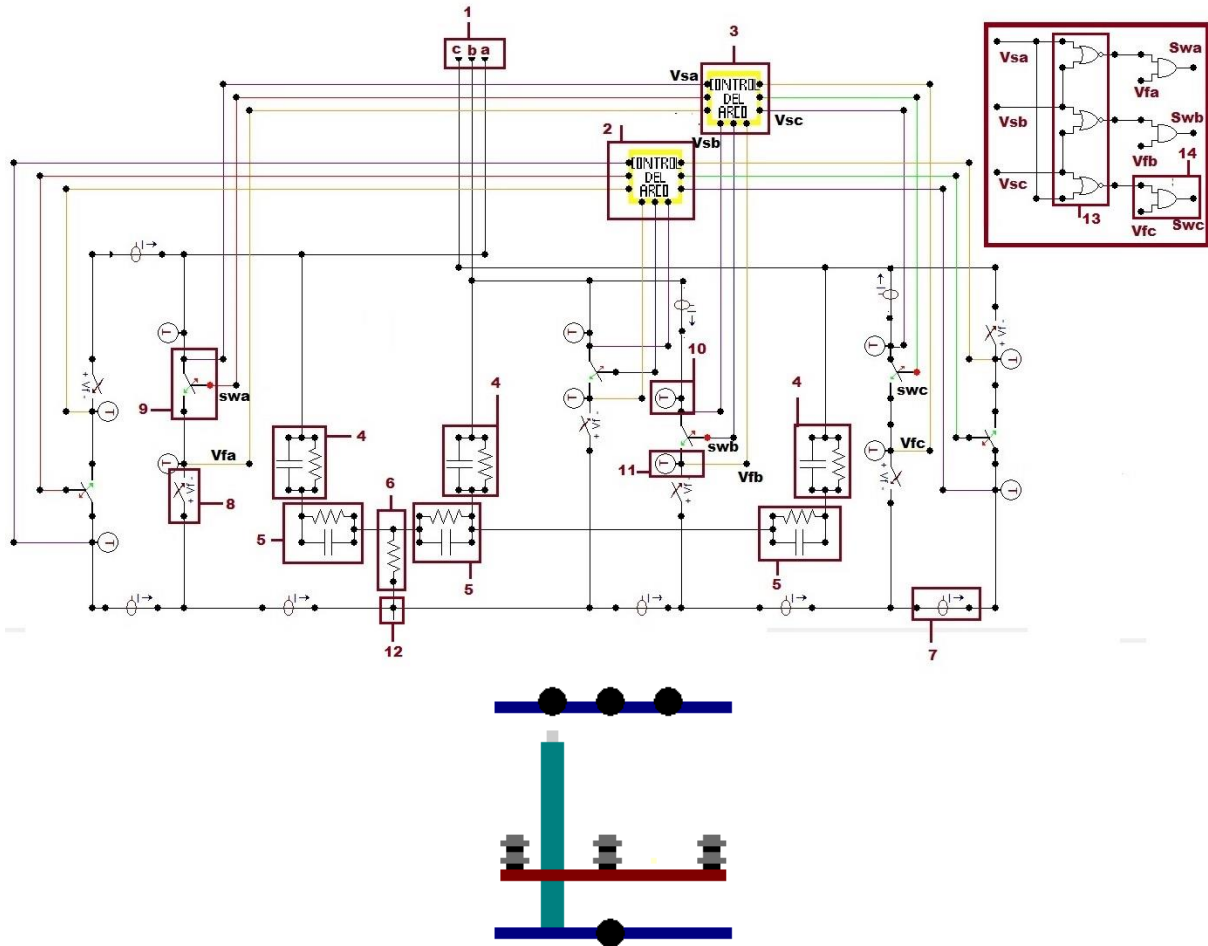


Figura 3.10. a) Modelo 1 de elementos aislantes en la torre y arco eléctrico. b) Icono del circuito en ATPDraw.

El segundo modelo (**Figura 3.11**) se caracteriza por permitir calcular la resistencia de arco, y su uso dentro de la simulación se limita a estar ubicado cerca del impacto de la descarga atmosférica para las pruebas de flameo inverso. Este segundo modelo, no tiene en cuenta la duración del arco, pero si tiene en cuenta la selectividad del mismo. Haciendo uso de una cantidad menor de elementos que el modelo 1 (**Figura 3.10**). Este elemento se podría utilizar en todos los casos del presente análisis a excepción del caso que se requiera implementar el modelo de sistema de puesta a tierra que hace uso también de Models expuesto en la **Sección 3.5.1**, debido a que no converge la simulación.

Donde

- 1 = Conexión a las fases
- 2 = Resistencia de arco
- 3 = Aislador tipo pin.
- 4 = Voltímetro (medición entre la fase y el cable de guarda)
- 5 = Secciones de la cruceta en madera
- 6 = Switch TACS se cierra si se supera la tensión disruptiva.
- 7 = Concreto que separa el conductor en el interior del poste con la cruceta.
- 8 = Caja de modelos.

- 9 = Conexión a la bayoneta.
- 10 = Sensor de corriente de arco.
- 11 = Conexión al cable de guarda
- 12 = Censa la tensión de Fase
- 13 = Censa la tensión desde el cable de guarda a tierra.

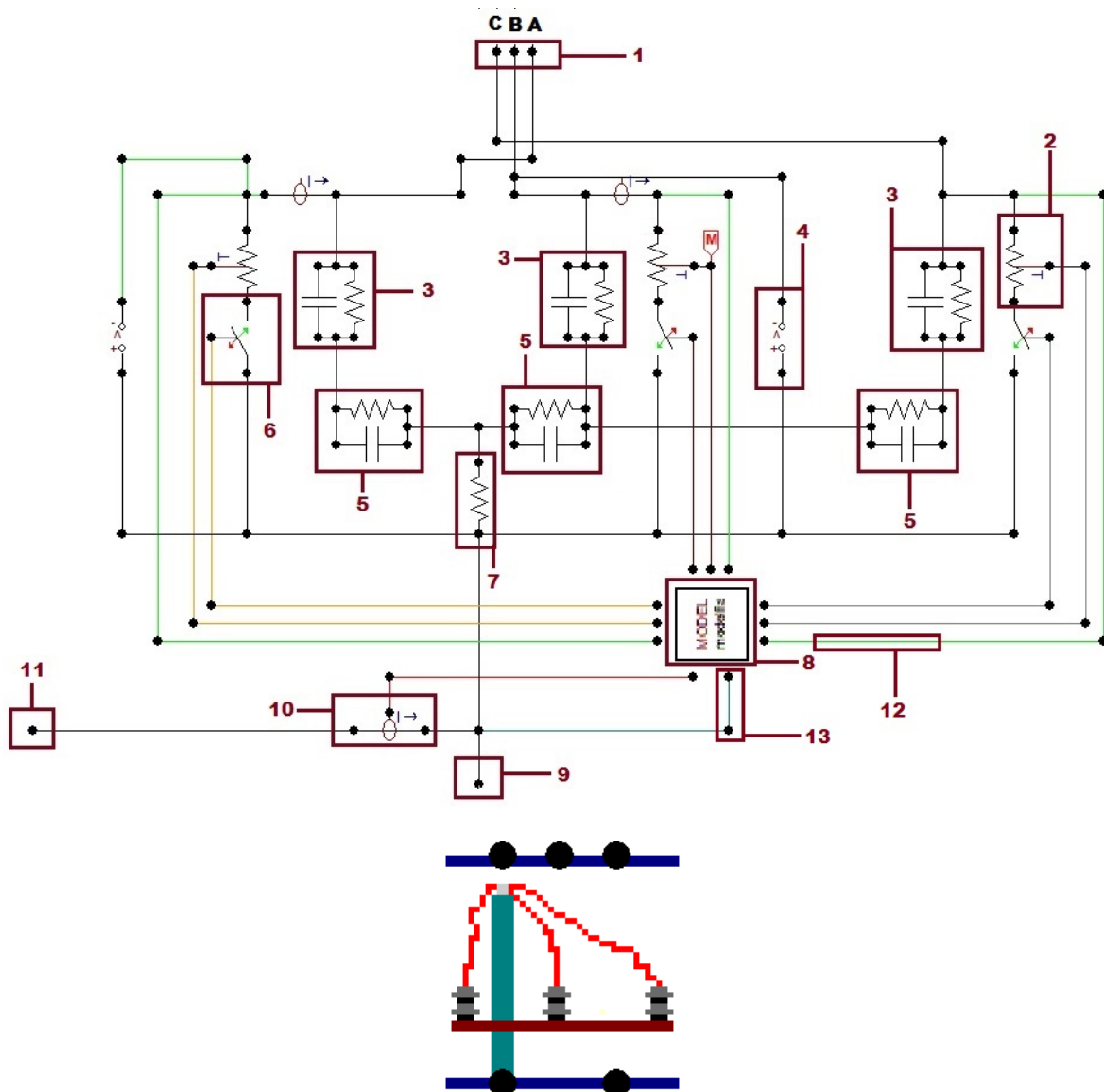


Figura 3.11. a) Modelo 2 de elementos aislantes en la torre y arco eléctrico. b) Icono del circuito en ATPDraw.

3.2. MODELOS DE LAS LÍNEAS Y CABLE DE GUARDA

Para el modelo de la línea y los conductores, se realiza mediante un elemento auxiliar en el software EMTP/ATPDraw como lo es el módulo LCC (ver **Figura 3.12**), pero éste tendrá 2 componentes, según la cantidad de pestañas de configuración. La primera abarca lo referente al modelo y la segunda a la disposición física de la línea y las propiedades de los conductores.

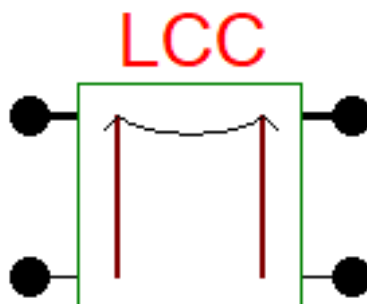


Figura 3.12. Icono de línea de distribución en ATPDraw.

3.2.1. Sistema

Para las líneas de distribución y subtransmisión con niveles de tensión de 13.2 kV y 34.5 kV, el modelamiento se realizará mediante el modelo Bergeron. Este modelo debido a que se basa en los fundamentos ondas viajeras es uno de los modelos más acertados para realizar análisis ante transitorios producidos por descargas atmosféricas. Se seleccionó debido a que se puede aplicar en líneas cortas (características de las líneas de distribución rural), caso que no ocurre con otros modelos como el modelo J martí [42]. En la **Tabla 3.6** se evidencia los parámetros solicitados en la simulación (ver manual e ingreso de datos en el **Anexo J.2**).

Parámetro	Valor	
	Línea 34.5 kV	Línea 13.2 kV
Overhead Line	línea aérea	línea aérea
#Ph	4 fases	3 fases
Units	Métricas	Métricas
Rho	100 Ωm	100 Ωm
Freq. Init	100 kHz	100 kHz
Length	240 m	5 km – 10 km
Model	Bergerón	Bergerón

Tabla 3.6. Parámetros pestaña Model de simulación de líneas.

Se seleccionaron 3 fases desde la pestaña Model para la configuración triangular y 4 para semibandera. Cuando se tiene la presencia del cable de guarda se tiene la posibilidad de agregar solo 3 fases desde la presente pestaña y mediante la pestaña “Data” ingresar las características del cable de guarda al agregar en el campo “número” el valor cero (0). La diferencia de estas dos posibilidades radica en que en este último caso no permite su visualización desde la interfaz gráfica.

La longitud de los vanos según la normatividad colombiana para líneas de distribución debe estar en un rango de 50 a 80 m, pero para el presente caso de análisis se tendrá cada tramo de 240 m para las líneas de 34.5 kV y para las líneas de 13.2 kV este variará dependiendo de la distancia de la carga a los transformadores.

3.2.2. Conductores

Los conductores son en aluminio o con aleaciones de aluminio generalmente desnudos para circuitos de distribución primarios o de media tensión. Según la normatividad y lo planteado por Codensa se deben utilizar cables aleación de aluminio AAAC, aunque actualmente algunas redes existentes utilizan aluminio ACSR. Para las líneas principales con nivel de tensión de 34.5 kV y 13.2 kV en AAAC puede tener calibres de 100 mm² o 125 mm² [13]. En cuanto a los conductores para el cable de guarda se utiliza el calibres de 100, 62 o 40 mm² de AAAC, aunque para el presente trabajo todos los conductores van a ser de 100 mm² (Ver especificaciones **Anexo C.2**).

La **Tabla 3.7** permite visualizar los valores a ingresar con las características de los conductores y la disposición física en el espacio. Para las fases y el cable de guarda se seleccionó el conductor en aleación de aluminio AAAC con calibre 100 mm². Con un radio en su conductor de 7 mm y una resistencia por kilómetro de 0.312 Ω/km.

Parámetro	Valor						
	Línea 34.5 kV				Línea 13.2 kV		
Ph.no	1 (A)	2 (B)	3 (C)	4 (CG)	1 (A)	2 (B)	3 (C)
Rout fase (cm)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Resis (ohm/km AC)	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312
Horiz (m)	-0.91	0.39	1.49	0	1.25	0	-1.25
Vtower (m)	12	12	12	14	12	14	12
Vmid (m)	12	12	12	14	12	14	12

Tabla 3.7. Parámetros pestaña Data de simulación de líneas.

3.3. MODELO DEL TRANSFORMADOR

Aun cuando se tenga los descargadores de sobretensión, ante la incidencia de las descargas atmosféricas hay cierta parte de la onda que llega al transformador donde aparece así un proceso transitorio, que aunque de corta duración trae consecuencias sobre la máquina [43], con el uso de EMTP/ATPDraw se implementan los modelos y se crean las condiciones que influyen en la formación de los fenómenos transitorios que influyen en la máquina. El programa presenta tres opciones para realizar el modelo del transformador, IDEAL (TRAFO_I, SATURABLE (SATTRAFO) y BCTRAN. Se escogerá el modelo BCTRAN, debido a que este permite modelar el comportamiento ante descargas atmosféricas y aunque es un modelo bastante completo requiere las pruebas de corto circuito (Determina las pérdidas en el cobre) y de circuito abierto (proporciona a través de las medidas de tensión, corriente y potencia en el bobinado primario, las pérdidas en el hierro y deja abierto el bobinado secundario) para su correcta implementación [44].

En el sistema de subtransmisión de electrificación rural, el operador de red utiliza un nivel de tensión de 34.5 kV, que alimenta los centros de transformación de donde se derivan los circuitos de media tensión de distribución rural. Estos centros de transformación rurales de distribución tienen transformadores de 34.5-11.4 kV o 34.5-13.2 kV, dependiendo de la tensión existente en la zona. La capacidad normalizada de los transformadores de potencia es: 0.5 MVA, 1 MVA, 1.6 MVA, 2 MVA, 2.5 MVA y 5 MVA [45].

Para la simulación se seleccionaron 2 diferentes transformadores, Las especificaciones requeridas por la interfaz de BCTRAN se pueden evidenciar en la **Tabla 3.8.** (Para los datos de pruebas de los transformadores de circuito abierto y corto circuito ver **Anexo D.1**).

Parámetro	Transformador	
	T2	T3
Potencia (MVA)	2	2.5
Alta Tensión (kV)	34.5	34.5
Baja Tensión (kV)	13.2	13.2
Numero de fases	3	3
Numero de devanados	2	2
Frecuencia (Hz)	60	60
Conexión	Dy5	Dy5
Desfase	150°	150°
Prueba de circuito abierto		
Lado de la prueba	LV	LV
Volt% (porcentaje de tensión)	100	100
Curr% (porcentaje de corriente)	1	1
Loss (kV) –Perdidas	3.43	4.1
Prueba de circuito abierto		
Imp% (Impedancia)	6	6.5
Potencia (MVA)	2	2.5
Loss(kW) – Perdidas	20.9	25

Tabla 3.8. Especificaciones de simulación del transformador BCTRAN.

Nota: baja tensión (LV) y alta tensión (HV).

Cuando los transitorios son generados por fenómenos de alta frecuencia (rayos) el comportamiento del transformador es principalmente afectado por las capacitancias entre espiras, entre devanados y entre devanados-tierra, por lo que se le debe agregar estas capacitancias al modelo BCTRAN [46]. Estas capacitancias son tan pequeñas que las reactancias capacitivas existentes para una frecuencia de 60 Hz son extremadamente grandes y no influye en el trabajo del transformador en condiciones normales de operación pero si ante descargas atmosféricas [43]. El modelo para el transformador trifásico, tiene unas capacitancias a tierra del lado de alta tensión (C, B, A), a tierra por el lado de baja tensión (a, b, c) y las capacitancias entre devanados (Aa, Bb, Cc) [46].

Haciendo uso de la **ecuación (3-14)** permite calcular el valor de las capacitancias a tierra del transformador tanto para conexión en estrella como para conexión en delta,

donde para este último caso se debe dividir el valor en 2 [19]. por último, se va a asumir que el valor de las capacitancias entre devanados es el doble las capacitancias de lado de alta tensión. En la **Tabla 3.9** se puede visualizar los valores de capacitancias presentes en el modelo (ver cálculos en el **Anexo D.2**).

$$C = 0.52 * P^{0.4} \quad (3-14)$$

Donde

C = Capacitancia (nF).

P = Potencia del transformador en MVA.

Constantes recomendadas como la capacitancia mínima a tierra.

	Capacitancia (nF)	
	2 MVA	2.5 MVA
Capacitancias a tierra lado alta tensión (conexión estrella)		
A = B = C	0.6861	0.75
Capacitancias a tierra lado baja tensión (conexión delta)		
a = b = c	0.34	0.375
Capacitancias entre devanados		
Aa = Bb = Cc	1.4	1.5

Tabla 3.9. Valores de capacitancias del modelo del transformador.

La **Figura 3.13.a)** muestra el icono del BCTTRAN con sus 2 terminales trifásicos y un punto neutro para el devanado del transformador secundario conectado a tierra; además, también se puede visualizar la disposición física de las capacitancias. Mientras que en la **Figura 3.13.b)** se puede visualizar el icono del circuito que integra el modelo del transformador.

Nota: La conexión del sistema de puesta a tierra que se evidencia en la **Figura 3.13 a)** se encuentra incluido dentro del icono de la **Figura 3.13 b)**.

Ver manual y prueba del circuito del transformador en el **Anexo J.3**.

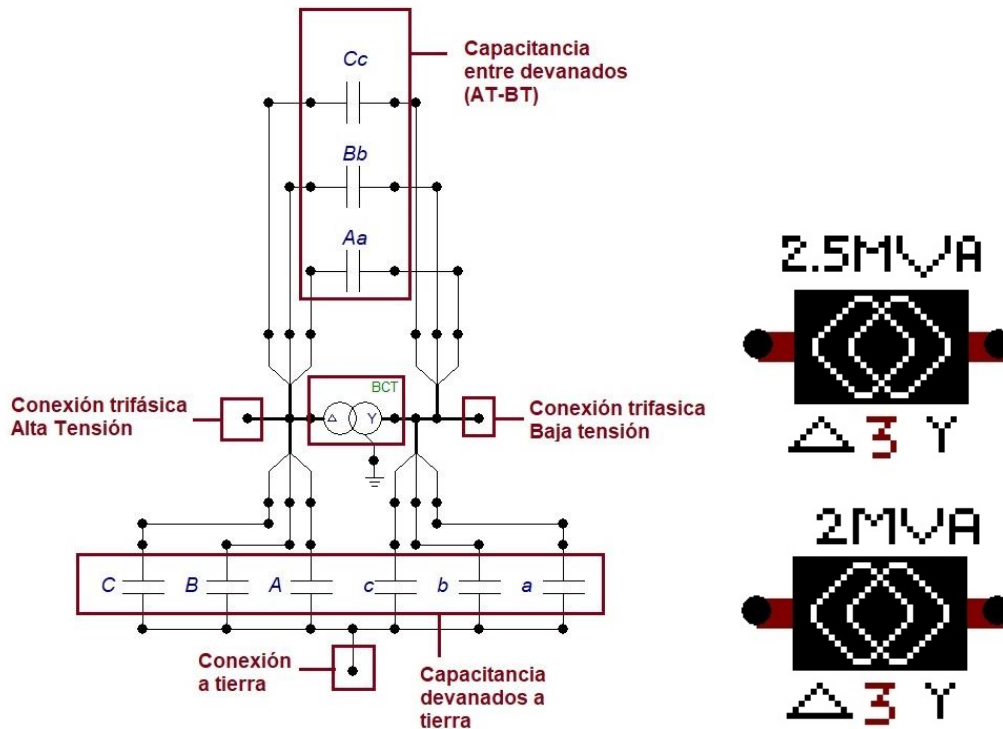


Figura 3.13. a) Modelo del transformador en ATPDraw. b) Icono BCTRAN.

3.4. MODELO DEL DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES

El modelo de este elemento debe representar de forma adecuada las regiones de operación (La región de Máxima tensión de operación continua (MCOV), La región de sobretensión temporal y la región de descarga atmosférica (lightning region)), siendo la región de descarga atmosférica la más compleja de representar por su dependencia con el frente de onda de la descarga en relación con la magnitud y tiempo de respuesta al que se ve expuesto el descargador de sobretensiones, por ende se va a describir un modelo que represente sus regiones de operación con especial precisión en la región de la descarga atmosférica [47]. En la **Tabla E.1** del **anexo E.1** se evidencian las especificaciones pertenecientes al descargador de sobretensiones que se va a simular en función a las condiciones de utilización solicitadas por Codensa [48].

Se va a instalar un descargador tipo ZS de **30 kV** de tensión nominal y **24.4 kV** de tensión permanente para un sistema con neutro sólido a tierra o con **45 kV** de tensión nominal y **36.5 kV** de tensión permanente en un sistema con neutro aislado con tapa superior de metálica de unidades simples (siendo el mismo descargador con especificaciones diferentes, ya que dependen del sistema en el que se instale). Se va a asumir que el margen de protección (MP) es óptimo, es decir superior al 33% debido que es el recomendado por Codensa para proteger a los transformadores en estos niveles de tensión (ver **Anexo E.1** los cálculos que soportan la selección del descargador) [48].

3.4.1. Simulación del descargador

Existen varios modelos para representar el comportamiento del descargador, donde a continuación se explicará el modelo a implementar; este se debe instalar en paralelo al elemento a proteger, el modelo más común es en el que se hace uso del elemento MOV Type92 (resistencia no lineal) proporcionado por el software EMTP/ATPDraw.

El modelo seleccionado es el propuesto por Pinceti y Giannettoni (ver **Figura 3.14.a**) el cual refleja la dependencia del comportamiento no lineal del descargador en función de la frecuencia, donde a menor frente de onda se ve un incremento en la tensión que presenta el descargador. Este modelo es una derivación del modelo Estándar IEEE (**Figura 3.14.b**), aunque estos modelos solo se aplican cuando el tiempo de frente de onda se encuentra en un rango de 0.5 a 45 μ s [49], [50].

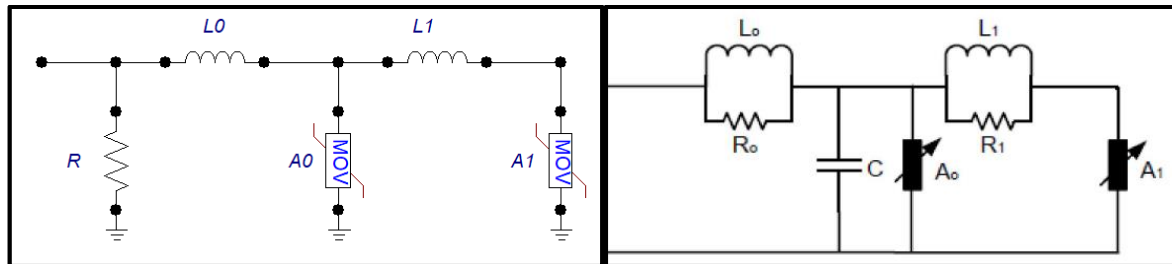


Figura 3.14. Modelo circuital del descargador de sobretensiones **a)** Pinceti y Giannettoni **b)** IEEE [49].

Al ser una simplificación del modelo IEEE, se debe explicar el comportamiento de este último modelo, el cual cuenta con dos secciones separadas un filtro pasa bajos (R1-L1), teniendo dos comportamientos dependiendo del frente de onda, donde para un frente de onda lento posee una impedancia muy pequeña simulando que A0 y A1 se encuentren en paralelo. En cuanto para sobretensiones de frente rápido la impedancia de este filtro (R1-L1) tiene un valor más significativo conllevando a que circule más corriente por A0 que por A1. L0 representa la inductancia asociada con los campos magnéticos en las cercanías del descargador de sobretensiones y la resistencia R0 se utiliza para estabilizar la integración numérica [51].

En modelo Pinceti y Giannettoni se elimina la capacitancia que utilizaba este modelo por su poca trascendencia en el mismo y se unifican las resistencias (R1 y R0) en una única resistencia R teniendo la misma función de R0 en el modelo IEEE, con un valor de 1 M Ω . En cuanto a las inductancias L0, L1 definen el comportamiento dinámico del descargador ante las descargas atmosféricas, y por ultimo las resistencias no lineales A0 y A1 presentan características similares al modelo IEEE [47], [49]. El cálculo de las inductancias L0 y L1 se hará de acuerdo a las **ecuaciones (3-15) y (3-16)**:

$$L_0 = 0.01 * V_n \quad (3-15)$$

$$L_1 = 0.3 * V_n \quad (3-16)$$

Siendo V_n la tensión nominal del descargador (kV). Pero para que se pueda implementar las **ecuaciones (3-15) y (3-16)**, se debe cumplir que la constante **K** sea menor a 1.8 (la cual depende de los tensiones residuales que aparecen cuando se ven expuestos a una descarga atmosférica o mediante pruebas de laboratorio) y se puede calcular mediante la **ecuación (3-17)**, aunque para el presente trabajo se va a asumir que cumple la anterior premisa [52].

$$K = \frac{V_{r\ 1/T2}}{V_{r\ 8/20}} \quad (3-17)$$

Donde

$V_{r\ 8/20}$ = es la tensión residual para pulso de corriente de rayo de 10 kA con forma de 8/20 μ s (kV).

$V_{r\ 1/T2}$ = es la es la tensión residual para pulsos de corriente empinada de 10 kA (kV). El tiempo de disminución T2 no se especifica aquí, ya que puede variar entre 2 y 20 segundos y cada fabricante puede elegir el valor preferido.

Para el cálculo del comportamiento de A0 y A1, se implementará la **Figura 3.15** y las **ecuaciones (3-18) y (3-19)** [47].

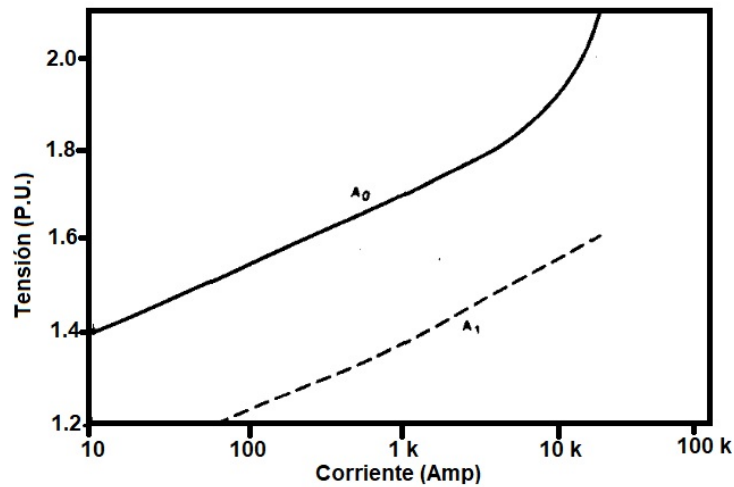


Figura 3.15. Comportamiento de A0 y A1 según el modelo IEEE [51].

$$A0 = I * R_{relativo\ en\ p.u.\ para\ A0(i)} * \frac{V_{r\ 8/20}}{1.6} = V(A0)p.u.* \frac{V_{r\ 8/20}}{1.6} \quad (3-18)$$

$$A1 = I * R_{relativo\ en\ p.u.\ para\ A1(i)} * \frac{V_{r\ 8/20}}{1.6} = V(A1)p.u.* \frac{V_{r\ 8/20}}{1.6} \quad (3-19)$$

Teniendo como datos tensión residual igual a 106 kV y usando una onda de corriente de 8/20 μ s cuando se presenta 10 kA de corriente nominal del descargador (ver especificaciones en **Tabla E.3** del **Anexo E.1**). Los valores de tensión y corriente

mostrados en la **Tabla 3.10** son extraídos de **Figura 3.15** y la **Tabla E.4** del **Anexo E.2** (también se puede ver cálculos en este **Anexo E.2**).

A0		A1	
Corriente	Tensión	Corriente	Tensión
(kA)	Real (kV)	(kA)	Real (kV)
0.01	92.75	-	-
0.1	102.025	0.1	81.487
1	111.3	1	90.1
2	115.275	2	94.738
4	119.25	4	98.05
6	120.575	6	99.375
8	123.888	8	101.363
10	125.875	10	102.688
12	127.863	12	103.35
14	130.513	14	104.68
16	132.5	16	105.338

Tabla 3.10. Comportamiento V-I de resistencias no lineales A0 y A1 (red de 34 kV).

Otro de los parámetros importantes a la hora de seleccionar un descargador de sobretensión tiene que ver con la tensión de referencia (U_{ref} o V_{ref}). Este parámetro se refiere a la tensión asociada al pico de la componente resistiva de la corriente de referencia (declarada por el fabricante) a través del descargador. En este sentido, la tensión de referencia es un indicador del estado del descargador y es solicitada por el EMTP/ATPDraw y es calculada haciendo uso de la **ecuación (3-20)**.

$$V_{ref} = 1.39 * \sqrt{2} * U_r \quad (3-20)$$

En la **Tabla 3.11** se evidencia los valores de los elementos que componen el modelo del descargador.

Elemento	Valor
R	1 MΩ
L0	0.45 μH
L1	1.35 μH
Vref (A0)	88.5 kV
Vref (A1)	88.5 kV

Tabla 3.11. Valores de los elementos del modelo del descargador.

La **Figura 3.16** muestra el icono que representa el circuito del modelo del descargador trifásico.

Ver manual y prueba del circuito del descargador en el **Anexo J.4**.

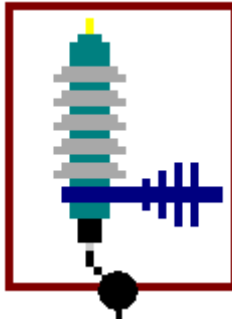


Figura 3.16. Icono del modelo del descargador de sobretensiones.

3.5. MODELO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Los modelos circuitales son óptimos si el grado de exactitud requerido en el estudio no es muy alto, aun cuando otros modelos son más acertados como por ejemplo el electromagnético. En los modelos circuitales comúnmente se presentan tres esquemas para representarlos como se puede evidenciar en la **Figura 3.17**.

Siendo el modelo **c)** el que se va a implementar para el caso de estudio, el cual toma en cuenta los parámetros inductivo - capacitivo, y por lo tanto es óptimo para el comportamiento en alta frecuencia, El parámetro **C** (capacitancia), vienen determinados prácticamente por las características del suelo, tales como: resistividad (ρ), permitividad eléctrica (ϵ) y permeabilidad magnética (μ). Este último si se considera la parte inductiva **L** la cual tiene una gran influencia debido a las altas corrientes que circulan por este sistema. Y el parámetro resistivo **R** depende de la tensión que aparezca en el electrodo, el cual es directamente proporcional a la densidad de corriente que incida sobre éste (fenómeno de ionización), siendo este último el que se va a aplicar en la simulación [9].

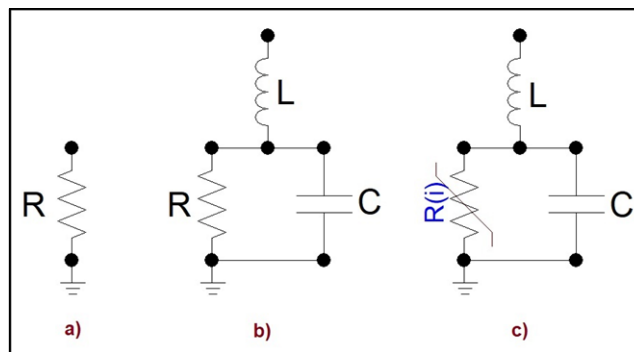


Figura 3.17. Modelos para el sistema de puesta a tierra [9].

El valor del sistema de puesta a tierra se obtiene de la combinación de la resistencia del terreno y de los elementos de conexión a tierra. Estos elementos de conexión a tierra pueden ser varillas o electrodos o bien contrapesos. La **ecuación (3-21)** determina el valor de la resistencia al pie de la torre para un electrodo enterrado verticalmente a 60Hz y a baja corriente [6], [53].

$$R_0 = \frac{\rho}{\pi l} * (\ln \left[\frac{4l}{r} \right] - 1) \Omega \quad (3-21)$$

Donde

- l = es la longitud del electrodo (m).
- ρ = es la resistividad del suelo ($\Omega * m$).
- r = es el radio del electrodo (m).

Los suelos donde son instalados los electrodos podrán ser terrenos de relleno, arenosos, rocosos, arcillosos semiduros, con una capa de profundidad variable, abarcando químicamente suelos desde ácidos a alcalinos y desde oxidantes a reductores con gran variedad en la cantidad y tipo de sales solubles [31].

3.5.1. Comportamiento de ante descargas atmosféricas

3.5.1.1. Resistencia

La resistencia reflejada al pie de la torre ante el efecto de una descarga atmosférica (Altas frecuencias y un elevado valor de corriente) es determinada por su dependencia de la corriente mediante el uso de las **ecuaciones (3-22), (3-23) y (3-24)**. Por lo que, para la resistencia de pie de torre, se utiliza una resistencia con característica no lineal dependiente de la corriente [6].

Se debió hacer uso de dos elementos no lineales para representar el sistema de puesta a tierra debido a las limitaciones del software: la R(i) "Type 99" y la R(i) "R (TACS) Type 91" en EMTP/ATPDraw, donde para el sistema de puesta a tierra colindante con el impacto de la descarga se hará uso del Type 91 y para el resto del sistema el Type 99. La Type 91 se complementa con un Model para obtener mayor exactitud en su comportamiento debido a que hace los cálculos en tiempo real, mientras que para la Type 99 se extrapola los resultados en función a unos puntos que definen su comportamiento preestablecido. Estos elementos están condicionados por la corriente que circule por el sistema de puesta a tierra [6].

$$R_T = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} [\Omega] \quad (3-22)$$

Donde

- R_T = resistencia de puesta a tierra aparente en el momento de la descarga.
- R_0 = resistencia de pie de torre medida a baja corriente y baja frecuencia (60 Hz) (Ω).
- I_g = es la corriente limitante para inicializar una ionización suficiente del suelo (kA).
- I = es la corriente del rayo a través de la resistencia de puesta de pie de torre (kA).

La corriente ionizante (I_g) del suelo es función de la ionización del suelo y está dada por la **ecuación (3-23)**:

$$I_g = \left(\frac{E_0 * p}{2\pi R_0^2} \right) [kA] \quad (3-23)$$

Donde

R_0 = es la resistencia medida en el campo (Ω).

p = es la resistividad del suelo (Ωm).

E_0 = es el gradiente de ionización del suelo (kV/m).

El gradiente de ionización se va a calcular mediante la **ecuación (3-24)**, los coeficientes 241 y 0.215, son valores asignado por Oettle para simular la ionización del suelo ante una descarga atmosférica los cuales se obtuvieron mediante pruebas de laboratorio [54].

$$E_0 = 241 * (p)^{0.215} \left[\frac{kV}{m} \right] \quad (3-24)$$

En la **Tabla 3.12** se evidencian los cálculos de la resistividad media, resistencia a frecuencia industrial, el gradiente y corriente ionizante para los tipos de suelo representativos en la zona Sabana Occidente calculados haciendo uso de las **ecuaciones (3-23)** y **(3-24)**. Para los cálculos se asume que se va a instalar un electrodo en cobre con dimensiones 2.44 m de largo y 0.0127 m de diámetro especificado por la normatividad de Codensa (ver especificaciones del electrodo del sistema de puesta a tierra en la **Tabla F.1** del **Anexo F.1**) [32].

Tipo de Suelo	Resistividad (Ωm)	Resistividad media (Ωm)	Resistencia 60 Hz (Ω)	Gradiente (kV/m)	Corriente ionizante del suelo (A)
Arcilla Plástica (húmeda)*	8-70	50	41.34	558.97	2602,97
Limo	20-100	20	16.54	458.9	5342,43
Caliza blandas	100-300	100	82.68	648.7	1510,41
Esquisto o pizarra	5-100	10	8.27	395.4	9206.35
Piedra arenisca	20-2000	1000	826.77	1064	247.74

Tabla 3.12. Valores típicos de resistividad, gradiente y corriente ionizante en algunos suelos [6], [54].

Nota: los valores medios de la resistividad se tomaron aleatoriamente (los valores de “resistividad” de la **Tabla 3.12** se extrajeron de la **Tabla F.2** del **Anexo F.2**, donde se puede consultar las resistividades de otros suelos), los suelos resaltados se utilizarán en las pruebas de sensibilidad.

Para el elemento “R(i) Type 99” se debe ingresar el comportamiento corriente-tensión, donde se seleccionó algunos valores de corriente que circulan por el sistema de puesta a tierra y haciendo uso de los datos de la **Tabla 3.12** y la **ecuación (3-22)** se calculó su resistencia para los diferentes tipos de suelos representativos de la provincia. De este modo en la **Tabla 3.13** se encuentran resumidos los valores de resistencia de los

diferentes tipos de suelo ante la excitación de una corriente (ver los cálculos del caso de suelo arcilla plástica ante unas condiciones específicas en el **Anexo F.3**).

Corriente (A)	Impedancia de puesta a tierra dependiente de la corriente (Ω)				
	Arcilla Plástica (húmeda)*	Limo	Caliza blandas	Esquisto seco o húmedo	Arenisca Seca
10	41.26	16.52	82.40	8.26	765.48
100	40.57	16.38	80.07	8.22	766.40
500	37.86	15.81	71.66	8.05	770.02
1000	35.14	15.18	64.13	7.85	773.72
3000	28.18	13.23	47.84	7.18	783.42
5000	24.19	11.88	39.82	6.66	789.14
10000	18.79	9.76	29.95	5.72	797.10
15000	15.90	8.47	25.01	5.10	801.46
20000	14.03	7.59	21.91	4.64	804.31
25000	12.69	6.94	19.73	4.29	806.37
30000	11.68	6.43	18.10	4.01	807.94
35000	10.88	6.02	16.82	3.77	809.20
40000	10.22	5.68	15.77	3.58	810.23
43000	9.88	5.50	15.23	3.47	810.77
45300	9.64	5.37	14.85	3.40	811.14

Tabla 3.13. Resistencia del sistema de puesta a tierra dependiente de la corriente.

Nota: Los tipos de suelo resaltados serán utilizados en las pruebas de sensibilidad.

El elemento “R (TACS) Type 91” realiza los cálculos de forma automática mediante la lectura de un sensor de corriente que se debe instalar en la línea en serie con la resistencia R (TACS), donde a esta resistencia variable se le asigna su valor mediante la herramienta **MODELS** (implementando las **ecuaciones (3-22), (3-23) y (3-24)**). Como se evidencia en el esquema mostrado en la **Figura 3.18**.

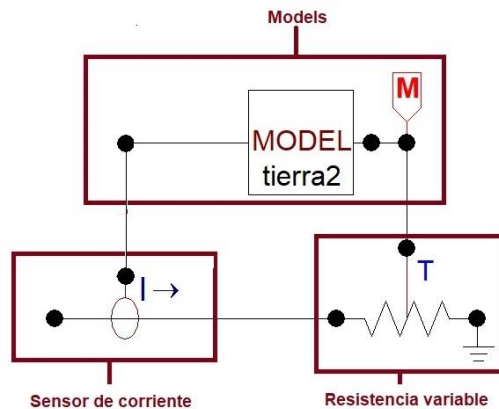


Figura 3.18. Modelo de la Resistencia variante R(TACS) Type 91.

3.5.1.2. Inductancia

La inductancia en el sistema de puesta a tierra tiene un valor de 2.754 μH , el cual se calculó utilizando la **ecuación (3-25)** (ver calculo en el **Anexo F.3**). Donde debido a que en estos suelos no se tiene certeza del contenido de minerales ferromagnéticos se asume la permeabilidad magnética relativa con un valor igual a 1 (valor común en estos suelos), es decir que la permeabilidad magnética (μ) es igual a la del vacío [53].

$$L = \frac{\mu * l}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{2 * l}{r} \right) - 1 \right) [H] \quad (3-25)$$

Donde

- l = es la longitud del electrodo (m).
- μ = permeabilidad ($H * m$).
- r = es el radio del electrodo (m).

3.5.1.3. Capacitancia

La capacitancia viene descrita por la **ecuación (3-26)** [53]. En la **Tabla 3.14** se evidencia los valores de capacitancia calculados para el sistema de puesta a tierra anteriormente descrito. La resistividad y la resistencia de baja frecuencia se tomarán de la **Tabla 3.12**.

$$C_S = \frac{\epsilon_S * p}{R_0} [F] \quad (3-26)$$

Donde

- ϵ_S = es la permitividad del suelo (se multiplica la constante dieléctrica por la permitividad del vacío (ϵ_0)) (farad por metros)
- R_0 = resistencia de pie de torre a baja corriente y baja frecuencia (60 Hz) (Ω).
- p = resistividad del suelo (Ωm).

Suelos	Capacitancia en los suelos		
	Permitividad relativa	Permitividad (F/m)	Capacitancia pF
Arcilla Plástica (húmeda)*	10	88.542×10^{-12}	107.1
Limo	3	26.56×10^{-12}	32.12
Caliza blandas	9	79.69×10^{-12}	96.3
Esquisto o pizarra	7	61.98×10^{-12}	749.5
Piedra arenisca	6	53.13×10^{-12}	64.26

Tabla 3.14. Capacitancia del suelo.

Nota: los valores medios de la permitividad relativa se tomaron aleatoriamente dentro del rango de valores de la **Tabla F.4** del **Anexo F.3**.

Nota: La permitividad se calcula multiplicando la permitividad del vacío (8.8542×10^{-12} F/m) por la permitividad relativa del suelo.

3.5.2. Distribución de suelos en la línea de distribución

En la **Figura 3.19** se evidencia el tipo de suelo en el que se instalarán las estructuras, y la distancia de la estructura desde la subestación 34.5 kV (ver tipo de suelo en cada nodo de la red 34.5 kV en la **Tabla F.3** del **Anexo F.2**).

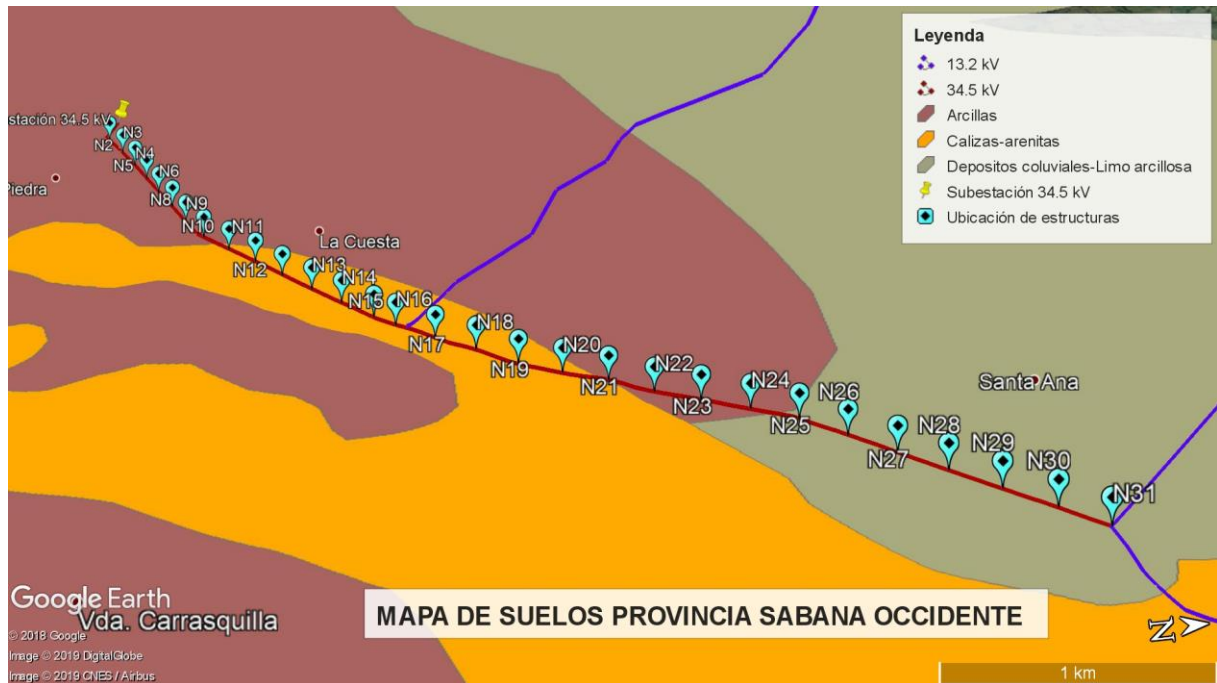


Figura 3.19. Mapa de suelos de la provincia Sabana Occidente [55].

En la **Figura 3.20** se evidencia los iconos de los suelos (Arcilla plástica, Limo, Arenas arcillosas y Caliza blanda) donde contiene el circuito (C) de la **Figura 3.17**, calculados con el elemento “R(i) Type 99”.



Figura 3.20. Icono de los suelos: arcilla plástica, Limo y caliza blanda.

En la **Figura 3.21** se evidencia el icono de los suelos mediante la resistencia utilizando “R (TACS) Type 91”. La ventaja de este elemento radica que calcula cualquier suelo, ingresando algunas variables (permitividad relativa y resistividad).



Figura 3.21. Icono de los suelos "R (TACS) Type 91".

3.6. MODELO DE LAS CARGAS

Entre los elementos a modelar más complejos se encuentra la carga en redes de distribución, debido a que está varía durante el transcurso del día. Donde para un análisis aproximado, se puede utilizar conceptos estadísticos para amortiguar el problema de la definición de la carga, aunque en el presente trabajo se va a omitir su variación en el transcurso del tiempo asumiéndose constante. De este modo se va a modelar 3 cargas de las cuales 2 son residenciales y 1 es industrial a un nivel de tensión de 13.2 kV (tensión de línea) [56].

3.6.1. Carga residencial

Para la simulación del comportamiento de la carga residencial se basó en el estudio y análisis del diagnóstico energético del departamento de Cundinamarca realizado por la Universidad Distrital Francisco José de Caldas en el marco de PERPS Cundinamarca (Plan de Energización Rural Sostenible), para la UPMEy el IPSE, permitiendo tener una noción del comportamiento de la carga de la provincia Sabana Occidente [56].

En el departamento de Cundinamarca el 95.73% de los hogares rurales cuenta con servicio de energía eléctrica mediante la interconexión de la red pública, aunque para el presente trabajo se va a asumir que la línea va a alimentar de energía eléctrica el 10% de los usuarios rurales de la provincia Sabana Occidente (1338) por este medio [56].

La potencia consumida por electrodoméstico en las provincias (ver **Tabla G.1 Anexo G.1**), así como el nivel de tensión permitió calcular la carga residencial, asumiendo que tienen un comportamiento puramente resistivo. En la **Tabla 3.15** se puede resumir la caracterización de las cargas residenciales (los cálculos de la carga se pueden evidenciar en el **Anexo G.1**).

	Nodo	Conexión de carga	Nivel De Tensión	Sabana Occidente	
				kVA	Carga (Ω)
Carga Residencial 1	Sin Cable G	3 ϕ	13.2 kV	1500	116.2
Carga Residencial 2	Sin Cable G	3 ϕ	13.2 kV	1803	96.64

Tabla 3.15. Caracterización de cargas residenciales.

3.6.2. Carga Industrial

En cuanto a la carga industrial va a simularse como una carga resisto-inductiva (motores de inducción jaula de ardilla trifásicos a 1800 kW). Según las especificaciones del fabricante se realizó los cálculos por fase para hallar la impedancia equivalente (resistencia e inductancia) del modelo simplificado del motor de inducción. Los valores de los parámetros del modelo del motor de inducción son presentados en la **Tabla 3.16** (ver especificaciones del fabricante y cálculos de los parámetros en el **Anexo G.2**).

Parámetro	Valor
R_T	77.07 Ω
$X_T(L_T)$	39.49 Ω (104.8 mH)

Tabla 3.16. Parámetros del modelo del motor de inducción.

Nota: Cabe mencionar que se seleccionó este motor ya que opera aproximadamente con el 70% de la cargabilidad de un transformador de 2.5 MVA

El circuito de la **Figura 3.22.a)** se visualiza el modelo equivalente para el motor de inducción trifásico, reflejando por fase una inductancia en serie con una resistencia. Mientras que el icono que representa el motor se puede visualizar en la **Figura 3.22 b)**. Ver manual y prueba de la carga industrial en el **Anexo J.6**.

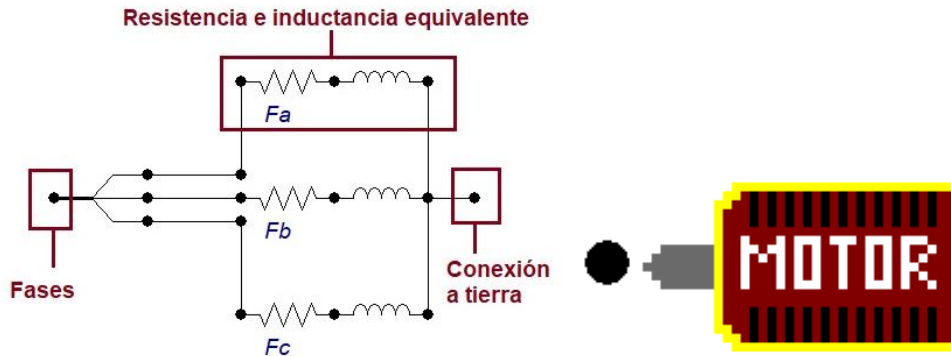


Figura 3.22. a) Circuito equivalente de modelo del motor. **b)** Icono del motor.

3.7. MODELO DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA

La corriente del rayo es la propiedad más importante de la descarga atmosférica para efectos del modelo. La descarga eléctrica puede considerarse como una fuente de corriente, ya que la magnitud de la corriente es independiente del valor de resistencia en el punto de terminación de la descarga, debido a que la impedancia del canal del rayo es relativamente alta, con lo cual la impedancia total de la trayectoria no se altera con la impedancia terminal.

El EMTP/ATPDraw dispone de varios modelos para la simulación de fenómenos transitorios, sin embargo para representar el rayo se utilizará la fuente de corriente **Heidler type 15** pues es la que se ajusta con mayor exactitud a la forma de onda propuesta en la NTC 4552 – 1. Tomado de NTC 4552 -1 pagina 38 Anexo B [11].

Las magnitudes de corriente del rayo para la primera descarga es 39.46 kA, la cual se encuentran dentro del intervalo mencionado en los artículos de referencia y que se halló mediante un promedio matemático en función a lo planteado por la CIGRE e IEC (30 kA y 42 kA), ISA (35 kA y 45 kA) y la NTC-4552 (45.3 kA) (ver cálculo en el **Anexo A.2**) [7], [11], [57].

Las formas de onda de corrientes (T_1/T_2) para la primera descarga 5.6/53.5 μ s, según los datos obtenidos en la **Tabla A.1** del **Anexo A.1**.

Para la simulación de la descarga atmosférica se hace un arreglo con una resistencia (canal del rayo) en paralelo de un valor de 300 o 400 Ω como se muestra en la **Figura 3.23**.

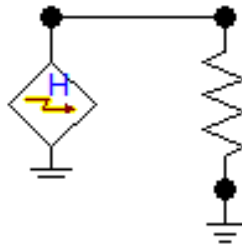


Figura 3.23. Arreglo para la simulación de la descarga atmosférica.

Aunque cabe mencionar que para la simulación de falla de apantallamiento (impactos sobre las fases) en la **Anexo A.3** se calculó los valores máximos de corriente que permite el impacto directo sobre las fases para una estructura semibandera. Ver manual y prueba del modelo de la descarga atmosférica en el **Anexo J.7**.

3.8. RED DE DISTRIBUCIÓN RURAL EN ATPDraw

En la **Figura 3.24** se puede visualizar el esquema de la red de distribución rural con los elementos anteriormente descritos. La implementación y ubicación de varios elementos va a variar en las pruebas de sensibilidad. En la parte inferior se encuentran los elementos a utilizar dependiendo del tipo de evaluación (pruebas de sensibilidad y operativas).

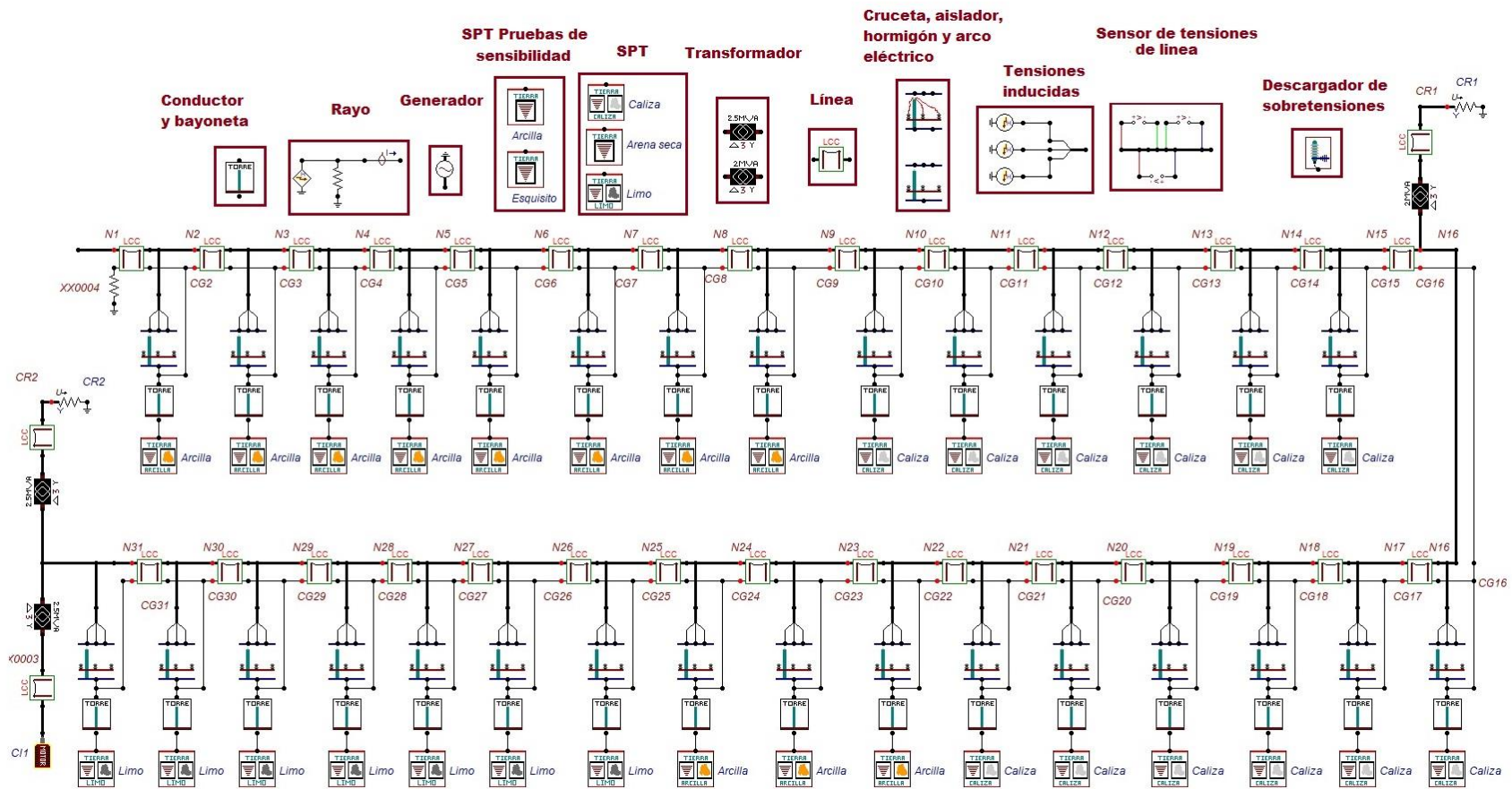


Figura 3.24. Circuito de la red de distribución rural en Cundinamarca.

En la **Figura 3.25** se puede visualizar el diagrama unifilar.

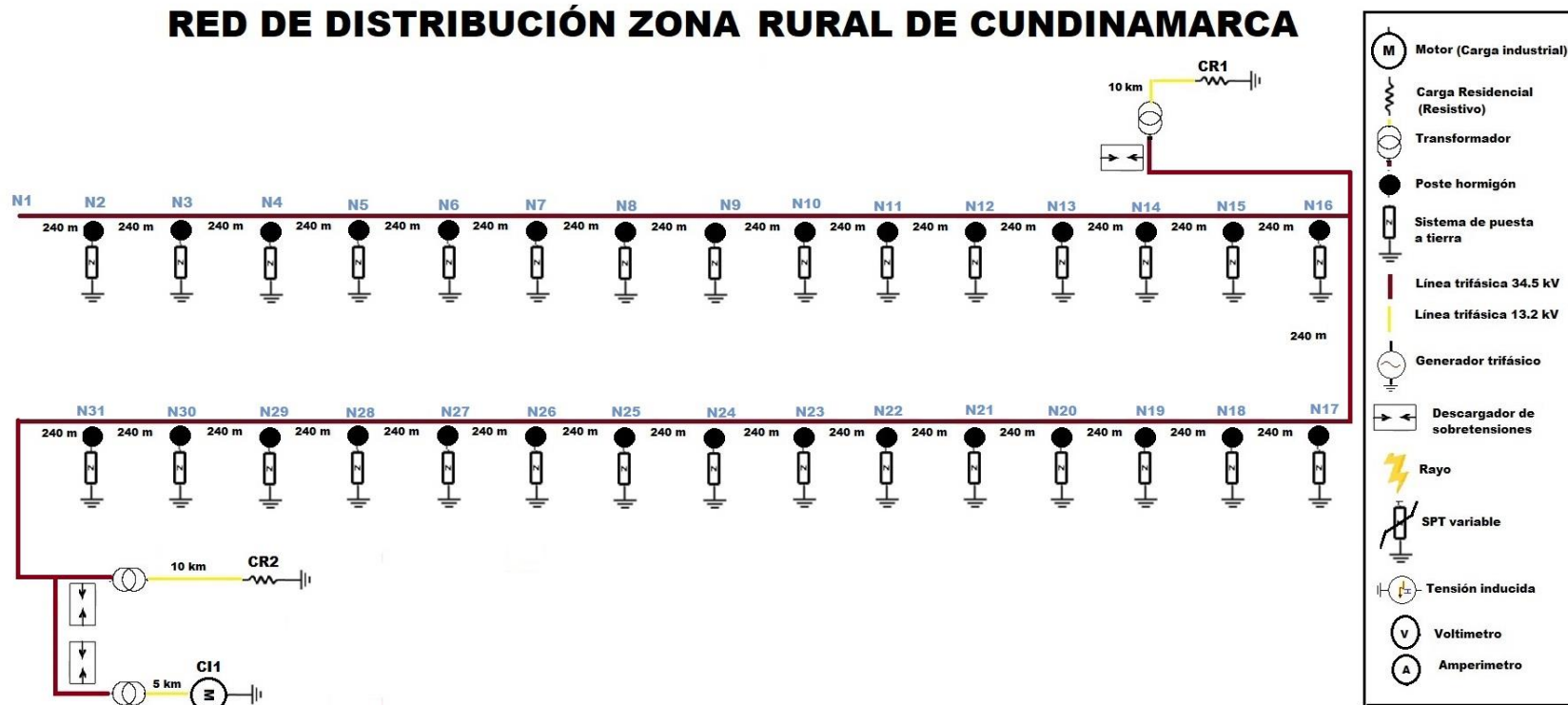


Figura 3.25. Unifilar de la red de distribución rural en Cundinamarca

4. MODELO PARA TENSIONES INDUCIDAS

Las tensiones inducidas en líneas de distribución presentan una relevancia a tener en cuenta debido a que puede afectar el funcionamiento de la misma, siendo el causante más frecuente de salidas de líneas por este tipo de fenómeno. Por este motivo es fundamental realizar un modelo para implementar en el presente trabajo.

Algunos modelos en una metodología que hace uso de 3 pasos: primero adoptar un modelo para describir la corriente de la descarga de retorno a lo largo del canal, después con base en la corriente de retorno, se calcula el campo electromagnético producido por esta corriente a lo largo de la línea de distribución. Y, por último, con el campo electromagnético calculado a lo largo de la línea, se usa un modelo de acople para calcular la tensión inducida por este campo en la línea. Entre los modelos más comunes haciendo uso de esta metodología se encuentran (los cuales difieren en la fuente de acoplamiento) [28]:

- Agrawal, Price y Gurbaxani.
- Taylor, Scatterwhite, y Harrison
- Rachidi
- Chowdhuri.

Aunque existen otros métodos más directos, que hacen uso de un mayor número de suposiciones o su uso se encuentra limitado con estas suposiciones, como va a ser el caso del modelo que a continuación se expone (modelo analítico) en el cual solo se calcula el valor pico de la tensión inducida.

4.1. MODELO ANALÍTICO

Rusck implemento la **ecuación (4-1)** para conocer valor pico de tensión inducida, aunque presenta las siguientes limitantes: una línea de longitud infinita, sobre un terreno conductor perfecto, con la forma de onda generada por corriente tipo paso, y velocidad de onda relativamente lenta comparada con la velocidad de la luz. Pero aun así actualmente es muy usada en el estudio de tensiones inducidas [58].

$$U_m = \frac{30 * h * I}{d} * \left(1 + \frac{(v/c)}{\sqrt{2} * \sqrt{1 - 0.5 * \left(\frac{v}{c}\right)^2}} \right) \quad (4-1)$$

Donde

- U_m = Máxima sobretensión en el punto más cercano del impacto (kV).
- v = velocidad de propagación de la corriente de retorno, usualmente $c/3$ (m/s).
- c = velocidad de la luz (m/s).

I = corriente pico de retorno (kA).

h = altura de la línea sobre el suelo (m).

d = distancia lateral desde la línea horizontal hasta el punto de impacto de la descarga vertical (m).

A continuación se describirá el planteamiento realizado por Saldanha [59], para estimar el valor pico de tensión inducida en líneas infinitas, considerando la influencia de la resistividad del suelo.

4.1.1. Máximo valor pico de tensión inducida a lo largo de la línea

Por lo general se calcula el valor pico de la tensión inducida en el centro de la línea, y aunque es de esperar que a medida que aumenta la longitud de la línea, el valor pico de tensión inducida en el extremo de la línea eventualmente sea mayor que en el centro de la línea. Sin embargo, Rachidi et al afirma para líneas de longitud mayor a 2 km, la tensión inducida por rayos en el extremo de la línea se ve significativamente atenuado por las pérdidas en la tierra. Si se considera esta atenuación, es probable que el valor máximo de la tensión en el extremo de la línea se limite a valores más bajos que la tensión inducida en el centro de la línea, por este motivo las tensiones inducidas se calcularán en el centro de la línea de 34.5 kV.

Además, el valor pico de tensión inducida en el centro de la línea (el punto más cercano al punto de impacto) es independiente de la longitud de la línea si la línea es lo suficientemente larga (es decir, $L > 10 \cdot y$). Esto significa que la tensión inducida en el centro de la línea alcanza su valor máximo antes de que las ondas reflejadas en los extremos de la línea lleguen al centro de la línea [59]. A continuación se explicará los elementos que componen la ecuación que servirá para calcular la tensión pico, debido a que se asume que este valor es calculado mediante la multiplicación de 4 funciones y se complementa con la formulación de Rusck (ver **ecuación (4-1)**).

- Corriente: La función i_0 se puede obtener directamente de la expresión en el dominio del tiempo (ver **ecuación (4-2)**) [59].

$$f_1(i_0) = I_0 \quad (4-2)$$

- Resistividad: Teniendo en cuenta el efecto de las corrientes de desplazamiento en el suelo, llegando a causar reducción en los valores del campo eléctrico, lo cual es significativo para tiempos muy cortos, pero se vuelve insignificante progresivamente. El valor del campo eléctrico puede considerarse proporcional a la raíz cuadrada de la resistividad del suelo (ver **ecuación (4-3)**) [59].

$$f_2(\rho) = \sqrt{\rho} \quad (4-3)$$

- Relación entre el valor pico y la distancia de impacto: a partir de simulaciones se determinó una relación entre los valores máximos de tensión inducida para un rango de distancias entre la descarga y la línea (ver **ecuación (4-4)**) [59].

$$f_3(y) = k * \frac{1}{\sqrt{y}} \quad (4-4)$$

- Relación entre el valor pico y coeficiente de la velocidad de propagación (ver **ecuación (4-5)**): a partir de simulaciones con datos arbitrarios se determinó la relación entre los valores máximos de tensión inducida y la velocidad de propagación, tomando V_r un valor en un rango de $0.2 < V_r < 0.6$ y calculándose con la **ecuación (4-6)**, siendo v la velocidad de propagación relativa y c la velocidad de la luz en el vacío. Como se propone la Guía IEEE Std 1410, se puede tomar el valor de $v = 120 \text{ m}/\mu\text{s}$, siendo válida para una forma de onda de corriente escalonada [59].

$$f_4(v_r) = \sqrt{3} * v_r^{1/3} \quad (4-5)$$

$$v_r = \frac{v}{c} \quad (4-6)$$

De este modo haciendo uso de las **ecuaciones (4-2), (4-3), (4-4) y (4-5)** se deduce la **ecuación (4-7)** para el valor pico de tensión inducida en el punto más cercano a la descarga, con una altura de la fase igual a cero ($h=0$) [59].

$$V_{Peak-soil} = \sqrt{3} * (v_r^{1/3}) * I_0 * \sqrt{\frac{\rho}{y}} \quad (4-7)$$

Para tener en cuenta la onda utilizada en el postulado de Rusck, y el frente de onda en el valor pico de la tensión inducida y además considerar la resistividad del suelo, se debe combinar las **ecuaciones (4-1) y (4-7)**, y multiplicarlos por un factor $K_c(\rho, h)$ que está en función de la resistividad y la altura de la línea. Estimándose $K_c(\rho, h)$ de la **ecuación (4-8)** [59].

$$\begin{aligned} K_c(\rho, h) &= 1 & \text{si } \rho = 0 & \text{ o } h = 0; \\ K_c(\rho, h) &= 0.85 & \text{si } \rho \neq 0 & \text{ y } h \neq 0; \end{aligned} \quad (4-8)$$

Relacionando las **ecuaciones (4-1), (4-7) y (4-8)** nos da como resultado la **ecuación (4-9)**.

$$V_{peak\ soil} = K_c \left(\frac{30 * h * I}{y} * \left(1 + \frac{(v_r)}{\sqrt{2} * \sqrt{1 - 0.5 * (v_r)^2}} \right) + \sqrt{3} * (v_r^{1/3}) * I_0 * \sqrt{\frac{\rho}{y}} \right) \quad (4-9)$$

4.2. MODELO TENSIONES INDUCIDAS

Se implementará la **ecuación (4-9)** para representar las tensiones inducidas, hallando su valor pico sobre cada fase en el sistema de 34.5 kV, el cual dispone del cable de guarda. En la **Figura 4.1** se puede evidenciar el esquema que será caso de análisis pudiéndose evidenciar las fases A, B y C, y el impacto del rayo en las cercanías de la línea, creando un acople electromagnético en la red.

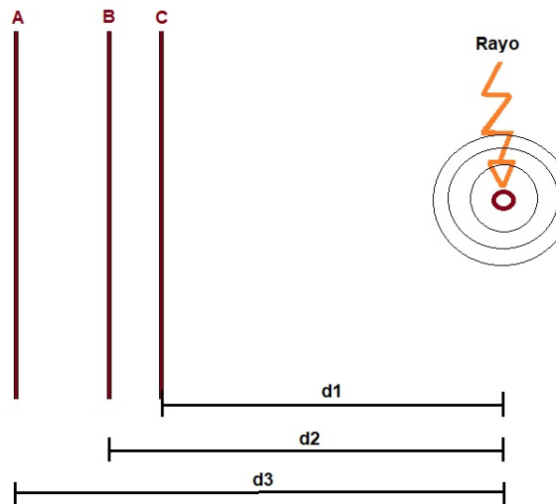


Figura 4.1. Distancia entre la descarga de retorno y las fases.

En el cálculo y simulación no se le va a realizar correcciones del acople entre las fases con el cable de guarda debido a que internamente dentro del software EMTP/ATPDraw se calcula las tensiones inducidas entre conductores. El valor de la corriente pico de la primera descarga de retorno será la descrita en la **Sección 3.7**, en cuanto a los tiempos de frente y tiempos de cola no se modificarán. Los parámetros para calcular el valor pico son:

- $v = 120 \text{ m}/\mu\text{s}$
- $c = 300 \text{ m}/\mu\text{s}$.
- $K_c = 0.85$.
- $h = 10 \text{ m}$.
- $\rho = 50 \Omega\text{m}$ (ubicado sobre arcilla).
- La distancia de impacto será variable (30, 50, 100, 500, 700, 1000 y 1300 m).

La **Tabla 4.1** se puede evidenciar los valores de tensión pico inducido sobre las fases, al variar la distancia de impacto (ver cálculo de valor pico de tensión inducida en la fase C a una distancia de 30 m en el **Anexo H**).

Distancia promedio (m)	Distancia (y) - Fase A (m)	Distancia (y) -Fase B (m)	Distancia (y) - Fase C (m)	Valor pico de tensión Inducida (kV)		
				Fase A	Fase B	Fase C
30	32.4	31.1	30	455.32	473.23	489.58
50	52.4	51.1	50	290.47	297.32	303.39
100	102.4	101.1	100	157.15	158.98	160.56
500	502.4	501.1	500	39.44	39.52	39.60
700	702.4	701.1	700	29.97	30.02	30.05
1000	1002.4	1001.1	1000	22.56	22.58	22.60
1300	1302.4	1301.1	1300	18.39	18.41	18.42

Tabla 4.1. Valor pico de tensión inducida.

En la **Figura 4.2** se evidencia el icono a implementar en el circuito haciendo uso de la fuente Heidler type 15 en modo tensión.

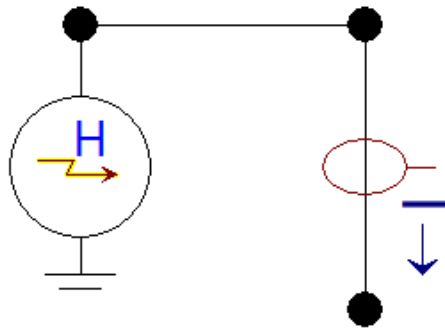


Figura 4.2. Modelo para tensiones inducidas por fase.

5. ANALISIS DE RESULTADOS

Se va a realizar diferentes pruebas de sensibilidad para analizar la respuesta de una red de distribución rural ante transitorios originados por descargas atmosféricas. A continuación, se describirán de forma general las simulaciones:

- 1) Condiciones normales de operación: Se va a analizar el comportamiento de la red sin la presencia de transitorios, solo energizada mediante una fuente de tensión trifásica (tensión L-L 34.5 kV).
- 2) Descarga atmosférica en el cable de guarda sin la presencia de descargadores de sobretensión: Esta simulación se caracteriza por un rayo de una única descarga (impacto sobre el cable de guarda) sin la presencia del descargador de sobretensiones. La prueba de sensibilidad se caracteriza por variar el punto de impacto de la descarga atmosférica (red 34.5 kV).
- 3) Descarga atmosférica en las fases de la línea de 34.5 kV sin la presencia de descargadores de sobretensión: Esta simulación se caracteriza por un rayo de una única descarga (impacto sobre las fases) sin la presencia del descargador de sobretensiones, donde el valor pico de la corriente del rayo es el máximo que puede provocar fallo en el apantallamiento el cual fue calculado en el **Anexo A.3**. La prueba de sensibilidad se caracteriza por variar el punto de impacto de la descarga atmosférica y la fase impactada.
- 4) Descarga atmosférica en las fases de la línea de 13.2 kV sin la presencia de descargadores de sobretensión: Esta simulación se caracteriza por un rayo de una única descarga (impacto sobre las fases en la mitad de la línea) sin la presencia del descargador de sobretensiones. Teniendo como valor pico de la corriente del rayo el expuesto en la **sección 3.7** (39.46 kA). En esta prueba se va a verificar las magnitudes de sobretensiones que presentan las cargas.
- 5) Rayo de una sola descarga sin la presencia del descargador de sobretensiones y con el sistema de puesta a tierra variable: Esta simulación se caracteriza por un sistema de puesta a tierra homogenizado con suelo Esquistos o pizarra y Piedra arenisca con resistividades de 10 y 1000 $\Omega \cdot m$ respectivamente. Se presenta una única descarga sobre el cable de guarda. La prueba de sensibilidad se caracteriza por variar el punto de impacto de la descarga atmosférica en la red de 34.5 kV.
- 6) Presencia del descargador de sobretensiones: Esta simulación se caracteriza por tener una única descarga para diferentes casos de estudio (casos críticos del numeral 2, 3, 4 y 5) con la presencia del descargador de sobretensión. Se va a revisar las tensiones en las cargas con la instalación de los descargadores ante diferentes condiciones.
- 7) Flameo inverso: Esta simulación se caracteriza por una única descarga (cable de guarda), en la cual se va a medir las resistencias de arco y tensión disruptiva en la torre impactada y las colindantes en la fase B. La prueba es operativa revisando las magnitudes y comportamiento de los parámetros mencionados anteriormente.

- 8) **Tensiones inducidas:** Esta simulación se caracteriza por una única descarga en las cercanías de la línea de 34.5 kV, sin la presencia del descargador de sobretensiones. La prueba de sensibilidad se va a realizar variando la distancia impacto de la descarga atmosférica a las fases (teniendo como puntos de acople los nodos N16, N20 y N24).

Nota 1: Para las simulaciones se excluirá la presencia del generador trifásico, para evidenciar el comportamiento de la propagación de la onda en la red originada por la descarga atmosférica.

Nota 2: Para la simulación de flameo inverso (10) se realizará dos pruebas una con el elemento de la **Figura 3.10** y otra el de la **Figura 3.11**.

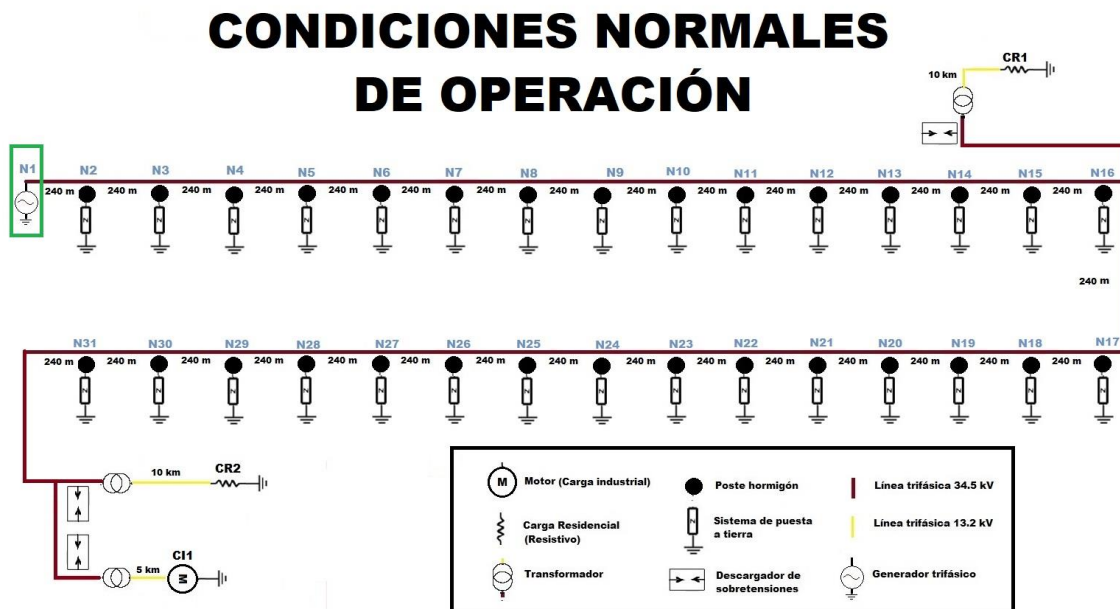
Nota 3: En las **Figura 5.1**, **Figura 5.2**, **Figura 5.3**, **Figura 5.4**, **Figura 5.6**, **Figura 5.7**, **Figura 5.9** y **Figura 5.11** se evidencian los diagramas unifilares del respectivo caso de estudio. En estas figuras se encuentran encerrado de color verde el elemento o las variables para la respectiva simulación en relación con el modelo base mostrado en la **Figura 3.25**.

Nota 4: Para el análisis de resultados al mencionar la mayor tensión o sobretensión se hace referencia a la magnitud independiente de la polaridad de la misma.

Nota 5: Para el análisis se hace referencia a las 3 cargas con su nomenclatura siendo la carga residencial 1 (CR1), la carga residencial 2 (CR2) y la carga industrial (CI1).

5.1. Condiciones normales de operación

Se va a analizar el comportamiento de la red sin la presencia de transitorios, es decir sin la descarga atmosférica, la energización se realizará mediante una fuente de tensión trifásica (tensión L-L 34.5 kV). Las cargas residenciales 1 y 2 (CR1 y CR2 respectivamente), así como la carga industrial (CI1) están conectadas a una tensión de línea de 13.2 kV (7.6 kV de fase) suponiendo que no hay pérdidas, Por ende, se va a medir la tensión en las cargas y la verdadera tensión tanto en la entrada como en la salida de los transformadores. (En la **Figura 5.1** se puede visualizar el circuito a implementar).



5.1.1. Resultados

Nota: Las gráficas (8) de las simulaciones se pueden visualizar en **Sección I.1** (desde la **Figura I.1** hasta la **Figura I.8**).

Nota: En la **Tabla 5.1** se evidencia la tensión máxima en la entrada y salida de los transformadores y en las cargas, así como su regulación.

Aunque objetivo del presente trabajo sea evaluar el comportamiento ante transitorios rápidos, también tiene una respuesta óptima ante condiciones normales de operación.

Se presentan 2 condiciones de funcionamiento de las redes de media tensión y subtransmisión planteadas por el operador de red [13]:

- Límite de carga en media tensión (4 MVA): En la **Sección 3.6** las cargas tanto residenciales como industriales cumplen con la primera premisa donde la carga residencial 1 (CR1) tiene 1.5 MVA, la carga residencial 2 (CR2) tiene 1.8 MVA y la carga industrial (CI1) presenta 1.8 MVA.
- Regulación de tensión (5% media tensión y 3% en subtransmisión): Los nodos N16 y N31 (**Figura I.1** y **Figura I.2**) indican la entrada a la subestación-transformadores donde se realiza el cambio de nivel de tensión de 34.5/13.2 kV) se presentan valores dentro de los límites de regulación del 3% (ver **Tabla 5.1**). En cuanto a la regulación de las cargas en media tensión (**Figura I.6**, **Figura I.7**, **Figura I.8**) tanto para las cargas residenciales como para la carga industrial se encuentran dentro del límite de regulación de tensión (menor al 5%), excepto en la fase B de la carga residencial 2, aunque se encuentra en el límite de la regulación de tensión planteada por el operador de red. Los valores de regulación se encuentran en la **Tabla 5.1**.

Carga	Fase o Línea - Línea	Valor pico de tensión Fase (kV)	Valor de referencia desde el Transformador Lado de baja (kV)	Regulación (%)
Transformador 1 (nodo 16)	A-B	34.276	-	0.65
	B-C	34.307	-	0.56
	C-A	34.282	-	0.63
Transformador 2 y 3 (Nodo 31)	A-B	34.122	-	1.1
	B-C	34.174	-	0.94
	C-A	34.125	-	1.09
Carga residencial 1 (CR1)	A	7.241	12.999 (A-B)	3.52
	B	7.163	13.002 (B-C)	4.57
	C	7.245	12.989 (C-A)	3.39
Carga residencial 2 (CR2)	A	7.154	12.946 (A-B)	4.28
	B	7.079	12.948 (B-C)	5.30
	C	7.158	12.928 (C-A)	4.09
Carga Industrial 1 (CI1)	A	7.139	12.699 (A-B)	2.63
	B	7.068	12.670 (B-C)	3.37
	C	7.132	12.651 (C-A)	2.35

Tabla 5.1. Condiciones normales de operación - tensión en las cargas y su regulación.

Nota: Para la regulación de tensión en el lado de alta tensión de los transformadores se tomó como tensión de línea del generador (34.5 kV) y para las cargas se tomó el de referencia desde el transformador por el lado de baja tensión **Figura I.3**, **Figura I.4** y **Figura I.5**.

Otro aspecto es que los valores máximos de tensión en las fases de las cargas no son iguales, esto puede deberse al acople electromagnético entre las fases y si es así está asociado a la configuración de las estructuras, evidenciándose que la fase A en todas las cargas es la que presente el valor máximo de tensión y la fase B la de menor valor.

5.2. Descarga atmosférica en el cable de guarda sin la presencia de descargadores de sobretensión

Se va a analizar el comportamiento de la red ante los transitorios presentados por descargas atmosféricas impactando sobre el cable de guarda de la línea de 34.5 kV (única descarga), se omite la presencia de los descargadores de sobretensiones (ver unifilar en la **Figura 5.2**).

El impacto de las descargas va ser en el cable de guarda de los nodos N2, N4, N6, N8, N10, N12, N14, N16, N18, N20, N22, N24, N26 y N28. El valor de la corriente pico del rayo es de 39.46 kA.

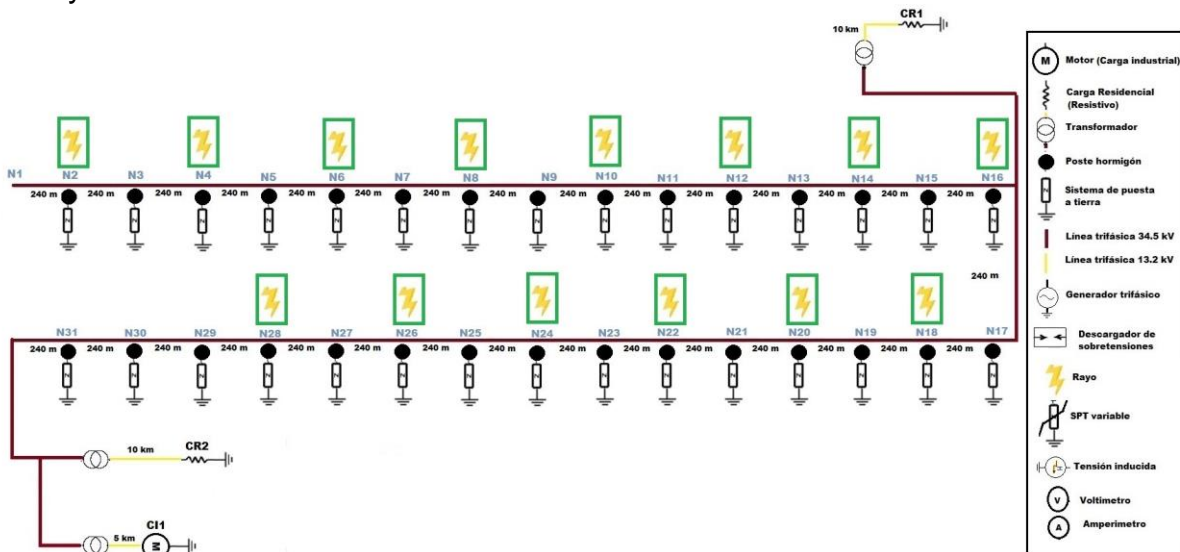


Figura 5.2. Circuito de única descarga con Variación de la carga.

5.2.1. Resultados

Nota: Las gráficas (42) de las simulaciones se pueden visualizar en **Sección I.2** (desde la **Figura I.9** hasta la **Figura I.50**).

Nota: En la **Tabla 5.2** se evidencia la tensión máxima en las cargas, así como el tiempo en el que se presentó, para los diferentes puntos de impacto sobre el cable de guarda siendo objeto de los análisis a realizar.

Nota: Para las simulaciones se seleccionaron los nodos mencionados anteriormente debido a que permite visualizar el comportamiento de las cargas al variar los puntos de impacto sobre la red de 34.5

kV, donde se omitieron los nodos extremos (N1, N2 o N31 y N30) para evitar reflexiones en las mediciones sobre las cargas.

De forma general la carga que presenta mayor magnitud de tensión para este caso de estudio es la carga industrial, viéndose principalmente afectado por la componente inductiva y su dependencia de la frecuencia.

En la carga industrial se presenta el siguiente comportamiento en las fases: Para impactos entre los nodos N2 y N16 en todos los casos de estudio se presenta que la fase B tiene la mayor magnitud de sobretensión. Para impactos entre los nodos 18 y 28 no se presenta un comportamiento homogéneo, es decir que se presenta alternancia en la fase que presentó mayor magnitud sobretensión. Por último, para la carga industrial el valor máximo de sobretensión en las 3 fases se presenta al mismo instante de tiempo (o diferencia de 0.1 μ s) independiente del nodo de impacto de la red de 34.5 kV.

Nodo impacto	Valor pico de tensión [kV] (tiempo [μ s])								
	Carga residencial 1			Carga residencial 2			Carga industrial		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
N2	-4.359 (74.9)	8.260 (39.1)	6.075 (38.9)	-4.940 (57.3)	4.438 (48.4)	4.384 (48.4)	47.132 (33.9)	48.495 (33.9)	47.376 (33.9)
N4	4.094 (37.8)	7.912 (37.6)	6.395 (37.7)	4.193 (47.2)	4.217 (47.1)	4.294 (47.2)	45.756 (32.6)	47.413 (32.6)	46.116 (32.6)
N6	8.510 (35.2)	6.638 (35.3)	5.921 (35.3)	4.950 (44.9)	3.802 (44.7)	4.677 (44.9)	48.405 (30.3)	50.144 (30.3)	48.765 (30.3)
N8	8.510 (35.2)	6.638 (35.3)	5.921 (35.3)	4.950 (44.9)	3.802 (44.7)	4.677 (44.8)	48.405 (30.3)	50.144 (30.3)	48.765 (30.3)
N10	8.484 (34)	11.059 (34)	9.911 (34)	7.181 (43.7)	5.194 (43.6)	6.739 (43.7)	68.832 (29.2)	71.393 (29.2)	69.443 (29.2)
N12	9.050 (32.7)	11.774 (32.7)	10.058 (32.7)	7.537 (42.5)	5.205 (83)	7.098 (42.5)	70.334 (28)	72.413 (28)	70.782 (28)
N14	11.062 (31.3)	13.089 (31.3)	11.642 (31.3)	7.788 (41.3)	6.773 (41.6)	8.466 (41.4)	83.705 (26.9)	84.904 (26.9)	83.844 (26.9)
N16	44.485 (30.2)	44.999 (30.2)	44.006 (30.1)	-3.979 (40.1)	6.173 (40.6)	5.315 (40.3)	56.738 (25.8)	57.210 (25.8)	56.779 (25.8)
N18	11.092 (31.3)	13.045 (31.3)	11.657 (31.3)	-7.530 (54.4)	10.952 (38.7)	9.447 (38.6)	94.916 (24.1)	93.545 (24.1)	94.638 (24.1)
N20	9.090 (32.7)	11.734 (32.7)	10.059 (32.7)	-7.617 (49.7)	11.519 (37.3)	8.687 (37.4)	96.900 (23)	90.243 (22.9)	95.940 (22.9)
N22	7.331 (34)	9.674 (34)	8.709 (34)	7.493 (36.2)	6.566 (36)	5.506 (36.1)	75.016 (21.6)	65.794 (21.6)	75.142 (21.6)
N24	8.510 (35.2)	6.594 (35.3)	5.895 (35.3)	5.783 (34.7)	6.306 (35)	4.160 (34.9)	56.986 (20.3)	59.316 (20.5)	63.676 (20.4)
N26	6.165 (36.5)	4.291 (36.3)	4.376 (36.4)	4.319 (33.3)	4.338 (33.4)	4.946 (33.4)	40.831 (18.9)	62.343 (18.9)	51.565 (18.9)
N28	-2.891 (68.5)	6.265 (37.5)	4.624 (37.6)	-5.122 (31.1)	6.547 (32)	3.870 (32.1)	50.436 (17.8)	62.620 (17.6)	49.220 (17.6)

Tabla 5.2. Tensión pico en cargas ante impacto sobre el cable de guarda.

En cuanto a la carga residencial 1, se observa como para impactos en un radio de 1.5 km aproximadamente (desde N10 hasta N16 y desde N16 hasta N22) de la ubicación

del transformador que alimenta la carga residencial 1 (N16), se presenta la mayor magnitud de sobretensión en la fase B, cuando se aleja más el impacto de la carga residencial se presenta variación en las fases. Para la carga residencial 2 (CR2), el valor máximo de tensión no tiene un comportamiento similar al de la carga residencial 1, debido a que no hay una fase que presente mayor relevancia de la tensión pico (como la fase B en la CR1) en función al punto de impacto de la descarga atmosférica

En cuanto a los tiempos en los que se presenta la tensión máxima en la carga residencial 1, se puede evidenciar su dependencia con el sistema de puesta a tierra, para el caso de impactos en los nodos equidistantes N14-N18, N12-N20 su valor máximo en la fase B se presentan en el mismo instante de tiempo, pero para impactos en los nodos N10-N22 siendo también estos nodos equidistantes su valor máximo se da en diferentes instantes de tiempo visualizándose que la diferencia entre estos nodos es la resistividad (N10, N14, N18, N12, N20 todos ubicados sobre suelo de caliza y N22 sobre suelo de arcilla) en el que se encuentran las estructuras (ver **Figura 3.19**).

Para la CR1 del punto de impacto de la descarga, el instante de tiempo en el que se presenta el valor máximo de tensión es mayor (tiempo de viaje de la onda).

En la carga industrial el pico en todas las fases se presenta en el mismo instante de tiempo, en la CR1 esto no sucede como por ejemplo para impactos en los N2 y N28 se presentan en diferentes instantes de tiempo, viéndose principalmente afectado por la polaridad del valor máximo, ya que para estos casos su diferencia de tiempo aumenta cuando se presenta el pico con polaridad negativa.

En la CR2, se presenta un comportamiento lineal en la fase C asociado al instante de tiempo en el que se presenta el valor máximo de tensión, debido a que entre más alejado el punto de impacto de la descarga va a demorarse más en presentarse el pico de tensión. La fase A presenta un comportamiento casi lineal (tiempo de viaje de la onda), aunque para impactos en los nodos N18 y N20 no tienen el mismo comportamiento debido a que la magnitud máxima se da con polaridad negativa y su instante de tiempo asociado no está relacionado con el instante de tiempo pico de polaridad positiva. En cuanto a la fase B presenta un comportamiento similar a la fase A debido a que hay 2 valores de tiempo que son atípicos a este comportamiento (impactos sobre los nodos N4 y N12), pero a diferencia del caso anterior la polaridad de estos casos atípicos es positiva. Demostrando que no todas las fases en las cargas presentan un comportamiento igual ante descargas atmosféricas en el cable de guarda.

De forma general se evidencia que, aunque la fase B es la que presenta menor tensión disruptiva en la estructura semibandera, no siempre la magnitud más elevada entre las fases presenta en esta fase (para las cargas). Otro aspecto a resaltar es la polaridad del pico de sobretensión influye en el instante de tiempo en el que se presente, debido que no hay una relación directa con los instantes de tiempos en los que se presentan los picos positivos, los cuales presentan un comportamiento asociado al tiempo de viaje de la onda.

5.3. Descarga atmosférica en las fases de la línea de 34.5 kV sin la presencia de descargadores de sobretensión

Esta simulación se caracteriza por un rayo de una única descarga en la línea de 34.5 kV impactando sobre las fases y sin la presencia del descargador de sobretensiones. El valor pico de la corriente del rayo es el máximo que puede provocar fallo en el apantallamiento (calculado en el **Anexo A.3**):

- Fase A = 2.101 kA
- Fase B = 1.533 kA
- Fase C = 3.065 kA

Los puntos de impacto tanto para las fases A, B y C sobre la línea de 34.5 kV son los nodos 4, 8, 12, 16, 20, 24 y 28 (ver **Figura 5.3**).

Nota: Para las simulaciones se seleccionaron los nodos mencionados anteriormente debido a que permite visualizar el comportamiento de las cargas al variar los puntos de impacto sobre la red de 34.5 kV, donde se omitieron los nodos extremos (N1, N2 o N31 y N30) para evitar reflexiones en las mediciones sobre las cargas.

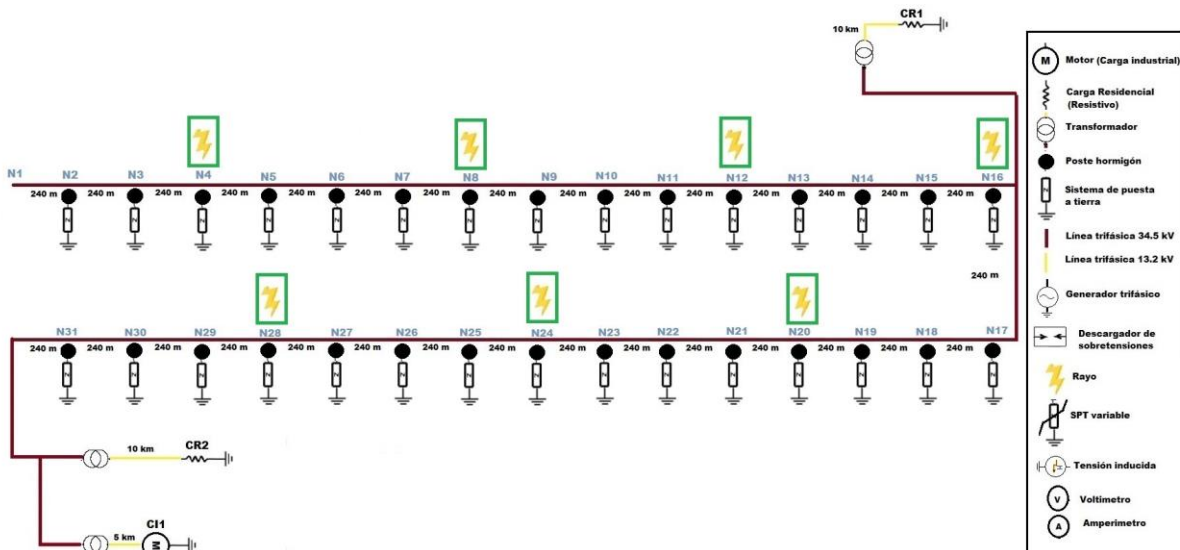


Figura 5.3. Circuito de única descarga impacto sobre las fases de la línea de 34.5 kV.

5.3.1. Resultados

Nota: Las gráficas (63) de las simulaciones se pueden visualizar en **Sección I.3** (desde la **Figura I.51** hasta la **Figura I.113**).

Nota: En la **Tabla 5.3** se evidencia la tensión máxima en las cargas, así como el tiempo en el que se presentó, para los diferentes puntos de impacto sobre las fases de la red de 34.5 kV.

Nodo de impacto	Valor pico de tensión [kV] (tiempo [μ s])								
	Carga residencial 1			Carga residencial 2			Carga industrial		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
N4 (Fase A)	-4.66 (39.6)	5.67 (37.6)	4.07 (37.8)	4.57 (47.4)	4.74 (47.4)	5.41 (62.2)	33.73 (32.3)	34.59 (32.3)	33.85 (32.3)
N4 (Fase B)	4.69 (37.9)	-4.28 (41.7)	3.58 (37.9)	3.07 (47.3)	3.53 (47.4)	3.24 (47.39)	35.12 (32.8)	36.42 (32.8)	35.48 (32.8)
N4 (Fase C)	4.58 (37.8)	5.75 (37.7)	6.59 (37.6)	-6.22 (50.7)	5.07 (47.5)	5.05 (50.7)	-55.54 (36.2)	-55.51 (36.2)	-54.05 (36.2)
N8 (Fase A)	4.53 (35.3)	3.45 (35.4)	6.82 (35.1)	3.42 (44.5)	3.04 (44.5)	3.29 (44.5)	35.08 (30)	36.32 (30)	35.35 (30)
N8 (Fase B)	3.62 (35.6)	4.24 (35.4)	4.06 (35.5)	2.78 (44.9)	4.14 (45.2)	3.28 (45)	36.29 (30.5)	37.63 (30.5)	36.63 (30.5)
N8 (Fase C)	7.53 (35.2)	5.85 (35.3)	4.14 (35.3)	4.32 (44.9)	5.21 (44.9)	5.01 (44.7)	49.98 (30.3)	50.20 (30.3)	49.80 (30.3)
N12 (Fase A)	5.21 (33)	5.07 (32.9)	6.97 (33)	3.78 (42.2)	2.68 (42.2)	3.25 (42.1)	34.98 (27.7)	36.12 (27.7)	35.17 (27.7)
N12 (Fase B)	4.69 (32.9)	-4.06 (56.6)	3.93 (33)	-6.38 (51.8)	-5.98 (51.8)	-6.41 (51.8)	-69.37 (37.3)	-67.93 (37.3)	-70.47 (37.3)
N12 (Fase C)	6.43 (32.9)	6.65 (32.9)	4.95 (32.8)	3.93 (42.4)	5.92 (42.6)	5.35 (42.7)	57.93 (27.5)	61.04 (27.5)	58.57 (27.5)
N16 (Fase A)	-9.11 (23.1)	6.33 (30.6)	8.78 (30.9)	4.75 (39.8)	5.85 (40.3)	3.43 (39.9)	49.91 (25.5)	50.45 (25.5)	49.85 (25.5)
N16 (Fase B)	5.75 (30.8)	5.47 (31)	5.54 (3.1)	-6.71 (48)	-6.73 (47.9)	-7.21 (48)	-76.90 (33.5)	-73.48 (33.5)	-77.25 (33.5)
N16 (Fase C)	-13.39 (22.2)	19.23 (22.2)	-11.22 (22.5)	3.93 (42.4)	5.92 (42.4)	5.35 (42.4)	66.55 (25.6)	68.73 (25.6)	67.42 (25.6)
N20 (Fase A)	5.19 (33)	5.10 (32.9)	6.96 (30)	-3.81 (40.9)	6.12 (37.1)	4.72 (37.5)	53.51 (22.8)	50.99 (22.8)	51.49 (22.8)
N20 (Fase B)	4.56 (32.9)	3.67 (33.1)	3.77 (32.9)	5.20 (37.4)	3.47 (37.9)	3.83 (37.5)	40.80 (23)	49.67 (23.1)	43.59 (23.1)
N20 (Fase C)	6.58 (33)	7.07 (32.9)	5.80 (32.8)	4.04 (37.3)	7.01 (37.3)	7.51 (37.9)	66.89 (22.9)	69.71 (22.9)	69.29 (23)
N24 (Fase A)	4.76 (35.3)	3.75 (35.5)	7.24 (35.2)	-4.53 (39.2)	5.27 (35.4)	7.70 (34.7)	64.89 (20.4)	62.12 (20.5)	56.23 (20.4)
N24 (Fase B)	3.67 (35.5)	4.04 (35.4)	4.01 (35.5)	-5.54 (40.4)	-6.89 (40.3)	-6.09 (40.4)	-68.46 (25.9)	-69.84 (25.9)	-68.66 (25.9)
N24 (Fase C)	8.24 (35.3)	6.69 (35.4)	-6.14 (53.1)	6.98 (34.8)	8.23 (35)	-5.43 (38.6)	56.24 (20.4)	68.96 (20.6)	73.36 (20.5)
N28 (Fase A)	-5.61 (39.8)	6.62 (37.7)	4.66 (37.9)	7.14 (32.8)	5.59 (32.8)	7.62 (32.7)	61.44 (18.3)	79.06 (18.3)	84.27 (18.3)
N28 (Fase B)	5.01 (37.9)	-3.89 (56)	3.73 (37.9)	-5.07 (36.7)	-4.89 (36.8)	-5.07 (36.7)	-56.16 (22.3)	-57.54 (22.3)	-56.30 (22.3)
N28 (Fase C)	4.31 (17.9)	5.32 (37.6)	6.86 (37.6)	-9.38 (25.9)	12.56 (25.9)	6.86 (32.7)	80.93 (18.2)	77.73 (18)	70.59 (17.9)

Tabla 5.3. Tensión pico en cargas ante impacto sobre las fases de la red de 34.5 kV.

Para impactos sobre la fase A, no se presentan los mayores picos en la fase A de la CR1 a excepción de que la descarga impacte sobre el nodo N16 (siendo este el nodo al que se conecta el transformador de la CR1), aunque cabe mencionar que este pico se da con polaridad negativa. Mientras que la CR2 y CI1, no tienen un comportamiento definido sobre la fase que presenta ese pico de sobretensión. En cuanto a los instantes

de tiempo en los que se presentan esos picos de tensión: se evidencia que para CI1 todos los picos en las fases se presentan simultáneamente o con una diferencia de 0.1 μ s; para CR2 y CR1 al menos dos de las fases presentan esos picos de sobretensión casi en el mismo instante de tiempo, sin estar asociados con las magnitudes entre las fases.

Para impactos sobre la fase B, la CR1 presenta la mayoría de valores pico en otras fases, mientras que para CI1 la mayoría de valores pico se presentan en la fase B. En cuanto a CR2, no tiene un comportamiento definido en este aspecto. En cuanto al instante de tiempo en el que se presentan los picos de tensión en las fases, se presentan entre fases estos picos simultáneamente (o con tiempos de diferencia menores a 1 μ s), con excepción de cuando presentan polaridad diferente (también se presenta simultaneidad para picos con polaridad positiva).

Para impactos sobre la fase C, las CR1 y CI1 no presentan un comportamiento definido sobre la fase que presenta el mayor pico de tensión, mientras que para CR2 la mayoría de valores pico se presentan en la fase B. En cuanto al instante de tiempo en el que se presentan los picos de tensión en las fases, para las 3 cargas los picos se presentan simultáneamente o con tiempos de diferencia menores a 1 μ s.

En cuanto a magnitud de los picos de tensión en las cargas, estos están directamente relacionadas con la fuente (rayo) o corriente que provoca falla de apantallamiento (las mayores tensiones se dan cuando el rayo impacta sobre la fase C y la menor en la fase B). Aunque para la CR1 y la CR2 presentan valores similares, debido a que en ninguno de los casos llega a superar los 10 kV, lo cual garantiza el nivel de aislamiento de las cargas de media tensión y para CI1 no superan los 100 kV.

5.4. Descarga atmosférica en las fases de la línea de 13.2 kV sin la presencia de descargadores de sobretensión

Esta simulación se caracteriza por un rayo de una única descarga, con impactos sobre las fases de las líneas de 13.2 kV (en la mitad de las líneas de las cargas) y sin la presencia del descargador de sobretensiones. En esta prueba se va a verificar las magnitudes de sobretensiones que presentan las cargas.

El impacto de las descargas va ser a mitad de las líneas en los nodos NCR1 (5 km desde el transformador), NCR2 (5 km desde el transformador), NCI (2.5 km desde el transformador) (ver **Figura 5.4**). El valor de la corriente pico del rayo es de 39.46 kA.



Figura 5.4. Circuito de única descarga impacto sobre las fases de la línea de 13.2 kV.

5.4.1. Resultados

Nota: Las gráficas (27) de las simulaciones se pueden visualizar en **Sección I.4** (desde la **Figura I.114** hasta la **Figura I.140**).

Nota: En la **Tabla 5.4** se evidencia la tensión máxima en las cargas, así como el tiempo en el que se presentó, para las diferentes fases en las líneas de 13.2 kV.

A continuación, se va a evaluar el comportamiento de las cargas en función del punto de impacto de la descarga (ver resultados en la **Tabla 5.4**):

Nodo de impacto	Valor pico de tensión [kV] (tiempo [μs])								
	Carga residencial 1			Carga residencial 2			Carga industrial		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
NCR1 (Fase A)	2591.6 (34.3)	-650.138 (14.4)	-650.447 (14.4)	-6.704 (59.5)	6.878 (50.9)	10.525 (54.1)	-49.688 (44.4)	60.691 (40.3)	54.481 (70.3)
NCR1 (Fase B)	-654.17 (14.4)	2556.551 (33.9)	270.976 (14.4)	7.412 (50.7)	-7.439 (50.5)	3.703 (54.3)	40.672 (39.9)	-31.860 (60.7)	29.390 (39.4)
NCR1 (Fase C)	-650.45 (14.4)	-650.138 (14.4)	2590.226 (34.4)	7.465 (53.7)	8.539 (53.9)	-5.446 (58.8)	57.720 (39.3)	72.342 (39.4)	72.247 (39.4)
NCR2 (Fase A)	-6.652 (51.1)	9.148 (50.6)	8.348 (53.5)	2257.9 (34.2)	-575.60 (14.4)	-574.96 (14.4)	353.428 (30.6)	368.18 (30.6)	359.345 (30.6)
NCR2 (Fase B)	6.340 (54.8)	7.292 (54.3)	6.383 (54.3)	-579.36 (14.4)	2228.6 (33.9)	-579.36 (14.4)	371.324 (30.5)	380.85 (30.6)	372.094 (30.7)
NCR2 (Fase C)	9.707 (54)	3.953 (54.1)	-8.509 (53.7)	-574.96 (14.4)	-575.60 (14.4)	2258 (34.2)	-418.4 (34.8)	-431.07 (34.7)	-421.66 (34.6)
NCI (Fase A)	-5.205 (53.8)	6.579 (45.3)	5.831 (54.5)	-38.43 (40.5)	41.721 (27.9)	42.564 (28.5)	10670 (17.7)	3969 (15.5)	3878 (15.7)
NCI (Fase B)	7.070 (46.7)	7.224 (46.9)	7.100 (46.7)	38.050 (37.8)	37.976 (38)	35.999 (37.8)	3951 (15.5)	10794 (17.6)	3956 (15.5)
NCI (Fase C)	6.109 (47)	5.490 (47.3)	5.051 (47.2)	44.720 (28.1)	39.656 (27.9)	-42.341 (28.3)	3877.26 (15.7)	3975.2 (15.55)	10678.3 (17.7)

Tabla 5.4. Tensión pico en cargas ante impacto sobre las fases de la red de 13.2 kV.

La máxima tensión en las cargas se presenta sobre la línea (13.2 kV) en la que impacto la descarga atmosférica, es decir si el impacto es sobre la línea que alimenta la carga residencial 1, en esa carga se va a ver una sobretensión mayor que en las otras cargas. El valor de la máxima tensión que le sigue (magnitud) es en la carga industrial, es decir cuando los impactos son en las líneas NCR1 o NCR2 la mayor sobretensión es en la carga donde impacto el rayo, y la que le sigue con mayor tensión es la carga industrial.

- *Impactos sobre la línea NCR1:* La carga que presenta mayor sobretensión es la CR1 (línea donde impacto la descarga atmosférica), seguida por la CI1 y por último la CR2. Donde en la fase que presenta mayor sobretensión es en la que se produjo el impacto y las otras fases presentan una forma de onda y por ende máxima tensión casi igual entre ellas, por ejemplo, se puede visualizar en la **Figura 5.5** el comportamiento de las fases de la CR1, siendo la Fase A donde ocurrió el impacto. Esta fase presenta tanto un comportamiento, polaridad y forma de onda muy distinto al comportamiento de las otras fases. Estas formas de onda se repiten independiente de la fase impactada por la descarga atmosférica, llegando a variar la magnitud de la tensión pico y en la fase que se presentan.

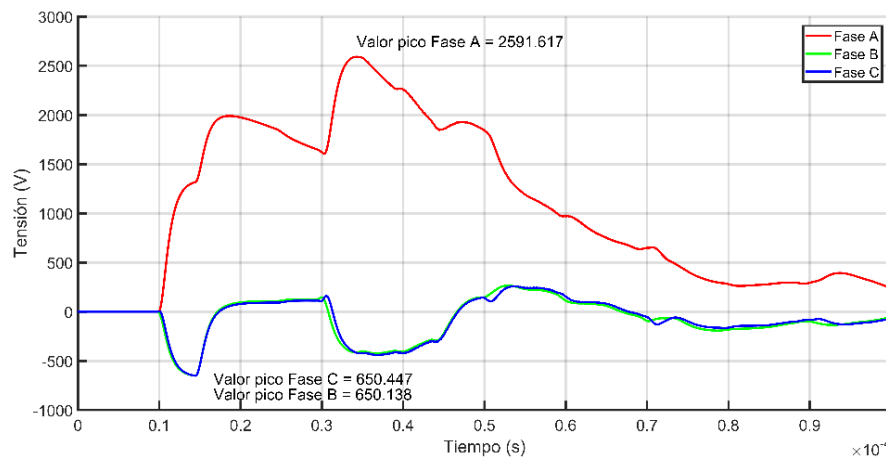


Figura 5.5. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR1.

Para la CR1, el instante de tiempo en el que se presenta el valor máximo de tensión de las fases no impactadas es casi el mismo, mientras que para la fase impactada se puede visualizar que se demora un poco más de tiempo en alcanzar el pico.

En cuanto al comportamiento de las CR2 y CI1, no se garantiza que la fase que presenta mayor sobretensión sea en la que se produjo la descarga. Y tampoco se tiene una relación entre el instante de tiempo con la máxima magnitud de tensión en estas cargas.

- *Impactos sobre la línea NCR2:* presenta el comportamiento similar al caso de “impacto sobre el NCR1” pero ahora para la CR2 presenta una forma de onda casi igual a la mostrada en la **Figura 5.5** (ver caso de impacto sobre NCR2 en la **Figura I.124**).

- *Impactos sobre la línea NCI:* Como en los casos anteriores, la CI1 y más específicamente la fase donde ocurrió el impacto es donde se presenta el mayor valor de tensión. Después en magnitud le sigue la CR2 y esto podría explicarse desde su ubicación más cercana al punto de impacto en comparación con la ubicación de la CR1.

De forma general para las cargas residenciales 1 y 2, se demora más tiempo en alcanzar el valor máximo de tensión en la fase donde ocurrió el impacto en comparación con las fases no impactadas, aunque la magnitud de la fase impactada es mucho mayor y con polaridad positiva (las otras fases presentan el pico con polaridad negativa).

En cuanto a una relación entre el tiempo en el que se presenta los picos entre cargas y fases; en la fase donde ocurrió el impacto en todas las cargas es donde el pico se presenta en un instante de tiempo mayor que el presentando las otras fases de la misma carga. Por ejemplo, si la descarga ocurrió en la fase B de la línea NCI, para la CR1 o CR2 se demora más en alcanzar el pico de la tensión en la fase B que en las fases A o C. Lo cual podría estar asociado a las reflexiones de onda asociadas a la línea (fase) donde ocurrió el impacto.

Como conclusión general se evidencia el riesgo de daño de la carga asociada a la línea del impacto del rayo, debido a que en sus fases alcanza valores de los mega voltios (fase impactada) y cientos de kilovoltios (otras fases de la misma carga), pudiendo llegar a afectar el aislamiento de la línea y las cargas (por lo general este valor para media tensión es de 300 kV) [60]. Además, en los instantes de tiempos asociados a los picos de sobretensión en las cargas presenta un comportamiento marcado y es que la fase impactada en todas las cargas presenta un retraso de tiempo en relación a las otras fases de la misma independiente de la línea donde ocurrió el impacto.

5.5. Rayo de una sola descarga con sistema de puesta a tierra variable

Esta simulación se caracteriza por un sistema de puesta a tierra homogenizado es decir se encuentran en el mismo tipo de suelo y con la misma configuración en todos los postes (un electrodo enterrado verticalmente). De este modo se presentan 2 casos de simulación uno con suelo de pizarra o esquisto ($10 \Omega\text{m}$) y otro de piedra arenisca ($1000 \Omega\text{m}$).

La descarga atmosférica impacta sobre el cable de guarda. La prueba de sensibilidad se caracteriza por variar el punto de impacto de la descarga atmosférica en la red de 34.5 kV. Los puntos de impacto son en los nodos N2, N4, N6, N8, N10, N12, N14, N16, N18, N20, N22, N24, N26 y N28 (ver **Figura 5.6**)

Como principal objetivo de esta simulación es verificar la influencia de los sistemas de puesta a tierra en el valor pico de tensión que presentan las cargas.

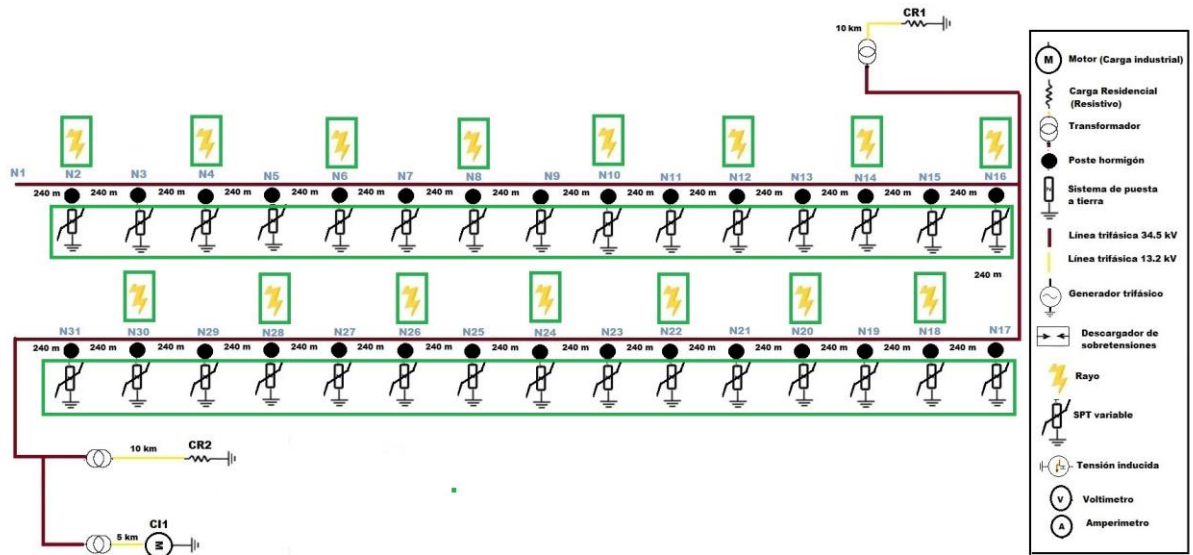


Figura 5.6. Esquema del sistema de puesta a tierra variable.

5.5.1. Resultados

NOTA: Las figuras (81) de las simulaciones se pueden visualizar en **Sección I.5** (desde la **Figura I.141** hasta la **Figura I.221**).

NOTA: En las **Tabla 5.5** y **Tabla 5.6** se evidencia la tensión máxima en las cargas, así como el tiempo en el que se presentó al variar la resistividad del terreno para los diferentes puntos de impacto sobre el cable de guarda.

NOTA: En las **Tabla 5.5** y **Tabla 5.6** las celdas resaltadas de azul, representan las tensiones del caso base de análisis que fueron extraídos los datos de la **Tabla 5.2**.

5.5.1.1. Suelo pizarra o esquisto (Resistividad 10 Ω m)

De la **Tabla 5.5** se evidencia que la CI1 presenta el mayor valor de tensión en todos los casos de estudio, independiente del punto de impacto (sobre el cable de guarda). Además, la CR1 presenta en al menos una fase una tensión superior a los picos de tensiones en la CR2 en casi todos los casos (exceptuando impacto sobre el nodo N18 y N20), como por ejemplo para el caso de impacto sobre el nodo N4 la mayor sobretensión se presenta en la fase B de la CR1 (6.61 kV).

En la CR1, la mayor tensión entre sus fases sucede en la fase B cuando el impacto se encuentra entre los nodos N10 y N22. Para impactos en los nodos N6, N8, N24 y N26 la fase que presenta los valores máximos es en la fase A. En cuanto a la fase C no se presenta como tensión máxima en ninguno de los casos de la CR1. Concluyendo que para impactos cercanos al transformador del nodo N16 en la red de 34.5 kV ocasiona que la mayor sobretensión sea en la fase B de la CR1.

En la CR2 en impactos del nodo 4 al nodo 14 la mayor magnitud de sobretensión se da en la fase A con polaridad negativa, mientras que para impactos en los nodos del 16 al 28 la mayor tensión es positiva, y en varios de estos casos ni siquiera se presenta picos con polaridad negativa en alguna fase.

Nodo impacto	Valor pico de tensión [kV]- (tiempo [μs])								
	Carga residencial 1 (CR1)			Carga residencial 2 (CR2)			Carga industrial (CI1)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
N4 (10 Ωm)	2.94 (37.7)	6.61 (37.5)	4.96 (37.6)	-3.49 (55)	2.71 (47)	2.82 (47)	30.48 (32.5)	31.55 (32.5)	30.59 (32.5)
N4 (50 Ωm)	4.094 (37.8)	7.912 (37.6)	6.395 (37.7)	4.193 (47.2)	4.217 (47.1)	4.294 (47.2)	45.756 (32.6)	47.413 (32.6)	46.116 (32.6)
N6 (10 Ωm)	6.64 (36.4)	4.38 (36.3)	4.75 (36.3)	-3.64 (52.2)	2.50 (45.8)	2.94 (45.8)	31.16 (31.3)	32.21 (31.3)	31.27 (31.3)
N6 (50 Ωm)	8.510 (35.2)	6.638 (35.3)	5.921 (35.3)	4.950 (44.9)	3.802 (44.7)	4.677 (44.9)	48.405 (30.3)	50.144 (30.3)	48.765 (30.3)
N8 (10 Ωm)	7.43 (35)	4.98 (35.1)	4.62 (35.1)	-3.79 (50.3)	2.43 (50.1)	3.05 (44.6)	31.78 (30.1)	32.91 (30.1)	31.92 (30.1)
N8 (50 Ωm)	8.510 (35.2)	6.638 (35.3)	5.921 (35.3)	4.950 (44.9)	3.802 (44.7)	4.677 (44.8)	48.405 (30.3)	50.144 (30.3)	48.765 (30.3)
N10 (10 Ωm)	4.39 (33.8)	7.30 (33.8)	6.18 (33.8)	-3.90 (47.9)	2.79 (47.4)	3.25 (43.5)	32.75 (28.9)	33.66 (28.9)	32.81 (28.9)
N10 (100 Ωm)	8.484 (34)	11.059 (34)	9.911 (34)	7.181 (43.7)	5.194 (43.6)	6.739 (43.7)	68.832 (29.2)	71.393 (29.2)	69.443 (29.2)
N12 (10 Ωm)	5.97 (32.5)	6.65 (32.5)	6.36 (32.5)	-4.06 (45.2)	2.95 (45.7)	3.38 (42.2)	33.35 (27.8)	34.60 (27.7)	33.56 (27.8)
N12 (100 Ωm)	9.050 (32.7)	11.774 (32.7)	10.058 (32.7)	7.537 (42.5)	5.205 (83)	7.098 (42.5)	70.334 (28)	72.413 (28)	70.782 (28)
N14 (10 Ωm)	6.24 (31.2)	7.36 (31.2)	6.35 (31.2)	-4.42 (43.6)	3.54 (41.3)	3.79 (41.1)	39.04 (26.6)	39.21 (26.6)	38.86 (26.6)
N14 (100 Ωm)	11.062 (31.3)	13.089 (31.3)	11.642 (31.3)	7.788 (41.3)	6.773 (41.6)	8.466 (41.4)	83.705 (26.9)	84.904 (26.9)	83.844 (26.9)
N16 (10 Ωm)	53.01 (30)	53.66 (30)	52.03 (30)	4.42 (41.6)	-4.78 (40.6)	4.42 (39.4)	35.90 (27.2)	42.51 (27.2)	38.25 (27.2)
N16 (100 Ωm)	44.485 (30.2)	44.999 (30.2)	44.006 (30.1)	-3.979 (40.1)	6.173 (40.6)	5.315 (40.3)	56.738 (25.8)	57.210 (25.8)	56.779 (25.8)
N18 (10 Ωm)	6.24 (31.2)	7.36 (31.2)	6.35 (31.2)	-3.43 (54.3)	7.53 (38.4)	4.37 (38.4)	47.65 (23.9)	43.81 (23.9)	46.27 (23.9)
N18 (100 Ωm)	11.092 (31.3)	13.045 (31.3)	11.657 (31.3)	-7.530 (54.4)	10.952 (38.7)	9.447 (38.6)	94.916 (24.1)	93.545 (24.1)	94.638 (24.1)
N20 (10 Ωm)	5.97 (32.5)	6.65 (32.5)	6.36 (32.5)	-4.00 (35.9)	6.78 (37)	4.22 (37.1)	50.73 (22.7)	42.74 (22.6)	48.56 (22.7)
N20 (100 Ωm)	9.090 (32.7)	11.734 (32.7)	10.059 (32.7)	-7.617 (49.7)	11.519 (37.3)	8.687 (37.4)	96.900 (23)	90.243 (22.9)	95.940 (22.9)
N22 (10 Ωm)	4.39 (33.8)	7.30 (33.8)	6.18 (33.8)	6.01 (36)	3.78 (35.8)	3.37 (35.9)	52.25 (21.4)	43.15 (21.4)	51.23 (21.4)
N22 (50 Ωm)	7.331 (34)	9.674 (34)	8.709 (34)	7.493 (36.2)	6.566 (36)	5.506 (36.1)	75.016 (21.6)	65.794 (21.6)	75.142 (21.6)
N24 (10 Ωm)	7.46 (35)	4.95 (35.1)	4.63 (35.1)	5.56 (34.5)	4.45 (34.7)	3.33 (34.6)	47.54 (20.1)	49.83 (20.2)	52.38 (20.1)
N24 (50 Ωm)	8.510 (35.2)	6.594 (35.3)	5.895 (35.3)	5.783 (34.7)	6.306 (35)	4.160 (34.9)	56.986 (20.3)	59.316 (20.5)	63.676 (20.4)
N26 (10 Ωm)	6.52 (36.4)	4.53 (36.3)	4.70 (36.3)	4.13 (33.3)	4.43 (29.4)	4.75 (33.4)	38.11 (18.8)	60.82 (18.9)	48.54 (18.8)
N26 (20 Ωm)	6.165 (36.5)	4.291 (36.3)	4.376 (36.4)	4.319 (33.3)	4.338 (33.4)	4.946 (33.4)	40.831 (18.9)	62.343 (18.9)	51.565 (18.9)
N28 (10 Ωm)	2.97 (39.4)	6.68 (37.5)	5.01 (37.6)	-4.83 (31)	5.75 (31.9)	3.60 (32.1)	45.18 (17.6)	58.05 (17.5)	44.62 (17.6)
N28 (20 Ωm)	-2.891 (68.5)	6.265 (37.5)	4.624 (37.6)	-5.122 (31.1)	6.547 (32)	3.870 (32.1)	50.436 (17.8)	62.620 (17.6)	49.220 (17.6)

Tabla 5.5. Tensión pico en cargas ante impacto sobre el CG con SPT homogéneo con suelo de esquisto (10 Ωm).

En cuanto a la carga industrial todos los picos se dan con polaridad positiva, y con valores de magnitud muy superiores a los presentados en las otras cargas. Para impactos entre los nodos N4 y N14 la mayor sobretensión se da en la fase B, para los otros casos se da en cualquier fase.

De forma general la CR1 y la CI1 sus valores picos en sus fases se presentan en el mismo instante de tiempo, es decir para la CR1 los picos en la fase A, B y C se presentan casi en el mismo instante de tiempo (igual para la carga industrial). Mientras que, para la CR2, solo dos de las fases se presentan en el mismo instante de tiempo.

Ahora se va a realizar la comparativa entre el comportamiento de la red expuesta en la **sección 5.2**, y para el caso de toda la red ubicada sobre un suelo de pizarra:

Para la CR1 la magnitud sobre las fases sigue presentando el mismo comportamiento que para el caso base (excepto caso de impacto sobre el nodo 6) al menos en cuanto a la secuencia (es decir mayor pico se sigue presentando en la misma fase que para el caso base); porque en cuanto a magnitud si se redujo el valor de magnitud en la mayoría de casos a excepción de impacto sobre el nodo N16, N26 y N28 que aumentó la tensión sobre la carga. No estando relacionado directamente con la resistividad de la torre de impacto debido a que en la torre N16 se tiene una resistividad de 100 Ωm , para N26 y N28 de 20 Ωm .

En la CR2 al igual que la CR1 las tensiones entre fases presentan el mismo comportamiento en cuanto a los nodos que presentan mayor magnitud de tensión (con excepción del nodo 14 y 24). Lo que si vario en algunos casos fue la polaridad de algunos de esos picos de tensión y que no siempre se redujo en algunas fases la magnitud de tensión cuando se cambió de suelo.

Por último, la CI1 presenta el mismo comportamiento entre sus fases que el caso base (las mismas fases presentan la magnitud más alta de tensión), así como reduciendo en todas las fases la magnitud de tensión cuando se tiene resistividad de 10 Ωm . Lo que no se afectó fue la polaridad del pico de tensión.

De forma general cuando se mejora el sistema de puesta a tierra en todas las estructuras se reduce la magnitud de tensión en los terminales de las cargas (con excepción de casos específicos). Además, no se ve afectada la fase que presenta la mayor tensión ya que se sigue presentando en la misma fase que para el caso base. Aunque lo que si no tiene una relación directa con el cambio de sistema de puesta a tierra es la polaridad del pico de tensión, que, aunque en la mayoría de casos se mantuvo la polaridad del caso base si se evidenciaron varios casos con en los que cambio la polaridad.

En cuanto al tiempo en el que se presenta los valores máximos de tensión para la CR1 y la CI1 (caso de resistividad de 10 Ωm) se reduce en aproximadamente 0.1 μs en casi todas las fases en comparación con el caso base (**sección 5.2**).

5.5.1.2. Suelo piedra arenisca (Resistividad 1000 Ωm)

Nodo impacto	Valor pico de tensión [kV]- (tiempo [μs])								
	Carga residencial 1 (CR1)			Carga residencial 2 (CR2)			Carga industrial (CI1)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
N4 (1000 Ωm)	-7.876 (34.2)	13.116 (38.5)	5.685 (40.2)	-6.797 (57)	7.906 (56.8)	-5.871 (65.4)	41.525 (90.5)	-48.381 (70.2)	30.59 (32.5)
N4 (50 Ωm)	4.094 (37.8)	7.912 (37.6)	6.395 (37.7)	4.193 (47.2)	4.217 (47.1)	4.294 (47.2)	45.756 (32.6)	47.413 (32.6)	46.116 (32.6)
N6 (1000 Ωm)	12.893 (37.3)	8.932 (32)	9.520 (37.5)	-5.954 (50.2)	9.850 (49.4)	-5.074 (56.9)	-45.415 (48.6)	41.279 (33.5)	43.224 (33.6)
N6 (50 Ωm)	8.510 (35.2)	6.638 (35.3)	5.921 (35.3)	4.950 (44.9)	3.802 (44.7)	4.677 (44.9)	48.405 (30.3)	50.144 (30.3)	48.765 (30.3)
N8 (1000 Ωm)	13.254 (35.7)	11.685 (36.8)	13.792 (35.7)	5.693 (87.8)	11.474 (47.3)	-5.597 (70.4)	-50.716 (37.4)	53.812 (48.5)	46.015 (32.3)
N8 (50 Ωm)	8.510 (35.2)	6.638 (35.3)	5.921 (35.3)	4.950 (44.9)	3.802 (44.7)	4.677 (44.8)	48.405 (30.3)	50.144 (30.3)	48.765 (30.3)
N10 (1000 Ωm)	17.003 (34.4)	20.430 (34.4)	16.664 (34.3)	6.587 (85.9)	12.514 (45.3)	-5.608 (50.4)	-57.137 (55.7)	-55.547 (99.2)	49.061 (31.1)
N10 (100 Ωm)	8.484 (34)	11.059 (34)	9.911 (34)	7.181 (43.7)	5.194 (43.6)	6.739 (43.7)	68.832 (29.2)	71.393 (29.2)	69.443 (29.2)
N12 (1000 Ωm)	29.951 (33)	25.727 (32.9)	26.746 (33)	6.505 (83.3)	10.766 (42.9)	7.036 (44.4)	53.513 (29.8)	54.043 (52.9)	50.975 (29.8)
N12 (100 Ωm)	9.050 (32.7)	11.774 (32.7)	10.058 (32.7)	7.537 (42.5)	5.205 (83)	7.098 (42.5)	70.334 (28)	72.413 (28)	70.782 (28)
N14 (1000 Ωm)	48.913 (31.6)	42.454 (31.7)	46.668 (31.6)	-7.336 (40.4)	8.396 (40.4)	6.438 (42.3)	54.491 (28.2)	61.603 (29.6)	55.065 (28.5)
N14 (100 Ωm)	11.062 (31.3)	13.089 (31.3)	11.642 (31.3)	7.788 (41.3)	6.773 (41.6)	8.466 (41.4)	83.705 (26.9)	84.904 (26.9)	83.844 (26.9)
N16 (1000 Ωm)	79.422 (30.5)	80.615 (30.5)	79.268 (30.5)	-12.49 (65.5)	12.735 (44.2)	-7.307 (75.8)	75.897 (27.1)	92.556 (30.4)	71.399 (29.1)
N16 (100 Ωm)	44.485 (30.2)	44.999 (30.2)	44.006 (30.1)	-3.979 (40.1)	6.173 (40.6)	5.315 (40.3)	56.738 (25.8)	57.210 (25.8)	56.779 (25.8)
N18 (1000 Ωm)	48.913 (31.6)	42.454 (31.7)	46.668 (31.6)	-12.18 (35.8)	12.594 (35.6)	-4.525 (83.4)	-50.560 (66.7)	110.05 (26.1)	71.603 (26.4)
N18 (100 Ωm)	11.092 (31.3)	13.045 (31.3)	11.657 (31.3)	-7.530 (54.4)	10.952 (38.7)	9.447 (38.6)	94.916 (24.1)	93.545 (24.1)	94.638 (24.1)
N20 (1000 Ωm)	29.951 (33)	25.727 (32.9)	26.746 (33)	11.532 (39.4)	11.469 (33.4)	7.487 (39.8)	83.285 (25.3)	114.55 (23.8)	93.430 (25)
N20 (100 Ωm)	9.090 (32.7)	11.734 (32.7)	10.059 (32.7)	-7.617 (49.7)	11.519 (37.3)	8.687 (37.4)	96.900 (23)	90.243 (22.9)	95.940 (22.9)
N22 (1000 Ωm)	17.003 (34.4)	20.430 (34.4)	16.665 (34.3)	11.781 (37)	12.002 (31.4)	10.537 (37.7)	117.641 (23.4)	127.1 (22.3)	116.07 (23.1)
N22 (50 Ωm)	7.331 (34)	9.674 (34)	8.709 (34)	7.493 (36.2)	6.566 (36)	5.506 (36.1)	75.016 (21.6)	65.794 (21.6)	75.142 (21.6)
N24 (1000 Ωm)	13.242 (35.7)	11.977 (36.8)	13.782 (35.7)	14.243 (36.8)	14.331 (36.3)	13.392 (35.4)	159.215 (21.9)	149.04 (20.8)	140.15 (20.9)
N24 (50 Ωm)	8.510 (35.2)	6.594 (35.3)	5.895 (35.3)	5.783 (34.7)	6.306 (35)	4.160 (34.9)	56.986 (20.3)	59.316 (20.5)	63.676 (20.4)
N26 (1000 Ωm)	10.809 (37.3)	8.932 (32)	8.715 (37.5)	22.252 (35)	18.996 (34)	18.014 (34.9)	227.624 (19.6)	212.59 (20.4)	198.05 (19.5)
N26 (20 Ωm)	6.165 (36.5)	4.291 (36.3)	4.376 (36.4)	4.319 (33.3)	4.338 (33.4)	4.946 (33.4)	40.831 (18.9)	62.343 (18.9)	51.565 (18.9)
N28 (1000 Ωm)	10.512 (39.6)	8.775 (38.3)	5.102 (40)	34.801 (32.7)	26.192 (32.6)	30.353 (32.7)	342.454 (18.1)	344.73 (18.2)	327.08 (18.2)
N28 (20 Ωm)	-2.891 (68.5)	6.265 (37.5)	4.624 (37.6)	-5.122 (31.1)	6.547 (32)	3.870 (32.1)	50.436 (17.8)	62.620 (17.6)	49.220 (17.6)

Tabla 5.6. Tensión pico en cargas ante impacto sobre el CG con SPT homogéneo con suelo de piedra arenisca (1000 Ωm).

En la CR1 las tensiones picos que se presentan en las fases no tiene un comportamiento definido, mientras que en la CR2 la fase B presenta los valores más altos de sobretensiones. Para el caso de la CI1 la tensión máxima depende del punto de impacto de la descarga, donde para impactos entre el N10 y N22 la fase B es la que presenta los valores más altos, para impactos entre el 24 y 28 la fase A es la que los presenta.

Ahora se va a realizar la comparativa entre el comportamiento de la red expuesta en la **sección 5.2**, y para el caso de toda la red ubicada sobre un piedra arenisca:

Para la CR1 hay un aumento en las tensiones que presentan las cargas en todas sus fases siendo este incremento en la mayoría de los casos más del doble del valor de la tensión del caso base. Para CR2 presenta el mismo comportamiento que la CR1 excepto para impactos sobre el cable de guarda entre los nodos N10 Y N16. Por ultimo para CI1 en algunos casos aumenta y en otros disminuye las tensiones pico en las cargas o simplemente en algunas de sus fases.

En cuanto al comportamiento del instante de tiempo en el que se presentan los picos de tensión en las fases de las cargas, para la CI1 y CR1 (con excepción de alguna fase en algunos puntos de impacto) se incrementa el instante de tiempo en el que se presenta independiente de la variación de la magnitud de estos picos de tensión. En cuanto a la CR2, en los nodos N12, N14, N18 y N20 se presentó una disminución en el instante de tiempo de estos picos de tensión en al menos una fase, siendo estos nodos equidistantes de la CR1.

De forma general se concluye que cuando se dispone de suelos o SPT con valores bajos de impedancia, el instante de tiempo en el que se presenta el pico de tensión en la carga no depende de que el SPT sea homogéneo. Pero este instante de tiempo si se ve afectado cuando se eleva de forma radical la resistividad de todo el sistema (caso de 1000 Ωm), haciendo que se demore más en presentarse el pico de tensión pudiendo deberse a la reflexión de las ondas. Cabe mencionar que para el caso de 100 Ωm en algunas estructuras no afecto estos tiempos.

5.6. Presencia del descargador de sobretensiones

Esta simulación (ver circuito en la **Figura 5.7**) se caracteriza por la presencia del descargador de sobretensión en las cercanías de los transformadores. Se va a evaluar las tensiones en las cargas para el caso más crítico (valor de tensión mayor en cualquier carga en los casos de estudio) de las simulaciones de las **secciones 5.2, 5.3, 5.4 y 5.5 (solo caso de resistividad de 1000 Ωm)**, buscando evidenciar ante que situaciones de la presente simulación actuaría el descargador. A continuación, se va a mencionar los casos más críticos de cada sección.

- Simulación 1 (**sección 5.2**): el caso más crítico que se presento es el impacto de la descarga atmosférica sobre el cable de guarda en el nodo N20, donde la mayor tensión se presentó en la carga industrial (ver **Tabla 5.2**).

- Simulación 2 (**sección 5.3**): el caso más crítico que se presentó es el de impacto de la descarga atmosférica sobre la fase A en el nodo 28, donde la mayor tensión en la simulación se presentó en la carga industrial (ver **Tabla 5.3**).
- Simulación 3 (**sección 5.4**): Para este caso se seleccionó el caso donde más de una carga tuviera un valor pico de sobretensión mayor a 100 kV, por lo que el caso donde aplica es un impacto sobre la línea de 13.2 kV (fase A) que alimenta la carga residencial 2, omitiendo el descargador que protege el transformador de esta línea. Como se puede evidenciar en la **Tabla 5.4** las sobretensiones en las cargas residencial 2 e industrial superan los 100 kV del valor pico.
- Simulación 4 (**sección 5.5**): el caso más crítico que se presentó es el impacto de la descarga atmosférica sobre el cable de guarda en el nodo 28, con una resistividad del terreno en todas las estructuras de la línea de 34.5 kV de 1000 Ω m. La mayor tensión en la simulación se presentó en la carga industrial (ver **Tabla 5.2**).

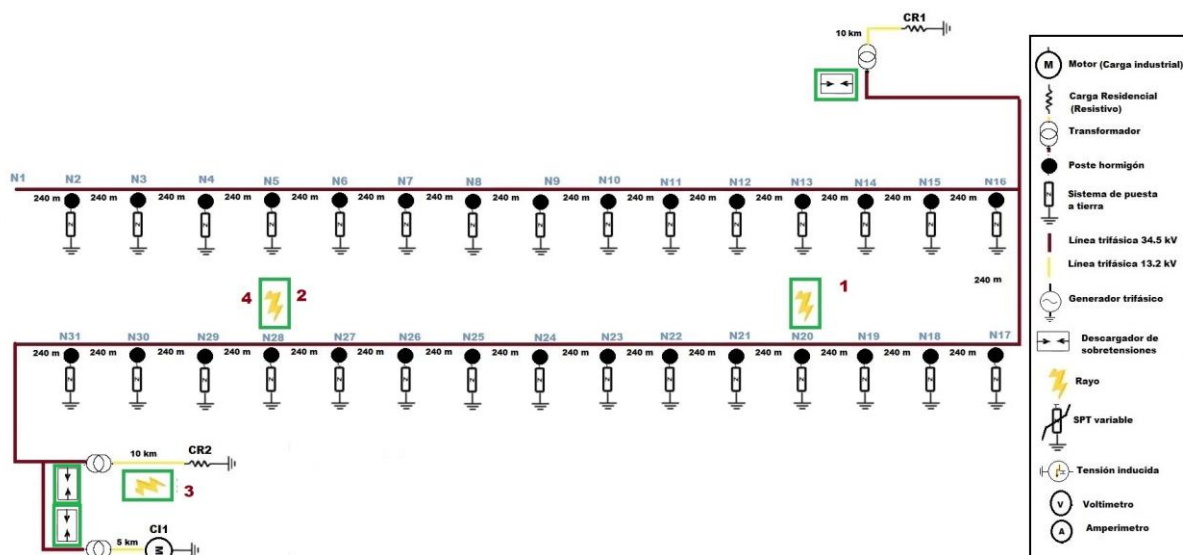


Figura 5.7. Instalación del descargador de sobretensiones.

5.6.1. Resultados

NOTA: Las gráficas (12) de las simulaciones se pueden visualizar en **Sección I.6** (desde la **Figura I.222** hasta la **Figura I.233**).

NOTA: En la **Tabla 5.7** se evidencia la tensión máxima en las cargas, así como el tiempo en el que se presentó con la presencia del descargador de sobretensión según la **Figura 5.7**

5.6.1.1. Simulación 1 - Impacto sobre el cable de guarda (red 34.5 kV)

El comportamiento de la carga residencial 1 al instalar el descargador de sobretensiones cuando el impacto es sobre el nodo N20 en el cable de guarda, presenta dos situaciones donde para la fase B (mayor tensión pico en la carga) y C se reduce el nivel de tensión en sus terminales, mientras que para la fase A si presento un incremento al instalarse este elemento. Además, se reduce el instante en el que se presentan estos picos.

Para la carga residencial 2 y la carga industrial, la magnitud de sobretensión máxima se reduce en todas las fases, de la misma forma que el instante de tiempo en el que se presenta.

Nodo de impacto	Valor pico de tensión [kV] (tiempo [μ s])								
	Carga residencial 1 (CR1)			Carga residencial 2 (CR2)			Carga industrial (CI1)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Impacto sobre el cable de guarda (red 34.5 kV)									
N20	9.42 (32.6)	11.19 (32.6)	9.77 (32.6)	4.69 (37.1)	10.49 (37.1)	7.09 (37.1)	80.40 (22.6)	76.26 (22.6)	80.65 (22.6)
N20	9.090 (32.7)	11.734 (32.7)	10.059 (32.7)	-7.617 (49.7)	11.519 (37.3)	8.687 (37.4)	96.900 (23)	90.243 (22.9)	95.940 (22.9)
Impacto sobre la fase A (red 34.5 kV)									
N28 (Fase A)	-12.31 (178.3)	6.76 (38)	8.82 (201.6)	-12.11 (44.4)	7.05 (70.5)	9.16 (91.6)	67.57 (18.1)	66.47 (18.1)	62.09 (18.1)
N28 (Fase A)	-5.61 (39.8)	6.62 (37.7)	4.66 (37.9)	7.14 (32.8)	5.59 (32.8)	7.62 (32.7)	61.44 (18.3)	79.06 (18.3)	84.27 (18.3)
Impacto sobre la fase A (red 13.2 kV de la carga residencial 2)									
NCR2 (Fase A)	15.50 (96)	-12.04 (90.9)	11.13 (54)	2260.5 (34.1)	-575.60 (14.4)	-574.96 (14.4)	104.24 (95.9)	130.33 (29.7)	127.65 (29.7)
NCR2 (Fase A)	-6.652 (51.1)	9.148 (50.6)	8.348 (53.5)	2257.9 (34.2)	-575.60 (14.4)	-574.96 (14.4)	353.428 (30.6)	368.18 (30.6)	359.345 (30.6)
Impacto sobre el cable de guarda con resistividad 1000 Ωm (red 34.5 kV)									
N28	9.72 (39.6)	10.46 (38.3)	-5.87 (76.4)	10.46 (31.8)	10.11 (31.8)	8.49 (31.8)	113.43 (17.3)	99.22 (17.3)	95.65 (17.3)
N28	10.512 (39.6)	8.775 (38.3)	5.102 (40)	34.801 (32.7)	26.192 (32.6)	30.353 (32.7)	342.454 (18.1)	344.73 (18.2)	327.08 (18.2)

Tabla 5.7. Tensión pico en cargas con la instalación del descargador de sobretensiones.

5.6.1.2. Simulación 2 - Impacto sobre la fase A (red 34.5 kV)

Para impactos sobre la fase A (2.101 kA) en el nodo N28, la CR1 y CR2 presenta incrementos en la magnitud de tensiones en todas las fases. En cuanto a la CI1 la fase B y C si se ven atenuadas estas sobretensiones, siendo estas fases las que presentan los picos más altos en este caso de estudio.

El instante de tiempo en el que se presente el pico de tensión en la carga está directamente relacionado con la actuación del descargador, es decir si se incrementa la tensión sobre la carga al instalar el descargador el tiempo en el que se presenta es mayor y viceversa.

5.6.1.3. Simulación 3 - Impacto sobre la fase A (red 13.2 kV de la carga residencial 2)

La CR1 presenta incrementos en la magnitud de tensión pico que se da en los terminales de sus fases, así como el instante de tiempo en el que se presenta. Para la CR2 no se presentó variación ni en los tiempos, ni en la magnitud debido a que no se encontraba un descargador protegiendo la carga.

Por último para la CI1 la magnitud del pico si se ve considerablemente reducida (para este caso se observa de forma óptima la actuación del descargador de sobretensiones) llevando valores de 300 kV a 100 kV aproximadamente (ver **Figura 5.8**). Para este caso se redujo el instante de tiempo en el que se presentó el pico de tensión a excepción de la fase A en el que aumento el tiempo.

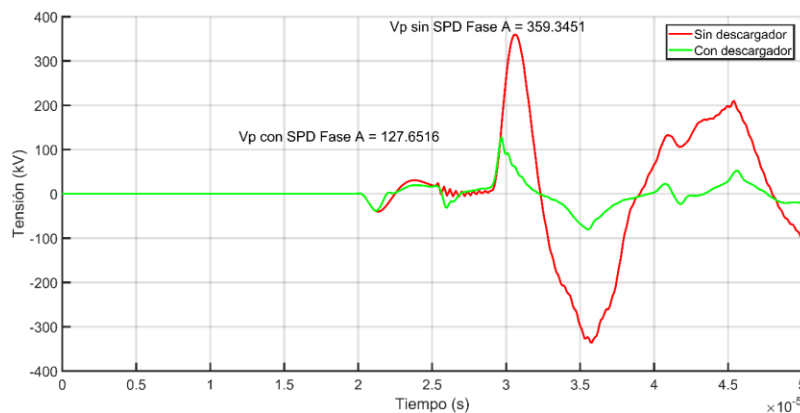


Figura 5.8. Relación de tensiones sin (-) y con (-) el descargador para la fase A de la carga industrial

5.6.1.4. Simulación 4 - Impacto sobre la fase A (resistividad 1000 Ω)

Para la CR1 aumento el pico de tensión en la fase B y C, mientras que la fase A se redujo. Para la carga residencial 2 e industrial se evidencia una reducción en la tensión pico que presentan las cargas al instalarse el descargador. En cuanto a los tiempos en los que se presenta estos picos de tensión, para la carga residencial 2 y 3 tienen un comportamiento inverso a la magnitud (cuando aumenta la magnitud se reduce el tiempo o se conservan los tiempos). Pudiendo estar el comportamiento de estos tiempos asociados a las reflexiones de un deficiente sistema de puesta a tierra (como se evidencio en la **Sección 5.5**). Para el caso de la CI se redujo la tensión en las cargas, así como el instante de tiempo en el que se presenta.

De forma general, los picos de tensión están directamente relacionados con su magnitud de la tensión de referencia del descargador. Debido a que cuando estos picos son menores que el de referencia puede ocasionar un incremento de tensión en los terminales de las cargas, esto podría deberse a la reflexión producida desde la ubicación del descargador presentando una menor atenuación (menor atenuación en comparación con el caso de una reflexión desde la carga). Pero para casos donde se supere la tensión de referencia (88.5 kV), se ve considerablemente reducida la tensión en los terminales de la carga a proteger.

5.7. Flameo inverso

Esta simulación (ver **Figura 5.9**) se caracteriza por una única descarga sobre el cable de guarda en diferentes puntos de la línea más específicamente en los nodos N4, N6, N8, N12, N14, N16, N18, N20, N22, N24, N26 y N28, donde no se cuenta con la presencia de los descargadores de sobretensión. Se realizará la medición de las resistencias de arco, y se identificará las torres en las que se presenta interrupción. La prueba es operativa revisando las magnitudes de los parámetros mencionados anteriormente.

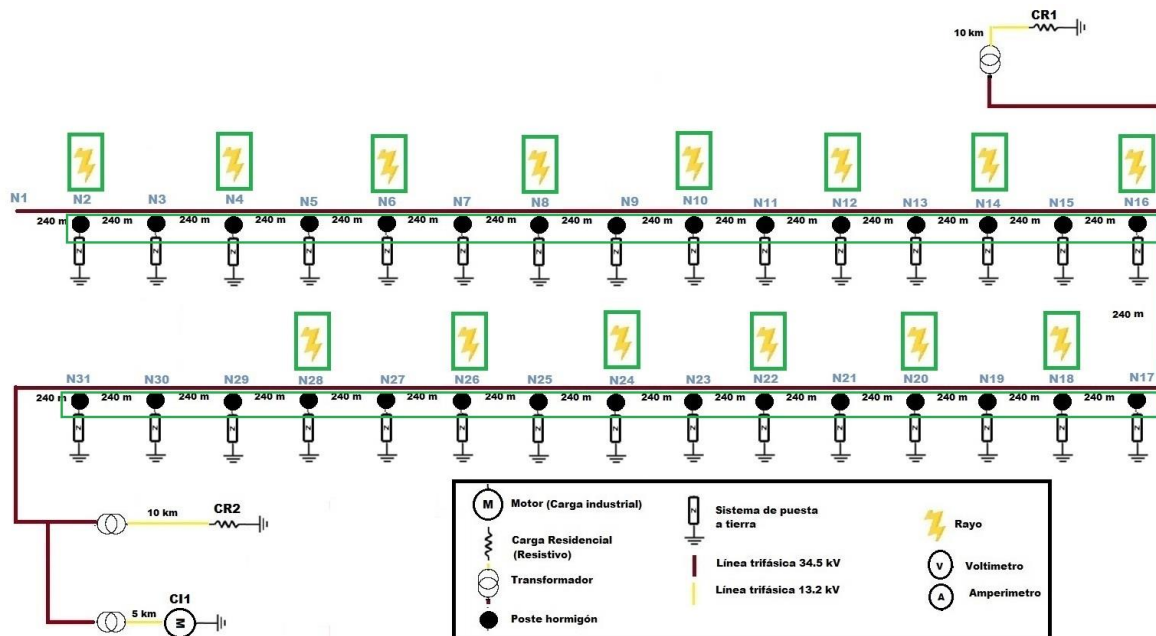


Figura 5.9. Circuito unifilar para flameo inverso.

5.7.1. Resultados

NOTA: Las gráficas (39) de las simulaciones se pueden visualizar en **Sección I.7**(desde la **Figura I.234** hasta la **Figura I.272**).

NOTA: En la **Tabla 5.7** se evidencia la estructuras en las que se presenta la descarga atmosférica, donde las celdas resaltadas de color verde fue en las que se presentó flameo inverso.

En todas las estructuras donde impacto la descarga atmosférica (cable de guarda) se produjo flameo, pero al verificar en cuales estructuras colindantes o subsiguientes se va a producir flameo (ver **Tabla 5.7**) se evidencia que el principal factor que influye es el tipo de suelo en el que se encuentren y su sistema de puesta a tierra. Donde en todas las estructuras colindantes al igual que la estructura impactada se va a producir flameo, pero en las siguientes estructuras dependiendo de la resistividad para la configuración descrita en la **sección 3.5**. donde sí se encuentra un suelo en arcilla (50 Ω m) o limo (20 Ω m) en esta estructura no se presenta flameo inverso. Pero sí en cambio se tiene un suelo de caliza, se va a producir flameo. Cabe mencionar que

después de la 3 torre no se produce flameo con los suelos presentados en el caso base (**Figura 3.24**).

Torres en las que ocurrió flameo						
Nodo	Nodo	Nodo	Impacto	Nodo	Nodo	Nodo
	N2 (50 Ωm)	N3 (50 Ωm)	N4 (50 Ωm)	N5 (50 Ωm)	N6 (50 Ωm)	N7 (50 Ωm)
N3 (50 Ωm)	N4 (50 Ωm)	N5 (50 Ωm)	N6 (50 Ωm)	N7 (50 Ωm)	N8 (50 Ωm)	N9 (50 Ωm)
N5 (50 Ωm)	N6 (50 Ωm)	N7 (50 Ωm)	N8 (50 Ωm)	N9 (50 Ωm)	N10 (100 Ωm)	N11 (100 Ωm)
N7 (50 Ωm)	N8 (50 Ωm)	N9 (50 Ωm)	N10 (100 Ωm)	N11 (100 Ωm)	N12 (100 Ωm)	N13 (100 Ωm)
N9 (50 Ωm)	N10 (100 Ωm)	N11 (100 Ωm)	N12 (100 Ωm)	N13 (100 Ωm)	N14 (100 Ωm)	N15 (100 Ωm)
N11 (100 Ωm)	N12 (100 Ωm)	N13 (100 Ωm)	N14 (100 Ωm)	N15 (100 Ωm)	N16 (100 Ωm)	N17 (100 Ωm)
N13 (100 Ωm)	N14 (100 Ωm)	N15 (100 Ωm)	N16 (100 Ωm)	N17 (100 Ωm)	N18 (100 Ωm)	N19 (100 Ωm)
N15 (100 Ωm)	N16 (100 Ωm)	N17 (100 Ωm)	N18 (100 Ωm)	N19 (100 Ωm)	N20 (100 Ωm)	N21 (100 Ωm)
N17 (100 Ωm)	N18 (100 Ωm)	N19 (100 Ωm)	N20 (100 Ωm)	N21 (100 Ωm)	N22 (50 Ωm)	N23 (50 Ωm)
N19 (100 Ωm)	N20 (100 Ωm)	N21 (100 Ωm)	N22 (50 Ωm)	N23 (50 Ωm)	N24 (50 Ωm)	N25 (20 Ωm)
N21 (100 Ωm)	N22 (50 Ωm)	N23 (50 Ωm)	N24 (50 Ωm)	N25 (20 Ωm)	N26 (20 Ωm)	N27 (20 Ωm)
N23 (50 Ωm)	N24 (50 Ωm)	N25 (20 Ωm)	N26 (20 Ωm)	N27 (20 Ωm)	N28 (20 Ωm)	N29 (20 Ωm)
N25 (20 Ωm)	N26 (20 Ωm)	N27 (20 Ωm)	N28 (20 Ωm)	N29 (20 Ωm)		

Tabla 5.8. Tensión pico en cargas ante impacto sobre el cable de guarda con sistema de puesta a tierra homogéneo (resistividad de 1000 Ωm).

En la **Figura 5.10**, se evidencia la forma de onda de tensión antes y después de ocurrir el flameo en la estructura ubicada en el nodo 16, al ser este punto (sobre el cable de guarda el impactado por la descarga atmosférica).

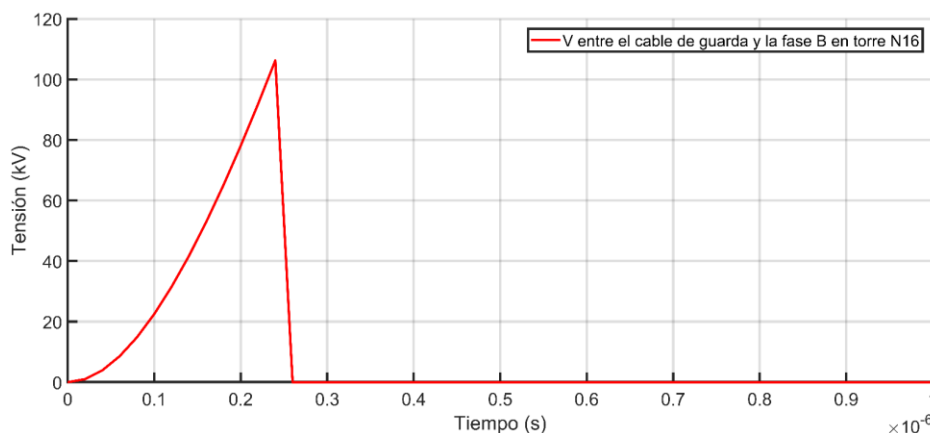


Figura 5.10. Tensión entre el cable de guarda y la fase para impacto sobre el nodo N16.

5.8. Tensiones inducidas

Esta simulación se caracteriza por una única descarga sin la presencia de descargadores de sobretensiones. La prueba de sensibilidad se va a realizar variando la distancia de impacto de la descarga atmosférica a las fases y el punto de acople (teniendo como puntos de acople el nodo N16, N20 y N24, buscando que la tensión inducida en el punto de acople alcance su máximo valor antes de que las ondas reflejadas en los extremos de la línea lleguen al este punto). Se va a evaluar el comportamiento de las cargas para distancias de impacto de 30 m, 50 m y 1000 m. El circuito unifilar se presenta en la **Figura 5.11**.

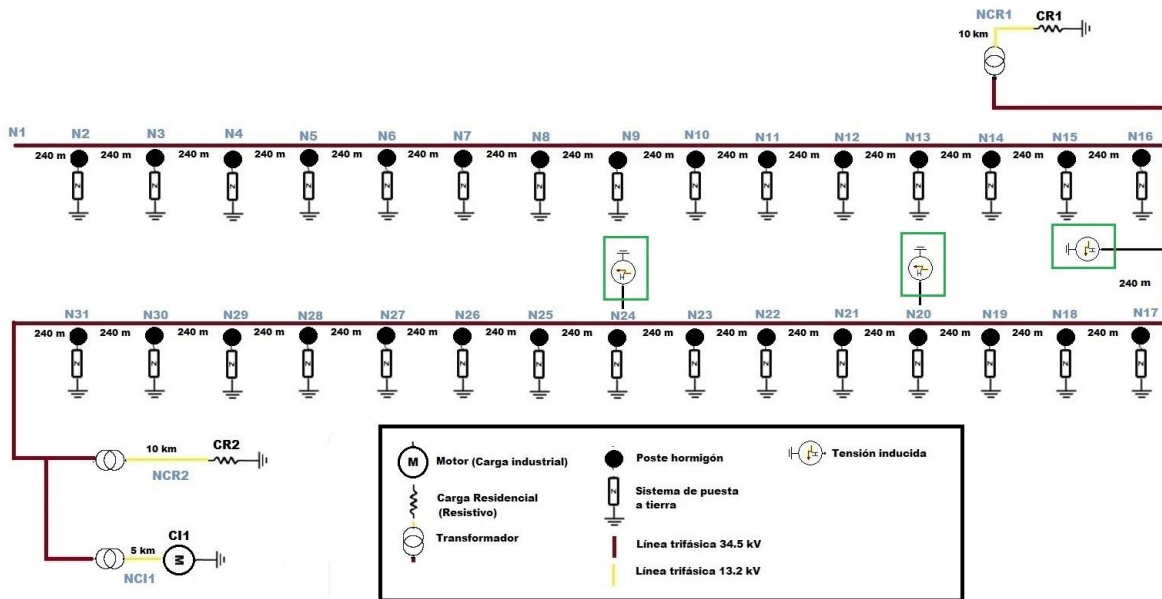


Figura 5.11. Circuito unifilar tensiones inducidas.

5.8.1. Resultados

NOTA: Las gráficas (27) de las simulaciones se pueden visualizar en la **Sección I.8** (desde la **Figura I.273** hasta la **Figura I.299**).

NOTA: En la **Tabla 5.9** se evidencia la tensión máxima en las cargas cuando se inducen tensiones en la línea de 34.5 kV.

Cuando se produce el acople electromagnético en el nodo N16 a una distancia de 30 y 50 m, la carga residencial 1 presenta su mayor tensión pico en la fase C, teniendo mayor magnitud a 30 m que a 50 m con 26.54 kV y 16.5 kV respectivamente. Para la carga residencial 2, a las mismas distancias de acople la mayor magnitud se presenta en la fase B. En la carga industrial la fase A es la que presenta los valores pico más altos seguido de la fase C.

En cuanto a la relación entre los valores pico en las cargas, se sigue evidenciando que la carga industrial es la que presenta las magnitudes de tensión más altas, 83 kV para

la fase A que es la de mayor valor y 74 kV para la menor (B) cuando el acople se produce a 30 m. mientras que 64 kV para la fase (A) con mayor magnitud y 55 kV para la menor (B) con distancia de acople de 50 m; en comparación con las cargas residenciales 1 y 2 con valores máximos de 26.54 (C) y 8.96 kV (B) respectivamente para una distancia de acople de 30 m. Para una distancia de acople de 50 m, la tensión pico en las cargas se ve reducida a 16.5 (C) y 8 kV (B).

El comportamiento de las cargas para una distancia promedio de 1000 m de las fases, es diferente a lo anteriormente expuesto. Primero con magnitudes mucho menores a las presentadas para el caso de 30 o 50 m de acople, debido a que la tensión máxima que se presenta en la carga industrial es de 10.86 (fase B), la carga residencial 1 con 1.25 kV (fase B) y la carga residencial 2 con 1.07 kV (fase B).

Distancia de impacto (m)	Valor pico de tensión [kV] (tiempo [μs])								
	Carga residencial 1			Carga residencial 2			Carga industrial		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Nodo 16 (30)	25.36 (30.6)	25.81 (30.6)	26.54 (30.6)	6.16 (34.2)	8.96 (33.9)	8.15 (34.1)	83.18 (25.2)	74.37 (24.9)	75.57 (24.6)
Nodo 16 (50)	16.05 (30.6)	16.32 (30.6)	16.50 (30.6)	-7.04 (48.4)	8.06 (39.6)	6.73 (39.8)	64.04 (25.2)	55.07 (56.3)	61.56 (25.2)
Nodo 16 (1000)	1.23 (30.6)	1.25 (30.6)	1.23 (30.6)	0.95 (40.4)	1.07 (40.4)	1.04 (40.4)	10.42 (25.9)	10.86 (25.9)	10.55 (25.9)
Nodo 20 (30)	11.29 (32.9)	9.88 (32.9)	11.15 (32.8)	6.27 (38.8)	6.53 (38.7)	6.44 (38.9)	68.72 (22.6)	68.72 (22.6)	70.00 (22.8)
Nodo 20 (50)	7.07 (33.9)	7.04 (33.8)	7.41 (34)	-8.84 (40.1)	7.99 (38)	5.87 (37.2)	64.64 (22.7)	59.62 (23.1)	63.69 (22.8)
Nodo 20 (1000)	0.89 (33.3)	0.93 (33.3)	0.90 (33.3)	1.00 (38)	1.05 (38)	1.05 (38)	11.05 (23.5)	11.05 (23.5)	10.71 (23.5)
Nodo 24 (30)	6.14 (35.1)	7.21 (35.8)	6.60 (35.1)	11.92 (36.3)	12.11 (36.3)	11.96 (36.2)	123.17 (22)	125.08 (21.8)	124.79 (21.8)
Nodo 24 (50)	4.93 (61.5)	6.62 (35.2)	5.77 (35.3)	8.30 (34.6)	5.73 (30.4)	7.38 (35)	53.01 (20.4)	86.27 (20.5)	61.16 (20.5)
Nodo 24 (1000)	0.94 (35.7)	0.95 (35.8)	0.94 (35.7)	1.01 (35.7)	1.17 (35.6)	1.08 (35.7)	11 (21.1)	11.64 (21.1)	11.25 (21.1)

Tabla 5.9. Tensión pico en cargas ante impacto sobre el cable de guarda con sistema de puesta a tierra homogéneo (resistividad de 1000 Ωm).

En cuanto al acople electromagnético en el nodo N20 a 30 m, las cargas presentan sus valores máximos de tensión en diferentes fases donde para la carga residencial 1 se presentó en la fase A (11.29 kV), para la carga residencial 2 en la fase B (6.53 kV) y para la carga industrial se presentó en la fase C (70 kV).

Para el acople electromagnético en el nodo N20 a una distancia de 50 m, la carga residencial 1 presenta un comportamiento casi homogéneo en las fases tanto en magnitud como en instante de tiempo en el que se presenta. Para la carga residencial 2 el mayor pico se da con polaridad negativa en la fase A. Por último en la carga industrial el mayor pico se presenta en la fase A.

Para el acople electromagnético en el nodo N20 a una distancia de 1000 m, la carga residencial 1 presenta su mayor nivel de tensión en la fase B (0.93 kV) aunque la tensión en las fases A (0.89 kV) y C (0.9 kV) son muy similares no superando el kilovoltio y presentándose en estos picos en el mismo instante de tiempo. La carga residencial 2 presenta su valor pico en dos fases (B y C) en el mismo instante de tiempo. Por último para la carga industrial, presenta el mismo comportamiento que la carga residencial 2 pero se presenta en las fases A y B.

De forma general se evidencia que la distribución de tensiones en las cargas no fue homogénea o con un comportamiento lineal. Es decir que, aunque en el punto de acople de la línea de 34.5 kV la mayor tensión inducida se presenta en la fase C en las cargas las tensiones picos prácticamente son aleatorias en las fases.

Para el acople electromagnético en el nodo N24, en la carga residencial 1 y la carga industrial independiente de la distancia de acople el mayor pico de tensión se presenta en la fase B (para la carga industrial se presenta simultáneamente en la fase B para diferentes distancias de acople). Mientras que para la carga residencial 2 no se presenta el valor pico en la misma fase al variar la distancia de acople.

De forma general se evidencia que la distancia de impacto de la descarga atmosférica con la red eléctrica, influye directamente en la magnitud que se presenta en las cargas, pero no en la fase que presenta el máximo valor pico.

Así mismo, la distribución de corrientes y las tensiones en las terminales de las cargas están directamente asociada al punto de impacto (para el caso de cargas residenciales) donde dependiendo del punto de impacto se evidencio que una o la otra presento en promedio un valor más alto de tensión.

Por último, se evidencia que el instante de tiempo asociado al pico de tensión en las fases de las cargas es prácticamente en todos los casos para cada carga. Es decir en las fases de la carga residencial los picos se presentan en el mismo instante.

6. CONCLUSIONES

A continuación, se mencionarán las conclusiones evidenciadas en el desarrollo del presente trabajo de investigación:

- Para redes de distribución rural tipo radial se evidencia pérdidas asociadas a la longitud de la línea, al transformador de potencia y a las componentes reactivas de los elementos industriales.
- El valor de las sobretensiones que se pueden presentar en las cargas, dependen tanto del sitio de impacto en la red (ubicación geoespacial), como del punto de impacto (fase, cable de guarda y cercanías de la línea), llegando a afectar no solo la magnitud de dicha sobretensión, sino también presentando una variación en la fase que tenga el mayor pico de tensión y en el tiempo en que se presenta el mismo.
- La magnitud de la sobretensión que se presentan en las cargas cuando no se dispone de suficientes puntos de conexión al sistema de puesta a tierra, se ve principalmente afectado por el valor instantáneo de la impedancia de la carga (debido a que es variante en el tiempo), definiendo la distribución de las corrientes originadas por la descarga atmosférica.
- La carga resisto-inductiva (industrial) puede ser la carga con mayor riesgo de sufrir algún percance, al presentar mayor magnitud de tensión entre sus terminales ante descargas atmosféricas, debido a que parte de su impedancia es dependiente de la frecuencia.
- La polaridad de los picos de tensión en las fases de las cargas está directamente relacionada con el instante de tiempo en el que se presenten. Debido a que para picos con polaridad negativa sufre un retraso de tiempo en comparación con los picos de polaridad positiva.
- El impacto sobre las fases no garantiza que la fase impactada en las cargas vaya a presentar los picos más altos de tensión, sobre todo cuando se dispone de varios puntos de conexión a tierra, de una configuración en la estructura asimétrica o de un transformador entre el impacto y la carga.
- Para rayos que impactan sobre alguna de las fases y no se dispone de elementos que protejan la carga o de suficientes puntos de conexión a tierra, la onda que se va presentar en la carga va a ser prácticamente la que generó el rayo en el punto de impacto.
- De forma general cuando se mejora el sistema de puesta a tierra en todas las estructuras se reduce la magnitud de tensión en los terminales de las cargas. En donde no se ve afectada la fase que presenta la mayor tensión ya que se sigue presentando en la misma fase que para el caso base y aun cuando la polaridad cambie su magnitud sigue siendo la mayor.
- cuando se dispone de suelos o SPT con valores bajos de impedancia, el instante de tiempo en el que se presenta el pico de tensión en la carga no depende de que el SPT sea homogéneo. Pero este instante de tiempo si se ve afectado cuando se eleva de forma radical la resistividad de todo el sistema (caso de 1000 Ω m), haciendo que se demore más en presentarse el pico de tensión pudiendo deberse a la reflexión de las ondas

- El instante de tiempo en el que se presentan los picos de tensión en las cargas al instalarse el descargador de sobretensiones, está directamente relacionado con la variación de esta magnitud. Donde sí las cargas evidencian un incremento en sus terminales por la presencia del descargador su instante de tiempo en el que se presentó también se ve aumentado. Cabe mencionar que esos incrementos no superan la tensión de referencia del descargador, aunque para el caso del sistema de puesta a tierra críticamente deficiente este comportamiento comienza a sufrir alteraciones.
- Para la ocurrencia del flameo inverso se en las estructuras más cercanas al punto de impacto es casi seguro que ocurra flameo en más de una torre (para impactos sobre el cable de guarda o la estructura- bayoneta en redes de 34.5 kV) cuando no se dispone de un sistema de puesta adecuado.
- Al producirse mayor inducción de tensión sobre alguna de las fases de la línea (punto de acople electromagnético) no implica que el mayor valor pico de tensión en las fases de las cargas provocado por esta inducción sea el mismo que en la línea. Aunque estos picos si se presentan de forma prácticamente en el mismo instante de tiempo en todas las fases de una carga.

7. TRABAJOS FUTUROS

A continuación, se mencionarán los trabajos futuros relacionados con el desarrollo del presente trabajo de investigación:

- Adicionar a la red objeto del presente estudio el modelo de centros de transformación más preciso, según la normatividad colombiana. Debido a que las subestaciones eléctricas manejan unas configuraciones específicas y sistemas de protección, las cuales cobran relevancia en la evaluación de redes de media tensión.
- Extender la red a cargas de baja tensión para evaluar el comportamiento de cargas monofásicas.
- Optimizar el modelo de arco eléctrico (modelo kizilcay), mediante la adición del control de duración del arco.
- Optimizar el modelo de tensiones inducidas o hacer uso de un modelo diferente para evaluar la presente red con condiciones más realistas al territorio colombiano, así mismo realizar pruebas de sensibilidad variando otros parámetros como el suelo.
- Adicionar a la red de 13.2 kV descargadores de sobretensión buscando evaluar el comportamiento de las cargas ante impactos sobre las fases de esta misma red.
- Evaluar el comportamiento de la red haciendo uso de otros tipos o configuraciones de las estructuras dentro del sistema.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] GAMMA, “Características de las descargas atmosféricas y su efecto sobre las líneas de transmisión - GAMMA - Aisladores y Equipos Eléctricos,” 2011. [Online]. Available: <http://www.gamma.com.co/caracteristicas-las-descargas-atmosfericas-efecto-las-lineas-transmision/>.
- [2] M. Á. Manchado, “Análisis del comportamiento de líneas aéreas de distribución frente al rayo,” Universitar Rovira I Virgili, 2013.
- [3] O. J. Murillo Sánchez, “Determinación de la relación entre descargas atmosféricas y perturbaciones de corta duración (sags y sobretensiones),” 2012.
- [4] O. Ramirez Diaz and M. Martinez Lozano, “Influencia de las sobretensiones por descargas atmosféricas y comportamiento de los sistemas de puesta a tierra en líneas aéreas de transmisión y distribución,” Universidad Simón Bolívar.
- [5] L. J. Sierra, T. Gonzalo, A. E. Morales, and C. M. De, “Investigaciones sobre descargas eléctricas atmosféricas en Colombia,” 2004.
- [6] Ángel Fuentes Escamilla, “Simulación del flameo inverso en las torres de transmisión de 230 y 400 kv,” Escuela Superior De Ingeniería Mecánica Y Eléctrica, 2011.
- [7] J. Peña, “Análisis de fallas en las líneas de transmisión del grupo empresarial ISA,” *Univ. Tecnológica Pererira*, vol. 127, p. 127, 2008.
- [8] “Estudio de las tensiones inducidas por rayos en redes de distribución aéreas ubicadas sobre terrenos no planos.”
- [9] M. Montoya and E. Velilla, “Modelación de puestas a tierra para evaluación de sobretensiones transitorias,” Universidad de Antioquia, 2002.
- [10] J. J. Rubiano Cruz, “Análisis estadístico de dos parámetros de rayo en zona tropical,” 2016.
- [11] ICONTEC, *NTC 4552 - Protección contra rayos*, vol. Primera Ac, no. 571. 2004.
- [12] H. E. Rojas, F. Santamaria, O. F. Escobar, and F. Román, “Lightning research in Colombia: Lightning parameters, protection systems, risk assessment and warning systems,” *Ing. y Desarro.*, vol. 35, no. 1, pp. 1–12, 2017.
- [13] Codensa S.A., “Generalidades - Normas de construcción redes aéreas rurales de distribución | Likinormas,” 2011. [Online]. Available: http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_rurales_distribucion/generalidades_lar/largeneralidades_normas_construccion_redes_aereas_rurales_distribucion. [Accessed: 03-Feb-2018].
- [14] Codensa S.A., “Niveles de tensión de conexión de cargas de clientes - Norma técnica,” 2014.
- [15] C. F. Ramirez, *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2003.
- [16] V. Cooray, *The lightning flash*. 2008.
- [17] H. Torres-sánchez, *El rayo, mitos, leyendas, ciencia y tecnología*. Bogotá, 2002.
- [18] H. E. Rojas, “Técnicas avanzadas para el tratamiento y procesamiento de señales de campos electromagnéticos generados por rayos,” Universidad Nacional de Colombia, 2018.
- [19] A. M. L. Vargas, “Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápido debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta

- tensión,” Universidad Nacional De Ingeniería, 2013.
- [20] P. D. c. Giménez, “Vano , luz y flecha, apoyos para líneas aéreas,” pp. 1–14.
- [21] J. O. Parra, “Diseño e implementación en ATP de redes de distribución prototipo de media tensión en Colombia para pruebas de localización de fallas.,” *Programa Ing. Eléctrica.*, p. 68, 2014.
- [22] M. Ángel and R. Pozueta, “Sobretensiones en los transformadores.”
- [23] C. Ceballos, Clara R Rojo;Gabriel, “Caracterización de descargadores de sobrevoltaje de ZnO,” vol. 4389, p. 5, 2010.
- [24] Exposolucionesenenergia, “Tipos de apartarrays.” [Online]. Available: <https://www.exposolucionesenenergia.com/blog/instalacion-de-apartarrays-2.php?m=>. [Accessed: 01-Aug-2018].
- [25] E. de J. G. Malo and A. Arevalo, “Selección de descargadores de sobretensión de oxido metalico,” UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR.
- [26] Epm, “Puesta a tierra de redes de distribución eléctrica,” p. 14, 2011.
- [27] D. Cubillos Rodríguez and L. Ibáñez Serrano, “Descripción teórica y análisis de fallas de arco, mediante un modelo adecuado, con el propósito de determinar su efecto en líneas de transmisión,” p. 94, 2008.
- [28] S. D. Rodríguez Jiménez, “Relación entre descargas eléctricas atmosféricas a tierra y fallas en líneas de transmisión y distribución de energía - operador centrales eléctricas de Norte de Santander Colombia,” Universidad Nacional de Colombia, 2016.
- [29] DANE - Departamento Administrativo Nacional de Estadística, *Censo General - Cundinamarca*. DANE.
- [30] C. Andrade, L. Soler Crespo, and J. de Frutos, “Propiedades dieléctricas de pastas de cemento con bajo contenido en agua libre,” *Boletín la Soc. Española Cerámica y Vidr.*, vol. 34, no. 5, pp. 414–416, 1995.
- [31] Codensa S.A., “Postes de concreto | Likinormas.” [Online]. Available: http://likinormas.micodensa.com/Especificacion/postes/et201_postes_concreto. [Accessed: 29-Apr-2018].
- [32] Condensa S.A., “Varilla de puesta a tierra - ET490 | Likinormas,” 2011. [Online]. Available: http://likinormas.micodensa.com/Especificacion/materiales_puesta_tierra/et490_varilla_puesta_tierra. [Accessed: 17-May-2018].
- [33] Codensa S.A., “ET410 Bayoneta para retención,” pp. 1–8, 2017.
- [34] G. M. Amer, “Simplified approach to calculate the back flashover voltage of shielded H.V. Transmission line towers,” pp. 80–84, 2010.
- [35] Yonathan E. Narvaez Lopez and Kieferd D. Prado Linero, “Diseño de redes de distribucion electrica de media y baja tension para normalizacion de barrio el piñoncito de campo de la cruz,” Universidad De La Costa CUC, 2012.
- [36] Codensa S.A., “Pin Ansi 56-3 - 13.4 kn - 34.5kv,” 2009. [Online]. Available: <http://www.gamma.com.co/productos/pin-ansi-56-3-13-4kn-34-5kv/>. [Accessed: 29-May-2018].
- [37] Codensa S.A., “construcción semibandera,” pp. 10–11, 2003.
- [38] T. Funabashi, H. Otaguro, Y. Mizuma, L. Dubé, M. Kizilcay, and A. Ametani, “Influence of fault arc characteristics on the accuracy of digital fault locators,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 16, no. 2, pp. 195–199, 2001.
- [39] E. Kuffel, W. S. Zaengl, and J. Kuffel, “High voltage engineering,” p. 801, 2017.

- [40] Naidu, *High voltage engineering*, vol. 16, no. 6. 1996.
- [41] R. A. Serway, R. J. Beichner, and V. Campos Olguin, *Física: para ciencias e ingeniería*. McGraw-Hill/Interamericana, 2002.
- [42] L. H-Restrepo, G. Caicedo, and F. Castro-aranda, “Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia,” vol. 16, no. 1, pp. 21–32, 2008.
- [43] M. Abreu, O. Antonio, A. Betancourt, and A. L. Ruiz, “Modelación de transitorios electromagnéticos en transformadores eléctricos,” 2016.
- [44] D. A. Gutierrez Casas and O. F. Orjuela Sastoque, “Análisis del comportamiento eléctrico del sistema de distribución IEEE de 34 nodos usando un compensador estático de distribución (dstatcom) diseñado en atp/emtp para la mitigación de sags y la mejora del factor de potencia,” Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2015.
- [45] Codensa, “CTR600 Centros de distribución transformadores rurales de 34 , 5 kV tipo Generalidades,” pp. 9–10, 2009.
- [46] F. Santamaría, “Modelado de sistemas eléctricos en ATP/EMTP,” 2014.
- [47] E. E. C. Nicolalde, “Análisis y selección de modelos de descargadores para estudios de sobrevoltajes utilizando el programa Alternative Transients Program - Atp,” Escuela Politécnica Nacional, 2013.
- [48] I.--I. Mc, “Pararrayos de subestación.” p. 16, 2018.
- [49] G. D. Peppas, I. A. Naxakis, C. T. Vitsas, and E. C. Pyrgioti, “Surge arresters models for fast transients,” *2012 31st Int. Conf. Light. Prot. ICLP 2012*, no. 2, 2012.
- [50] M. Giannettoni and P. Pinceti, “A simplified model for zinc oxide surge arresters,” vol. 14, no. 2, pp. 393–398, 1999.
- [51] I. W. G. 3.4.11, “Modeling of metal oxide surge arresters,” *Power*, vol. 7, no. 1, pp. 302–309, 1992.
- [52] M. C. Magro, M. Giannettoni, and P. Pinceti, “Validation of ZnO surge arresters model for overvoltage studies,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 4, pp. 1692–1695, 2004.
- [53] A. Z. El Dein and a S. T. Line, “Parameters affecting the back flashover across the overhead transmission line insulator caused by,” pp. 44–49, 2010.
- [54] J. C. Arcioni and J. F. Giménez, “La ionización de los suelos y las corrientes de los rayos a tierra,” 2015. [Online]. Available: http://editores-srl.com.ar/revistas/ie/303/iram_ionizacion_de_suelos. [Accessed: 02-Jun-2018].
- [55] J. E. INGEOMINAS -Ulloa, C., Acosta, “Geología de la plancha 208,” 1998. .
- [56] PERPS and Universidad Distrital Francisco José de Caldas, “Diagnóstico energético del departamento de Cundinamarca,” no. 40, p. 90, 2015.
- [57] M. Vargas Lezama, “Estudio del comportamiento de líneas de transmisión en Colombia ante rayos de acuerdo con las metodologías de evaluación IEEE y CIGRE,” 2002.
- [58] C. O. Peralta Piernagorda, “Estudio de tensiones inducidas en líneas de transmisión usando modelos de escala reducida sobre dos terrenos de diferente resistividad,” Universidad Nacional de Colombia, 2014.
- [59] J. O. S. Paulino, C. F. Barbosa, I. J. S. Lopes, and W. D. C. Boaventura, “An approximate formula for the peak value of lightning-induced voltages in overhead lines,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 2, pp. 843–851, 2010.

- [60] J. A. Martínez Velasco, “Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión.”
- [61] Kleber Sebastián Vásquez Ocaña, “Calculo de sobrevoltajes de descargas atmosféricas en ATP,” Escuela Politécnica Nacional, 2003.
- [62] “Electrical Wire Gauges.” [Online]. Available: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/Tables/wirega.html>. [Accessed: 08-Mar-2019].
- [63] S. Ramírez, *Redes de distribución de energía*. 2009.
- [64] Codensa S.A., “ET014 Transformadores de poder,” pp. 1–15, 2005.
- [65] Instituto Colombiano De Normas Técnicas Y Certificación, “NTC 819. Transformadores trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito,” p. 9, 1995.
- [66] Codensa S.A., “Descargadores de sobretensión de óxido metálico DPS - ET500.” .
- [67] Daniel Eduardo Arias, Oscar Echeverri Ramírez, and Fabián Hoyos Patiño, “Relaciones geoelectricas en la exploración geotécnica,” *GEOPHYSICS*, vol. 36, no. 5, pp. 943–959, May 2012.
- [68] M. de la V. Pérez Gracia, “Radar de subsuelo. Evaluación para aplicaciones en arqueología y en patrimonio histórico-artístico,” Universitat Politècnica de Catalunya, 2001.
- [69] Menzel Elektromotoren, “Modulare Kurzschlussläufermotoren,” 2016.

ANEXOS

A. ANEXO 1 - DESCARGA ATMOSFÉRICA

A.1. PARÁMETROS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Los parámetros del rayo están basados en los resultados de investigaciones realizadas en países tropicales con Brasil, Colombia y datos del CIGRE, el valor de la media (μ) y la desviación estándar están dados en la **Tabla A.1** [11].

Parámetros	Media	Desviación estándar	Tipo de descarga
I (kA)	45.3	0.39	Primera descarga negativa corta
	16.3	0.51	Descarga subsecuente negativa corta
	33.9	0.527	Primera descarga positiva corta
Q_{rayo} (C)			Rayo negativo
	83.7	0.378	Rayo positivo
Q_{corta} (C)	5.2	0.50	Primera descarga negativa corta
	0.99	1.15	Descarga subsecuente negativa corta
	17.3	0.570	Primera descarga positiva corta
$W/RkJ / \Omega$	107	0.88	Primera descarga negativa corta
	6.33	1.54	Descarga subsecuente negativa corta
	612	0.844	Primera descarga positiva corta
di/dt_{max} (kA/ μ s)	19.4	0.29	Primera descarga negativa corta
	29.9	0.66	Descarga subsecuente negativa corta
	2.53	0.670	Primera descarga positiva corta
$di/dt_{30/90\%}$ (kA/ μ s)	24.7	0.68	Descarga subsecuente negativa corta
Q_{larga} (C)	200		Descarga larga
T_{long} (s)	0.5		Descarga larga
Duración inicial (frente) (μ s)	5.6	0.36	Primera descarga negativa corta
	0.7	0.74	Descarga subsecuente negativa corta
	26.5	0.534	Primera descarga positiva corta
Duración de la cola (μ s)	53.5	0.62	Primera descarga negativa corta
	16.4	1.23	Descarga subsecuente negativa corta
	224	0.578	Primera descarga positiva corta
Intervalo de tiempo			Múltiples descargas negativas cortas
Duración total del rayo (ms)			Rayo negativo (todos)
			Rayo negativo
	83.7	0.472	Rayo positivo

Nota: Los tipos de descarga que no tienen valor alguno es debido a que no se tienen valores medidos.
Nota: Mediciones en Colombia y Brasil

Tabla A.1. Valores Tabulados de parámetros del rayo tomados de mediciones [11].

A.2. CALCULO DE LA CORRIENTE DE PICO DE LA PRIMERA DESCARGA

El cálculo de corriente pico que se va aplicar a la simulación de la primera descarga de retorno se tomó en función a las referencias bibliográficas expuestas en la **sección 2.2.2**, haciendo uso de un promedio matemático.

$$I_{pico} = \frac{30 \text{ kA} + 42 \text{ kA} + 35 \text{ kA} + 45 \text{ kA} + 45.3 \text{ kA}}{5} = 39.46 \text{ kA}$$

A.3. MÉTODO ELECTROGEOMÉTRICO

Ante fallas en el apantallamiento del cable de guarda, se puede presentar que la descarga impacte directamente sobre alguna de las fases. Por ende, mediante el método Electrogeométrico (ver **Figura A.1 a**) permite determinar de forma aproximada la máxima corriente que puede impactar sobre una fase, debido a que entre mayor sea la corriente de la descarga, menor es la probabilidad de impactar sobre las fases [61].

$$r = 10 * I^{0.65} \quad (\text{A-1})$$

Donde

r = es el radio de atracción en metros (m).

p = Corriente pico del rayo (kA).

Conociendo la geometría de la estructura se puede determinar la distancia de arqueo y conocer la máxima distancia que provoque fallo en el apantallamiento. Despejando la **ecuación (A-1)** se hallará la máxima corriente que provoca falla en el apantallamiento [61].

$$r = \frac{h + y}{2 * (1 - \sin(\alpha))} \quad (\text{A-2})$$

Donde

h = Altura del cable de guarda (m).

y = Altura del conductor (m)

α = Angulo entre el cable de guarda y conductor de fase (grados)

En la **Figura A.1 b**) se puede ver la disposición de la estructura semibandera. A continuación, se calculará la distancia desde la ubicación del cable de guarda hasta las fases (cabe mencionar que son 2 metros de distancia desde las fases hasta donde termina el poste, pero después del poste sobresale 1 metro de la bayoneta) [33].

$$b1 = \sqrt{3^2 + 0.91^2} = 3.135$$

$$b2 = \sqrt{3^2 + 0.39^2} = 3.025$$

$$b3 = \sqrt{3^2 + 1.49^2} = 3.35$$

Conociendo las distancias (ver **Figura A.1 a**) entre los cables de guarda y las fases se dispone a calcular los ángulos α_1 , α_2 y α_3 . Donde entre más pequeño este ángulo mejor será el apantallamiento de la línea [61].

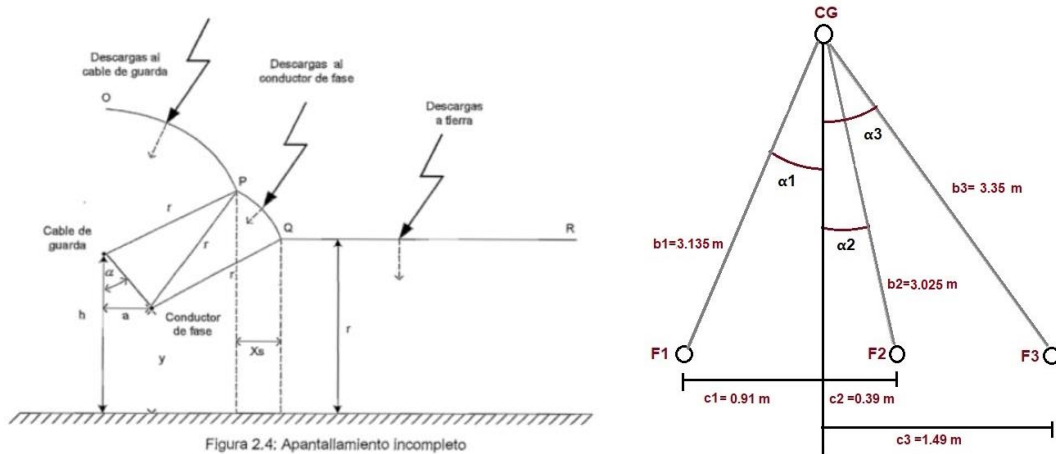


Figura A.1. a) Esquema del método Electrogeométrico. **b)** Disposición física de la torre semibandera.

$$\alpha_1 = \sin^{-1}\left(\frac{C_1}{b_1}\right) = \sin^{-1}\left(\frac{0.91 \text{ m}}{3.135 \text{ m}}\right) = 16.87^\circ$$

$$\alpha_2 = \sin^{-1}\left(\frac{C_2}{b_2}\right) = \sin^{-1}\left(\frac{0.39 \text{ m}}{3.025 \text{ m}}\right) = 7.408^\circ$$

$$\alpha_3 = \sin^{-1}\left(\frac{C_3}{b_3}\right) = \sin^{-1}\left(\frac{1.49 \text{ m}}{3.35 \text{ m}}\right) = 26.41^\circ$$

Ahora haciendo uso de la **ecuación (A-2)** se calculara la distancia de arqueo para cada fase aproximada (debido a que se omite la altura del aislador tipo pin).

$$r_1 = \frac{13 + 10}{2 * (1 - \sin(16.87))} = 16.2 \text{ m}$$

$$r_2 = \frac{13 + 10}{2 * (1 - \sin(7.408))} = 13.2 \text{ m}$$

$$r_3 = \frac{13 + 10}{2 * (1 - \sin(26.41))} = 20.71 \text{ m}$$

Para calcular la corriente pico que provoque falla en el apantallamiento se despejara la corriente de la **ecuación (A-1)**.

$$I_1 = \sqrt[0.65]{\frac{16.2 \text{ m}}{10}} = 2.101 \text{ kA}$$

$$I_2 = \sqrt[0.65]{\frac{13.2 \text{ m}}{10}} = 1.533 \text{ kA}$$

$$I_3 = \sqrt[0.65]{\frac{20.71 \text{ m}}{10}} = 3.065 \text{ kA}$$

B. ANEXO 2 - ESTRUCTURAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

B.1. PARÁMETROS GEOMÉTRICOS DE LOS POSTES EN CONCRETO

Los postes de concreto reforzado o de concreto pretensionado, tendrán las características geométricas establecidas en la **Tabla B.1**. Según la normatividad de Codensa S.A. Donde el poste seleccionado es el que se encuentra resaltado de color azul.

Carga de Rotura mín. (kgf)	Longitud Total (m)	Diámetros (cm)	
		Cima	Base
510	10	14	29
1050	10	17	32
510	12	14	32
750	12	14	32
1050	12	19	37
1350	12	22	40
2000	12	26	44
2500	12	28	46
3000	12	30	48
3500	12	32	50
510	14	16	37
750	14	16	37
1050	14	19	40
1350	14	20	41
2000	14	26	47
2500	14	28	49
3000	14	30	51
3500	14	32	53

Tabla B.1. Características geométricas de postes en concreto [31].

B.2. CALCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CONDUCTOR BAJANTE Y BAYONETA

El cálculo de la resistencia, capacitancia e inductancia para representar el conductor que conecta el sistema de puesta a tierra con el cable de guarda ante el transitorio ocasionado por una descarga atmosférica, se calculó con las **ecuaciones (3-1) y (3-2)**.

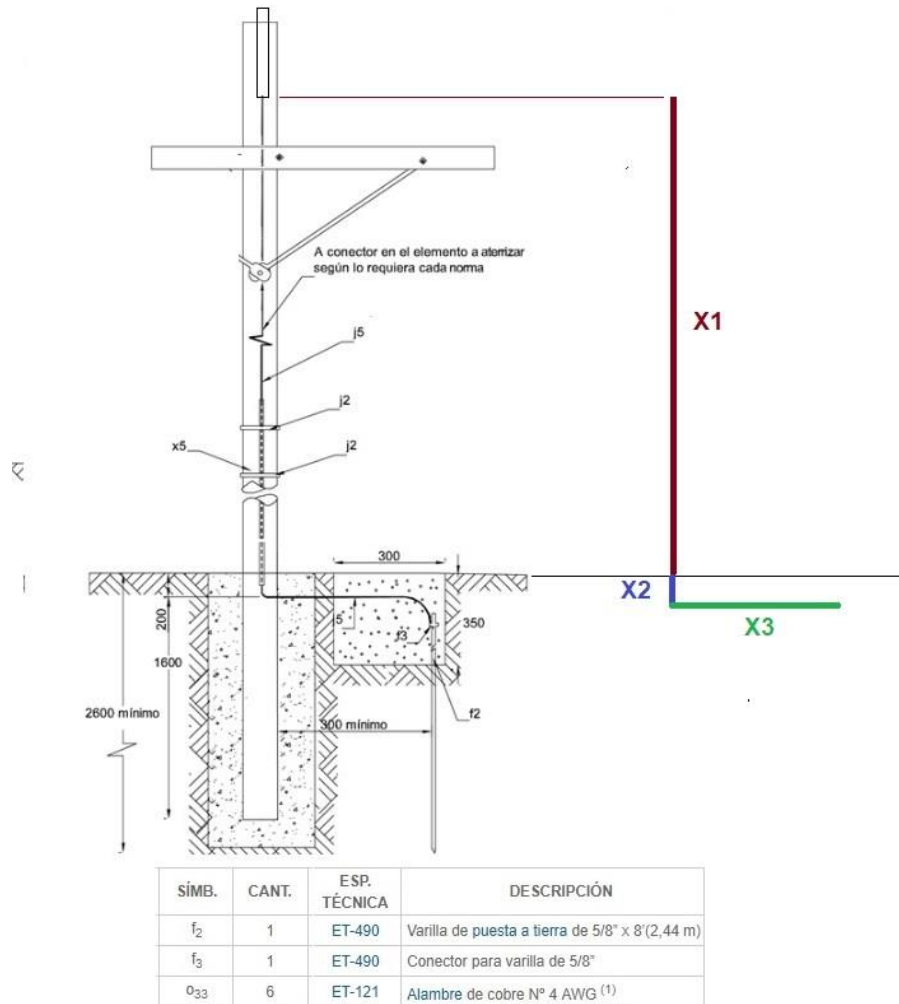


Figura B.1. Diagrama del sistema del conductor en el interior del concreto (O33).

Como se evidencia en la **Figura B.1**, el conductor que conecta el sistema de puesta a tierra con el cable de guarda, es 4 AWG, con una longitud aproximada total de 12.27 m (X1=11.5 m de longitud desde el suelo hasta los conductores, X2=0.2 m de longitud del conductor por debajo del suelo y X3=0.565 m horizontalmente entre la distancia mínima entre el concreto y el electrodo de SPT mas el radio del concreto).

$$l = 11.5 \text{ m} + 0.2 \text{ m} + 0.565 = 12.27 \text{ m}$$

La resistividad del cobre es calculada para el conductor 4 AWG según sus especificaciones, $\rho = 1.724 \times 10^{-8}$ [62]:

$$R = \frac{(1.724 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m})}{2 * \pi * (12.27 \text{ m})} \ln \left[\frac{(2 * 12.27 \text{ m})}{0.0029465 \text{ m}} \right] = 2.019 \times 10^{-9} = 2.019 \text{ n}\Omega$$

$$L = 2 * 12.27 \text{ m} * \ln \left[\frac{(2 * 12.27 \text{ m})}{0.0029465 \text{ m}} \right] 10^{-7} = 2.21 \times 10^{-5} = 0.0221 \text{ mH}$$

En la **Tabla B.2** y en la **Figura B.2** se evidencian las especificaciones técnicas para modelar las bayonetas, donde se va a asumir que tiene una geométrica cilíndrica.

Características	Valores
Longitud	1.5 m
Diámetro	(2 ½") 0.0635 m
Material	Acero galvanizado
Resistividad	$20 \times 10^{-9} \Omega/m$

Tabla B.2. Especificaciones técnicas de la bayoneta [33].

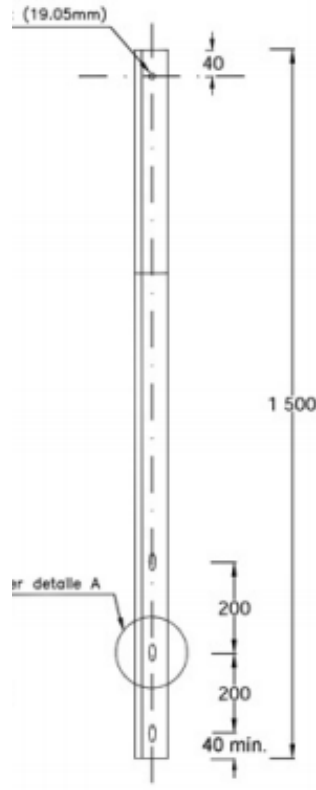


Figura B.2. Diagrama de bayoneta [33].

Haciendo uso del modelo de la **Figura 3.4**, la **Tabla B.2** y las **ecuaciones (3-1)** y **(3-2)** se va a representar la bayoneta. A continuación, se calculan sus parámetros.

$$R = \frac{(20 \times 10^{-8} \Omega * m)}{2 * \pi * (1.5 m)} \ln \left[\frac{(2 * 1.5 m)}{0.0318 m} \right] = 96.49 \times 10^{-9} = 96.49 n\Omega$$

$$L = 2 * 1.5 m * \ln \left[\frac{(2 * 1.5 m)}{0.0318 m} \right] 10^{-7} = 1.364 \mu H$$

B.3. CALCULO DE LOS PARÁMETROS DE LA CRUCETA DE MADERA

El cálculo de los valores de las secciones de la cruceta mostradas en la utilizando las ecuaciones (3-1) y (3-3) se presenta a continuación.

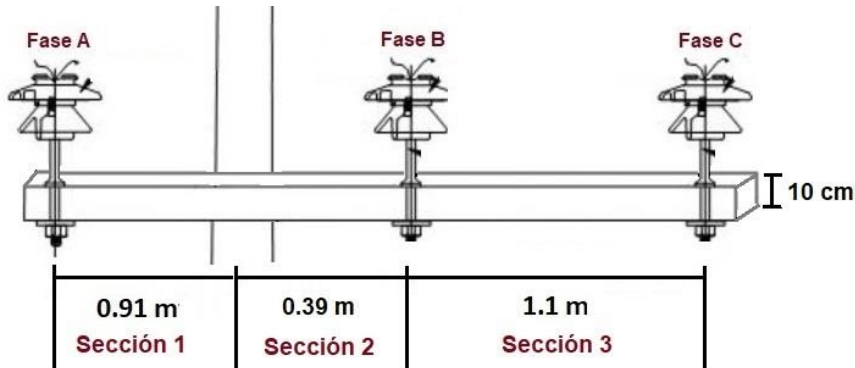


Figura B.3. Secciones de la cruceta.

Sección 1:

$$R = \frac{(108 * 10^6 \Omega m)}{2\pi (0.91 m)} \ln \left[\frac{(2 * 0.91 m)}{0.05 m} \right] [\Omega] = 678.96799 M\Omega$$

$$C = \frac{(3.7 * 0.91 m)}{2 * \ln \left[\frac{(2 * 0.91 m)}{0.05} \right]} \frac{(10^{-9})}{9} [\mu F] = 52 nF$$

Sección 2:

$$R = \frac{(108 * 10^6 \Omega m)}{2\pi (0.39m)} \ln \left[\frac{(2 * 0.39m)}{0.05 m} \right] [\Omega] = 1210.82 M\Omega$$

$$C = \frac{(3.7 * 0.39 m)}{2 * \ln \left[\frac{(2 * 0.39 m)}{0.05 m} \right]} \frac{(10^{-9})}{9} [F] = 29.18 nF$$

Sección 3:

$$R = \frac{(108 * 10^6 \Omega m)}{2\pi (1.1 m)} \ln \left[\frac{(2 * 1.1 m)}{0.05 m} \right] [\Omega] = 591.322 M\Omega$$

$$C = \frac{(3.7 * 1.1 m)}{2 * \ln \left[\frac{(2 * 1.1 m)}{0.05 m} \right]} \frac{(10^{-9})}{9} [F] = 59.7515 nF$$

B.4. ESPECIFICACIONES DEL AISLADOR PIN ANSI 56-3 - 8365

Las especificaciones del aislador se pueden evidenciar en la **Tabla B.3** [36].

Especificaciones	
SKU	8365
Voltaje típico de aplicación (kV)	34.5 kV
Resistencia mecánica (kN)	13.4 kN
Standard	ANSI 56-3
Distancia de fuga (mm)	533 mm
Distancia de arco (mm)	241 mm
Altura mínima de espigo	203 mm
Flameo de Baja frecuencia en Seco	125 kV
Flameo de Baja frecuencia en Húmedo	80 kV
Flameo crítico al impulso positivo	200 kV
Flameo Crítico al impulso negativo	265 kV
Voltaje de perforación a baja frecuencia	165 kV
Producto	DISTRIBUCIÓN
Sub-categoría	AISLADORES DE PORCELANA
Familia	PIN/ESPIGA
Resistividad de la Porcelana	3×10^{14}

Tabla B.3. Especificaciones del Aislador [36].

B.5. CALCULO DE LOS PARÁMETROS DEL MODELO AISLADOR

El cálculo de los valores de los parámetros del modelo del aislador utilizando las **ecuaciones (3-1)** y **(3-3)** se presenta a continuación.

$$R = \frac{(3 * 10^{12} \Omega * m)}{2\pi (0.533 \text{ m})} \ln \left[\frac{(2 * 0.533 \text{ m})}{0.125} \right] [\Omega] = 1.92 \text{ T}\Omega$$

$$C = \frac{(7 * 0.533 \text{ m})}{2 * \ln \left[\frac{(2 * 0.533 \text{ m})}{0.125} \right]} \frac{(10^{-9})}{9} [F] = 24.3 \text{ nF}$$

B.6. DISTANCIA MÁS CORTA ENTRE LA BAYONETA Y LAS FASES

Se va a calcular la distancia del cable de guarda a las fases para la configuración semibandera como se evidencia en la **Figura B.4**, donde se tiene las crucetas instaladas a 10 m del suelo, y el poste mide 14 m (2 metros se encuentran enterrados en el suelo), donde se asume que las dimensiones del aislador tipo pin son muy pequeñas, llegando a omitir esta distancia. De este modo, la distancia vertical entre las fases y el cable de guarda es de 2 m:

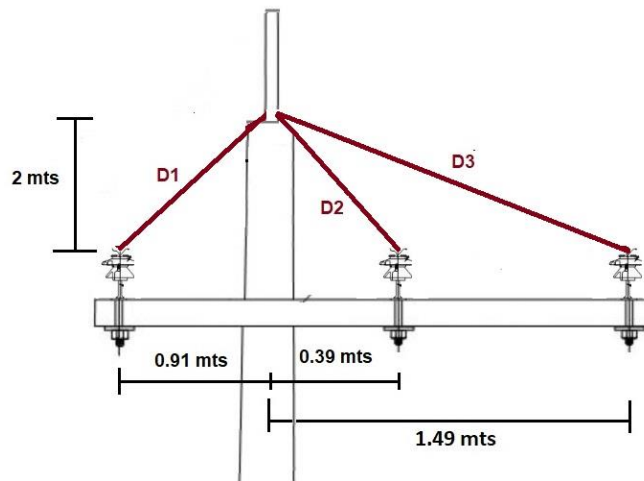


Figura B.4. Estructura semibandera distancia del cable de guarda y fases[21].

Fase A (D1):

$$R = \sqrt{2^2 + 0.91^2} = 2.197 \text{ m}$$

Fase B (D2):

$$R = \sqrt{2^2 + 0.39^2} = 2.038 \text{ m}$$

Fase C (D3):

$$R = \sqrt{2^2 + 1.49^2} = 2.494 \text{ m}$$

B.7. CALCULO DE TENSIÓN DISRUPTIVA E INTENSIDAD DE CAMPO ELÉCTRICO

La tensión de disrupción y el campo eléctrico entre las fases asumiendo que los conductores son pacas paralelas y utilizando las **ecuaciones (3-10) y (3-11)** es:

Fase A (D1):

$$V_{bd} = 24.22 * \frac{(293 * 560 \text{ Torr} * 219.7 \text{ cm})}{760 * 282.15 \text{ }^\circ\text{K}} + 6.08 \left(\frac{(293 * 560 \text{ Torr} * \text{cm})}{760 * 282.15 \text{ }^\circ\text{K}} \right)^{\frac{1}{2}} = 4150 \text{ kV}$$

$$E_{bd} = \frac{4150}{2.197 \text{ cm}} = 1889 \left[\frac{\text{kV}}{\text{m}} \right]$$

Fase B (D2):

$$V_{bd} = 24.22 * \frac{(293 * 560 \text{ Torr} * 203.8 \text{ cm})}{760 * 282.15 \text{ }^\circ\text{K}} + 6.08 \left(\frac{(293 * 560 \text{ Torr} * 203.8 \text{ cm})}{760 * 282.15 \text{ }^\circ\text{K}} \right)^{\frac{1}{2}} = 3853 \text{ kV}$$

$$E_{bd} = \frac{3853}{2.038 \text{ cm}} = 1891 \left[\frac{\text{kV}}{\text{m}} \right]$$

Fase C (D3):

$$V_{bd} = 24.22 * \frac{(293 * 560 \text{ Torr} * 249.4 \text{ cm})}{760 * 282.15 \text{ }^\circ\text{K}} + 6.08 \left(\frac{(293 * 560 \text{ Torr} * 249.4 \text{ cm})}{760 * 282.15 \text{ }^\circ\text{K}} \right)^{\frac{1}{2}} = 4706 \text{ kV}$$

$$E_{bd} = \frac{4706}{2.494 \text{ cm}} = 1887 \left[\frac{\text{kV}}{\text{m}} \right]$$

B.7.1. Factor de ensanchamiento mediante simulaciones

Haciendo uso del software COMSOL se calcula el campo eléctrico, para las diferentes distancias entre el cable de guarda y las fases en las **Figura B.5.b)**, **Figura B.6.b)** y **Figura B.7.b)**. Se evidencia el comportamiento del campo eléctrico entre los dos electrodos, presentándose mayor intensidad cerca de los electrodos.

Fase A (D1): De la **Figura B.5. a)** y **b)** se obtuvo el pico de intensidad de campo eléctrico (E_m) igual a 44313 kV/m.

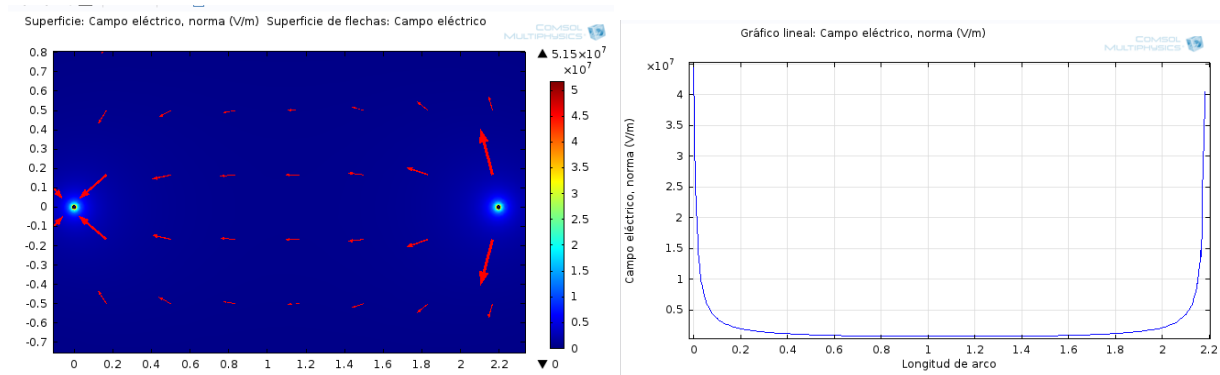


Figura B.5. a) Distribución y líneas de flujo de campo eléctrico en el espacio D1. **b)** Comportamiento de campo eléctrico en el espacio para D1.

Fase B (D2): De la **Figura B.6. a)** y **b)** se obtuvo el pico de intensidad de campo eléctrico (E_m) igual a 51500 kV/m.

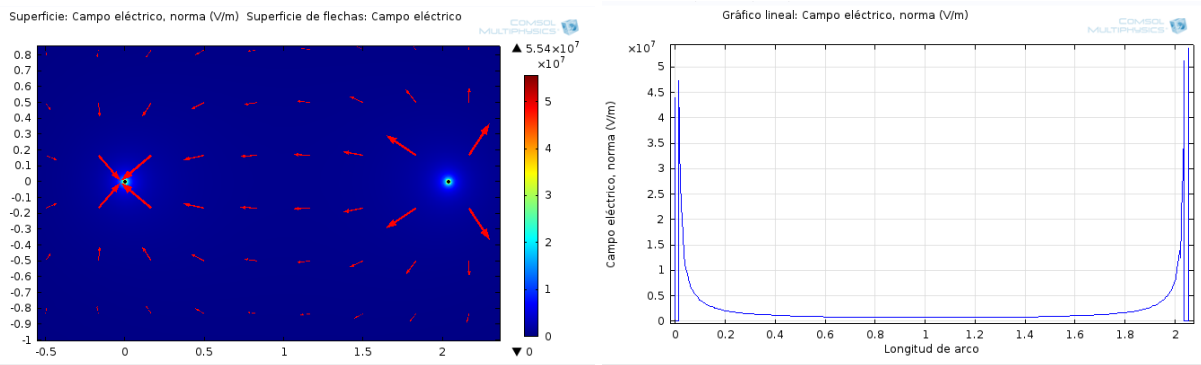


Figura B.6. a) Distribución y líneas de flujo de campo eléctrico en el espacio D2. **b)** Comportamiento de campo eléctrico en el espacio para D2.

Fase 3 (D3): De la **Figura B.7. a)** y **b)** se obtuvo el pico de intensidad de campo eléctrico (E_m) igual a 47350 kV/m.

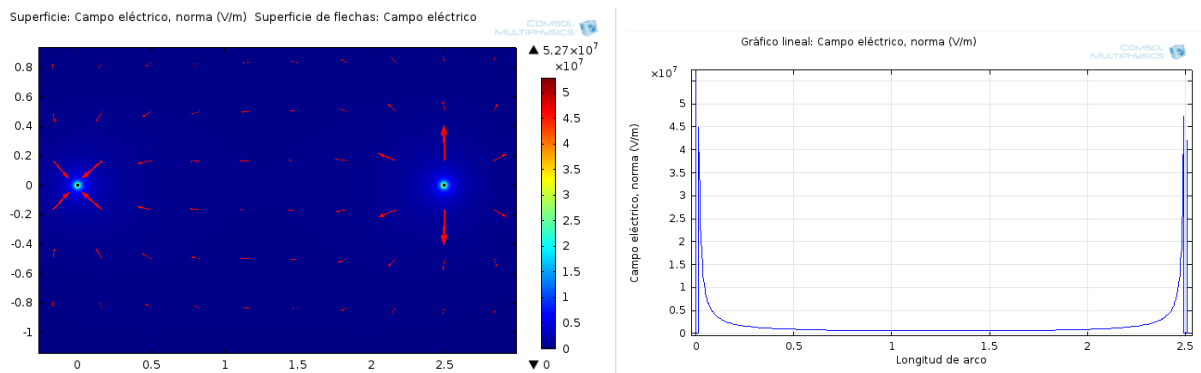


Figura B.7. a) Distribución y líneas de flujo de campo eléctrico en el espacio D3. **b)** Comportamiento de campo eléctrico en el espacio para D4.

El factor de ensanchamiento se calcular relacionando los campos eléctricos obtenidos de la simulación en COMSOL y el método de Paschen. Por lo cual haciendo uso de la **Ecuación (3-12)** y **(3-13)** se calcula el factor de ensanchamiento y la tensión disruptiva.

Fase A (D1):

$$\eta = \frac{E_m}{E_{bd}} = \frac{44313 \text{ kV/m}}{1889 \text{ kV/m}} = 23.46$$

$$V_m = \frac{V_{bd}}{\eta} = \frac{4150 \text{ kV}}{23.46} = 176.9 \text{ kV}$$

Fase B (D2):

$$\eta = \frac{E_m}{E_{bd}} = \frac{51500 \text{ kV/m}}{1891 \text{ kV/m}} = 27.23$$

$$V_m = \frac{V_{bd}}{\eta} = \frac{2853 \text{ kV}}{27.23} = 104.8 \text{ kV}$$

Fase C (D3):

$$\eta = \frac{E_m}{E_{bd}} = \frac{47350 \text{ kV/m}}{1887 \text{ kV/m}} = 25.09$$

$$V_m = \frac{V_{bd}}{\eta} = \frac{4706 \text{ kV}}{25.09} = 187.5 \text{ kV}$$

B.7.2. Factor de ensanchamiento utilizando tablas

Para algunas configuraciones de campo comunes, el valor máximo de campo eléctrico (E_m) y el factor de mejora de campo - factor de ensanchamiento (η) se pueden calcular con las ecuaciones presentadas en la **Tabla B.4.** y haciendo uso de (η) y (E_m) se hallará la verdadera tensión de ruptura [40].


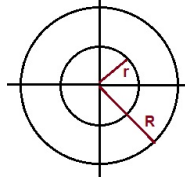
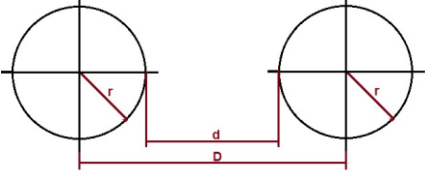
Configuración de la geometría	Máximo campo eléctrico E_m	Factor de ensanchamiento de campo
 Placas paralelas	$\frac{V}{r}$	1
 Cilindros concéntricos	$\frac{V}{r * \ln\left(\frac{R}{r}\right)}$	$\frac{R - r}{r * \ln\left(\frac{R}{r}\right)}$
Esfericas concéntricas iguales a la imagen de arriba	$\frac{V * R}{r * (R - r)}$	$\frac{R}{r}$
 Cilindros iguales paralelos	$\frac{V * \sqrt{D^2 - 4r^2}}{2 * r * (D - r) \cos^{-1}\left(\frac{D}{2r}\right)} =$ $\frac{V}{2 * r} * \ln\left(\frac{D}{r}\right)$	$\frac{d}{2 * r * \ln\left(\frac{d}{r}\right)}$ <p>Si $D \gg r$</p> <p>Si $d \gg r$</p>
Esferas iguales con dimensiones como la imagen de arriba	$\frac{V}{d} * f$ $\frac{V}{2 * r}, \text{ si } d \gg r$ $\frac{V}{2 * r}, \text{ si } d \gg r$	$\frac{\left(\frac{d}{r} + 1\right) + \sqrt{\left(\frac{d}{r} + 1\right)^2 + 8}}{4}$
Esfera plana		$0.94 * \frac{d}{r} + 0.8$
Cilindro plano		$0.25 * \frac{d}{r} + 1$

Tabla B.4. Factor de ensanchamiento en configuraciones de electrodos [40].

Se va a realizar el calculo del factor de ensanchamiento utilizando la **Tabla B.4** para cilindros iguales paralelos. En cuanto el tensión de disrupción se calcula utilizando la **ecuación (3-10)** y la tensión disruptiva de paschen de la **Tabla 3.4**.

Fase A (D1):

$$\eta = \frac{d}{2 * r * \ln\left(\frac{d}{r}\right)} = \frac{2.197 \text{ m}}{2 * 0.007 \text{ m} * \ln\left(\frac{2.197 \text{ m}}{0.007 \text{ m}}\right)} = 27.3$$

$$V_m = \frac{V_{bd}}{\eta} = \frac{4150 \text{ kV}}{27.3} = 152 \text{ kV}$$

Fase B (D2):

$$\eta = \frac{d}{2 * r * \ln\left(\frac{d}{r}\right)} = \frac{2.038 \text{ m}}{2 * 0.007 \text{ m} * \ln\left(\frac{2.038 \text{ m}}{0.007 \text{ m}}\right)} = 25.66$$

$$V_m = \frac{V_{bd}}{\eta} = \frac{2853 \text{ kV}}{25.66} = 111.2 \text{ kV}$$

Fase C (D3):

$$\eta = \frac{d}{2 * r * \ln\left(\frac{d}{r}\right)} = \frac{2.494 \text{ m}}{2 * 0.007 \text{ m} * \ln\left(\frac{2.494 \text{ m}}{0.007 \text{ m}}\right)} = 30.32$$

$$V_m = \frac{V_{bd}}{\eta} = \frac{4706 \text{ kV}}{30.32} = 155.2 \text{ kV}$$

Nota: Esta metodología se realizó debido a que es un método más directo y fácil de calcular que el método presentado en el **Anexo B.7.1**.

C. ANEXO 3 – CONDUCTORES

C.1. CARACTERÍSTICAS DEL ELECTRODO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Selección del conductor que conecta el cable de guarda con el sistema de puesta a tierra.

Calibre (AWG)	Número de alambres	Diámetro de los alambres (mm)	Diámetro del conductor (mm)	Sección (mm ²)	Tensión de rotura (kg)	Resistencia D.C. a 20 °C (ohmio/km)	Peso unitario (kg/km)
4/0	7	4.417	13.25	107.261	4134	0.1706	972.2
3/0	7	3.932	11.811	84.996	3341.1	0.2151	771
2/0	7	3.503	10.516	67.45	2688	0.2712	611.6
1/0	7	3.119	9.373	53.487	2155.5	0.3419	485.3
2	7	2.474	7.417	33.649	1383.4	0.5446	304.9
4	7	1.961	5.893	21.139	879.1	0.8648	191.8

Tabla C.1. Características mecánicas y eléctricas conductores AWG [63].

C.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE FASE Y CABLE DE GUARDA

Codensa especifica que las líneas aéreas deben ir construidas con conductor de aluminio AAAC, siendo resaltado de color azul el conductor seleccionado para las líneas aéreas objeto del presente estudio. Donde los conductores normalizados y existentes son los siguientes [13]:

Líneas a 34.5 kV – 13.2 kV – 11.4 kV – 7.6 kV y 6.6 kV			
AAAC (IEC)		ACSR (ASTM)	
Área Nominal (mm ²)	Área Real (mm ²)	Designación AWG	Área Real (mm ²)
125	145	266.8 kcmil	142.59
100	116	4/0 AWG	125.10
		2/0 AWG	78.75
63	73.2	1/0 AWG	62.39
40	46.5	2 AWG	39.23

Tabla C.2. Tipos de conductores [13].

Calibre Nominal	Área mm ²	No. Hilos	Diámetro		Peso unit. kg/m	Carga de rotura kN	Resistencia DC a 20°C Ohmios/km	Capacidad máxima (A)
			Hilos (mm)	Conductor (mm)				
40	46.5	7	2.91	8.72	127.1	15.1	0.7158	213
63	73.2	7	3.65	10.9	200.2	23.06	0.4545	282
100	116	19	2.79	14	319.9	37.76	0.2877	379
125	145	19	3.12	15.6	399.2	47.2	0.2302	436

Tabla C.3. Características mecánicas y eléctricas conductores de aleación de Aluminio-AAAC [13].

Calibre nominal (mm ²)	Resistencia DC a 20°C	Resistencia AC a 60°C (Ohm/km)
40	0.7158	0.763
63	0.4545	0.497
100	0.2877	0.312
125	0.2302	0.265

Tabla C.4. Resistencia de conductores de aleación de Aluminio-AAAC (IEC) [21].

D. ANEXO 4 - TRANSFORMADOR

D.1. PRUEBA DE CORTO CIRCUITO Y CIRCUITO ABIERTO

En la **Tabla D.1** se presentan los valores de pérdidas máximas admisibles e impedancia de corto circuito de los centros de transformación rurales [64], [65]. Donde de color verde y azul se evidencia los transformadores seleccionados para la simulación.

Potencia Nominal (kVA)	I ₀ % de I _n	P ₀ (W)	P _c (W)	U _z (%)
75	3.5	390	1370	6.0
112.5	2.6	500	1890	6.0
150	2.5	610	2400	6.0
225	2.5	790	3330	6.0
300	2.0	950	4210	6.0
400	2.0	1150	5320	6.0
500	1.7	1330	6370	6.0
630	1.7	1540	7690	6.0
750	1.5	1730	8860	6.0
800	1.5	1800	9330	6.0
1000	1.2	1980	12000	6.0
1250	1.0	2370	14300	6.0
1600	1.0	2880	17400	6.0
2000	1.0	3430	20900	6.0
2500	1.0	4100	25000	6.5
3000	1.0	4740	29000	6.5
3750	1.0	5650	34400	6.5
4000	0.8	5950	36100	6.5
5000	0.8	7100	42600	6.5
6000	0.8	8200	48200	7.15
7500	0.8	9790	55100	7.15
10000	0.8	12300	61000	7.15

Tabla D.1. Transformadores trifásicos de 75 kVA a 10000 kVA [64], [65].

D.2. CALCULO DE CAPACITANCIAS

Haciendo uso de la **ecuación (3-14)**, se calcularon las capacitancias para transformadores con potencias de 2 MVA y 2.5 MVA.

Transformador 2 MVA:

- Capacitancias $A = B = C$

$$C_{A=B=C} = 0.52 * (2 \text{ MVA})^{0.4} = 0.686 \text{ nF}$$

- Capacitancias $a = b = c$

$$C_{a=b=c} = \frac{0.52 * (2 \text{ MVA})^{0.4}}{2} = 0.34 \text{ nF}$$

- Capacitancias $Aa = Bb = Cc$

$$C_{Aa=Bb=Cc} = 2 * (0.52 * (2 \text{ MVA})^{0.4}) = 1.4 \text{ nF}$$

Transformador 2.5 MVA:

- Capacitancias $A = B = C$

$$C_{A=B=C} = 0.52 * (2.5 \text{ MVA})^{0.4} = 0.75 \text{ nF}$$

- Capacitancias $a = b = c$

$$C_{a=b=c} = \frac{0.52 * (2.5 \text{ MVA})^{0.4}}{2} = 0.375 \text{ nF}$$

- Capacitancias $Aa = Bb = Cc$

$$C_{Aa=Bb=Cc} = 2 * (0.52 * (2.5 \text{ MVA})^{0.4}) = 1.5 \text{ nF}$$

E. ANEXO 5 - DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES

E.1. SELECCIÓN DEL DESCARGADOR DE ACUERDO AL NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED

Se va a describir los aspectos fundamentales para la selección de un descargador de sobretensiones basado en las características de la red. A continuación, se evidencian las especificaciones solicitadas por Codensa S.A.

Características	Descripción
Tensión nominal	34.5 kV - 13.2 kV - 11.4 kV
Tensión máxima de servicio	38 kV - 14.5 kV - 12.5 kV
Potencia nominal de corto circuito	500 MVA - 300 MVA - 300 MVA
Corriente de cortocircuito trifásico simétrico	8 kA – 10 kA - 12.5 kA
Sistema trifásico trifilar	
Neutro rígido a tierra	
Alturas sobre el nivel del mar menores a 2850 m	

Tabla E.1. Especificaciones del DPS especificado por Codensa [66].

E.1.1. Selección del descargador adecuado ante tensiones temporales

Para seleccionar el descargador debemos averiguar algunos parámetros fundamentales del mismo [48]:

- Intensidad nominal de descarga/capacidad de absorción de energía.
- Tensión nominal.
- Capacidad para soportar sobretensiones temporales

Intensidad nominal de descarga/capacidad de absorción de energía: Se seleccionará un descargador de 10 kA de capacidad nominal de descarga.

Tensión nominal: Se va a calcular la tensión de fase para la selección del descargador con tensión nominal de 34.5 kV:

$$V_f = \frac{V_{max}}{\sqrt{3}} = \frac{34.5 V}{\sqrt{3}} = 19.9 kV$$

Tensión de servicio continuo: La tensión de servicio continuo (V_c) será calculada como:

$$V_c = V_f * 1.05 = 19.9 kV * 1.05 = 20.915 kV$$

La tensión de servicio continuo (V_c) de línea se calculará como:

$$V_{LC} = V_L * 1.05 = 34.5 \text{ kV} * 1.05 = 36.2 \text{ kV}$$

Capacidad para soportar sobretensiones temporales: Aunque el trabajo solo tiene en cuenta las sobretensiones transitorias, es necesario escoger un descargador que tenga un comportamiento adecuado ante sobretensiones temporales y transitorias, por ende se realizara el procedimiento para escoger el descargador: Con neutros rígidos a tierra, las sobretensiones no alcanzan valores superiores al 140% de la tensión máxima [48].

Supongamos que el valor de la sobretensión con respecto a tierra, por pérdida brusca de la carga puede alcanzar un valor de 1.55 y su duración es de 10s [48].

$$V_s = V_c * 1.55 = 20.915 \text{ kV} * 1.55 = 32.4 \text{ kV}$$

Supongamos que el valor de la sobretensión con respecto a tierra, para un sistema con neutro aislado de una fase alcanza en las otras dos fases el valor del 140 % de la máxima a tierra con duración del defecto a tierra de 1 s, es decir:

$$V_{s2} = V_c * 1.4 = 20.915 \text{ kV} * 1.4 = 29.3 \text{ kV}$$

Una vez calculado los valores de las sobretensiones con respecto a tierra bajo 2 condiciones el descargador seleccionado debe ser de la menor tensión nominal que reúna las siguientes características:

- Tensión de servicio continuo superior a $19.9 \text{ kV} * 1.05 > 20.9 \text{ kV}$.
- Debe soportar una tensión de 32.4 kV durante 10s.
- Debe soportar una tensión de 29.3 kV durante 1s.

Una vez calculado los valores para un sistema con neutro solido a tierra debe el descargador comportarse de forma óptima para sistema con neutro aislado.

II. Sistema con Neutro aislado

La tensión de servicio continuo (V_c) será calculada como:

$$V_c \geq V_s \Rightarrow V_c \geq 34.5 \text{ kV}$$

La tensión nominal del descargador tiene un factor de 1.25.

$$V_r \geq 1.25 * 34.5 \text{ kV} = 43.1 \text{ kV}$$

El descargador seleccionado es el resaltado de color azul debido a que cumple las condiciones anteriormente mencionadas.

Tensión entre Fases (kV)		Circuito con eliminación automática de defectos a tierra**		Circuitos con neutro aislado o puesto a tierra sin eliminación automática de los defectos a tierra***	
Asignada	Máxima	PARARRAYOS		PARARRAYOS	
		Vr	Vc	Vr	Vc
2.4	2.52	3	2.55	3	2.55
3*	3.6	3	5.1	6	5.1
4.16	4.37	6	2.55	6	5.1
4.8	5.04	6	5.1	6	5.1
6*	7.2	6	5.1	9	7.65
6.9	7.25	6	5.1	9	7.65
8.32	8.74	6	5.1	10	8.4
10*	12	9	7.65	12	10.2
12	12.7	10	8.4	18	15.3
13.2	13.9	12	10.2	18	15.3
13.8	14.5	12	10.2	-	-
15*	17.5	15	12.7	18	15.3
20*	24	21	17	24	19.5
23	24.2	21	17	30	24.4
24.9	26.1	21	17	36	29
30*	36	30	24.4		
34.5	36.2	30	24.4	45	36.5
45*	52	42	34.6	48	26.5
46	48.3	43.9	31.5	54	42
66*	72.5	66	54	72	57
69	72.5	60	48	72	57
110*	123	108	84	120	98
115	121	108	84	120	98
132*	145	120	98	144	115
138	145	120	98	144	115
161	169	144	115	-	-
220*	245	180	144		
230	242	180	144		
380	420	336	270		

Tabla E.2. Selección del descargador para diferentes sistemas [48].

Para la tensión asignada, tensión continua y STT se maneja kV eficaces, el Equivalente al frente de onda y la Máxima Sobretensión de maniobra son kV cresta. El descargador seleccionado esta resaltado de azul.

Tensión Asignada Ur	Tensión Continua Uc*	STT		Equivalente al frente de onda **	Máx. sobretensión maniobra ***	Tensión residual máxima Usando una onda de corriente 8/20 μ s						
		1 s	10 s			1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	15 kA	20 kA	40 kA
3	2.55	3.7	3.5	7.4	5.7	6.5	6.8	6.9	7.3	7.7	8.0	8.6
6	5.10	7.4	7.1	14.7	11.3	13.1	13.5	13.9	14.6	15.5	16.1	17.2
9	7.65	11.1	10.6	22.1	17.0	19.6	20.3	20.8	21.8	23.2	24.1	25.8
10	8.40	12.2	11.6	24.5	18.9	21.8	22.5	23.2	24.3	25.8	26.8	28.7
12	10.2	14.8	14.1	29.4	22.6	26.2	27.0	27.8	29.1	31.0	32.1	34.4
15	12.7	18.4	17.6	36.8	28.3	32.7	33.8	34.7	36.4	38.7	40.1	43.0
18	15.3	22.2	21.2	44.1	34.0	39.3	40.5	41.7	43.7	46.5	48.2	51.6
21	17.0	24.7	23.5	51.5	39.6	45.8	47.3	48.6	51.0	54.2	56.2	60.2
24	19.5	28.3	27.0	56.4	43.4	50.2	51.8	53.3	55.8	59.2	61.5	65.9
27	22.0	32.0	30.4	63.7	49.1	56.7	58.5	60.2	63.1	67.2	69.6	74.5
30	24.4	35.4	33.8	71.1	54.7	63.3	65.3	67.1	70.4	74.9	77.6	83.1
36	29.0	42.1	40.1	84.1	64.8	74.9	77.3	79.5	83.3	88.7	91.8	98.4
39	31.5	45.8	43.6	91.5	70.4	81.4	84.1	86.4	90.6	96.4	100	107
45	36.5	53.0	50.5	107	82.4	95.3	98.3	101	106	113	117	125
48	39.0	56.7	54.0	113	86.8	100	104	107	112	119	123	132
54	42.0	61.0	58.1	118	90.7	105	108	111	117	124	129	138
60	48.0	69.7	66.4	134	103	120	123	127	133	142	147	157
66	54.0	78.4	74.7	151	116	134	139	143	149	159	165	177
72	57.0	82.8	78.9	160	124	143	147	152	159	169	175	188
90	70.0	102	96.9	199	153	177	183	188	197	210	217	233
96	76.0	110	105	218	168	194	200	206	216	230	238	255
108	84.0	122	116	235	181	210	216	222	233	248	257	275
120	98.0	142	136	273	224	243	251	258	271	288	298	320
132	106	154	147	302	248	269	277	285	299	318	329	353
144	115	167	159	321	263	286	295	303	318	338	350	375
168	131	190	181	370	303	329	340	349	366	390	404	432

Tabla E.3. Comportamiento del descargador ante rayos con onda 8/20 μ s [48].

E.2. CALCULO DE LOS VALORES DE LOS ELEMENTOS DEL MODELO

Para el cálculo de las inductancias L0 y L1 para el modelo Pinceti y Giannettoni es según las **ecuaciones (3-15) y (3-16)**:

$$L_0 = 0.01 * 45 \text{ kV} = 0.45 \mu\text{H}$$

$$L_1 = 0.03 * 45 \text{ kV} = 1.35 \mu\text{H}$$

El cálculo del comportamiento de las resistencias no lineales se realizara utilizando las **ecuaciones (3-18), (3-19) y la Tabla E.4.**

A0		A1	
Corriente	Tensión	Corriente	Tensión
kA	Pu	kA	Pu
0.01	1.4	-	-
0.1	1.54	0.1	1.23
1	1.68	1	1.36
2	1.74	2	1.43
4	1.8	4	1.48
6	1.82	6	1.5
8	1.87	8	1.53
10	1.9	10	1.55
12	1.93	12	1.56
14	1.97	14	1.58
16	2	16	1.59

Tabla E.4. Característica V-I de las resistencias no lineales A0 y A1 [47].

La tensión de referencia se calculó mediante la **ecuación (3-20)**.

$$V_{ref} = 1.39 * \sqrt{2} * 45 \text{ kV} = 88.5 \text{ kV}$$

E.2.1. Comportamiento de A0

- tensión para 0.01 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.4 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 92.75 \text{ kV}$$

- tensión para 1 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.68 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 111.3 \text{ kV}$$

- tensión para 0.1 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.54 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 102.02 \text{ kV}$$

- tensión para 2 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.74 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 115.275 \text{ kV}$$

- tensión para 4 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.8 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 119.25 \text{ kV}$$

- tensión para 6 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.82 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 120.57 \text{ kV}$$

- tensión para 8 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.87 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 123.88 \text{ kV}$$

- tensión para 10 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.9 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 125.875 \text{ kV}$$

E.2.2. Comportamiento de A1

- tensión para 0.1 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.23 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 81.487 \text{ kV}$$

- tensión para 1 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.36 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 90.1 \text{ kV}$$

- tensión para 2 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.43 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 94.738 \text{ kV}$$

- tensión para 4 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.48 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 98.05 \text{ kV}$$

- tensión para 6 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.5 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 99.37 \text{ kV}$$

- tensión para 12 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.93 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 127.86 \text{ kV}$$

- tensión para 14 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.97 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 130.51 \text{ kV}$$

- tensión para 18 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 2 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 132.5 \text{ kV}$$

- tensión para 8 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.53 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 101.36 \text{ kV}$$

- tensión para 10 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.55 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 102.69 \text{ kV}$$

- tensión para 12 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.56 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 103.35 \text{ kV}$$

- tensión para 14 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.58 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 104.68 \text{ kV}$$

- tensión para 18 kA

$$VA0_{(0.01A)} = 1.59 * \frac{106 \text{ kV}}{1.6} = 105.3 \text{ kV}$$

F. ANEXO 6 - SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

F.1. ESPECIFICACIONES DEL ELECTRODO

Requisitos Geométricos del conductor bajante: Las varillas tendrán sección transversal circular y sus extremos terminarán, el uno en forma de cono de 60 grados truncado y el otro, en forma plana biselada. Las varillas se identifican por el diámetro nominal y longitud de las mismas, como se indica en la **Tabla F.1**. El espesor mínimo de recubrimiento de cobre será de 0.25 mm, para las varillas con núcleo de acero [32].

Tipo	Diámetro (mm)	Longitud (mm)
Cobre	> ó = 12.7	2440 ó 1200
Acero con recubrimiento electro depositado en Cu	> ó = 14	2440 ó 1200

Tabla F.1. Características mecánicas y eléctricas conductores AWG [32].

F.2. TIPOS DE SUELOS

En la **Tabla F.2** se evidencian los valores de resistividad y características de algunos suelos con su respectivo gradiente (color naranja serán utilizados en la prueba de sensibilidad).

Tipo de Suelo	Resistividad (Ωm)	Gradiente (kV/m)
Arcilla Plástica (húmeda)*	8-70	2885 (1870-3900)
Arena Seca*	3000-8000	1795 (1710-1880)
Arena Húmeda*	200-3000	1820 (1300-2340)
Grava seca*	3000-30000	2180 (2080-2280)
Grava húmeda*	40-10000	1530 (1140-1920)
Piedra caliza de superficie	100-1000	
Esquisto o pizarra	5-100	
Piedra arenisca	20-2000	
Granito, basalto	1000	
Terrenos pantanosos	0-30	
Limo	20-100	
Margas del jurásico	30-40	
Arena saturada	100-200	
Arenas arcillosas	50-500	
Suelo pedregoso cubierto césped	300-500	
Caliza blandas	100-300	
Calizas compactas	1000-5000	

Tabla F.2. Valores de resistividad en diferentes tipos de suelos [6], [54], [67].

En **Tabla F.3** se evidencia los tipos de suelos presentes sobre el trazado de la línea de distribución rural en los que se instalara las estructuras de la red eléctrica.

Longitud de la línea (km)	Nodo	Tipo de suelo	Nombre del suelo
0	N1	Q1-I	Arcillas
0,24	N2	Q1-I	Arcillas
0,48	N3	Q1-I	Arcillas
0,72	N4	Q1-I	Arcillas
0,96	N5	Q1-I	Arcillas
1,2	N6	Q1-I	Arcillas
1,44	N7	Q1-I	Arcillas
1,68	N8	Q1-I	Arcillas
1,92	N9	Q1-I	Arcillas
2,16	N10	b6k6-Stm	calizas-arenitas
2,4	N11	b6k6-Stm	calizas-arenitas
2,64	N12	b6k6-Stm	calizas-arenitas
2,88	N13	b6k6-Stm	calizas-arenitas
3,12	N14	b6k6-Stm	calizas-arenitas
3,36	N15	b6k6-Stm	calizas-arenitas
3,6	N16	b6k6-Stm	calizas-arenitas
3,84	N17	b6k6-Stm	calizas-arenitas
4,08	N18	b6k6-Stm	calizas-arenitas
4,32	N19	b6k6-Stm	calizas-arenitas
4,56	N20	b6k6-Stm	calizas-arenitas
4,8	N21	b6k6-Stm	calizas-arenitas
5,04	N22	Q1-I	Arcillas
5,28	N23	Q1-I	Arcillas
5,52	N24	Q1-I	Arcillas
5,76	N25	Q-ca	depósitos coluviales-Limo
6	N26	Q-ca	depósitos coluviales-Limo
6,24	N27	Q-ca	depósitos coluviales-Limo
6,48	N28	Q-ca	depósitos coluviales-Limo
6,72	N29	Q-ca	depósitos coluviales-Limo
6,96	N30	Q-ca	depósitos coluviales-Limo
7,2	N31	Q-ca	depósitos coluviales-Limo

Tabla F.3. Suelos donde se instalaran las estructuras de la red de 34.5 kV [55].

F.3. CALCULO DE LOS VALORES DEL MODELO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para el cálculo se asume que se presenta suelo de Arcilla plástica, con una resistividad media de 50 Ωm , según la **Tabla F.2** y el electrodo será en cobre y sus dimensiones son 2.44 m de largo y con un diámetro de 0.0127 m, según la normatividad de Codensa [32]. Utilizando la **ecuación (3-21)** se calcular el valor de la resistencia de puesta a tierra a frecuencia industrial.

$$R_T = \frac{50}{\pi * (2.44 \text{ m})} * \left[\ln \left[\frac{4 * 2.44 \text{ m}}{0.00635 \text{ m}} \right] - 1 \right] = 41.34 \Omega$$

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra a altas frecuencias se utilizan las **ecuaciones (3-22), (3-23) y (3-24)**. Primero se calculará el gradiente de ionización para Arcilla Plástica (húmeda).

$$E_0 = 241 * (50)^{0.215} = 558.97 \text{ kV/m}$$

El valor de la resistencia medida a baja frecuencia y a tensión nominal como lo estipula el Reglamento Técnico De Instalaciones Eléctricas (RETIE) en el capítulo 15, debe ser de 10 Ω , pero se asume que el valor de 41.34 asegura la integridad del sistema y de los objetivos del sistema de puesta a tierra.

$$I_g = \left[\frac{558.97 \text{ kV/m} * 50 \Omega\text{m}}{2\pi * (41.34 \Omega)^2} \right] = 2.602 \text{ kA} = 2602 \text{ A}$$

Para el caso de un tipo de suelo Arcilla Plástica (húmeda), se va a calcular la resistencia a alta frecuencia cuando la resistencia medida a 60 Hz es 41.34 Ω y cuando se inyecta una corriente de 1 kA.

$$R_T = \left[\frac{41.34 \Omega}{\sqrt{1 + \frac{1000 \text{ A}}{2602 \text{ A}}}} \right] = 35.14 \Omega$$

El cálculo de la inductancia se realizara por la utilizando la **ecuación (3-25)**.

$$L = \frac{4 * \pi * 10^{-7} * 2.44}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{2 * 2.44}{0.00635} \right) - 1 \right) = 2.754 \mu\text{H} = 0.002754 \text{ mH}$$

En la **Tabla F.4** se puede evidenciar la permitividad relativa de algunos suelos y rocas, los cuales nos permitirá calcular la capacitancia del suelo en el sistema de puesta a tierra.

Permitividad relativa de diferentes tipos de suelos	
Material	Permitividad relativa
Aluviones	9-23
Arcilla seca	3
Arcilla húmeda	8-15
Arcilla limosa	30-50
Arena seca	3-6
Arena húmeda	20-30
Arena costera seca	10
Limos secos	3-10
Limos saturados	10-40
Grava	<8
Grava arenosa saturada	15-22
Suelo agrícola	9-25
Suelo Agrícola medio	15
Suelo agrícola grueso seco	8-15
Suelo agrícola arenoso –limoso (saturado)	10-15
Suelo agrícola húmedo	15-22
Suelo agrícola saturado	20-26
Suelo arcilloso seco	2-3
Suelo arenoso seco	2-3
Suelo de bosque	12
Suelo de marismas	12
Suelo de pastoreo	13
Suelo limoso seco	2-3
Suelo promedio	16
Caliza húmeda	8-9
Esquisto seco o húmedo	7
Piedra arenisca seca	6
Caliza seca	4-7

Tabla F.4. Permitividad relativa para diferentes tipos de suelos y rocas [68].

El cálculo de la capacitancia se realizara por la utilizando la **ecuación (3-26)**.

- Arcilla plástica

$$C = \frac{(88.542 \times 10^{-12} * 50)}{41.34} = 107.1 \text{ pF}$$

- Limo

$$C = \frac{(26.56 \times 10^{-12} * 20)}{16.74} = 32.12 \text{ pF}$$

- Calizas blandas

$$C = \frac{(79.69 \times 10^{-12} * 100)}{82.68} = 96.3 \text{ pF}$$

- Esquisto seco o húmedo

$$C = \frac{(61.98 \times 10^{-12} * 100)}{8.27} = 749.5 \text{ pF}$$

- Arenisca Seca

$$C = \frac{(53.13 \times 10^{-12} * 1000)}{826.77} = 64.26 \text{ pF}$$

G. ANEXO 7 – CARGA

G.1. CARGA RESIDENCIAL

En la **Figura G.1** se puede evidenciar el porcentaje de uso de electrodomésticos en el departamento de Cundinamarca.

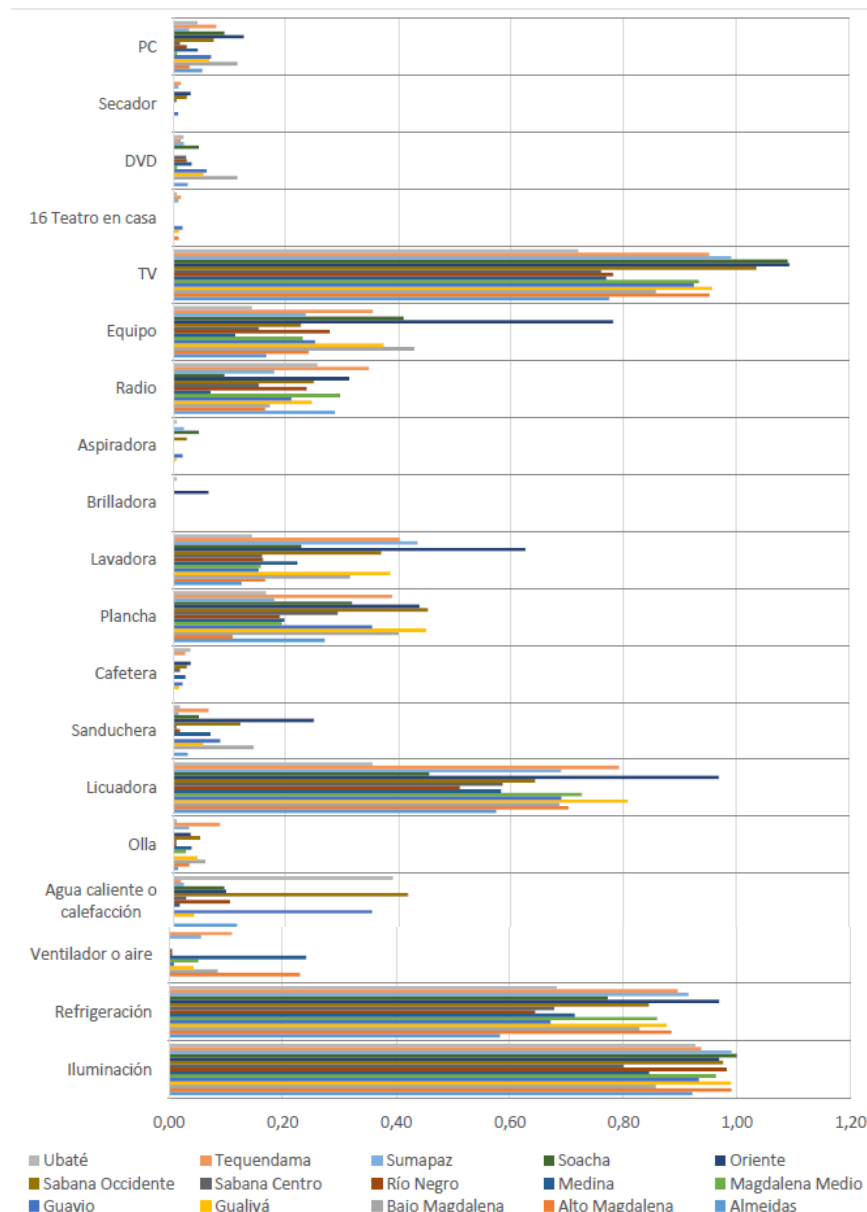


Figura G.1. Participación uso/electrodoméstico (zona rural - Cundinamarca) [56].

El perfil de consumo de uso de electrodomésticos en la provincia Sabana Occidente se encuentra resumido en la (columna participación uso/electrodoméstico de la **Tabla G.1**) [56].

Para el cálculo de potencia en la provincia, se tuvo en cuenta la potencia consumida por cada electrodoméstico, la cantidad de usuarios en la provincia y el porcentaje de uso. Los resultados se pueden evidenciar en la **Tabla G.1** Por ejemplo para calcular la potencia de las luminarias en la provincia de Sabana Occidente, primero se asume que se utilizaran 2 bombillas en promedio (para el resto de aparatos se dispone de 1 aparato), cada una con una potencia de 70W, con un porcentaje de uso de 98% de los 1338 usuarios (10% de los usuarios de la provincia).

$$(2) * (70 \text{ W}) * (0.98) * (1338) = 183.57 \text{ kVA}$$

Electrodoméstico	Potencia por electrodoméstico (W)	Participación uso/electrodoméstico (%)	Energía consumida uso/electrodoméstico (KVA)
luminarias incandescentes (2 unidades)	70	98	183.57
Refrigeración	350	87	407.42
Agua Caliente o calefacción	1800	43	1035.61
Olla	800	5	53.52
Licudadora	350	67	313.76
Sandwichera	150	12	24.08
Cafetera	400	5	26.76
Plancha	1100	45	662.31
Lavadora	700	37	346.54
Radio	15	25	5.02
Equipo de sonido	150	25	50.18
Televisión	150	89	178.62
Computador	150	8	16.06
Total			3303 (3.3 MVA)

Tabla G.1. Participación uso y potencia de electrodomésticos en la provincia Sabana Occidente [56].

Nota: La provincia Sabana Occidente tiene 13381 siendo la cantidad total de usuarios, pero se va a alimentar 10 % (1338).

Una vez calculada la potencia aparente de la provincia, se va a dividir la potencia en 2 cargas (75% de la cargabilidad de los transformadores de 2 y 2.5 MVA), debido a que por normatividad las potencias nominales de los transformadores en el sistema de distribución son 500 kVA, 1 MVA, 1.6 MVA, **2 MVA**, **2.5 MVA**, y 5 MVA.

$$P1 = 0.75 * 2 \text{ MVA} = 1.5 \text{ MVA}$$

$$P2 = 0.75 * 2.5 \text{ MVA} = 1875 \text{ MVA}$$

Por ende, se van a escoger 1 carga a potencia nominal de 1.5 MVA, otra carga de 1803 MVA para Sabana Occidente. Se calcula la resistencia de la provincia. Dada por la siguiente ecuación.

$$R = \frac{V^2}{S}$$

Para Sabana Occidente:

$$R1 = \frac{\left(\frac{13.2 \text{ kV}}{\sqrt{3}}\right)^2}{\frac{1500 \text{ kVA}}{3}} = 116.2 \Omega$$

$$R2 = \frac{\left(\frac{13.2 \text{ kV}}{\sqrt{3}}\right)^2}{\frac{1803 \text{ kVA}}{3}} = 96.64 \Omega$$

G.2. CARGA DEL MOTOR INDUSTRIAL

En el motor de inducción industrial trifásico se va a realizar el cálculo de los parámetros eléctricos por fase. La **Tabla G.2** presenta las especificaciones proporcionadas por el fabricante del motor seleccionado.

MOTOR MEBKSW/D710-02	
Potencia (P_n)	1800 KW
Frecuencia (f_n)	60 Hz
Tensión nominal (U_n)	7.62/13.2 kV
Velocidad (n_n)	1489 rpm
Polos	4
Corriente nominal (U_n)	88 A
Eficiencia (η_n)	96%
Factor de potencia (fp_n)	0.89
Corriente de arranque (i_a)	5.8 p.u.
Torque de Arranque (m_a)	0.6 p.u.
Máximo torque (m_{max})	2.2 p.u.

Tabla G.2. Especificaciones de motor trifásico industrial a 13.2 kV [69].

Nota: Se modificó la frecuencia de funcionamiento del motor a 60 Hz y la tensión nominal de 13.8 a 13.2 kV

El cálculo la impedancia total del motor de inducción a partir de los datos del catálogo siendo:

$$V_f = \frac{13.2 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 7.621 \text{ kV}$$

$$|Z| = \frac{7.621 \text{ kV}}{88 \text{ A}} = 86.6 \Omega$$

$$\cos^{-1}(0.89) = 27.13^\circ$$

$$Z = 86.6 \angle 27.13 = 77.07 + 39.49 j \Omega$$

$$R_T = 77.07 \Omega$$

$$L_T = \frac{X_T}{2 * \pi * f} = \frac{39.49 \Omega}{2 * \pi * 60} = 104.8 \text{ mH}$$

H. ANEXO 8 - TENSIONES INDUCIDAS

Se va a realizar el cálculo de tensión inducida sobre la fase C:

- $v = 120 \text{ m}/\mu\text{s}$
- $c = 300 \text{ m}/\mu\text{s}$
- $v_r = 0.4$
- $K_c = 0.85$
- $h = 10 \text{ m}$
- $\rho = 50 \Omega\text{m}$ (ubicado sobre arcilla)
- $y = 30 \text{ m}$
- $I_0 = 39.46 \text{ kA}$

$$V_{Peak-soil} = 0.85 \left(\sqrt{3} * \left(0.4^{\frac{1}{3}}\right) * 39460 \text{ A} * \sqrt{\frac{50 \Omega\text{m}}{30 \text{ m}} + \frac{30 * 10 \text{ m} * 39460 \text{ A}}{30 \text{ m}}} \right. \\ \left. * \left(1 + \frac{(0.4)}{\sqrt{2} * \sqrt{1 - 0.5 * (0.4)^2}}\right) \right) = 489.58 \text{ kV}$$

I. ANEXO 9 – SIMULACIONES

I.1. Condiciones normales de operación

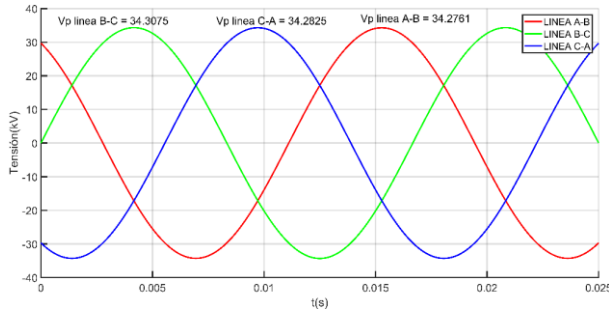


Figura I.1. Tensión de línea entrada del transformador 1 Nodo 16 (10-1) condiciones normales de operación.

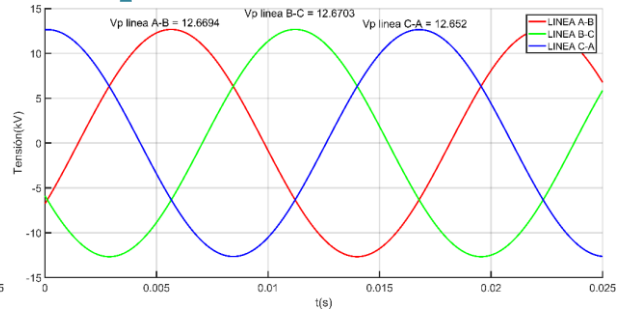


Figura I.5. Tensión del transformador 3 lado de baja (C1) condiciones normales de operación.

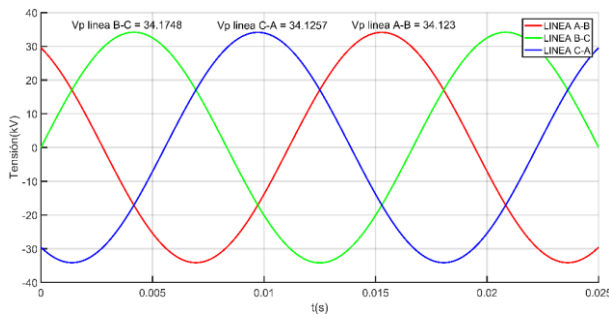


Figura I.2. Tensión de línea entrada del transformador 2 y 3 Nodo 31 condiciones normales de operación.

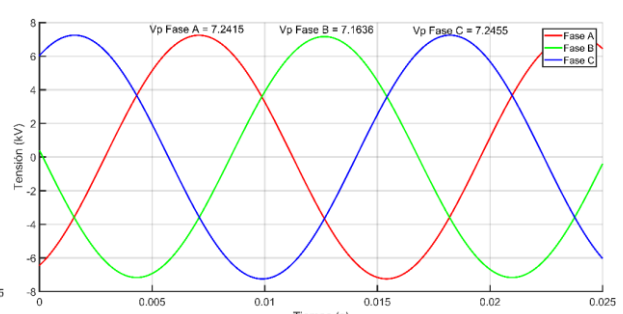


Figura I.6. Tensión en carga residencial 1 (CR1) condiciones normales de operación.

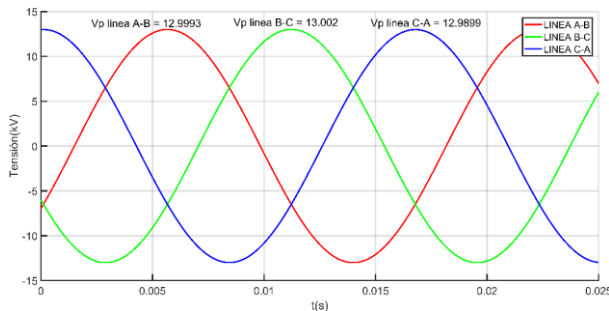


Figura I.3. Tensión del transformador 1 lado de baja (CR1) condiciones normales de operación.

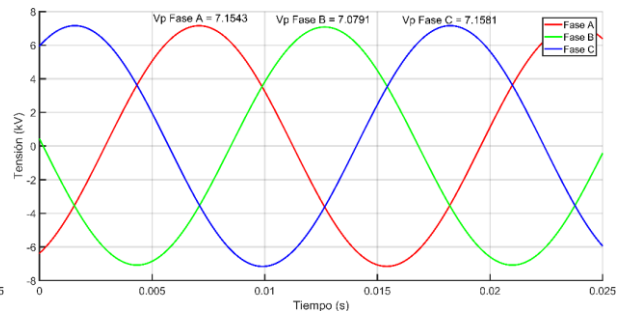


Figura I.7. Tensión en carga residencial 2 (CR2) condiciones normales de operación.

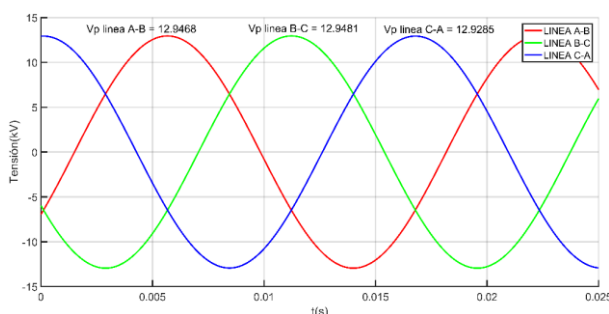


Figura I.4. Tensión del transformador 2 lado de baja (CR2) condiciones normales de operación.

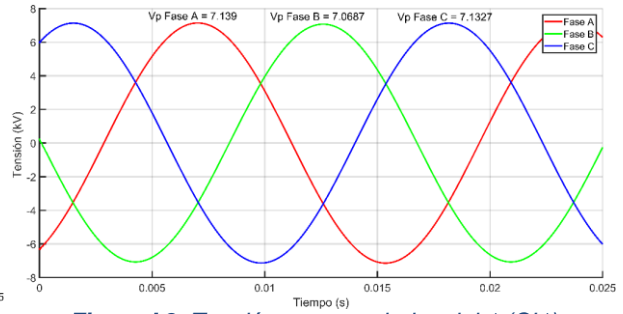


Figura I.8. Tensión en carga industrial 1 (CI1) condiciones normales de operación.

I.2. Descarga atmosférica en el cable de guarda sin la presencia de descargadores de sobretensión

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N2

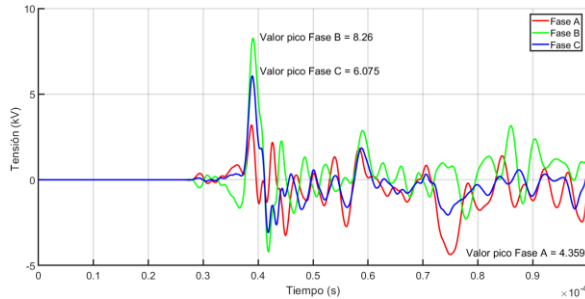


Figura I.9. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 2.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N4

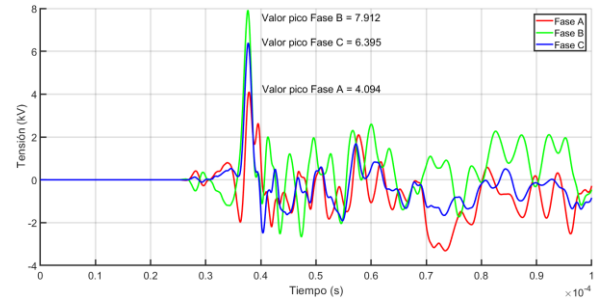


Figura I.12. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 4.

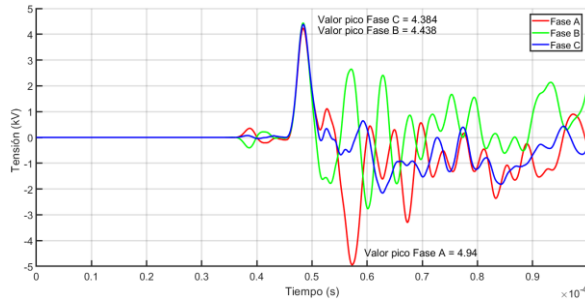


Figura I.10. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 2.

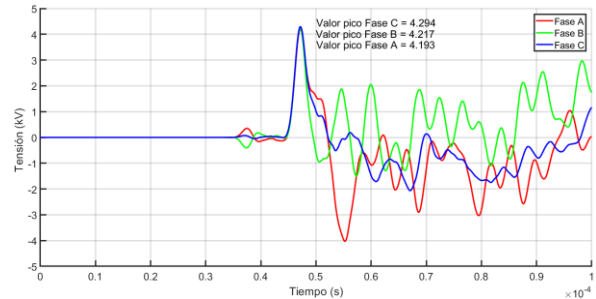


Figura I.13. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 4.

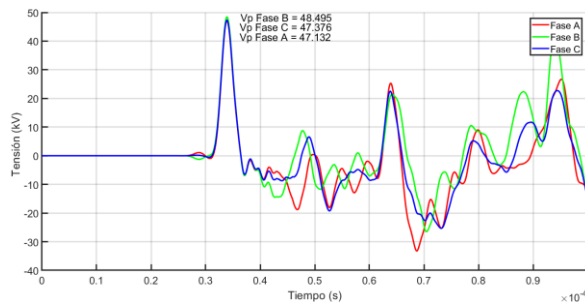


Figura I.11. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 2.

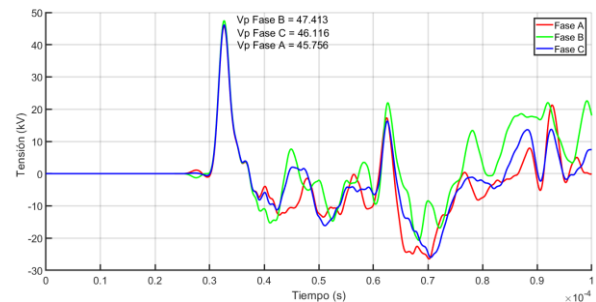


Figura I.14. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 4.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N6

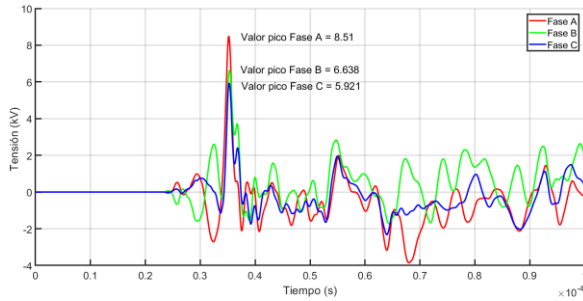


Figura I.15. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 6.

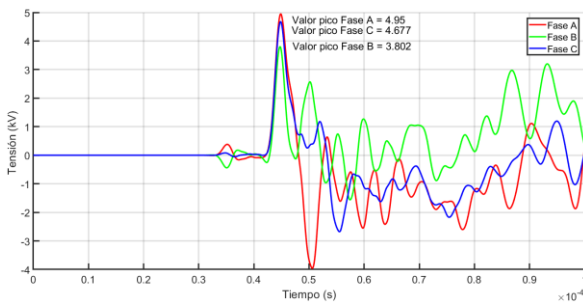


Figura I.16. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 6.

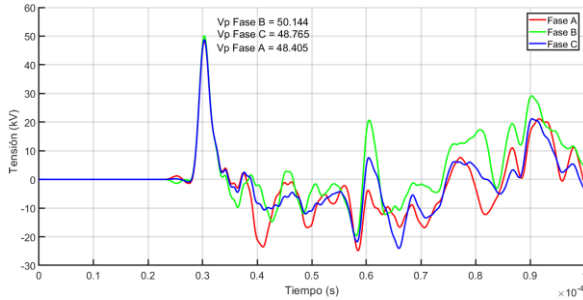


Figura I.17. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 6.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N8

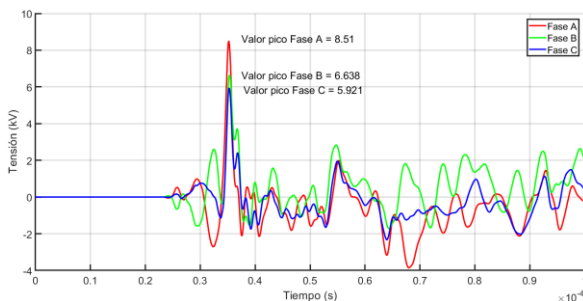


Figura I.18. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 8.

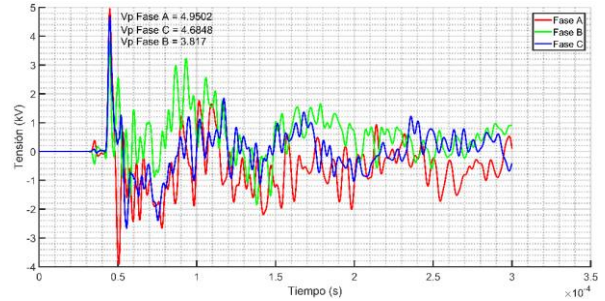


Figura I.19. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 8.

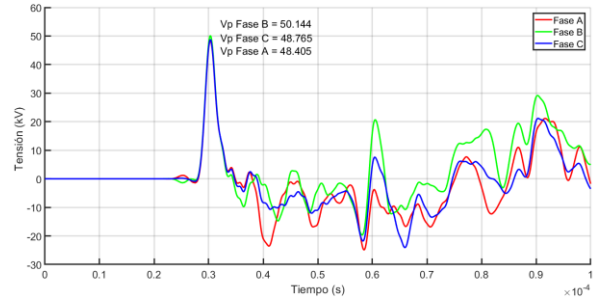


Figura I.20. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 8.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N10

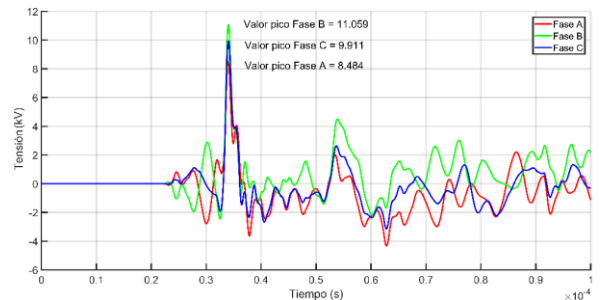


Figura I.21. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 10.

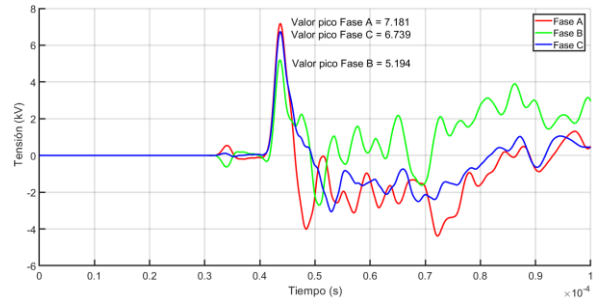


Figura I.22. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 10.

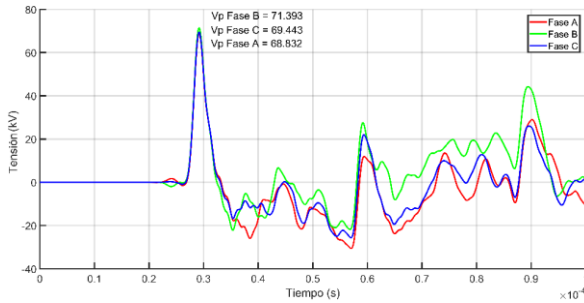


Figura I.23. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 10.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N12

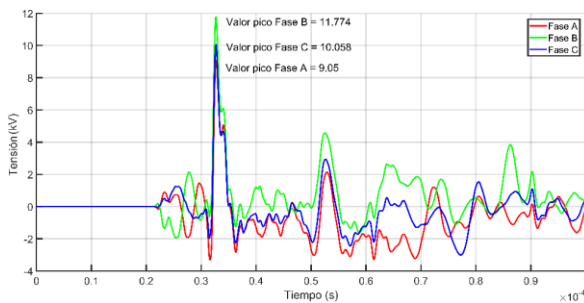


Figura I.24. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 12.

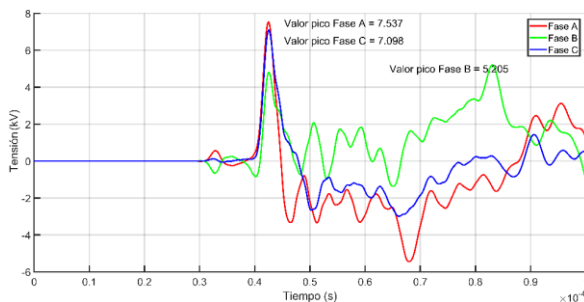


Figura I.25. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 12.

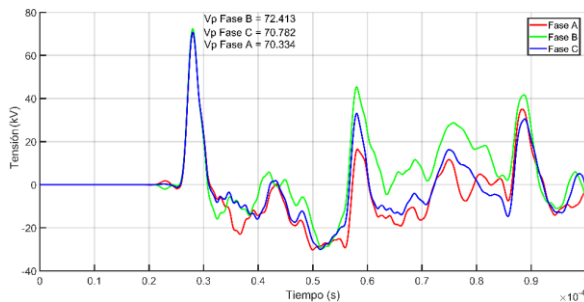


Figura I.26. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 12.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N14

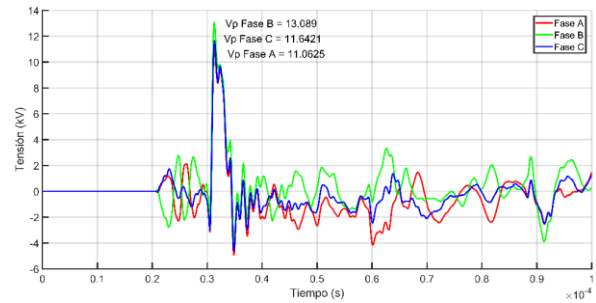


Figura I.27. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 14.

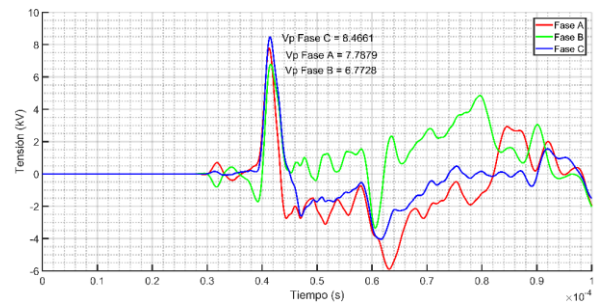


Figura I.28. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 14.

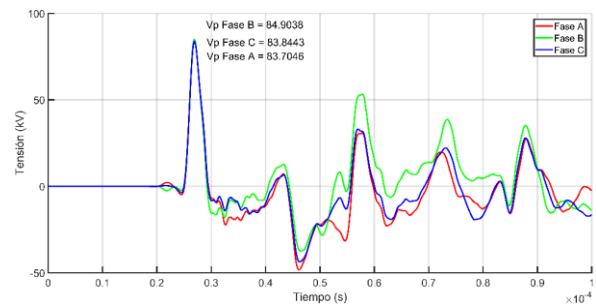


Figura I.29. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 14.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N16

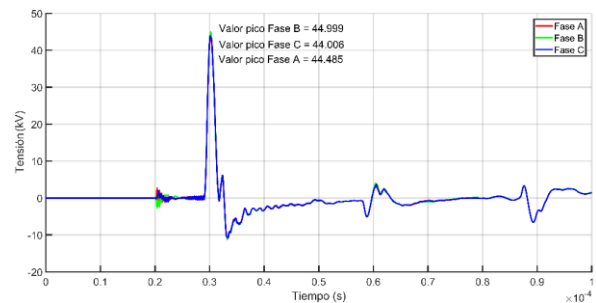


Figura I.30. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 16.

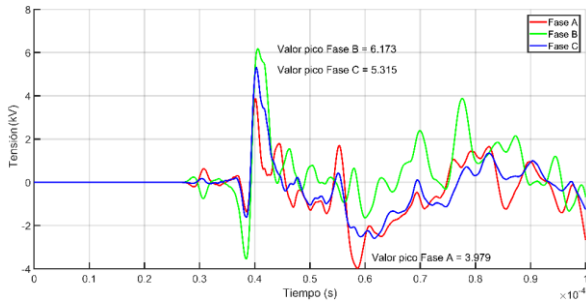


Figura I.31. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 16.

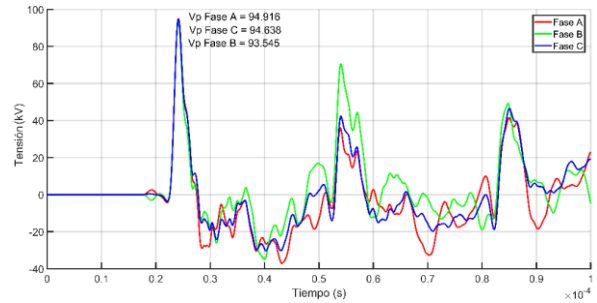


Figura I.35. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 18.

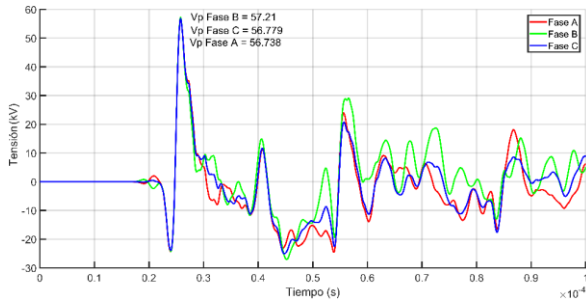


Figura I.32. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 16.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N20

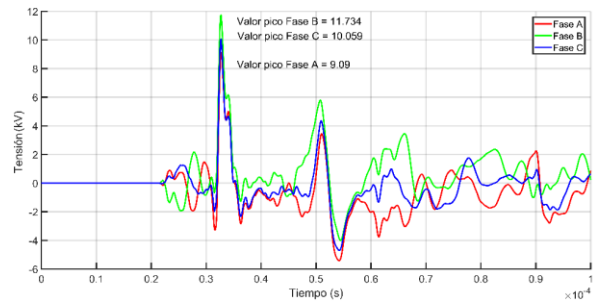


Figura I.36. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 20.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N18

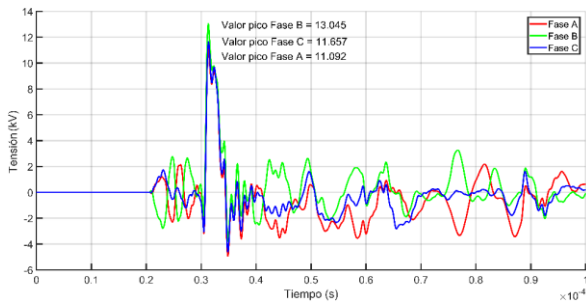


Figura I.33. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 18.

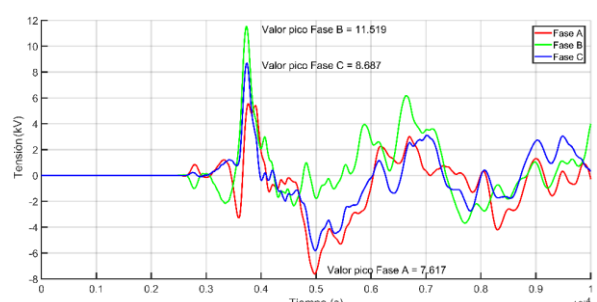


Figura I.37. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 20.

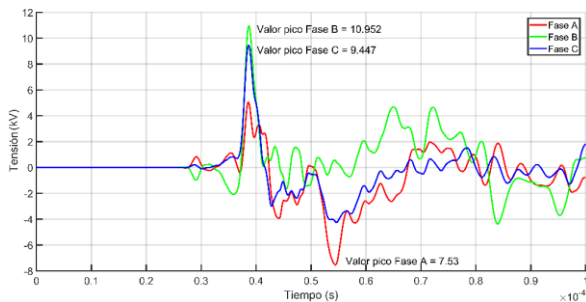


Figura I.34. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 18.

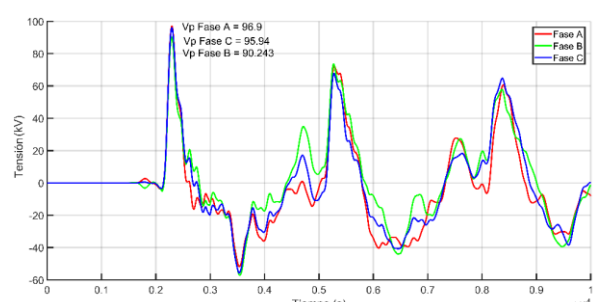


Figura I.38. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 20.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N22

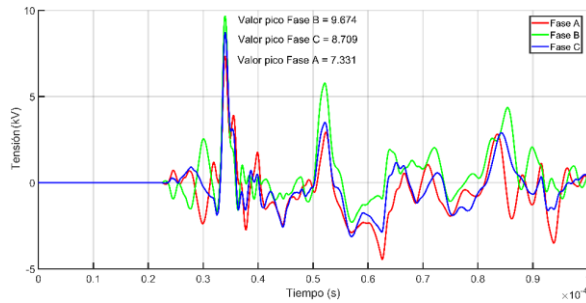


Figura I.39. Tensão en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 22.

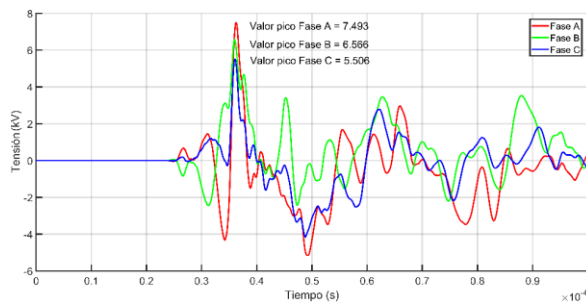


Figura I.40. Tensão en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 22.

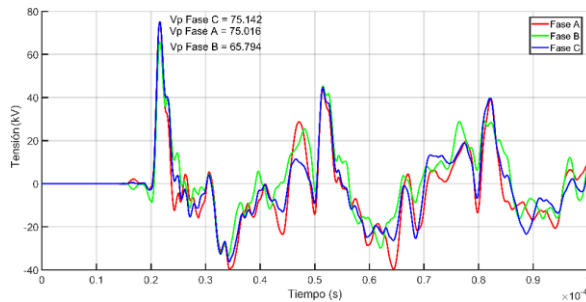


Figura I.41. Tensão en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 22.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N24

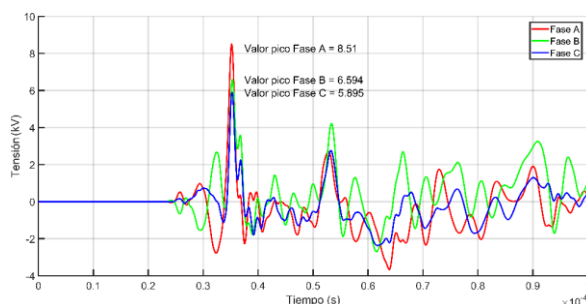


Figura I.42. Tensão en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 24.

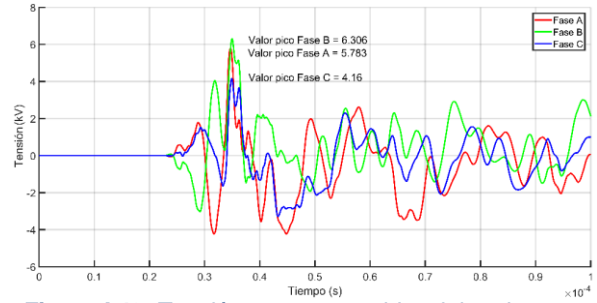


Figura I.43. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 24.

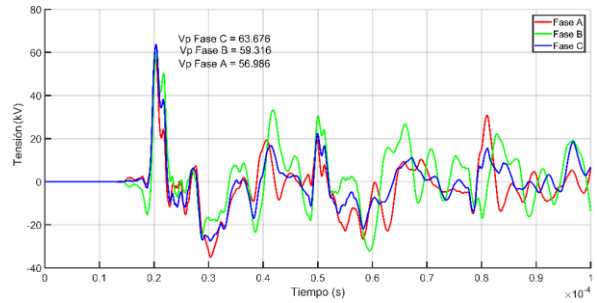


Figura I.44. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 24.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N26

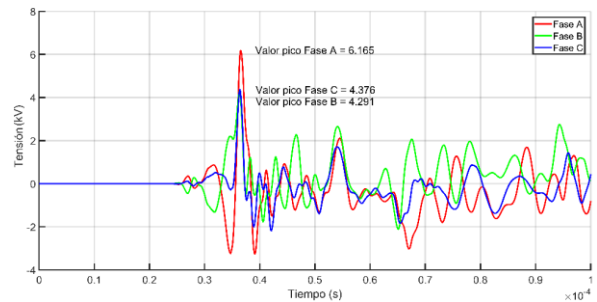


Figura I.45. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 26.

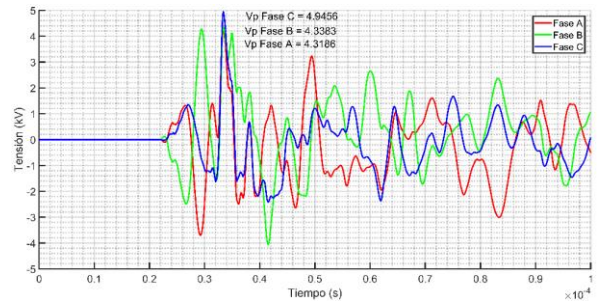


Figura I.46. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 26.

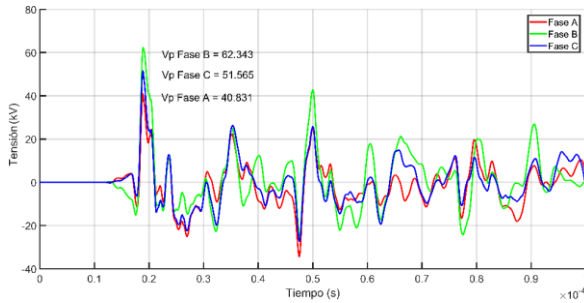


Figura I.47. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 26.

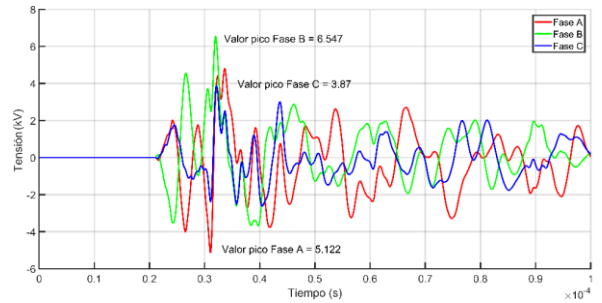


Figura I.49. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre cable de guarda nodo 28.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N28

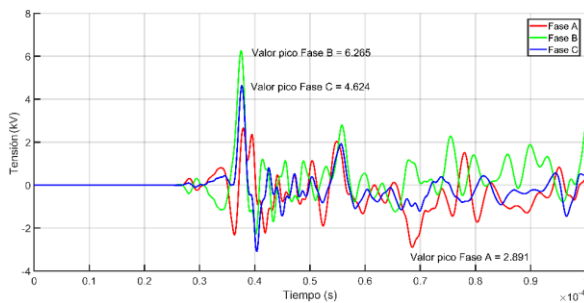


Figura I.48. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre cable de guarda nodo 28.

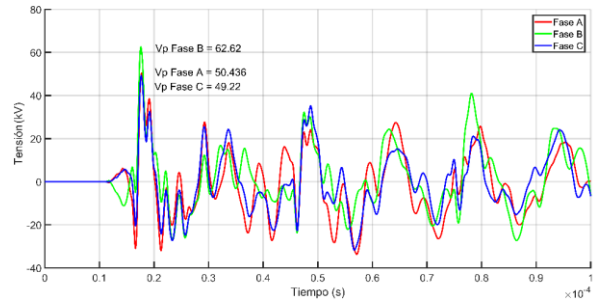


Figura I.50. Tensión en carga industrial - Impacto sobre cable de guarda nodo 28.

I.3. Rayo de una sola descarga en las fases de la línea de 34.5 kV

Impacto sobre la fase A en el nodo N4

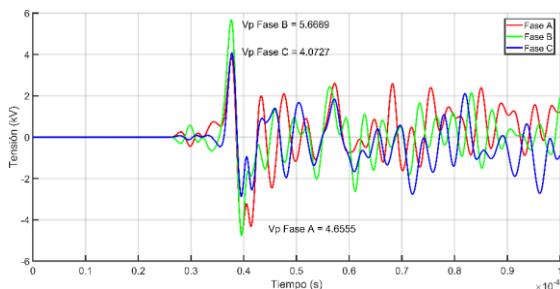


Figura I.51. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 4.

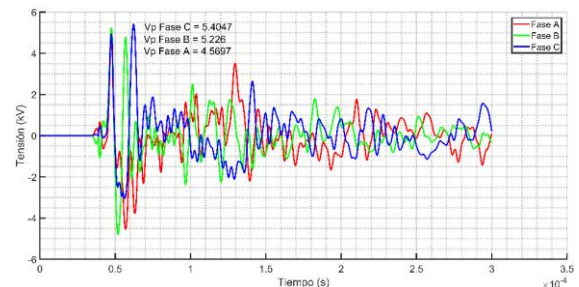


Figura I.52. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 4.

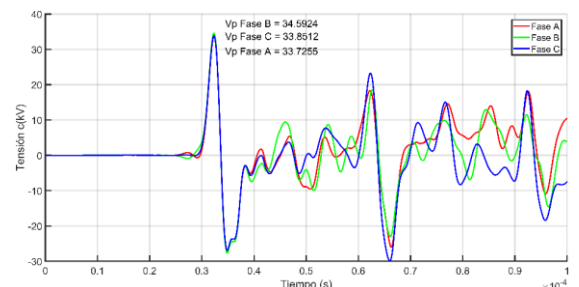


Figura I.53. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 4.

Impacto sobre la fase B en el nodo N4

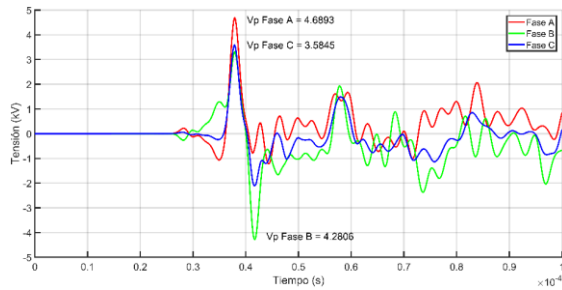


Figura I.54. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 4.

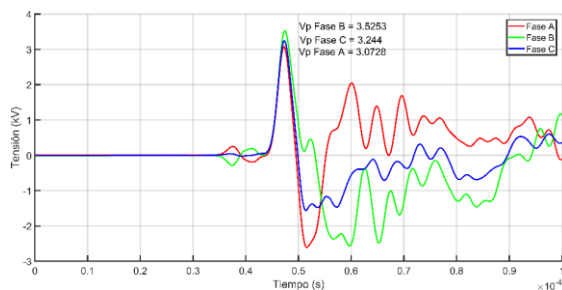


Figura I.55. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 4.

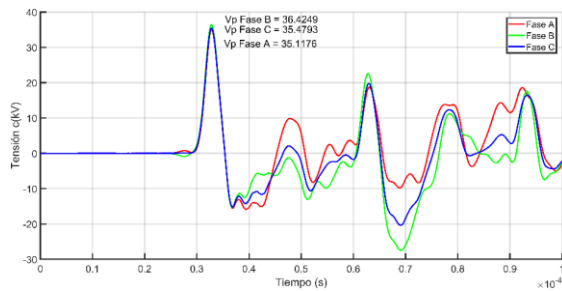


Figura I.56. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 4.

Impacto sobre la fase C en el nodo N4

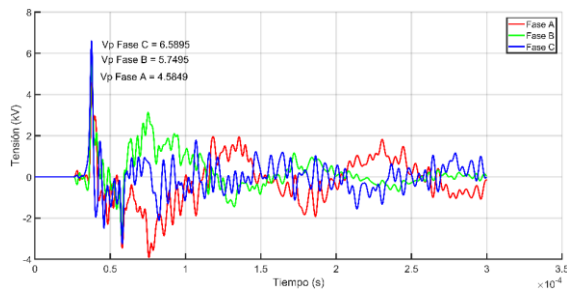


Figura I.57. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 4.

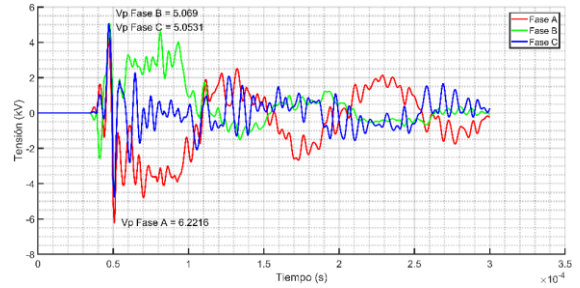


Figura I.58. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 4.

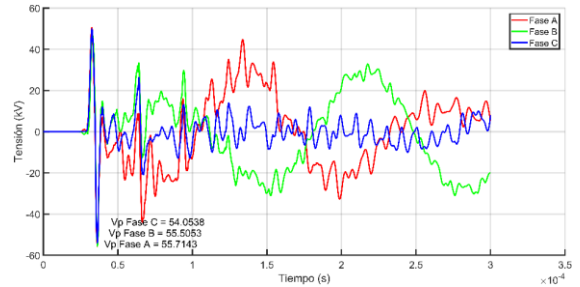


Figura I.59. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 4.

Impacto sobre la fase A en el nodo N8

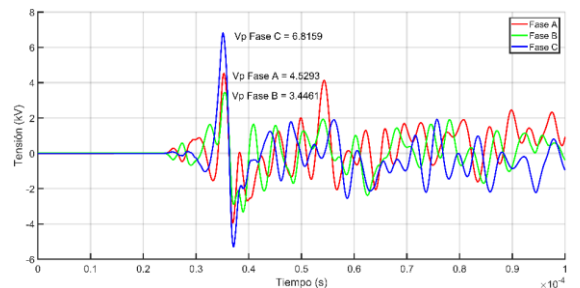


Figura I.60. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 8.

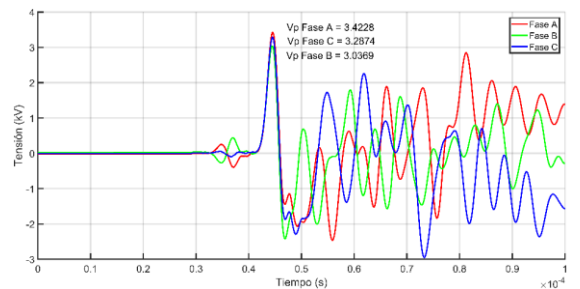


Figura I.61. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 8.

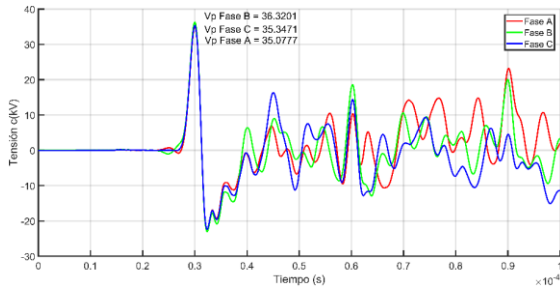


Figura I.62. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 8.

Impacto sobre la fase B en el nodo N8

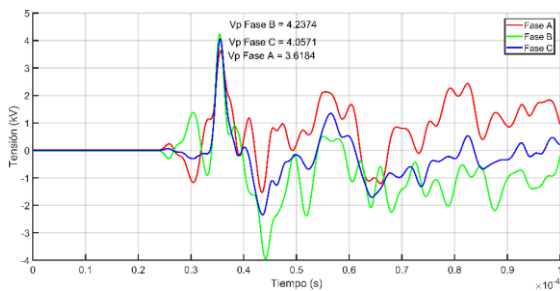


Figura I.63. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 8.

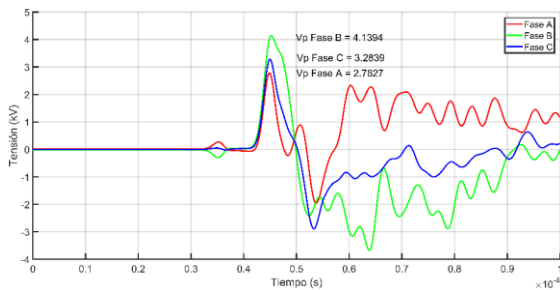


Figura I.64. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 8.

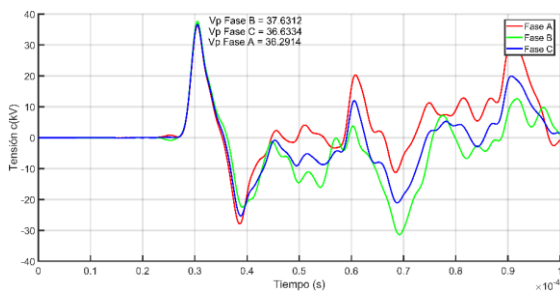


Figura I.65. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 8.

Impacto sobre la fase C en el nodo N8

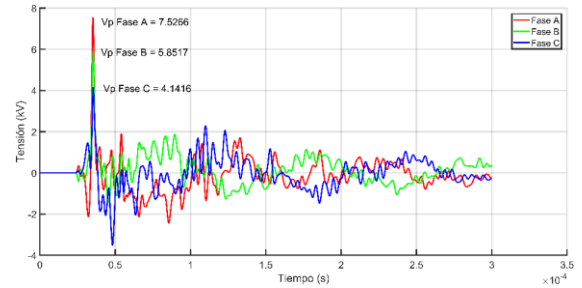


Figura I.66. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 8.

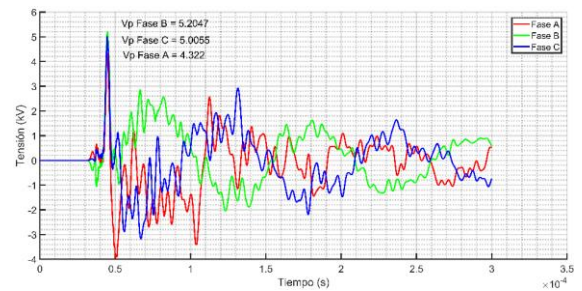


Figura I.67. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 8.

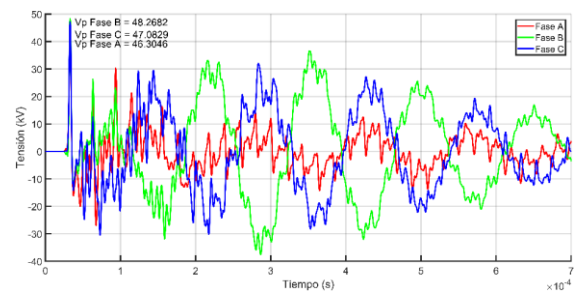


Figura I.68. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase C nodo 8.

Impacto sobre la fase A en el nodo N12

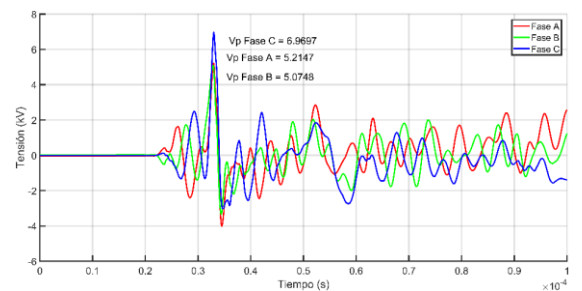


Figura I.69. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 12.

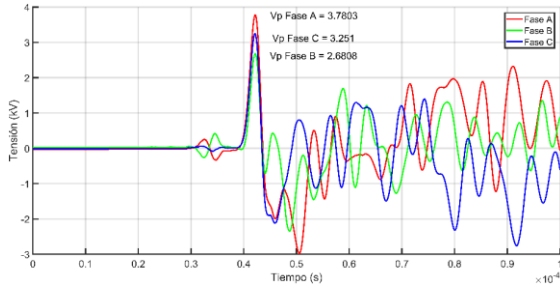


Figura I.70. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 12.

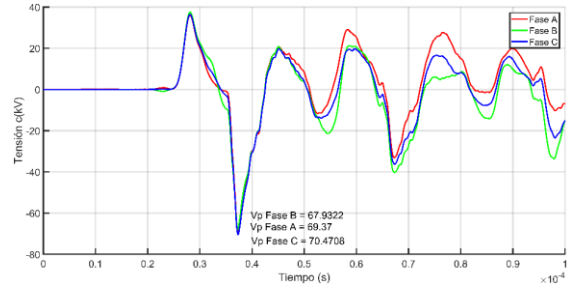


Figura I.74. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 12.

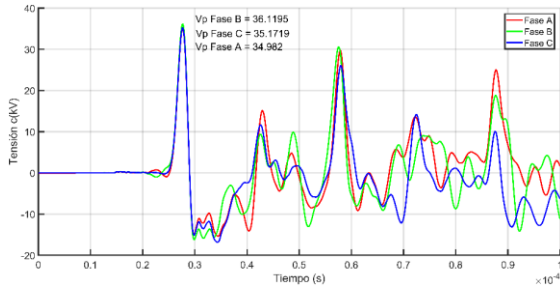


Figura I.71. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 12.

Impacto sobre la fase C en el nodo N12

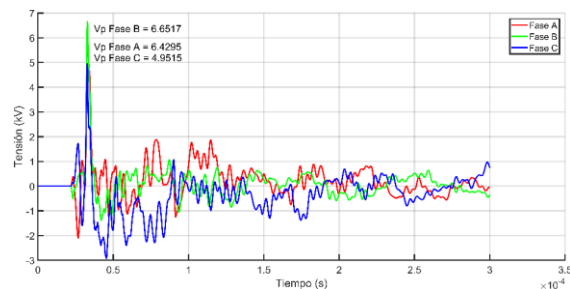


Figura I.75. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 12.

Impacto sobre la fase B en el nodo N12

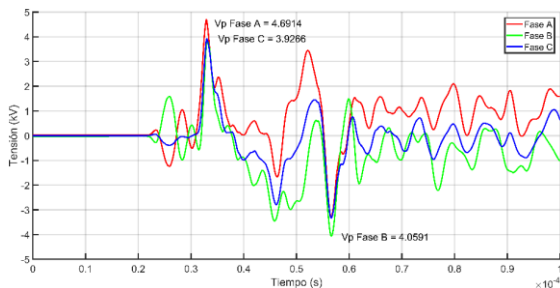


Figura I.72. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 12.

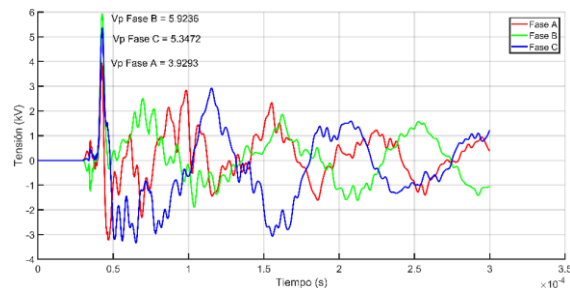


Figura I.76. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 12.

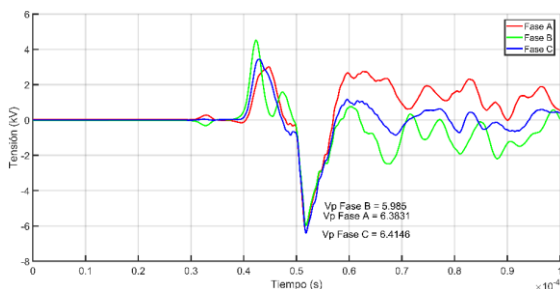


Figura I.73. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 12.

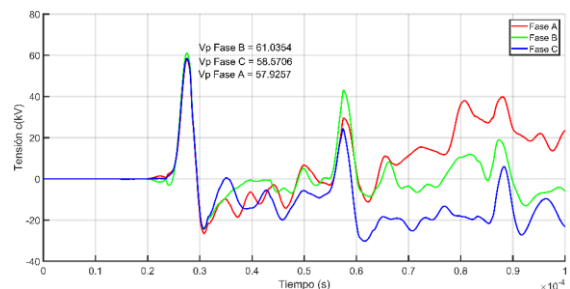


Figura I.77. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 12.

Impacto sobre la fase A en el nodo N16

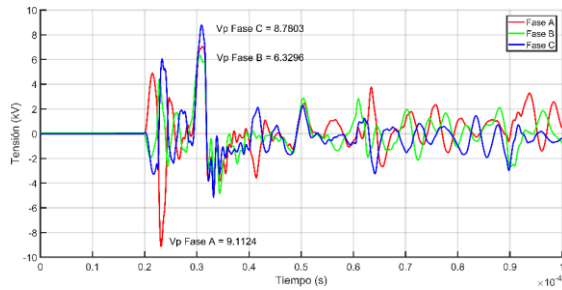


Figura I.78. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 4.

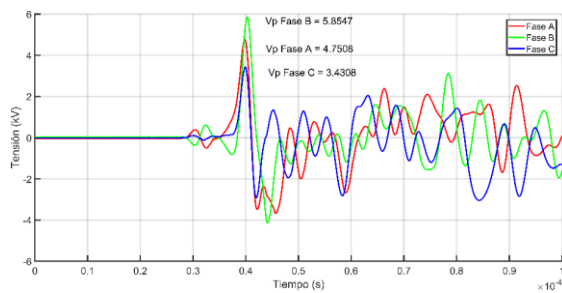


Figura I.79. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 4.

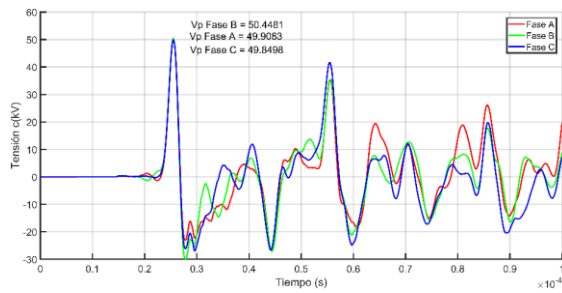


Figura I.80. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 4.

Impacto sobre la fase B en el nodo N16

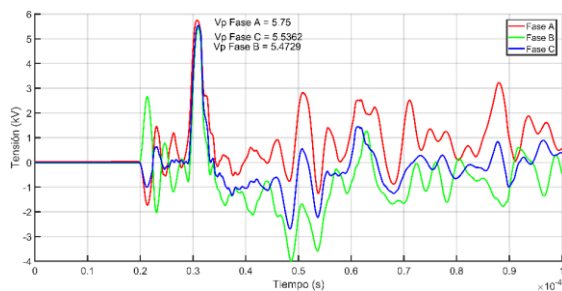


Figura I.81. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 16.

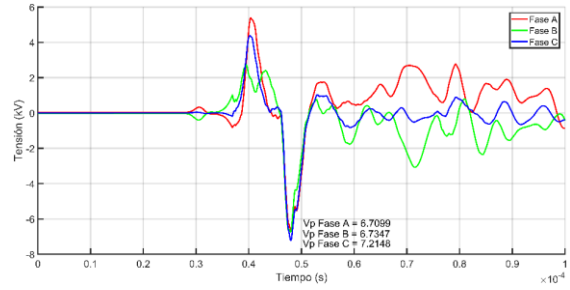


Figura I.82. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 16.

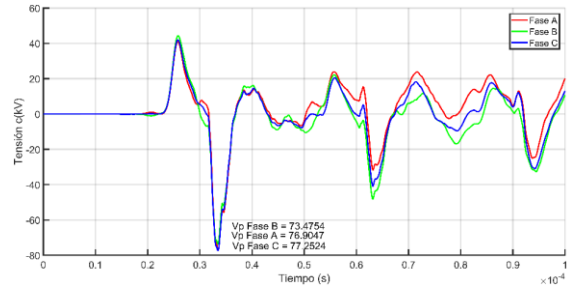


Figura I.83. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 16.

Impacto sobre la fase C en el nodo N16

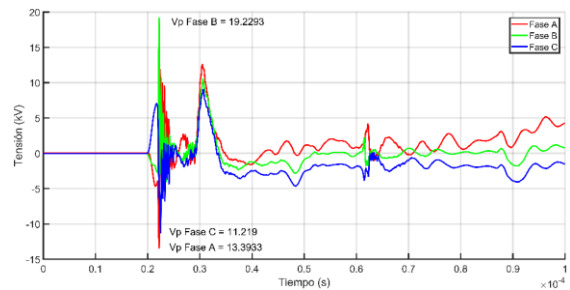


Figura I.84. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 16.

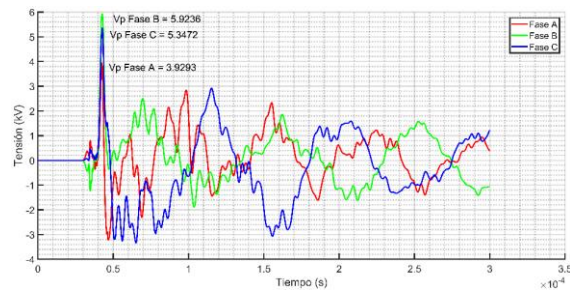


Figura I.85. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 16.

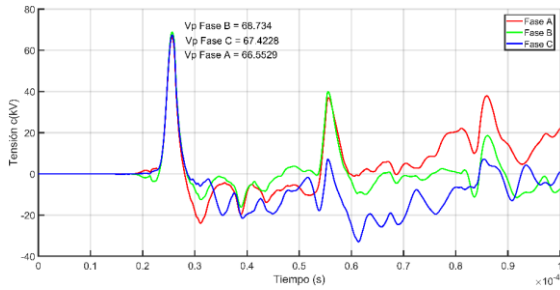


Figura I.86. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase C nodo 16.

Impacto sobre la fase A en el nodo N20

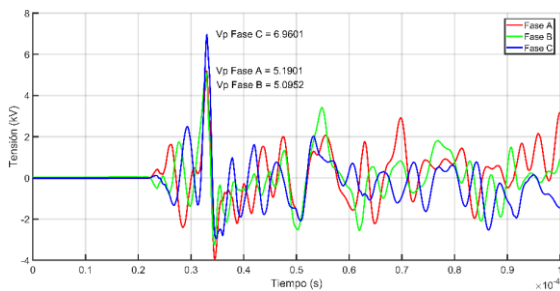


Figura I.87. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 20.

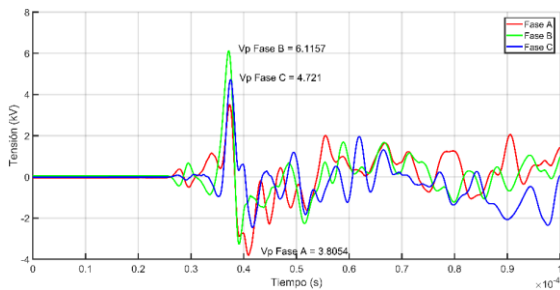


Figura I.88. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 20.

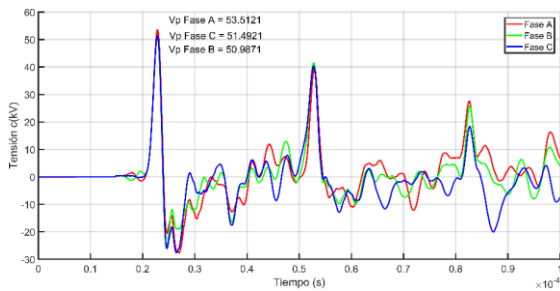


Figura I.89. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 20.

Impacto sobre la fase B en el nodo N20

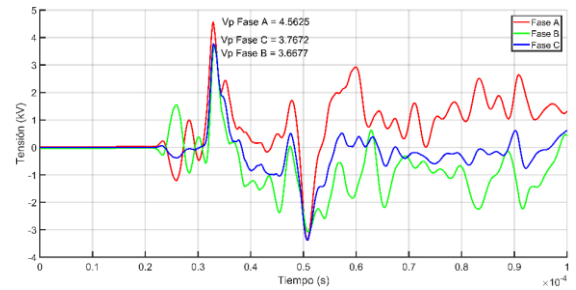


Figura I.90. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 20.

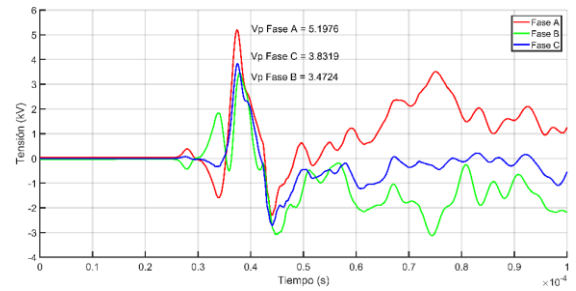


Figura I.91. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 20.

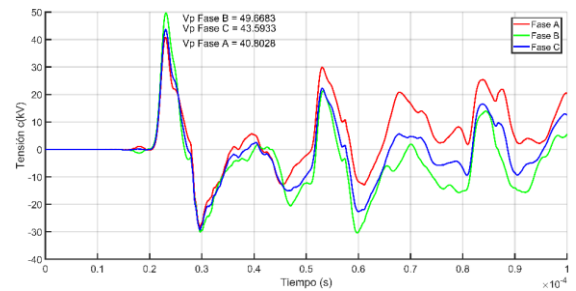


Figura I.92. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 20.

Impacto sobre la fase C en el nodo N20

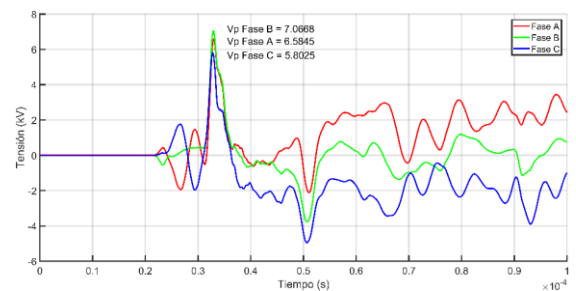


Figura I.93. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 20.

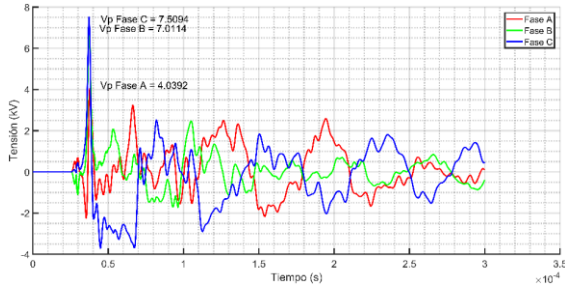


Figura I.94. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 20.

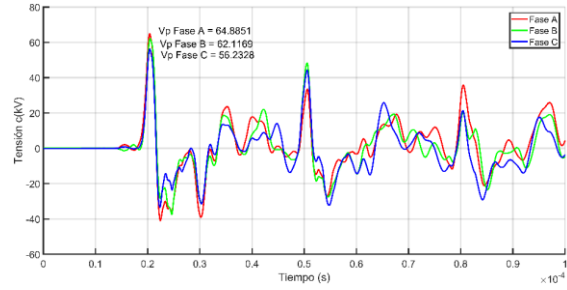


Figura I.98. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 24.

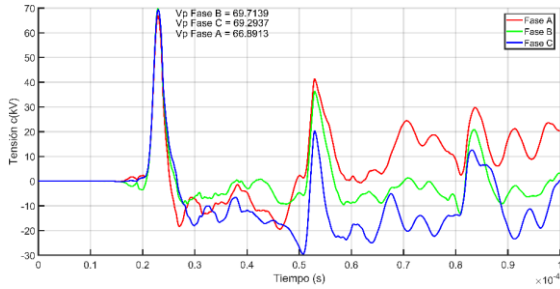


Figura I.95. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase C nodo 20.

Impacto sobre la fase B en el nodo N24

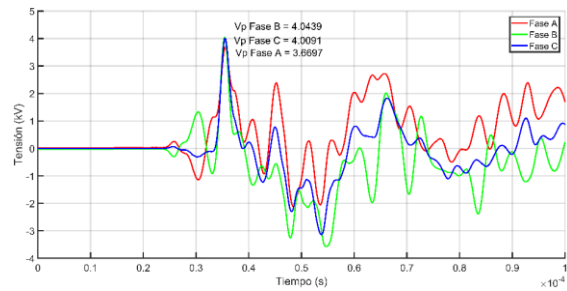


Figura I.99. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 24.

Impacto sobre la fase A en el nodo N24

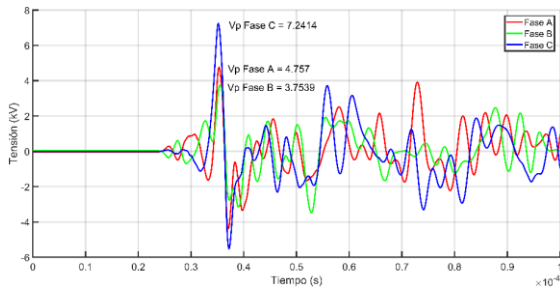


Figura I.96. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 24.

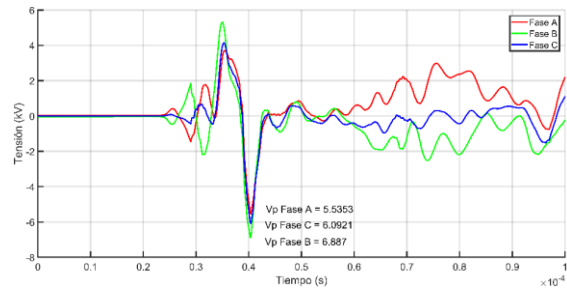


Figura I.100. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 24.

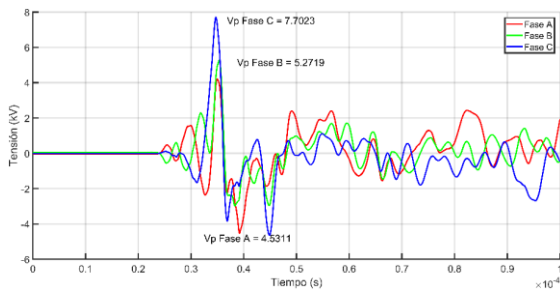


Figura I.97. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 24.

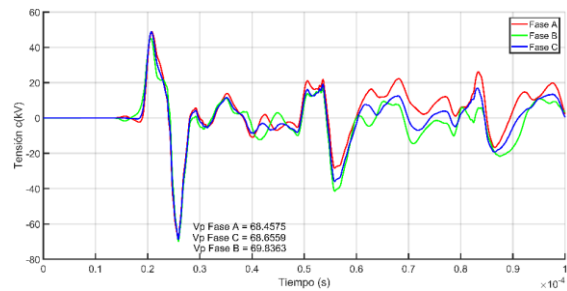


Figura I.101. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 24.

Impacto sobre la fase C en el nodo N24

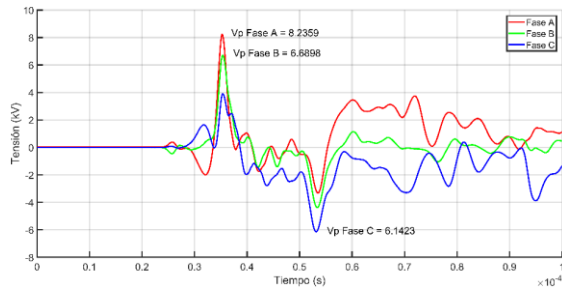


Figura I.102. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 24.

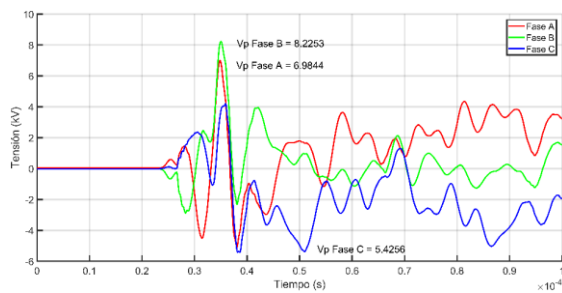


Figura I.103. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 24.

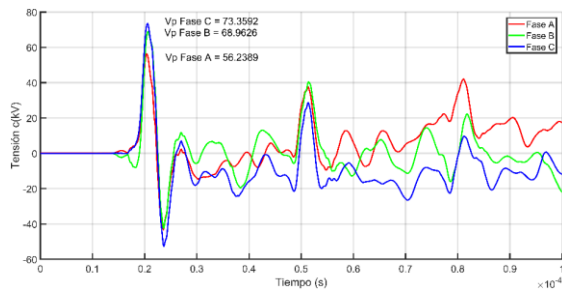


Figura I.104. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase C nodo 24.

Impacto sobre la fase A en el nodo N28

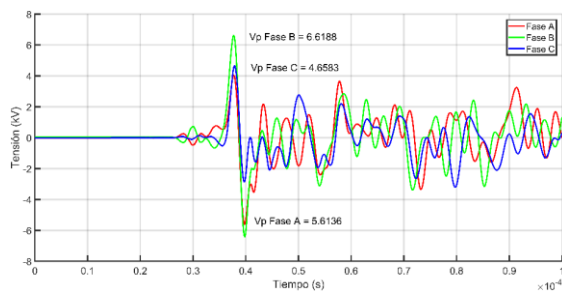


Figura I.105. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 28.

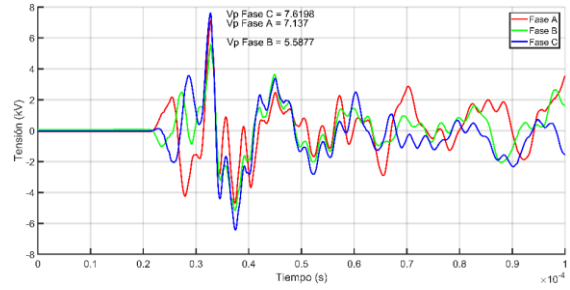


Figura I.106. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 28.

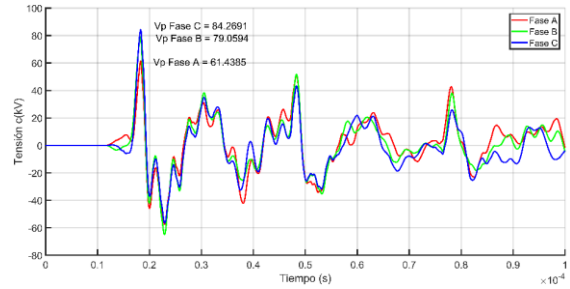


Figura I.107. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 28.

Impacto sobre la fase B en el nodo N28

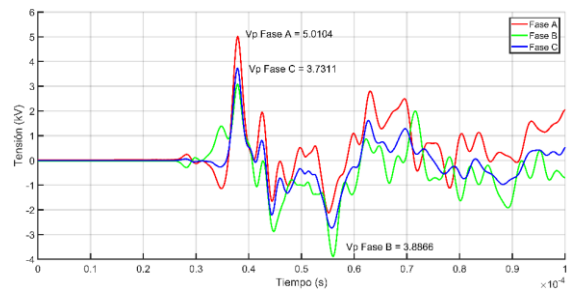


Figura I.108. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase B nodo 28.

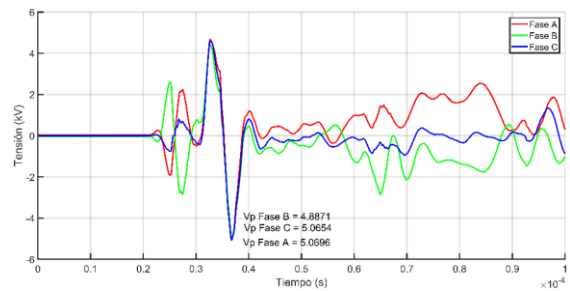


Figura I.109. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase B nodo 28.

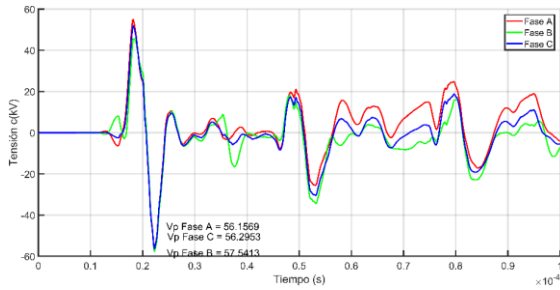


Figura I.110. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase B nodo 28.

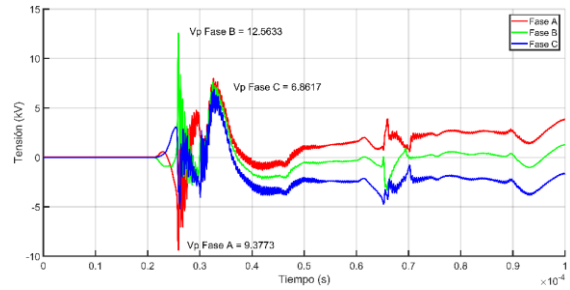


Figura I.112. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase C nodo 28.

Impacto sobre la fase C en el nodo N28

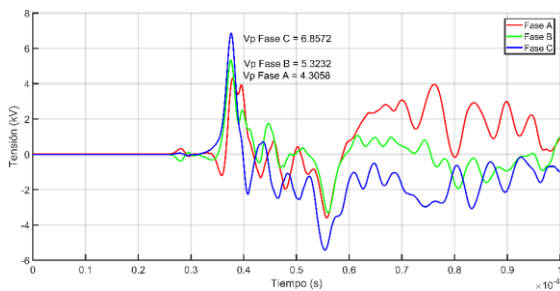


Figura I.111. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase C nodo 28.

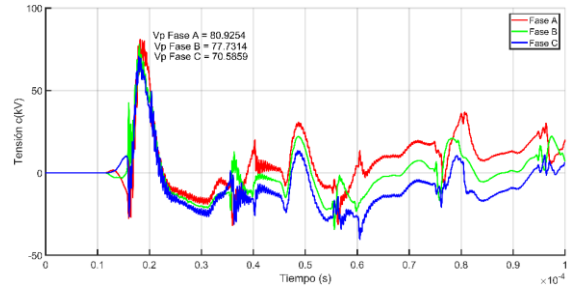


Figura I.113. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase C nodo 28.

I.4. Rayo de una sola descarga en las líneas de 13.2 kV (Mitad de la línea)

Impacto sobre la fase A en el nodo NCR1 - 5 km desde el transformador

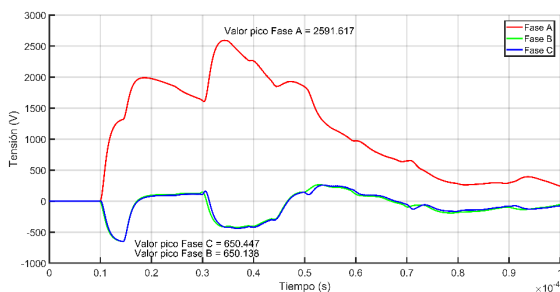


Figura I.114. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR1.

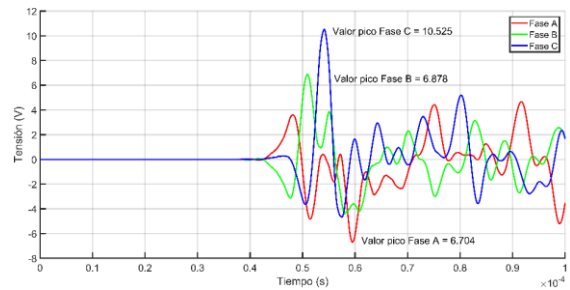


Figura I.115. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR1

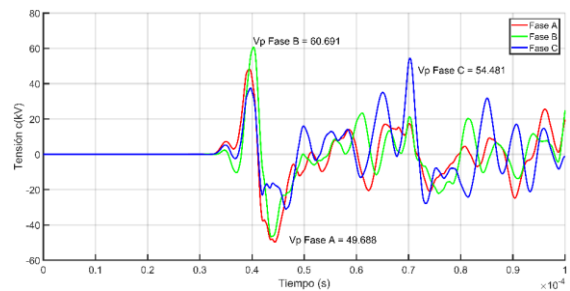


Figura I.116. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR1

Impacto sobre la fase B en el nodo NCR1 - 5 km desde el transformador

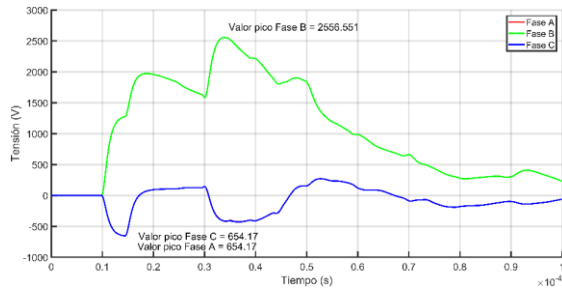


Figura I.117. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR1.

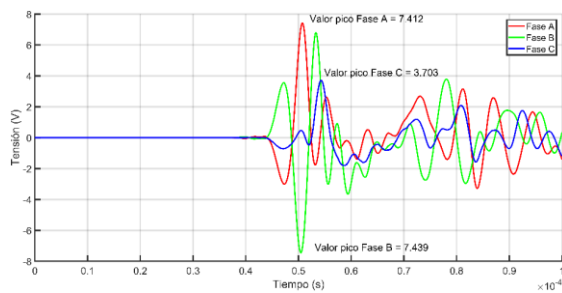


Figura I.118. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR1

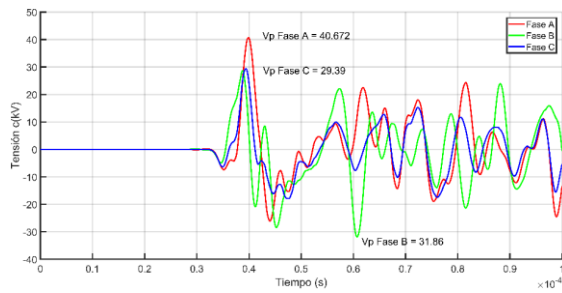


Figura I.119. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR1

Impacto sobre la fase C en el nodo NCR1 - 5 km desde el transformador

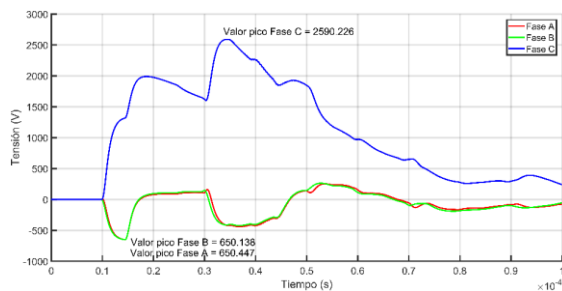


Figura I.120. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR1.

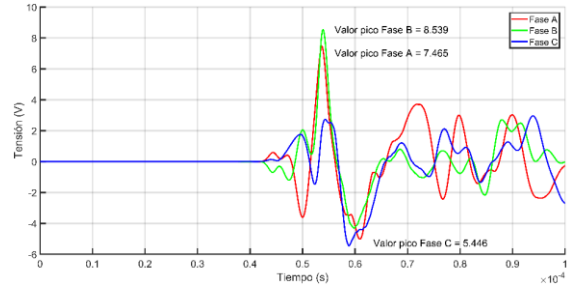


Figura I.121. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR1

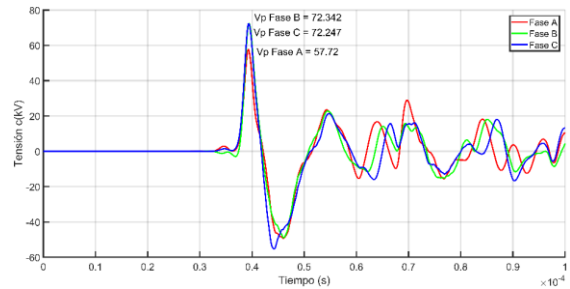


Figura I.122. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR1

Impacto sobre la fase A en el nodo NCR2 - 5 km desde el transformador

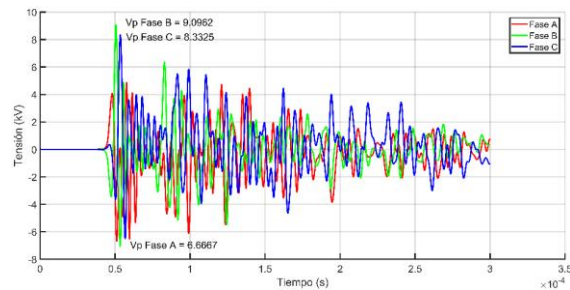


Figura I.123. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR2.

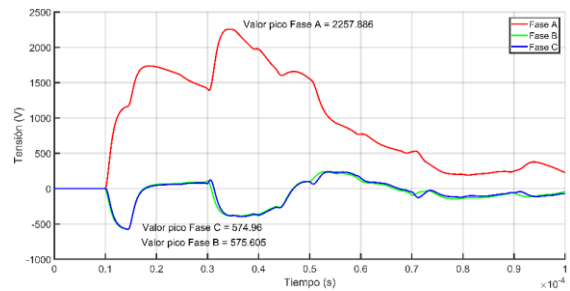


Figura I.124. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR2

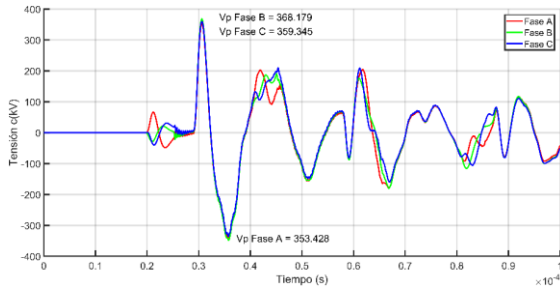


Figura I.125. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase A en el nodo NCR2

Impacto sobre la fase B en el nodo NCR2 - 5 km desde el transformador

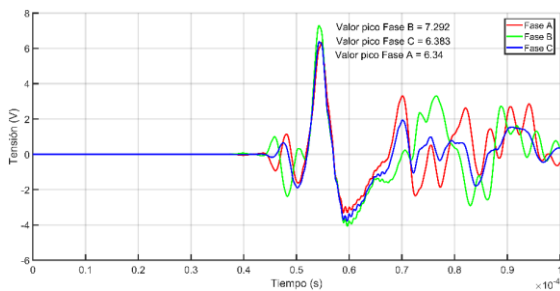


Figura I.126. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR2.

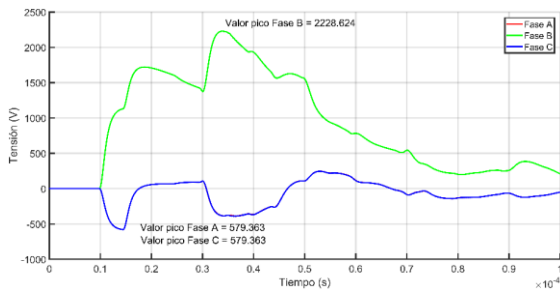


Figura I.127. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR2

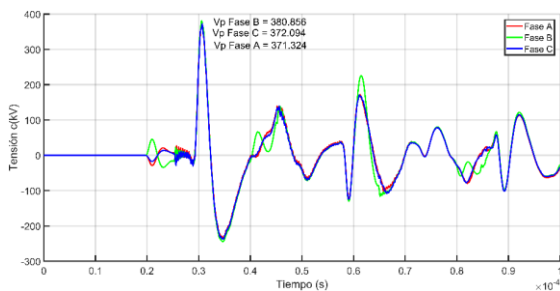


Figura I.128. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase B en el nodo NCR2

Impacto sobre la fase C en el nodo NCR2 - 5 km desde el transformador

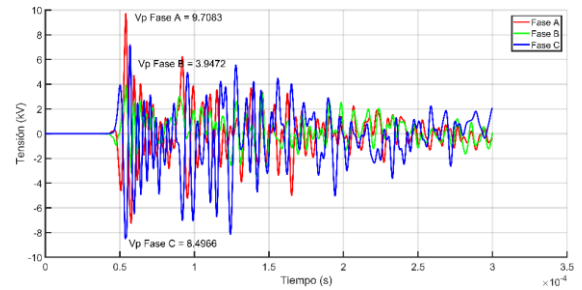


Figura I.129. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR2.

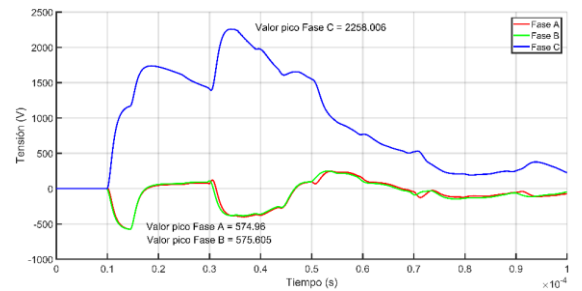


Figura I.130. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR2

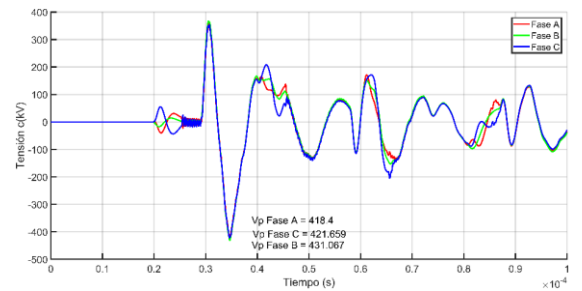


Figura I.131. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase C en el nodo NCR2

Impacto sobre la fase A en el nodo NCI - 2.5 km desde el transformador

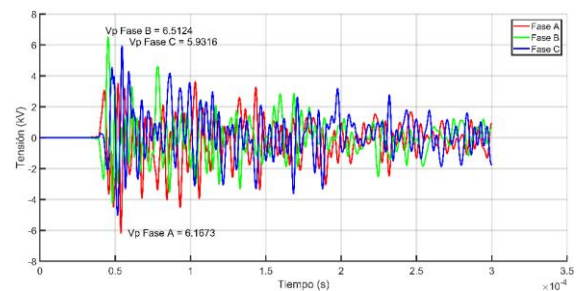


Figura I.132. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCI.

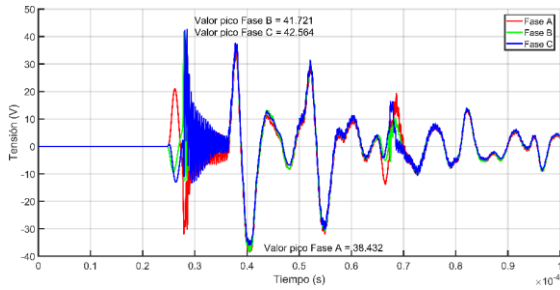


Figura I.133. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase A en el nodo NCI

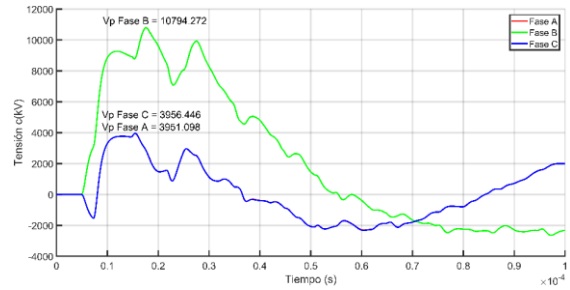


Figura I.137. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase B en el nodo NCI

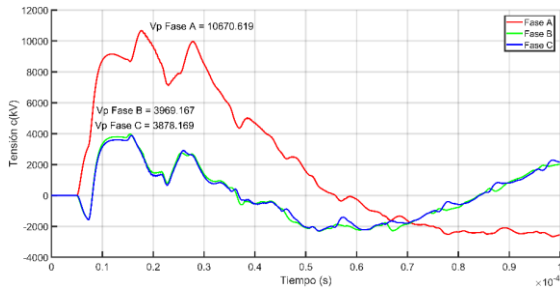


Figura I.134. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase A en el nodo NCI

Impacto sobre la fase C en el nodo NCI – 2.5 km desde el transformador

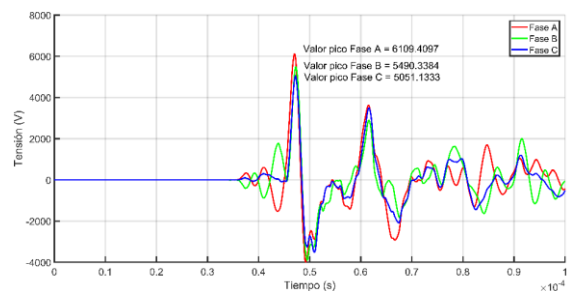


Figura I.138. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCI.

Impacto sobre la fase B en el nodo NCI – 2.5 km desde el transformador

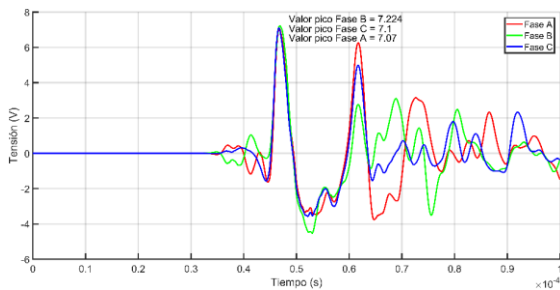


Figura I.135. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCI.

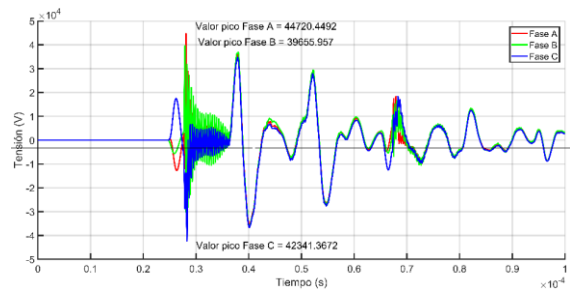


Figura I.139. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase C en el nodo NCI.

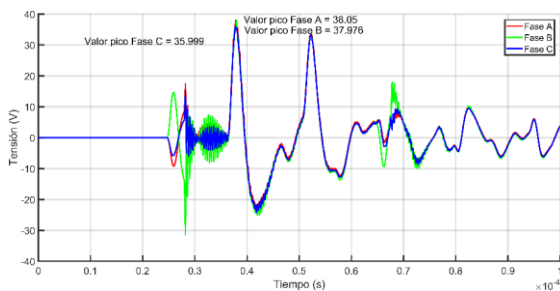


Figura I.136. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre la fase B en el nodo NCI

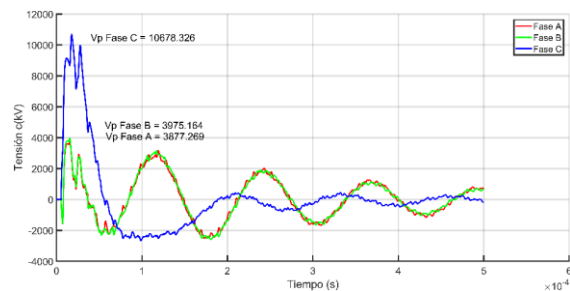


Figura I.140. Tensión en carga industrial - Impacto sobre la fase C en el nodo NCI.

I.5. Rayo de una sola descarga con sistema de puesta a tierra variable - Impacto sobre cable de guarda (CG)

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N2 – Resistividad 10 Ωm

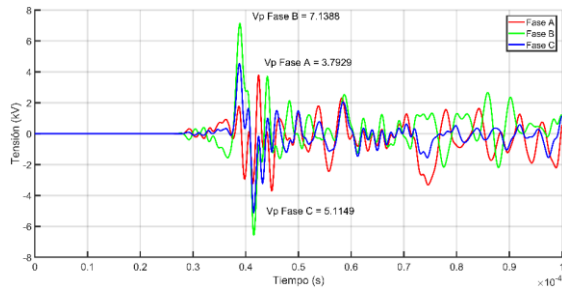


Figura I.141. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 2 - Resistividad 10 Ωm.

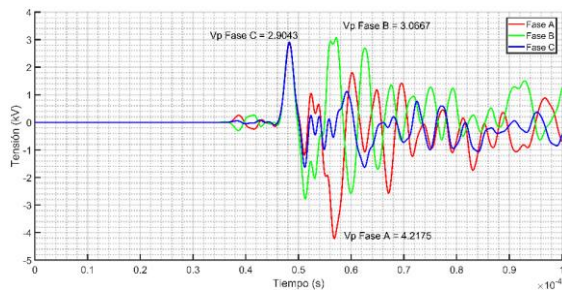


Figura I.142. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 2 - Resistividad 10 Ωm.

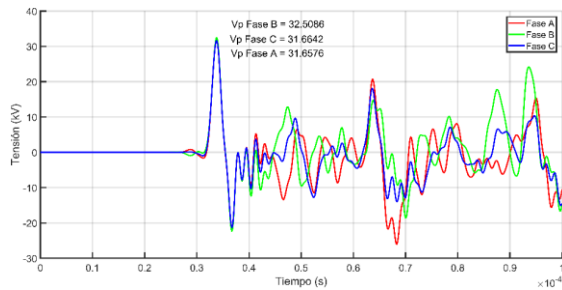


Figura I.143. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 2 - Resistividad 10 Ωm.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N4 – Resistividad 10 Ωm

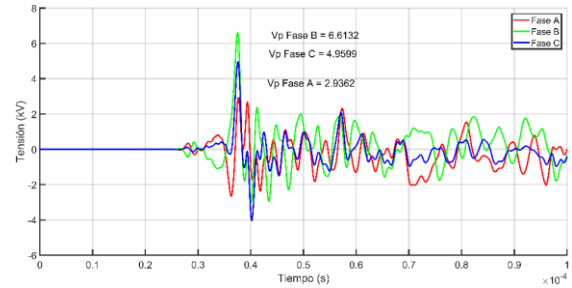


Figura I.144. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 10 Ωm.

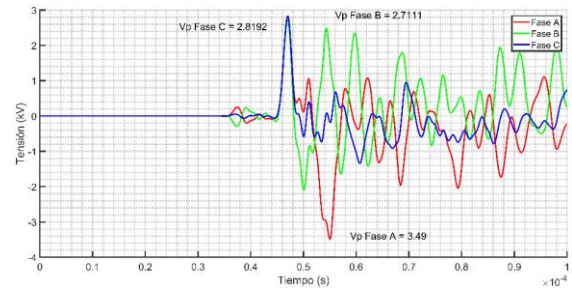


Figura I.145. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 10 Ωm.

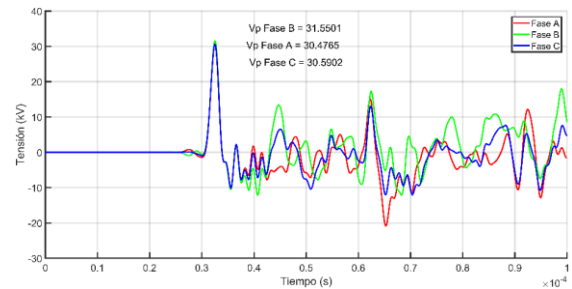


Figura I.146. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 10 Ωm.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N6 – Resistividad 10 Ωm

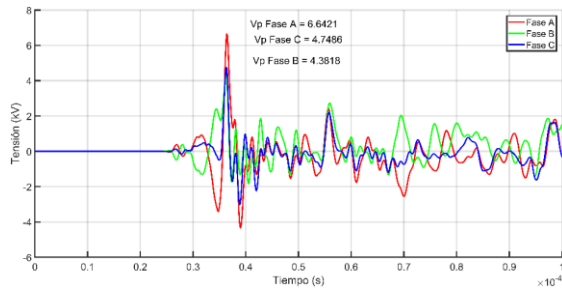


Figura I.147. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 10 Ωm.

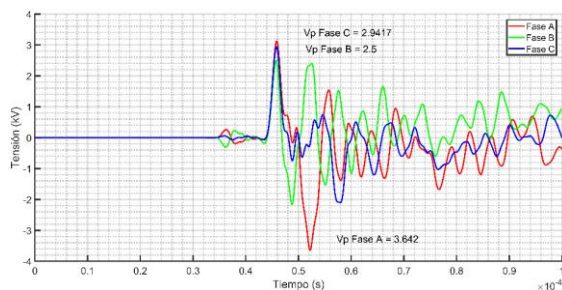


Figura I.148. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 10 Ωm.

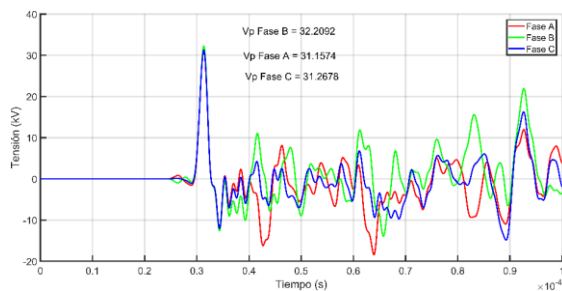


Figura I.149. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 10 Ωm.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N8 – Resistividad 10 Ωm

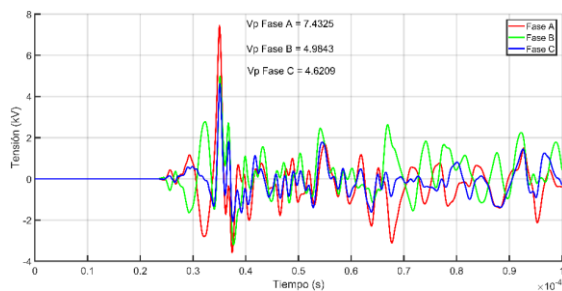


Figura I.150. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 10 Ωm.

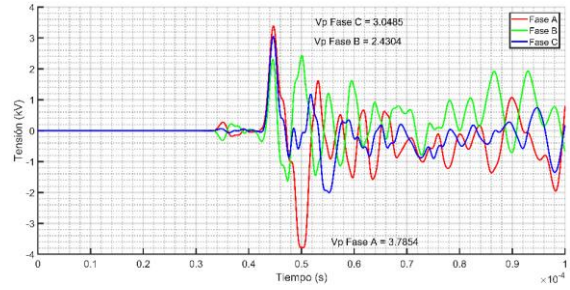


Figura I.151. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 10 Ωm.

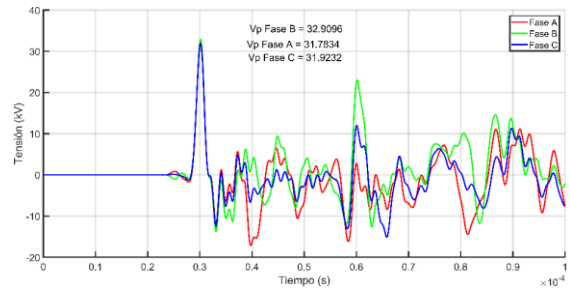


Figura I.152. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 10 Ωm.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N10 – Resistividad 10 Ωm

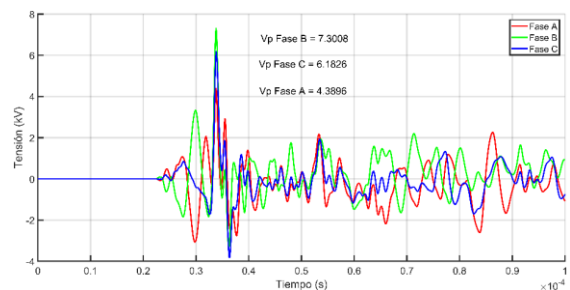


Figura I.153. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 10 Ωm.

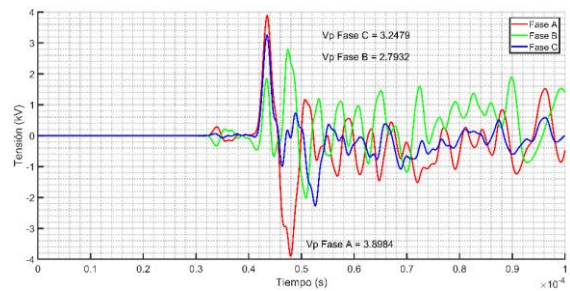


Figura I.154. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 10 Ωm.

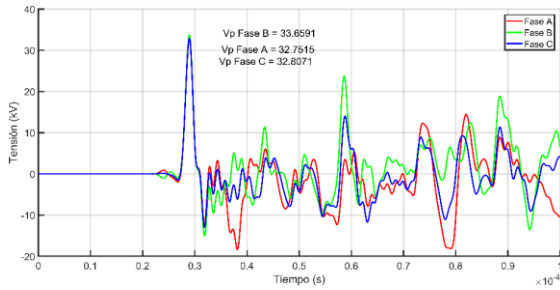


Figura I.155. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 10 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N12 – Resistividad 10 Ω m

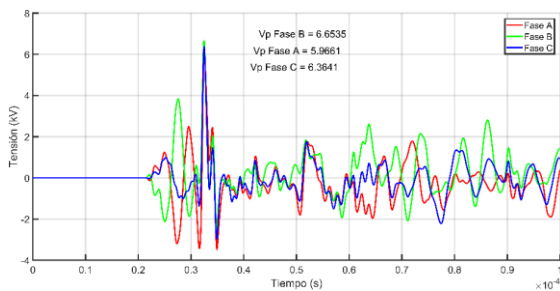


Figura I.156. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 10 Ω m.

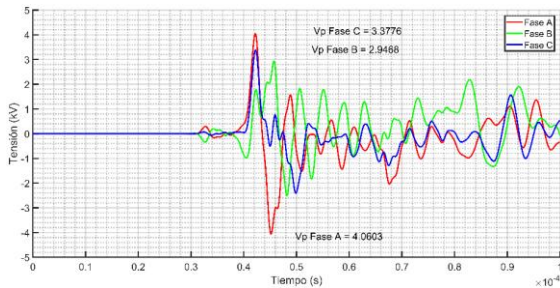


Figura I.157. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 10 Ω m.

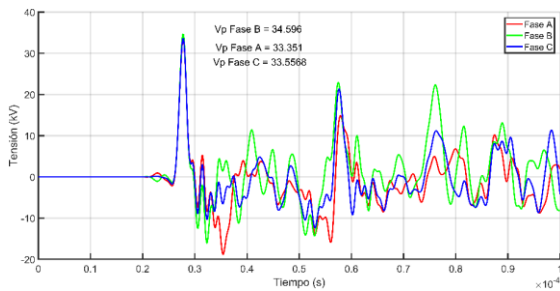


Figura I.158. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 10 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N14 – Resistividad 10 Ω m

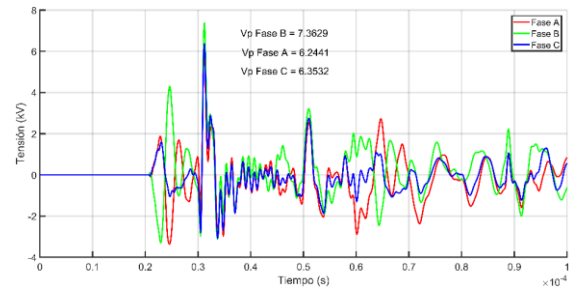


Figura I.159. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 10 Ω m.

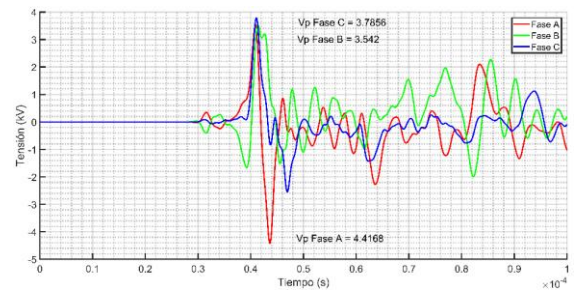


Figura I.160. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 10 Ω m.

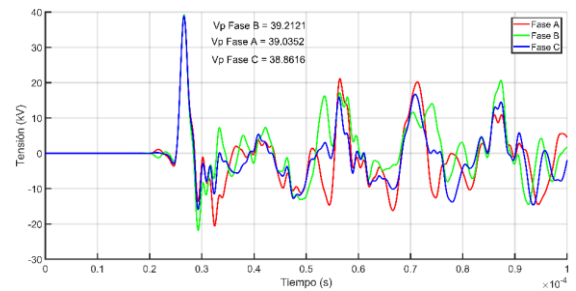


Figura I.161. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 10 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N16 – Resistividad 10 Ω m

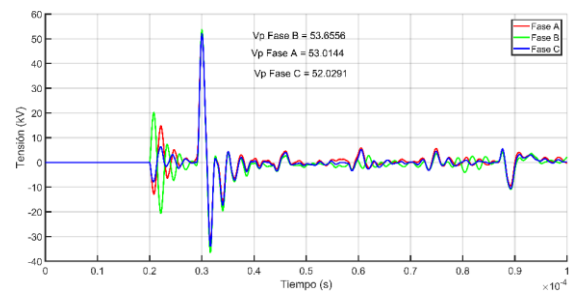


Figura I.162. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 10 Ω m.

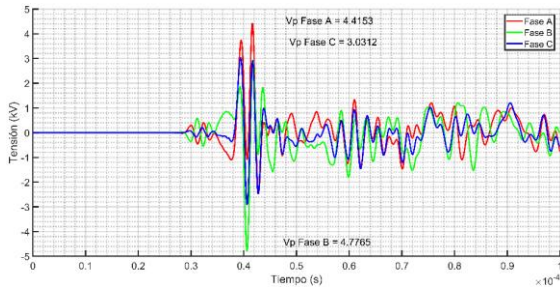


Figura I.163. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 10 Ω m.

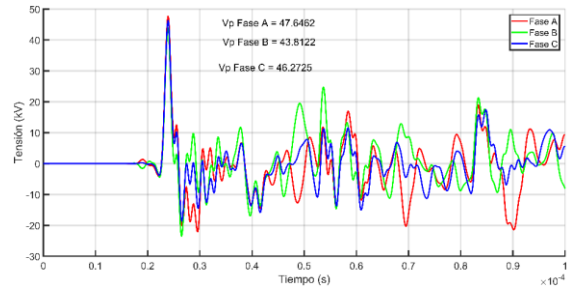


Figura I.167. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 10 Ω m.

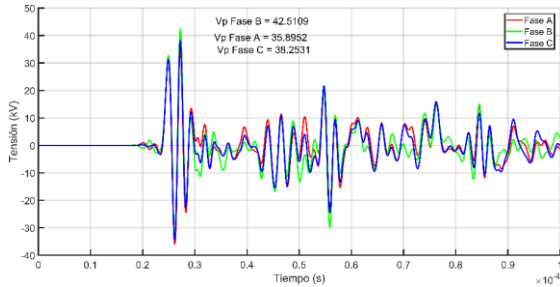


Figura I.164. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 10 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N20 – Resistividad 10 Ω m

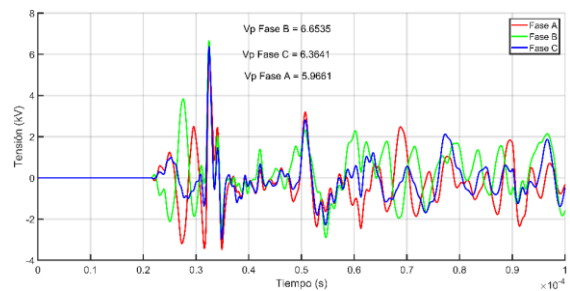


Figura I.168. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 10 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N18 – Resistividad 10 Ω m

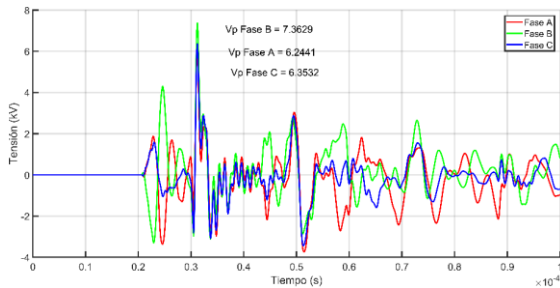


Figura I.165. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 10 Ω m.

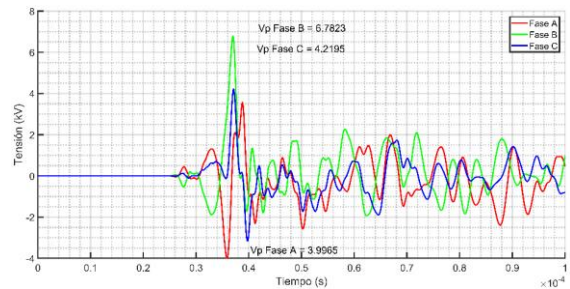


Figura I.169. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 10 Ω m.

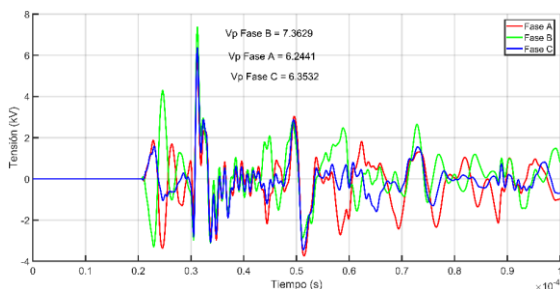


Figura I.166. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 10 Ω m.

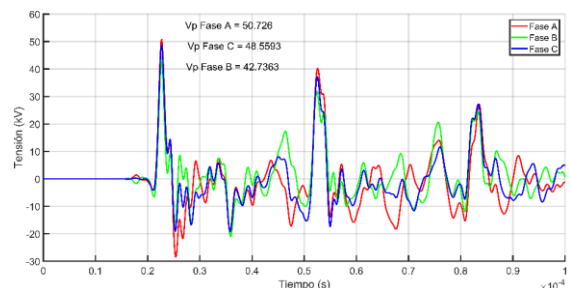


Figura I.170. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 10 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N22 – Resistividad 10 Ωm

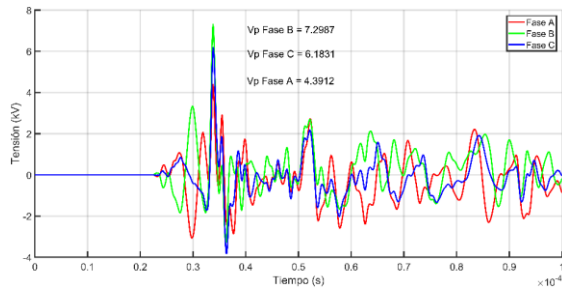


Figura I.171. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 10 Ωm.

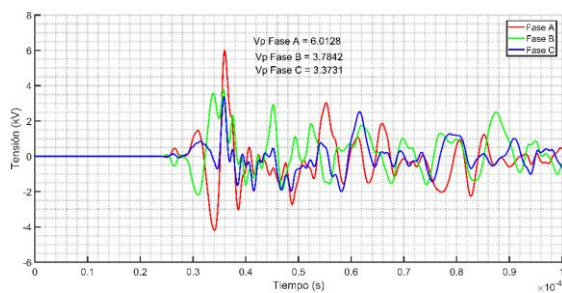


Figura I.172. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 10 Ωm.

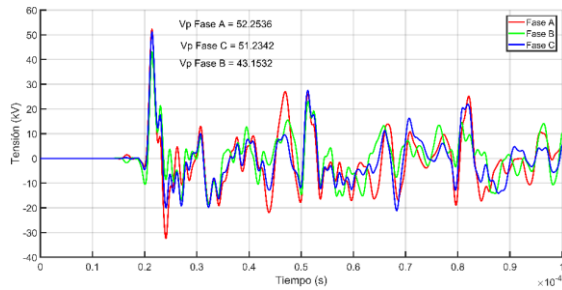


Figura I.173. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 10 Ωm.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N24 – Resistividad 10 Ωm

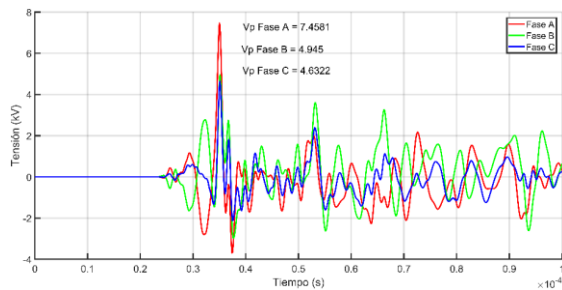


Figura I.174. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 10 Ωm.

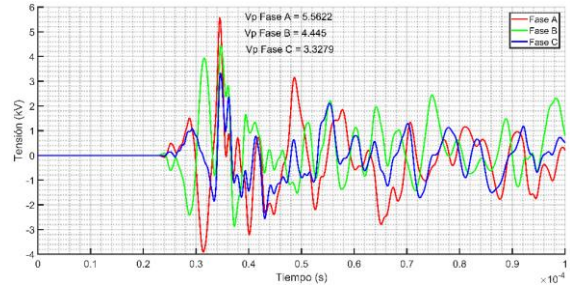


Figura I.175. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 10 Ωm.

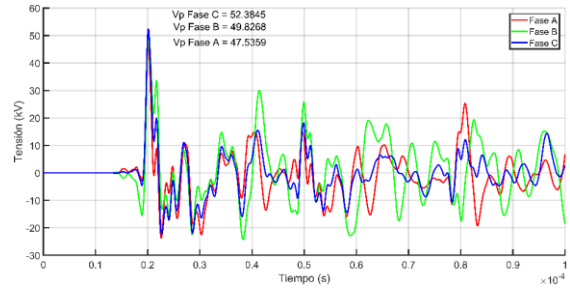


Figura I.176. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 10 Ωm.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N26 – Resistividad 10 Ωm

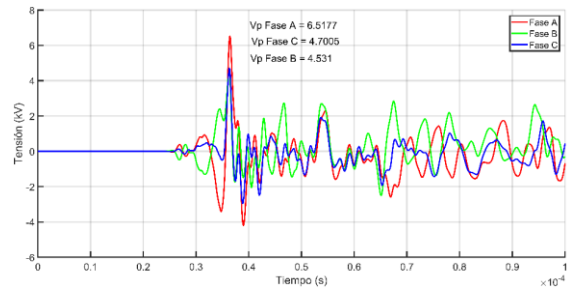


Figura I.177. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 10 Ωm.

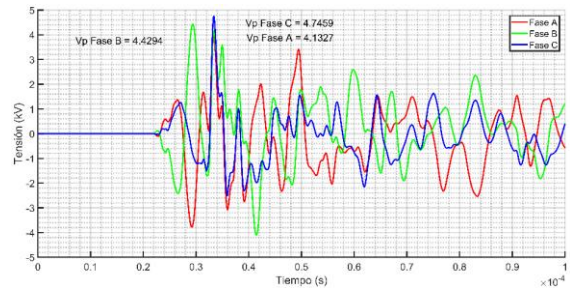


Figura I.178. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 10 Ωm.

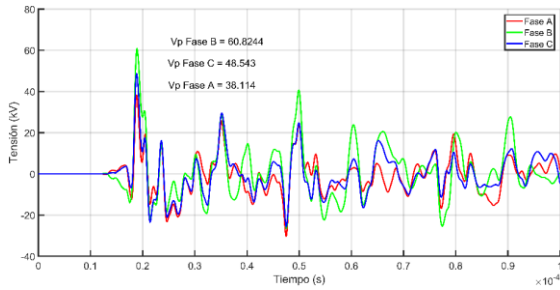


Figura I.179. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 10 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N28 – Resistividad 10 Ω m

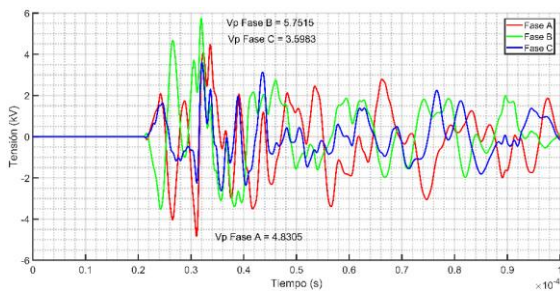


Figura I.180. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 10 Ω m.

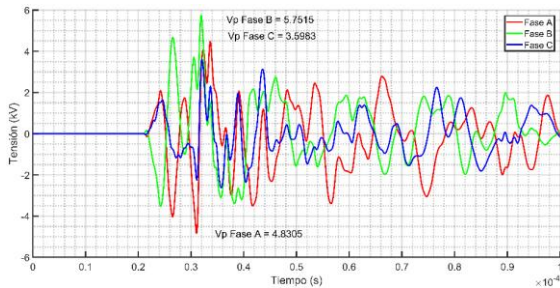


Figura I.181. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 10 Ω m.

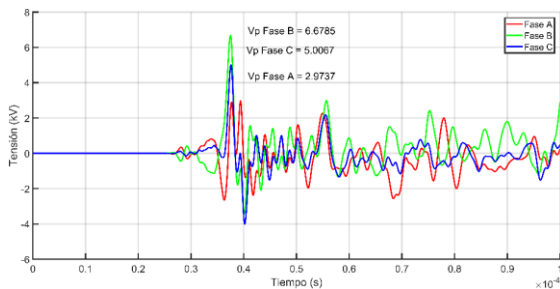


Figura I.182. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 10 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N4 – Resistividad 1000 Ω m

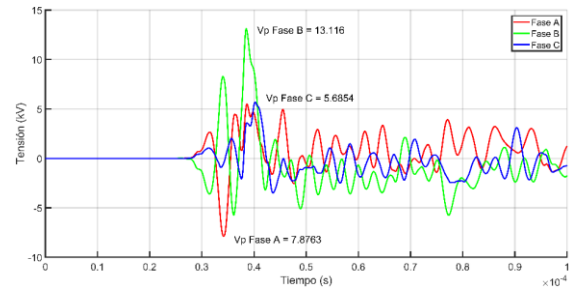


Figura I.183. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 1000 Ω m.

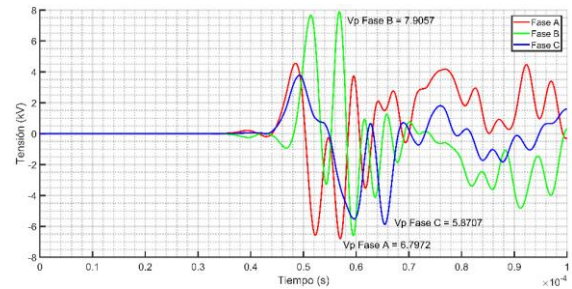


Figura I.184. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 1000 Ω m.

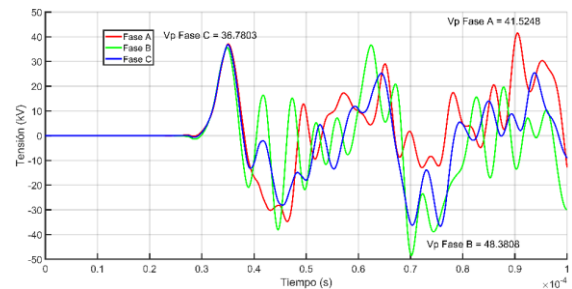


Figura I.185. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 4 - Resistividad 1000 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N6 – Resistividad 1000 Ω m

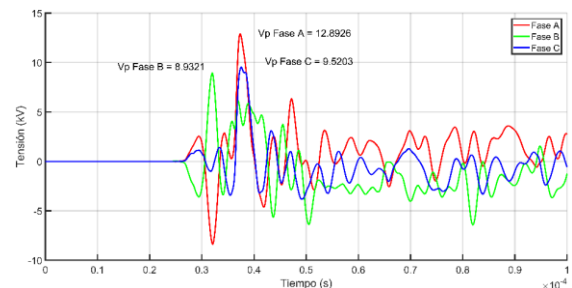


Figura I.186. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 1000 Ω m.

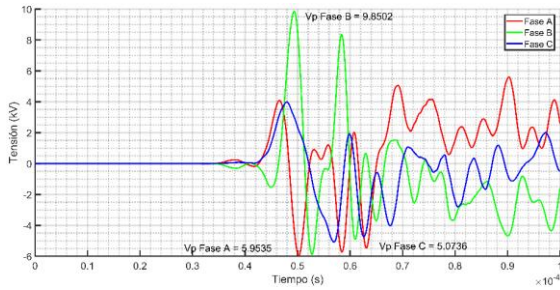


Figura I.187. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 1000 Ω m.

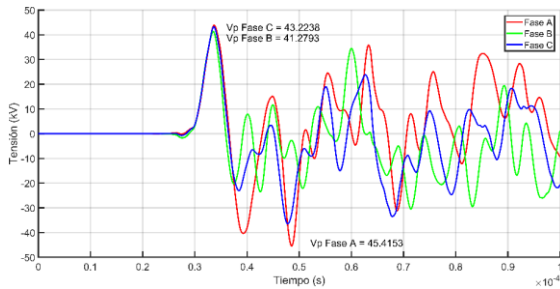


Figura I.188. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 6 - Resistividad 1000 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N8 – Resistividad 1000 Ω m

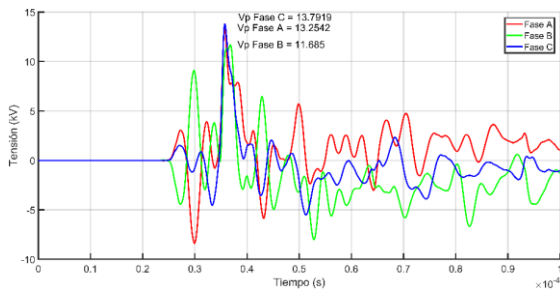


Figura I.189. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 1000 Ω m.

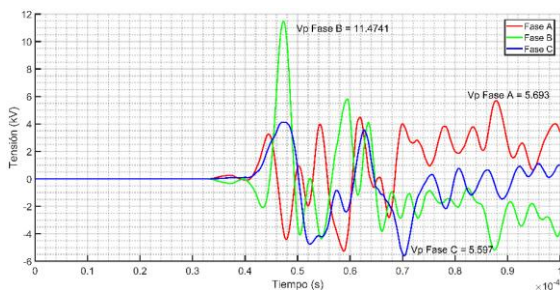


Figura I.190. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 1000 Ω m.

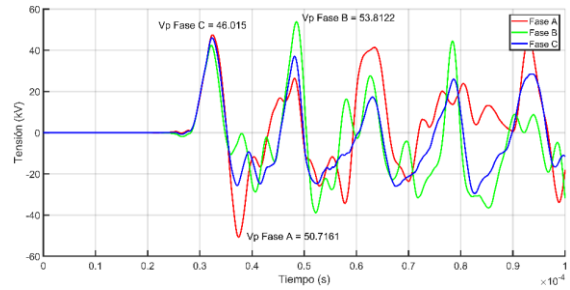


Figura I.191. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 8 - Resistividad 1000 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N10 – Resistividad 1000 Ω m

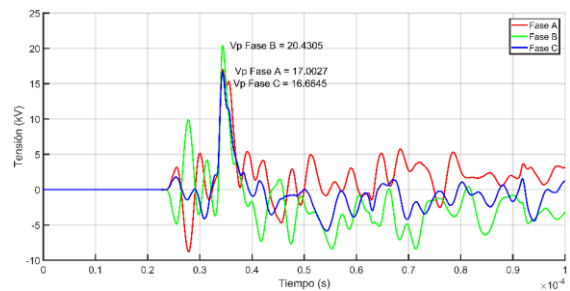


Figura I.192. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 1000 Ω m.

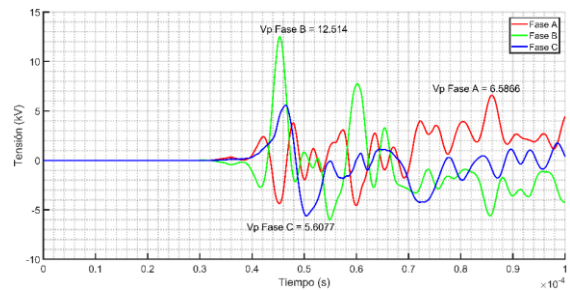


Figura I.193. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 1000 Ω m.

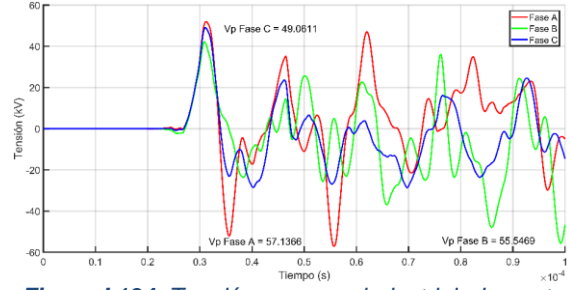


Figura I.194. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 10 - Resistividad 1000 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N12 – Resistividad 1000 Ωm

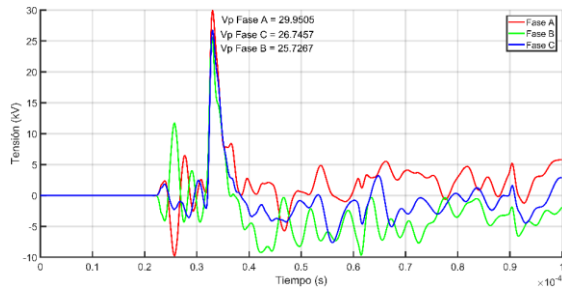


Figura I.195. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 1000 Ωm.

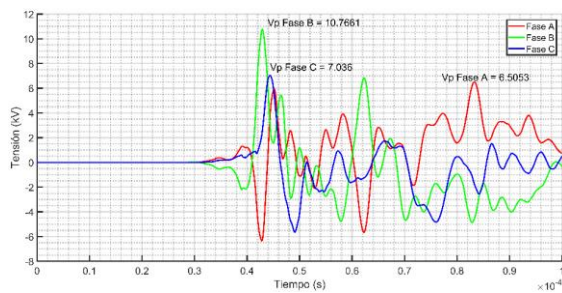


Figura I.196. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 1000 Ωm.

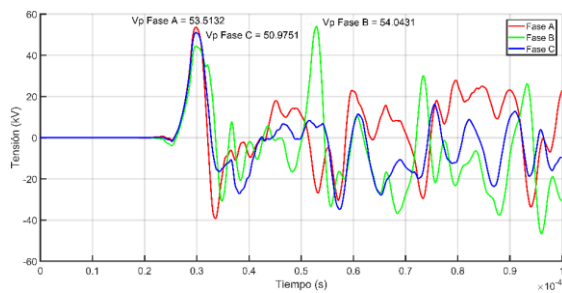


Figura I.197. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 12 - Resistividad 1000 Ωm.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N14 – Resistividad 1000 Ωm

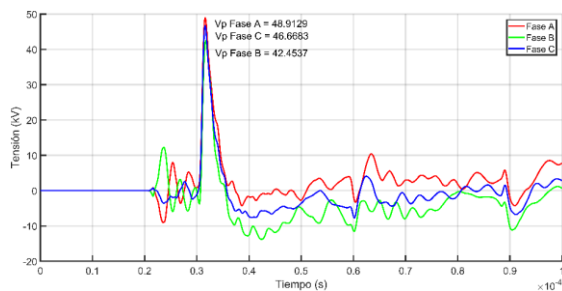


Figura I.198. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 1000 Ωm.

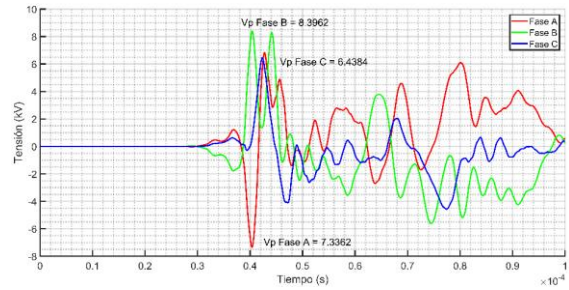


Figura I.199. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 1000 Ωm.

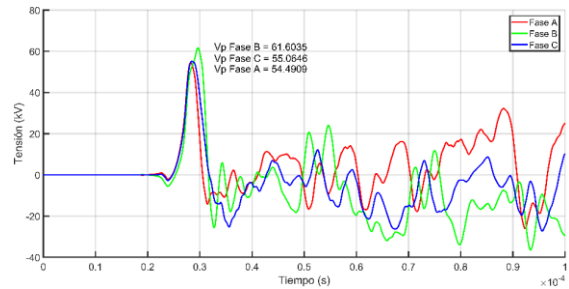


Figura I.200. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 14 - Resistividad 1000 Ωm.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N16 – Resistividad 1000 Ωm

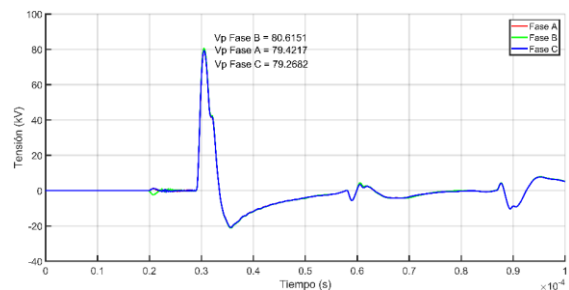


Figura I.201. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 1000 Ωm.

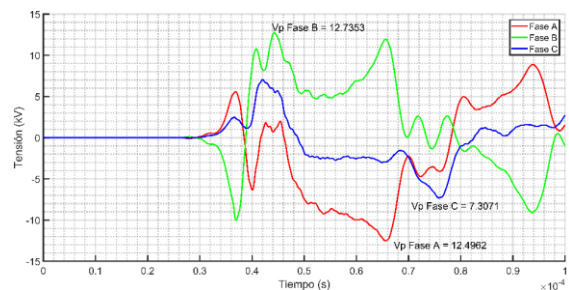


Figura I.202. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 1000 Ωm.

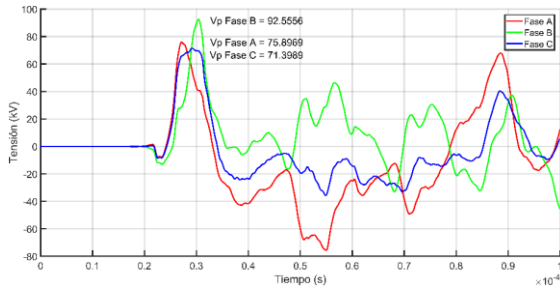


Figura I.203. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 16 - Resistividad 1000 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N18 – Resistividad 1000 Ω m

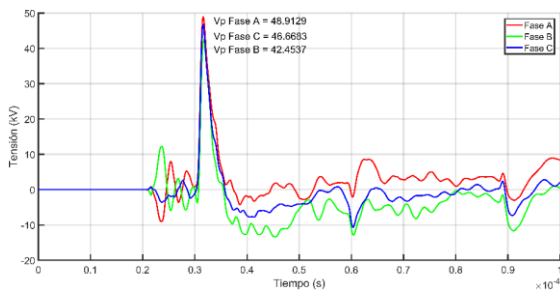


Figura I.204. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 1000 Ω m.

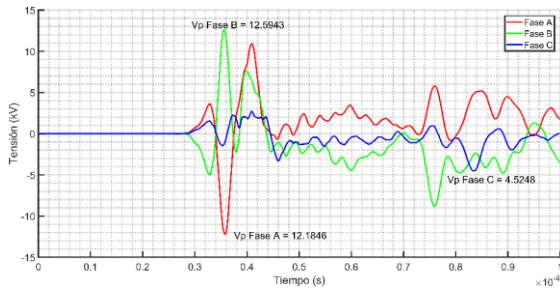


Figura I.205. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 1000 Ω m.

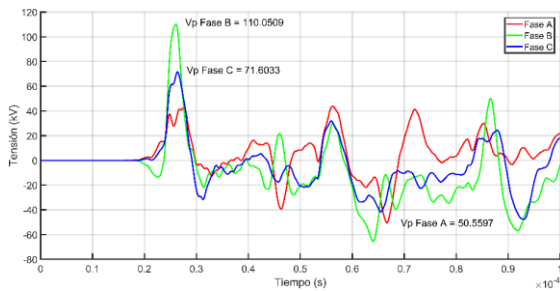


Figura I.206. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 18 - Resistividad 1000 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N20 – Resistividad 1000 Ω m

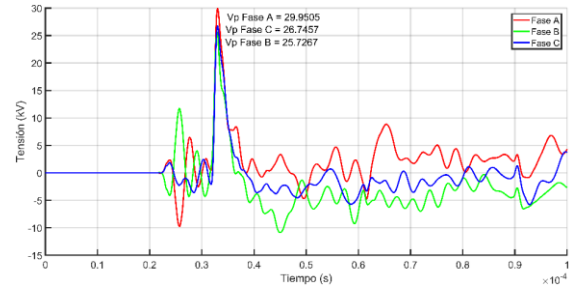


Figura I.207. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 1000 Ω m.

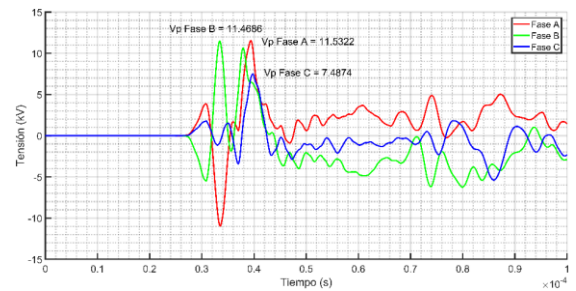


Figura I.208. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 1000 Ω m.

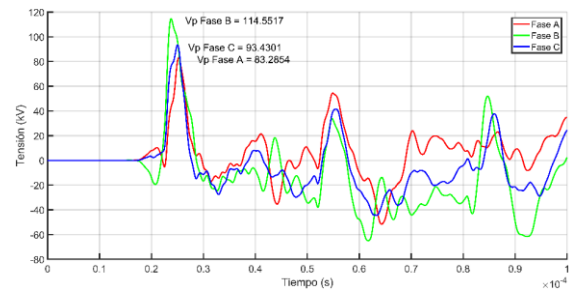


Figura I.209. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 20 - Resistividad 1000 Ω m.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N22 – Resistividad 1000 Ω m

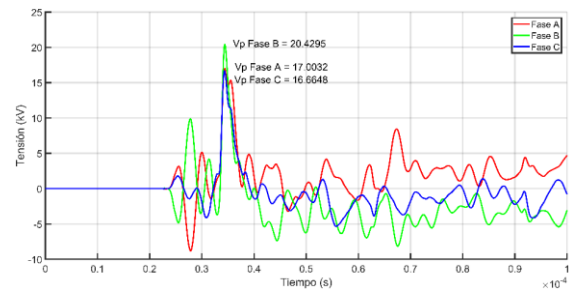


Figura I.210. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 1000 Ω m.

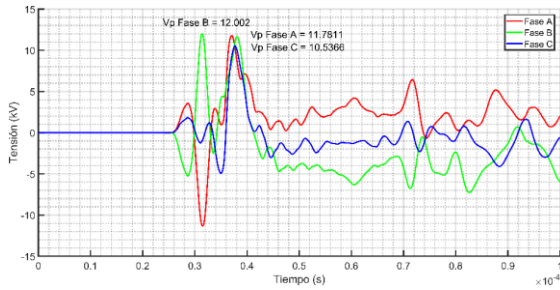


Figura I.211. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 1000 Ωm.

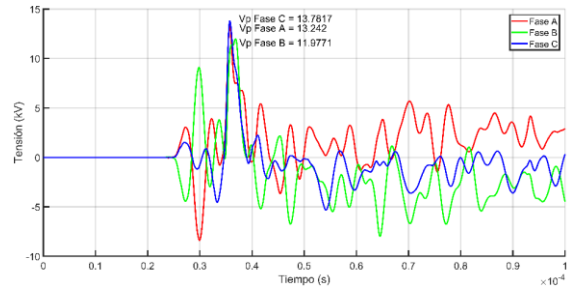


Figura I.215. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 1000 Ωm.

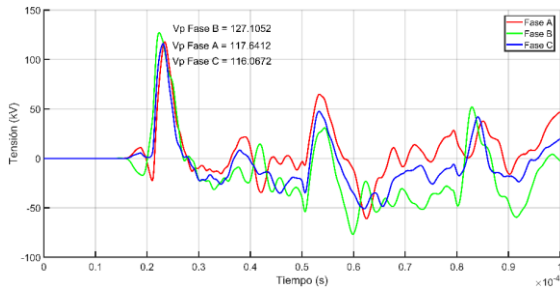


Figura I.212. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 22 - Resistividad 1000 Ωm.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N26 – Resistividad 1000 Ωm

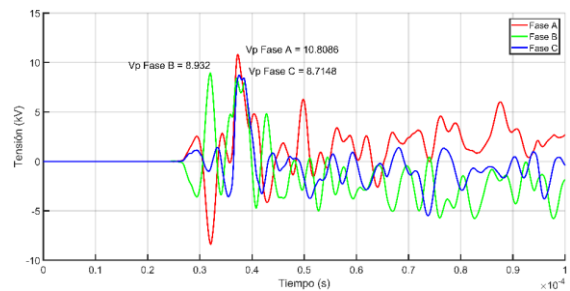


Figura I.216. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 1000 Ωm.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N24 – Resistividad 1000 Ωm

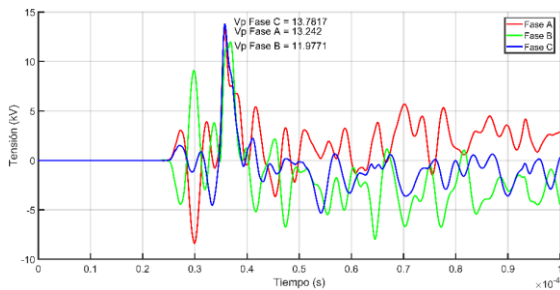


Figura I.213. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 1000 Ωm.

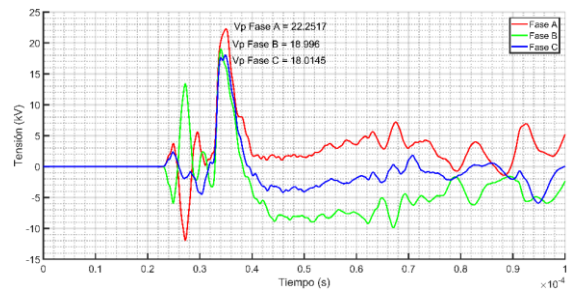


Figura I.217. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 1000 Ωm.

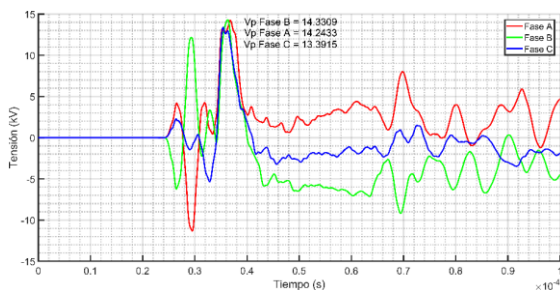


Figura I.214. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 24 - Resistividad 1000 Ωm.

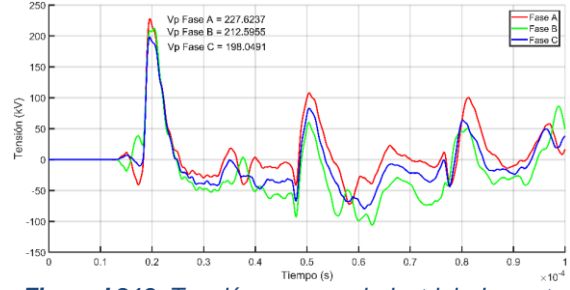


Figura I.218. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 26 - Resistividad 1000 Ωm.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N28 – Resistividad 1000 Ωm

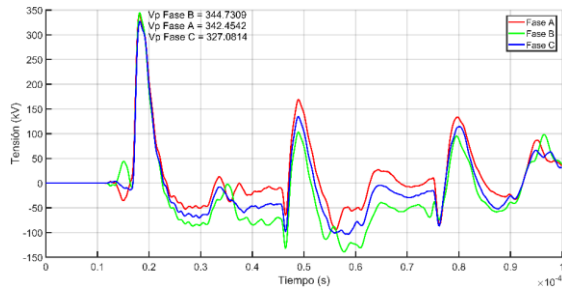


Figura I.219. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ωm.

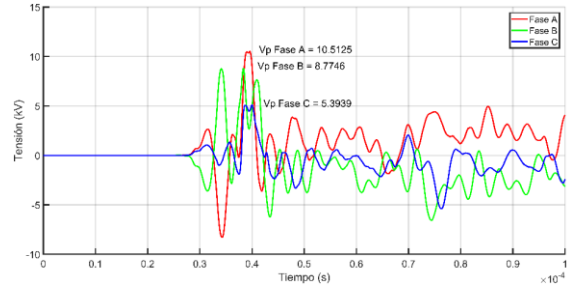


Figura I.220. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ωm.

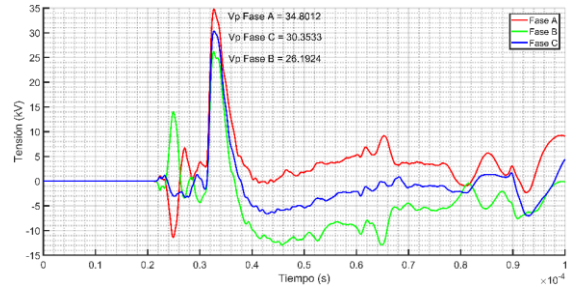


Figura I.221. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ωm.

I.6. Presencia del descargador de sobretensiones

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N20 – Con descargador

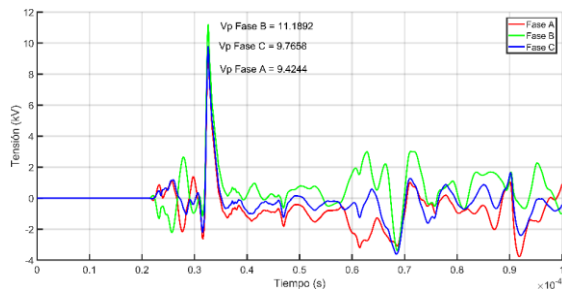


Figura I.222. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 20 – Con descargador.

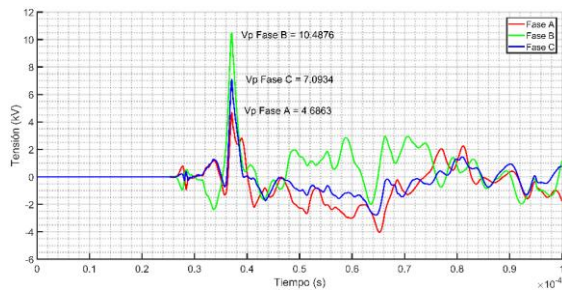


Figura I.223. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 20 – Con descargador.

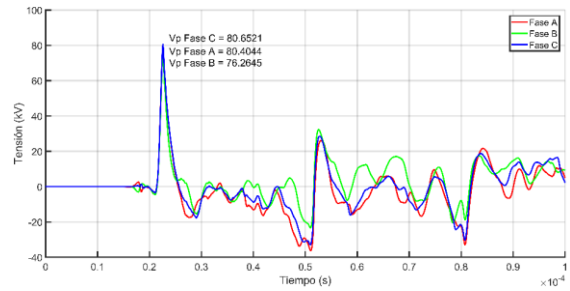


Figura I.224. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 20 – Con descargador.

Impacto sobre la fase A del nodo N28 – Con descargador

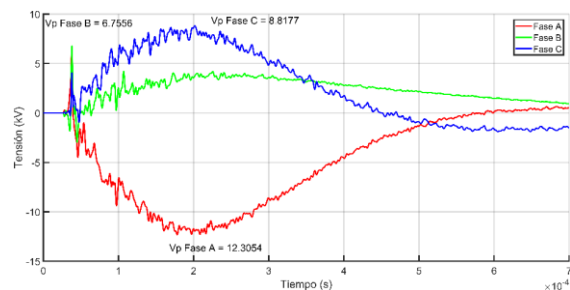


Figura I.225. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo 28 - Con descargador.

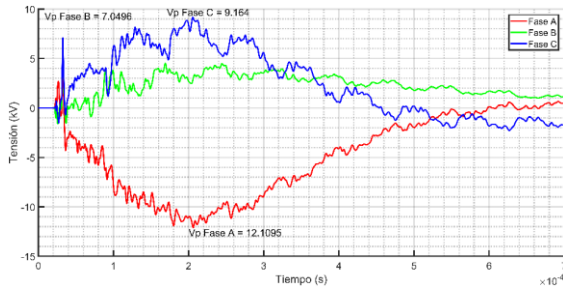


Figura I.226. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo 28 - Con descargador.

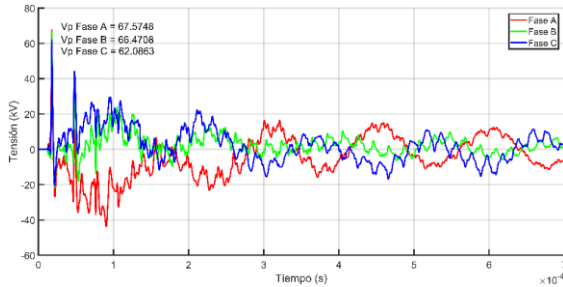


Figura I.227. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo 28 - Con descargador.

Impacto sobre la línea de 13.2 kV en la fase A (NCR2) que alimenta la carga residencial 2 – Con descargador

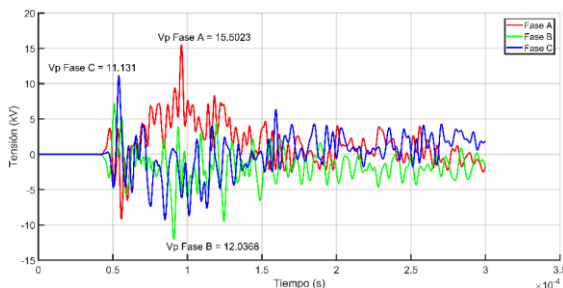


Figura I.228. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre fase A nodo NCR2- con descargador.

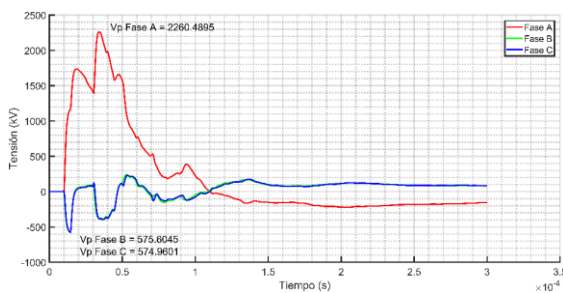


Figura I.229. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre fase A nodo NCR2- con descargador.

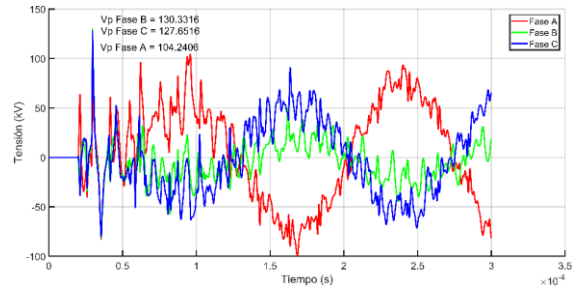


Figura I.230. Tensión en carga industrial - Impacto sobre fase A nodo NCR2- con descargador.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N28 (Resistividad 1000 Ωm) – Con descargador

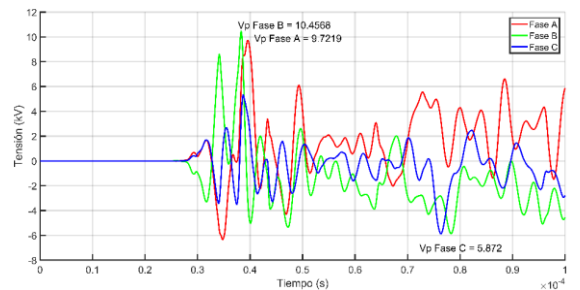


Figura I.231. Tensión en carga residencial 1 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ωm – con descargador.

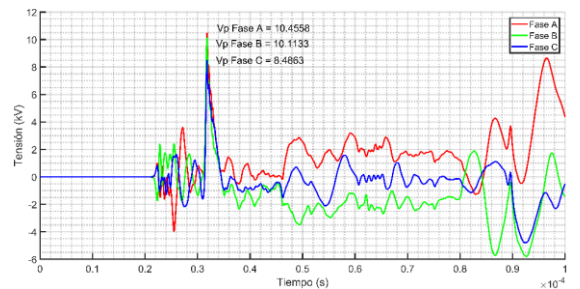


Figura I.232. Tensión en carga residencial 2 - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ωm – con descargador.

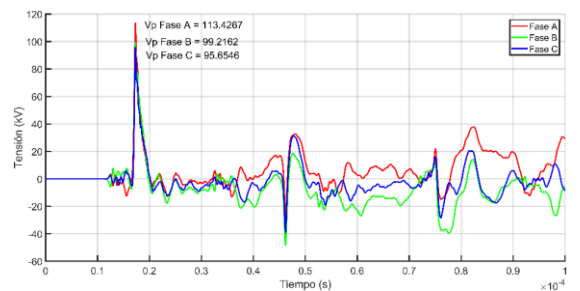


Figura I.233. Tensión en carga industrial - Impacto sobre CG nodo 28 - Resistividad 1000 Ωm – con descargador.

I.7. Flameo inverso

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N4 – Flameos

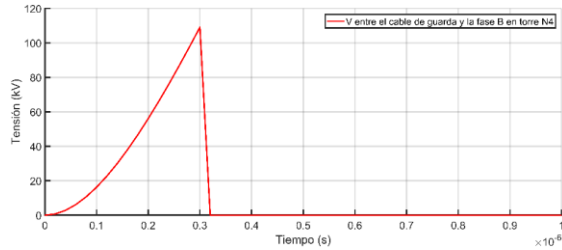


Figura I.234. Tensão entre cable de guarda y la fase B torre en N4 – Impacto en N4.

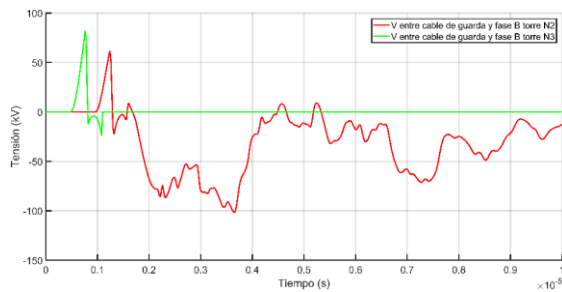


Figura I.235. Tensão entre cable de guarda y la fase B torre en N2 y N3 – Impacto en N4.

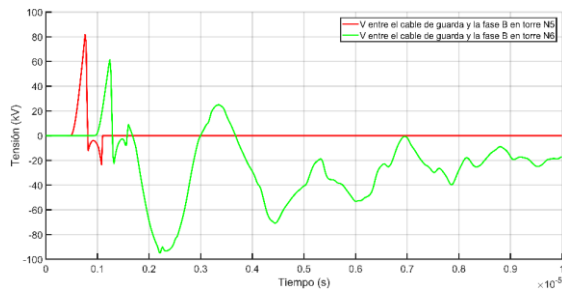


Figura I.236. Tensão entre cable de guarda y la fase B torre en N5 y N6 – Impacto en N4.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N6 – Flameos

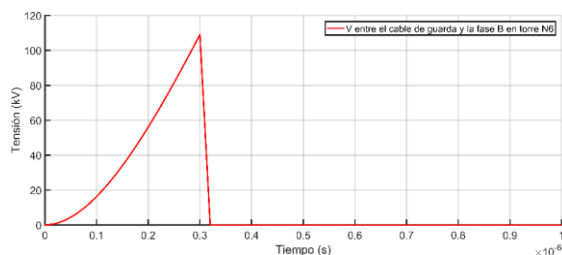


Figura I.237. Tensão entre cable de guarda y la fase B torre en N6 – Impacto en N6.

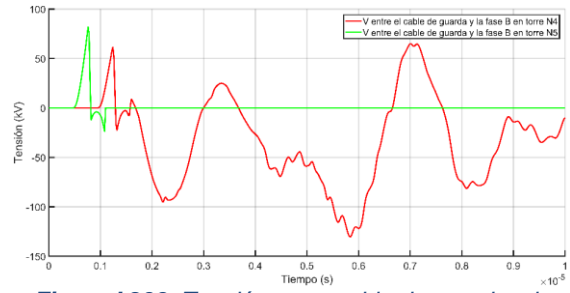


Figura I.238. Tensão entre cable de guarda y la fase B torre en N4 y N5 – Impacto en N6.

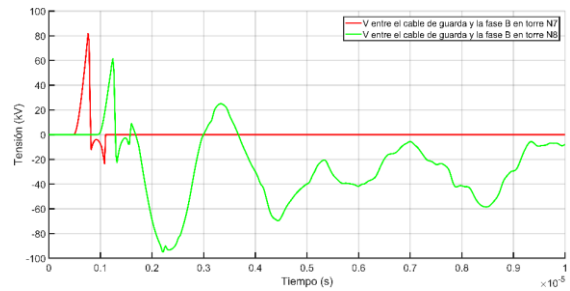


Figura I.239. Tensão entre cable de guarda y la fase B torre en N7 y N8 – Impacto en N6.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N8 – Flameos

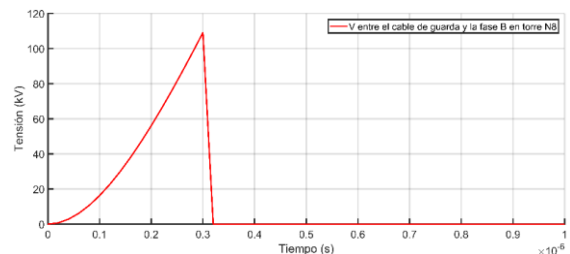


Figura I.240. Tensão entre cable de guarda y la fase B torre en N8 – Impacto en N8.

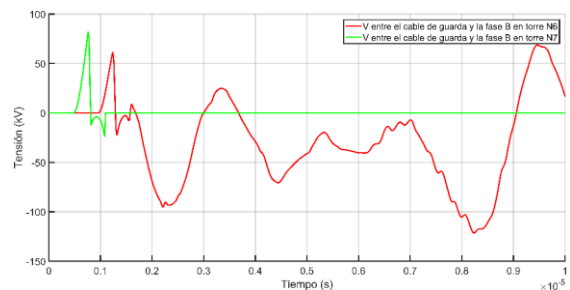


Figura I.241. Tensão entre cable de guarda y la fase B torre en N6 y N7 – Impacto en N8.

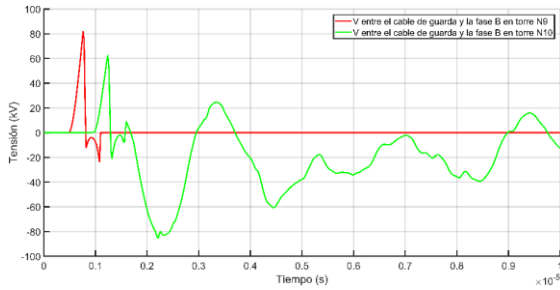


Figura I.242. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N9 y N10 – Impacto en N8.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N10 – Flameos

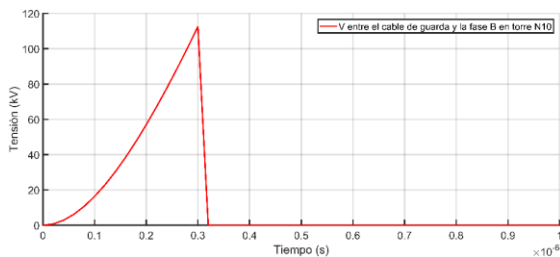


Figura I.243. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N10 – Impacto en N10.

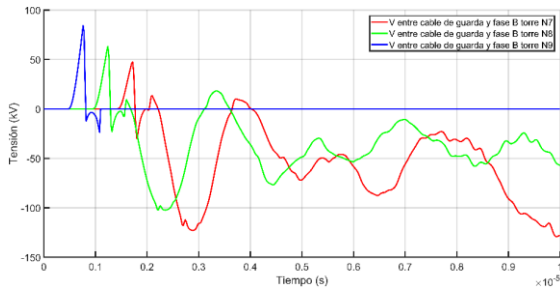


Figura I.244. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N7, N8 y N9 – Impacto en N10.

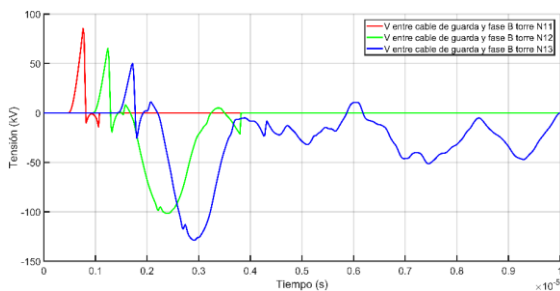


Figura I.245. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N5, N y N6 – Impacto en N10.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N12 – Flameos

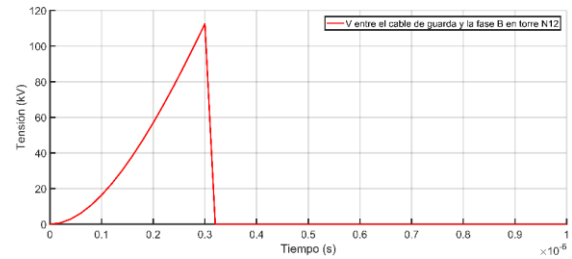


Figura I.246. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N12 – Impacto en N12.

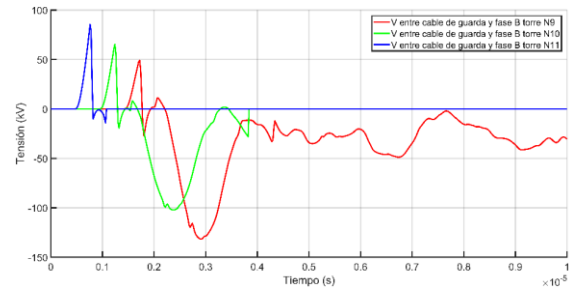


Figura I.247. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N9, N10 y N11 – Impacto en N12.

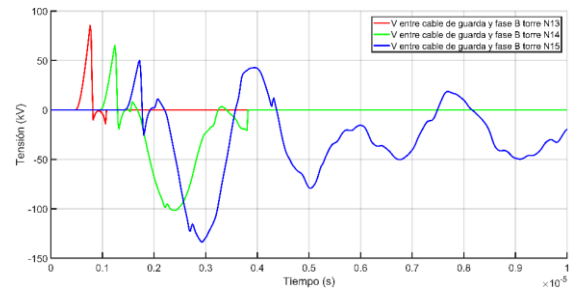


Figura I.248. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N13, N14 y N15 – Impacto en N12.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N14 – Flameos

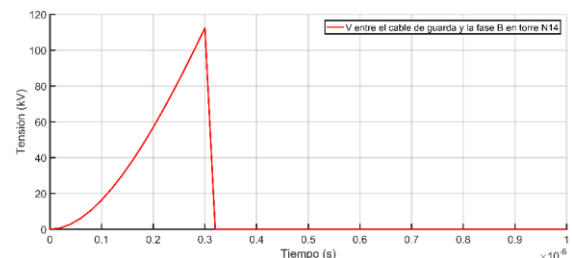


Figura I.249. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N14 – Impacto en N14.

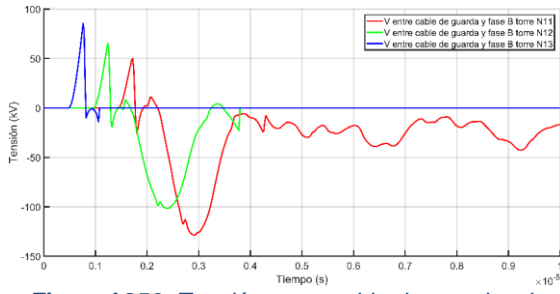


Figura I.250. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N11, N12 y N13 – Impacto en N14.

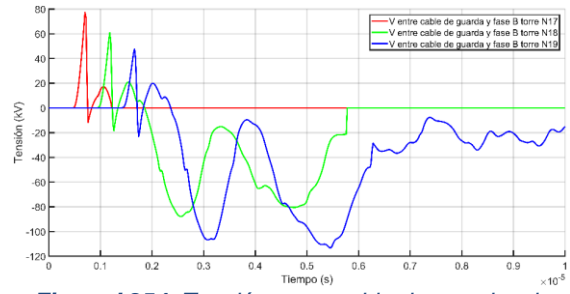


Figura I.254. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N17, N18 y N19 – Impacto en N16.

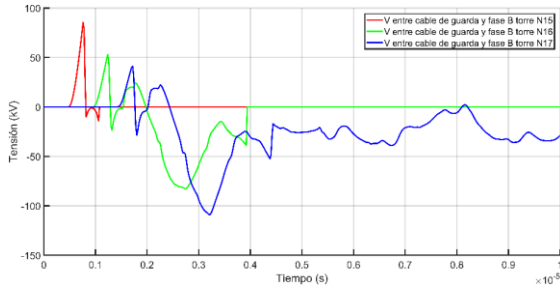


Figura I.251. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N15, N16 y N17 – Impacto en N14.

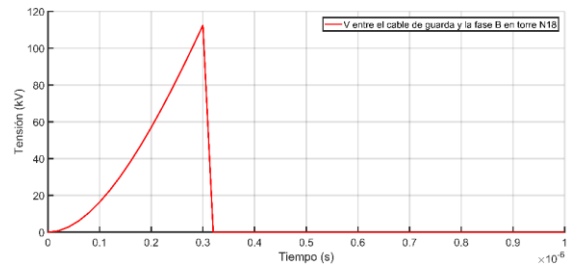


Figura I.255. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N18 – Impacto en N18.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N16 – Flameos

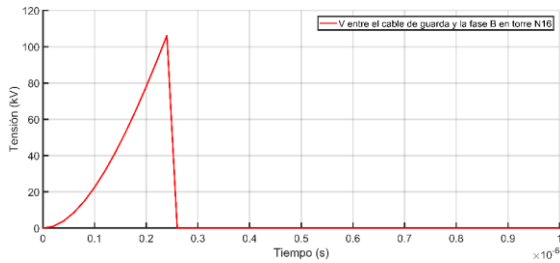


Figura I.252. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N16 – Impacto en N16.

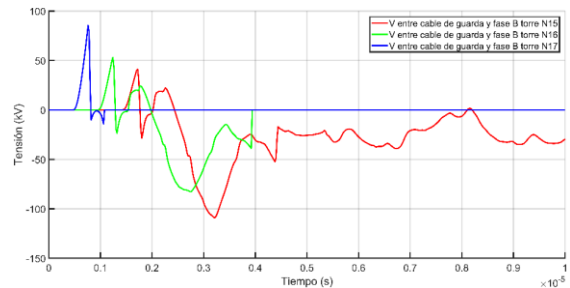


Figura I.256. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N15, N16 y N17 – Impacto en N18.

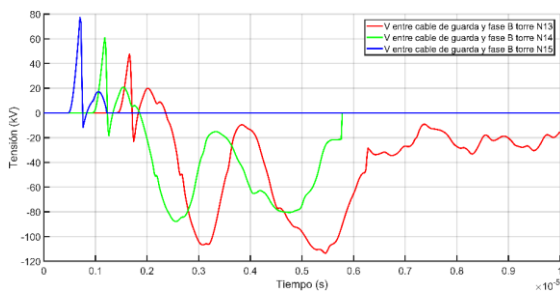


Figura I.253. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N13, N14 y N15 – Impacto en N16.

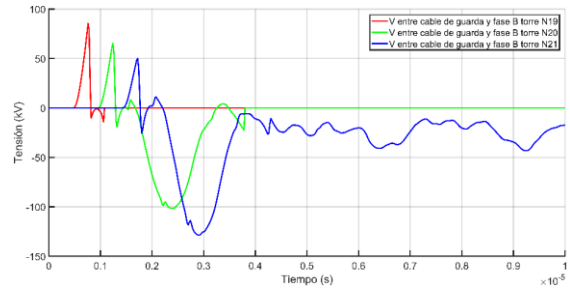


Figura I.257. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N19, N20 y N21 – Impacto en N18.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N20 – Flameos

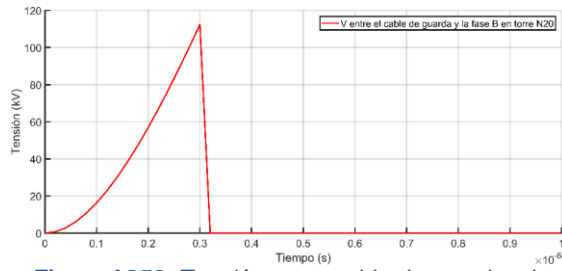


Figura I.258. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N20 – Impacto en N20.

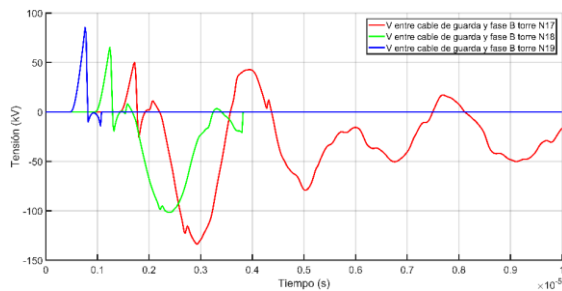


Figura I.259. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N17, N18 y N19 – Impacto en N20.

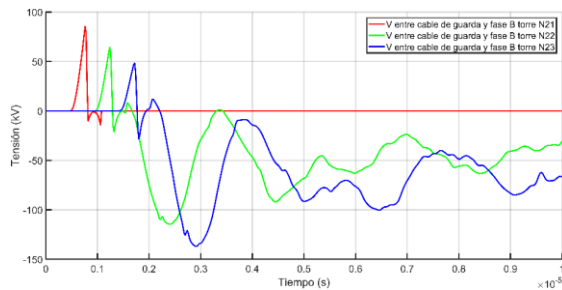


Figura I.260. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N21, N22 y N23 – Impacto en N20.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N22 – Flameos

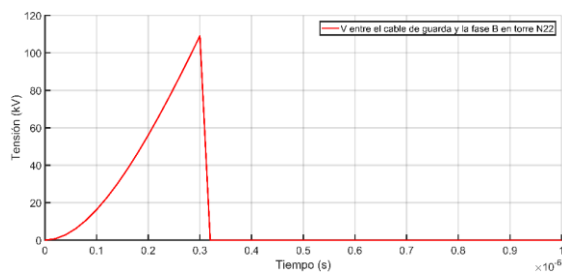


Figura I.261. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N22 – Impacto en N22.

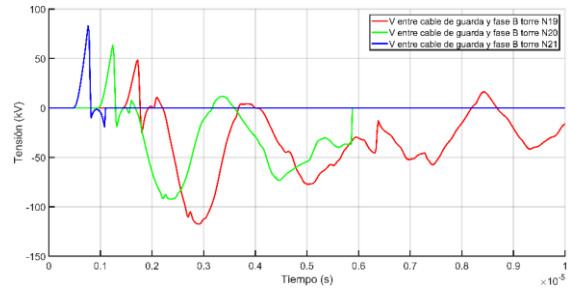


Figura I.262. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N19, N20 y N21 – Impacto en N22.

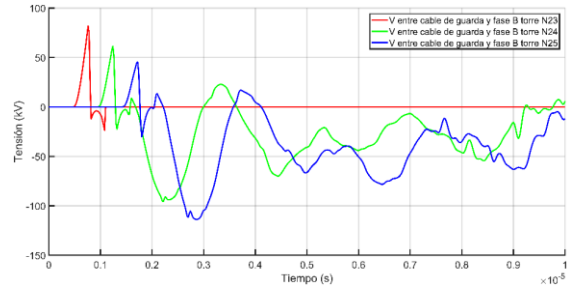


Figura I.263. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N23, N24 y N25 – Impacto en N22.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N24 – Flameos

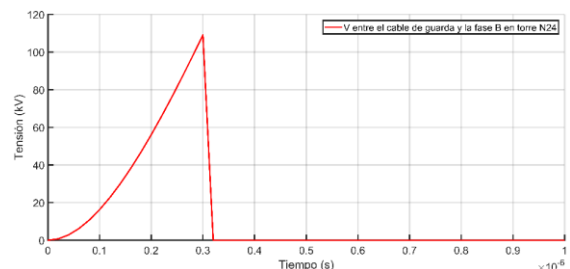


Figura I.264. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N24 – Impacto en N24.

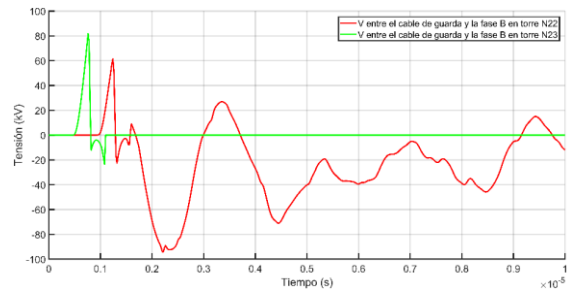


Figura I.265. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N22 y N23 – Impacto en N4.

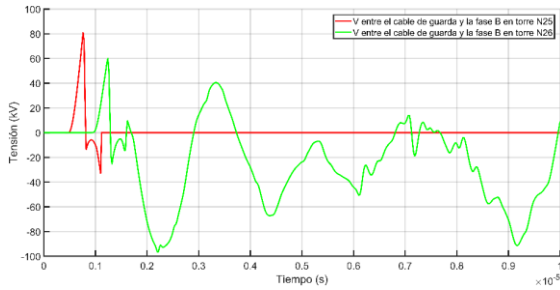


Figura I.266. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N25 y N26 – Impacto en N4.

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N26 – Flameos

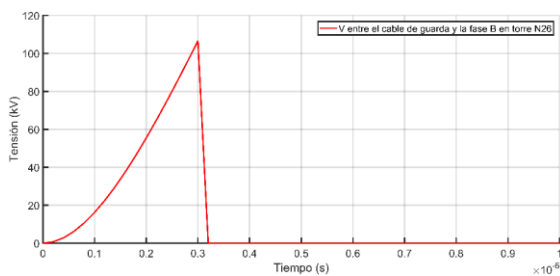


Figura I.267. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N26 – Impacto en N26.

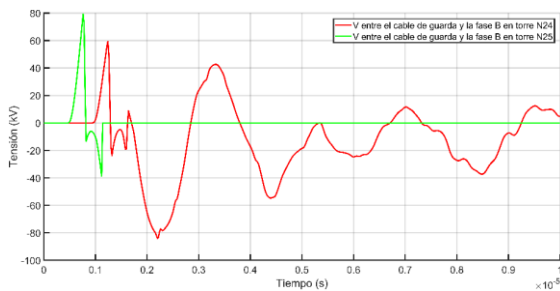


Figura I.268. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N24 y N25 – Impacto en N26.

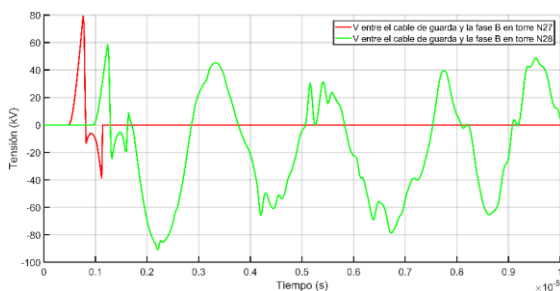


Figura I.269. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N27 y N28 – Impacto en N26

Impacto sobre el cable de guarda en el nodo N28

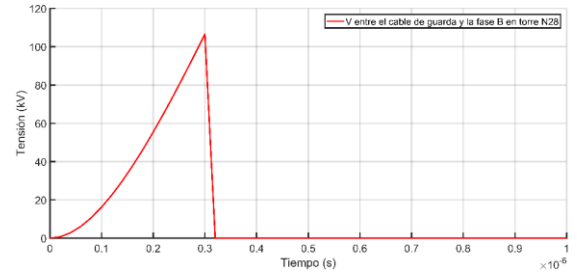


Figura I.270. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N28 – Impacto en N28.

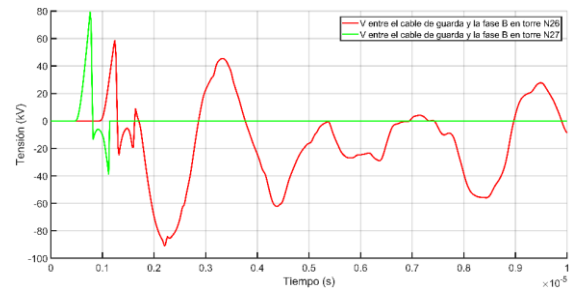


Figura I.271. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N26 y N27 – Impacto en N28

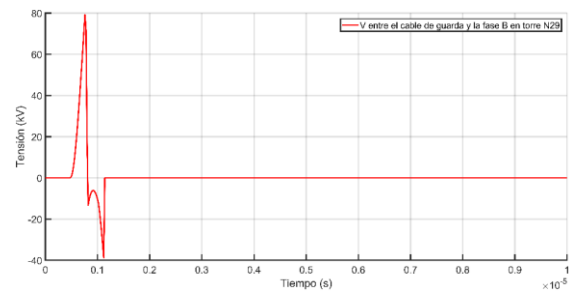


Figura I.272. Tensión entre cable de guarda y la fase B torre en N29 – Impacto en N28

I.8. Tensiones inducidas

Acople electromagnético en el Nodo 16 – distancia 30 m

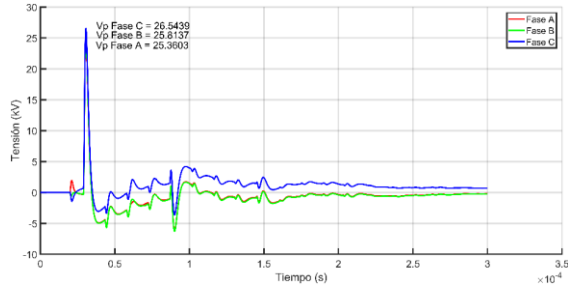


Figura I.273. Tensión en carga residencial 1 – Acople electromagnético nodo 16 a 30 m.

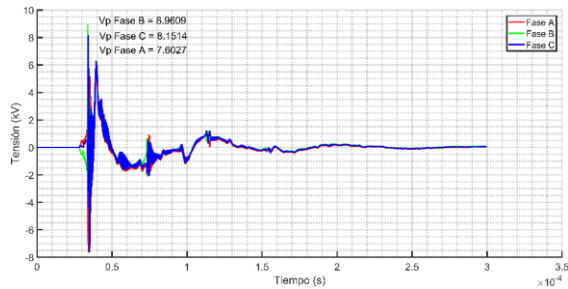


Figura I.274. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 16 a 30 m.

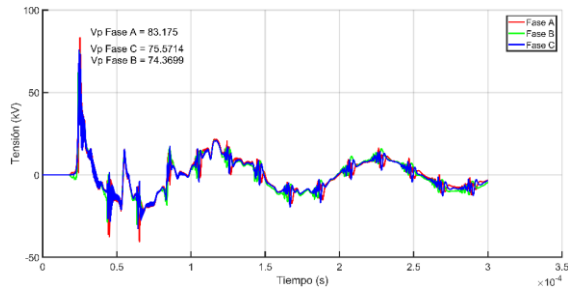


Figura I.275. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 16 a 30 m.

Acople electromagnético en el Nodo 16 – distancia 50 m

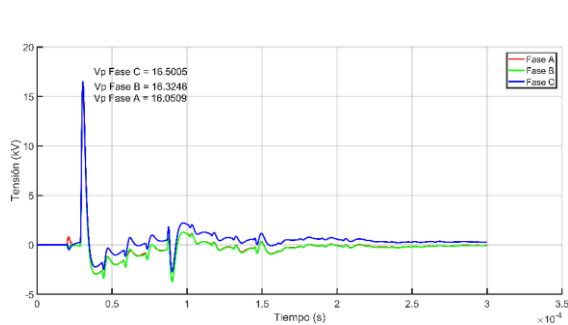


Figura I.276. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 16 a 50 m.

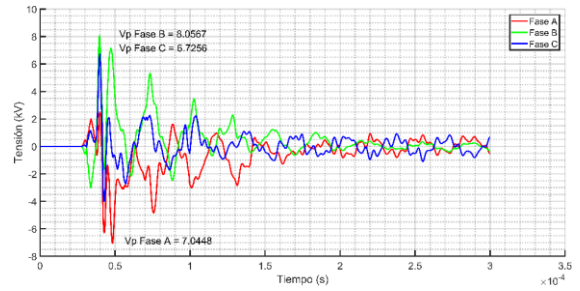


Figura I.277. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 16 a 50 m.

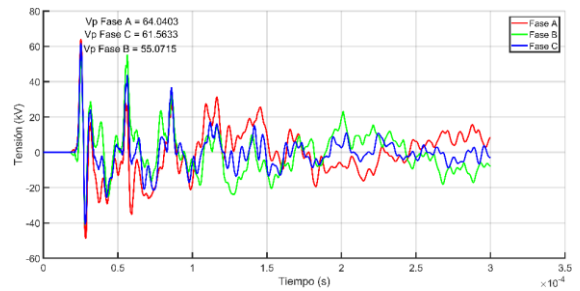


Figura I.278. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 16 a 50 m.

Acople electromagnético en el Nodo 16 – distancia 1000 m

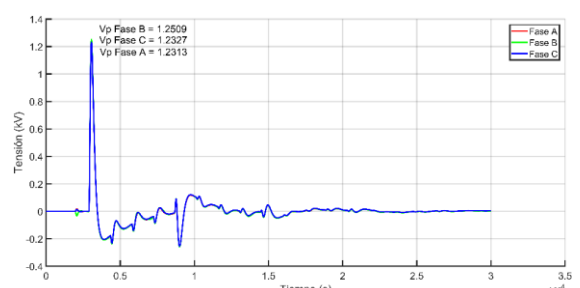


Figura I.279. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 16 a 1000 m.

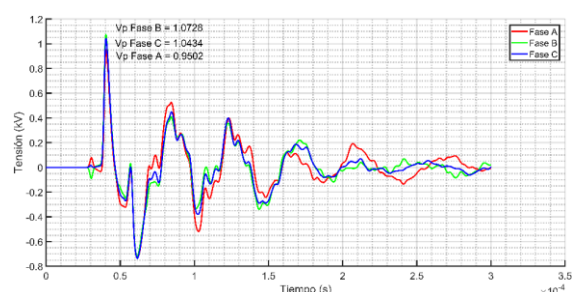


Figura I.280. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 16 a 1000 m.

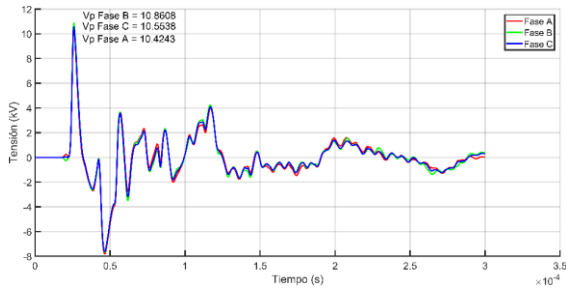


Figura I.281. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 16 a 1000 m.

Acople electromagnético en el Nodo 20 – distancia 30 m

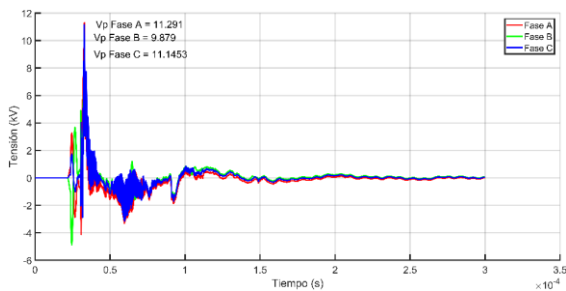


Figura I.282. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 20 a 30 m.

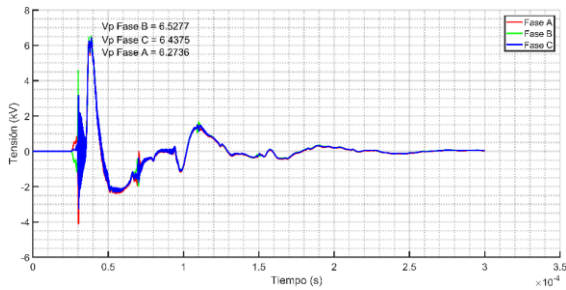


Figura I.283. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 20 a 30 m.

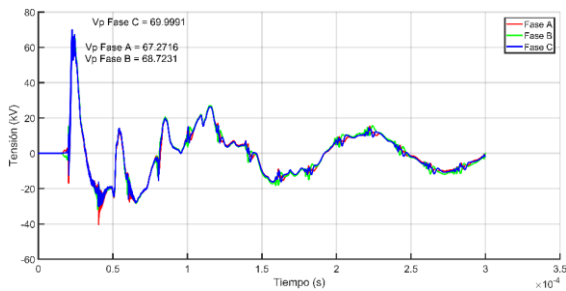


Figura I.284. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 20 a 30 m.

Acople electromagnético en el Nodo 20 – distancia 50 m

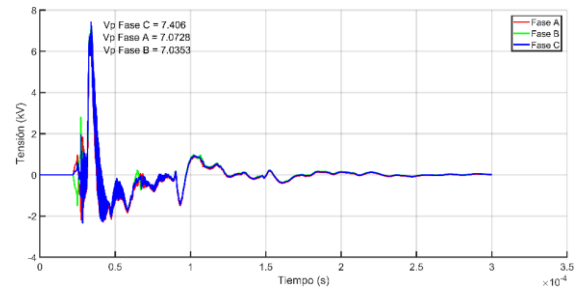


Figura I.285. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 20 a 50 m.

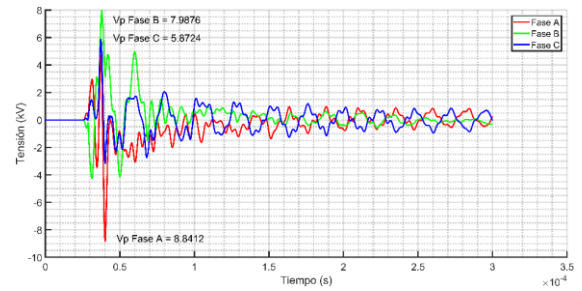


Figura I.286. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 20 a 50 m.

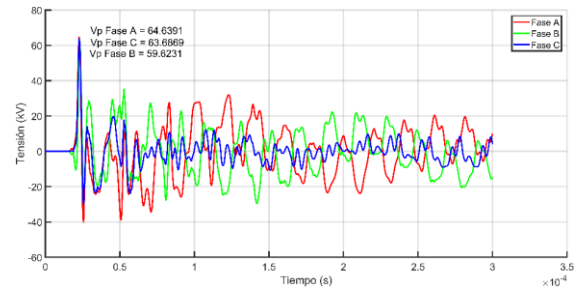


Figura I.287. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 20 a 50 m.

Acople electromagnético en el Nodo 20 – distancia 1000 m

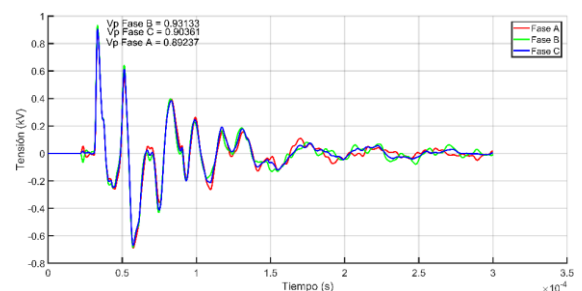


Figura I.288. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 20 a 1000 m.

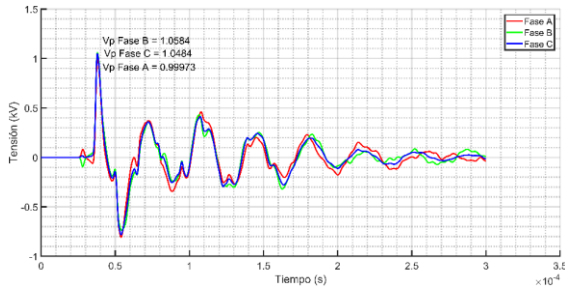


Figura 1.289. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 20 a 1000 m.

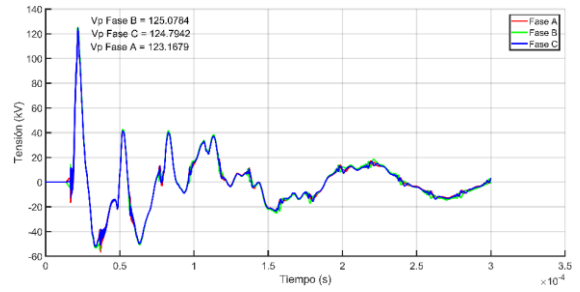


Figura 1.293. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 24 a 30 m.

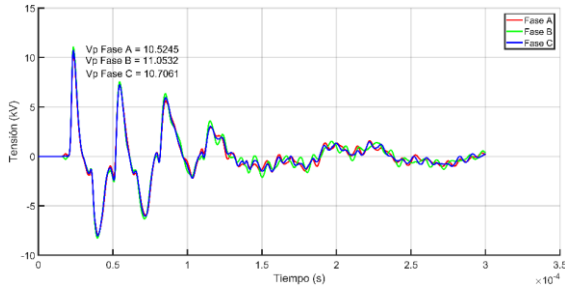


Figura 1.290. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 20 a 1000 m.

Acople electromagnético en el Nodo 24 – distancia 50 m

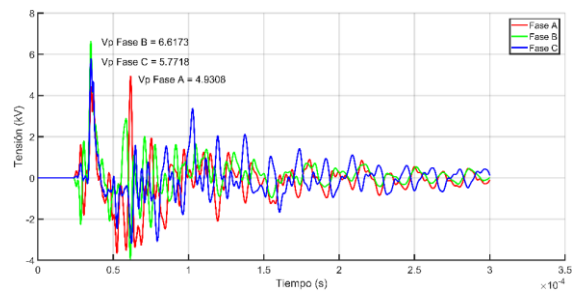


Figura 1.294. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 24 a 50 m.

Acople electromagnético en el Nodo 24 – distancia 30 m

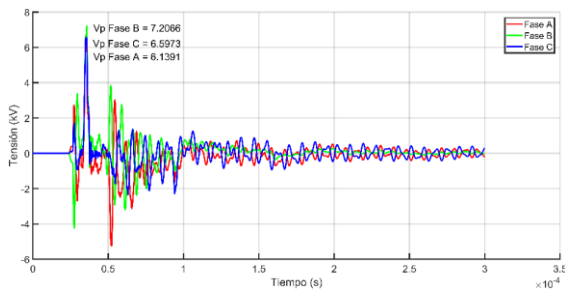


Figura 1.291. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 24 a 30 m.

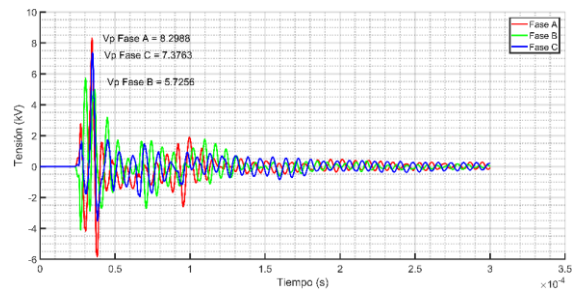


Figura 1.295. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 24 a 50 m.

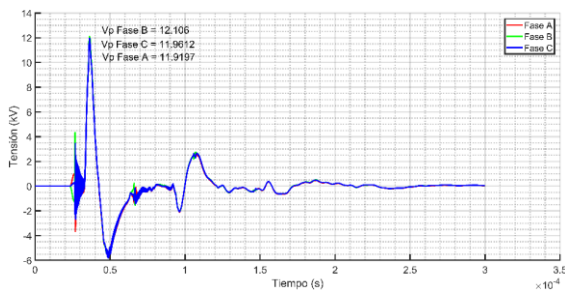


Figura 1.292. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 24 a 30 m.

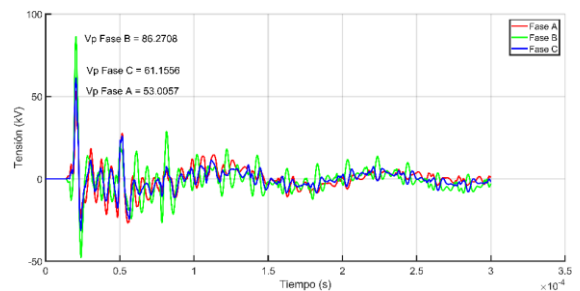


Figura 1.296. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 24 a 50 m.

Acople electromagnético en el Nodo 24 – distancia 1000 m

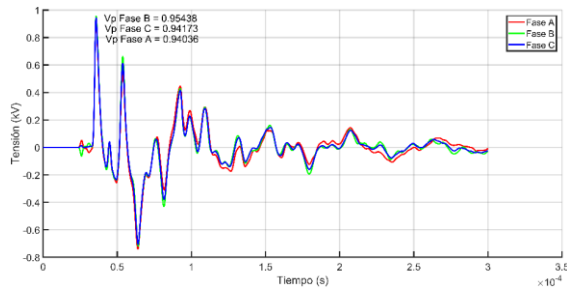


Figura I.297. Tensión en carga residencial 1 - Acople electromagnético nodo 24 a 1000 m.

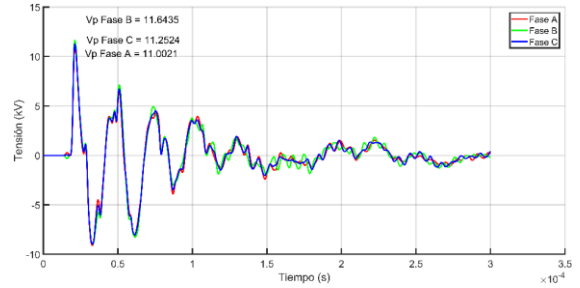


Figura I.299. Tensión en carga industrial - Acople electromagnético nodo 24 a 1000 m.

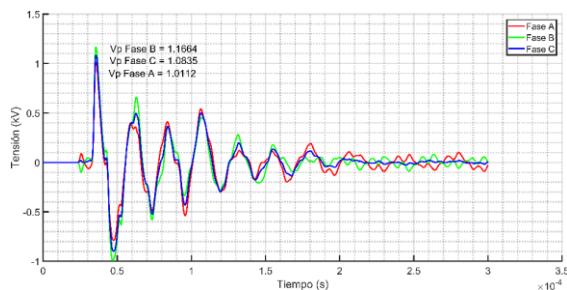


Figura I.298. Tensión en carga residencial 2 - Acople electromagnético nodo 24 a 1000 m.

J. ANEXO 10 – MODELOS Y CODIGOS

A continuación, se explicará los modelos y códigos desarrollados en el presente trabajo de investigación, aunque no se explicara de forma detallada cómo realizar la compresión de varios elementos en un elemento, buscando facilitar la visualización de redes complejas (**Figura J.1**):

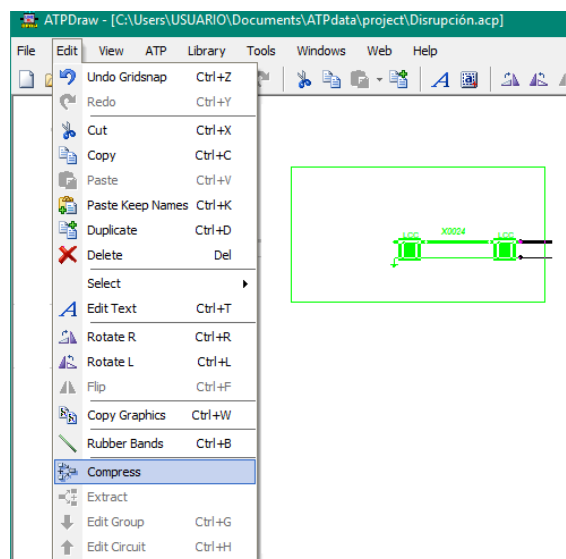


Figura J.1. Comprimir varios elementos.

- Seleccione varios objetos.
- Diríjase a “Edit” y “compress”.
- Ahí selecciona los nodos a visualizar, elementos o variables que se pueden visualizar desde el nuevo elemento

J.1. MODELO DE LAS ESTRUCTURAS

Para el modelo de las estructuras se proponen 2 modelos, los cuales difieren en el planteamiento del arco eléctrico, donde el primero hace uso de compuertas y switch controlados por tensión, mientras que el segundo hace uso de modelos.

Del modelo de arco 1 (**Figura J.2**) se va a extraer subcircuitos y a explicar su distribución dentro del modelo. Primero se va a describir los elementos que comparten los dos modelos Arco 1 y Arco 2 (poste en concreto, cruceta en madera, aislador).

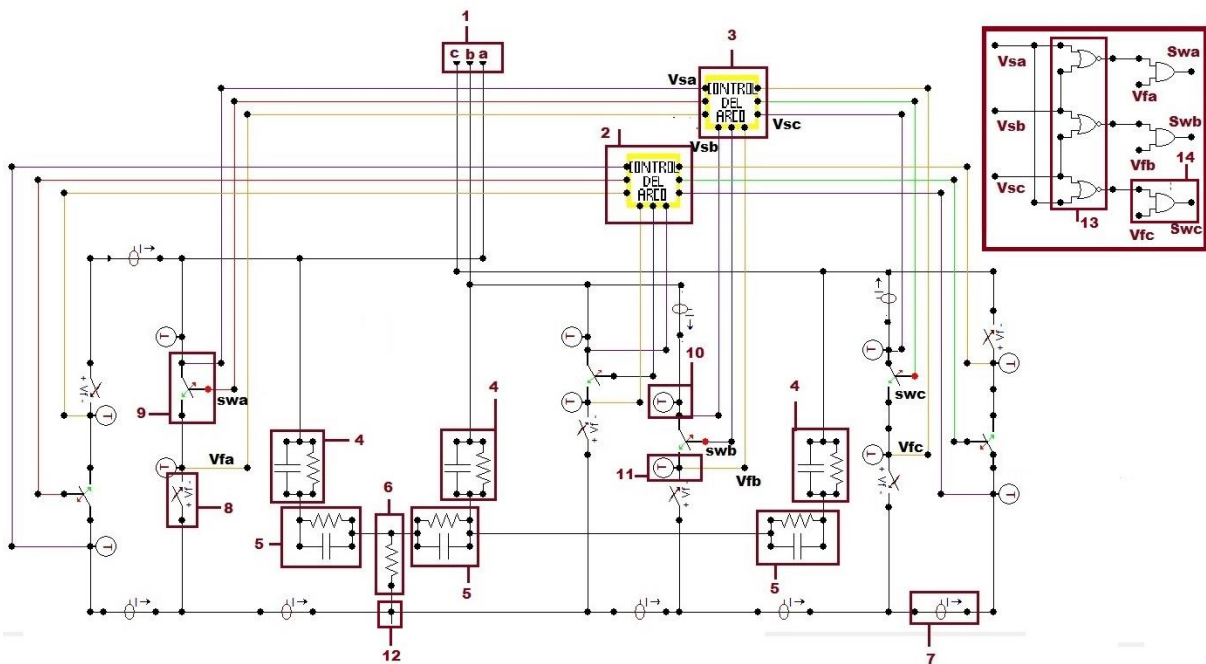


Figura J.2. Modelo de los elementos aislantes y de arco eléctrico.

A continuación, se explicaran los elementos aislantes de la red (ver **Figura J.3**).

- 1 = Conexión a las fases
- 4 = Aislador tipo pin.
- 5 = Secciones de la cruceta en madera
- 6 = Concreto que separa el conductor en el interior del poste con la cruceta.
- 12 = Conexión al cable de guarda

Se realizó la división de la cruceta en secciones hasta la ubicación de los aisladores, buscando darle flexibilidad al modelo debido a que en algunas ocasiones en este tipo de estructuras se dispone de diagonales metálicas, para asegurar mecánicamente la

cruceta al poste en concreto, pero en consecuencia se reduce la distancias entre las fases y tierra y por ende el nivel de aislamiento (provocando que sea más probable que se presente arco eléctrico), cabe mencionar que por lo general estas diagonales están conectadas a tierra. De la **Figura J.3** se puede visualizar la disposición horizontal de resistencias y capacitancias en paralelo representando la cruceta, y de forma vertical los aisladores.

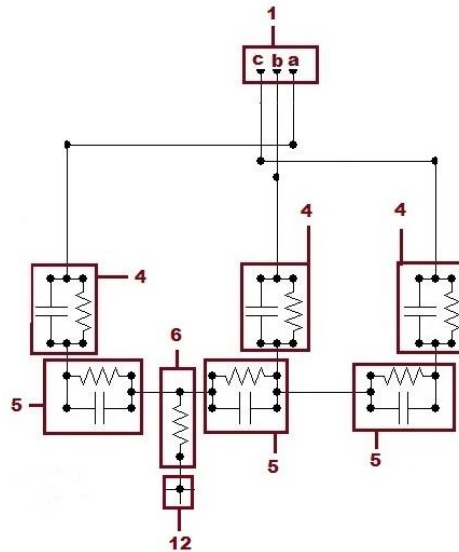


Figura J.3. Elementos aislantes de la estructura.

J.1.1. Modelo de arco 1

Ahora se dispone a explicar la parte de los elementos de censado, y actuación del arco eléctrico (ver **Figura J.4**) solo para el caso de que se produzca flameo inverso (omitiendo flameo desde las fases al cable de guarda el cual tiene el mismo principio de funcionamiento).

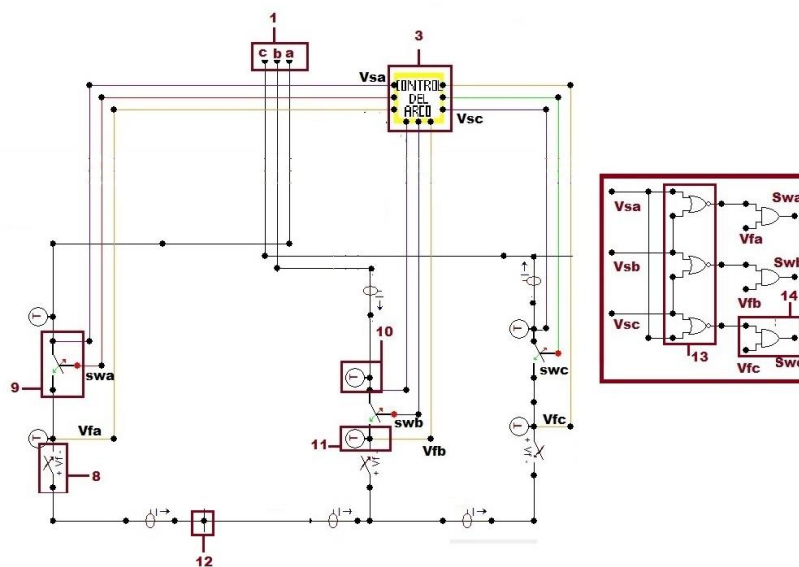


Figura J.4. Elementos del arco eléctrico 1.

- 3 = Control cuando se produce flameo desde el cable de guarda a las fases (Flameo inverso)
- 7 = Sensor de corriente (utilizado para evitar inconvenientes al verificar el estado de los interruptores).
- 8 = Switch controlado por tensión (opera cuando se supera la tensión disruptiva).
- 9 = Switch controla la selectividad del arco eléctrico, se cierra si en las otras fases no hay flameo.
- 10 = Sensor (convierte una señal circuital en de control - TACS) que verifica el estado de los switch de selectividad.
- 11 = Sensor (convierte una señal circuital en de control - TACS) que verifica el si se superó la tensión disruptiva.
- 13 = Compuerta NOR (da salida 1 si las otras dos fases se encuentran abiertas).
- 14 = Compuerta AND (se verifico el estado de las otras fases, y verifica si en la misma fase se superó la tensión disruptiva).

El funcionamiento de los elementos de arco eléctrico se basa en 3 características: disrupción eléctrica, arco sostenido debido al plasma y selectividad en la fase que se presenta el arco eléctrico. Para la disrupción eléctrica se utiliza el switch controlado por tensión (8), el cual mide entre 2 puntos la tensión y si se pasa de la tensión de disrupción se produce arco. Este mismo elemento permite determinar el tiempo en el que el switch permanece cerrado (duración del arco eléctrico) y los otros elementos (3), (7), (8), (9), (10) y (11) sirven para otorgarle la propiedad de selectividad.

Para la selectividad se hace uso de TACS. Este modelo se basa en censar primero las fases en las que se superó el nivel de tensión de disrupción (censa el estado del switch 8), para lo que es necesario colocar al lado del switch (8) el elemento sensor de tacs (10) el cual permite convertir esa señal circuital a una señal de control la cual es la que se va a comparar. En resumen, capturamos la señal de estado (abierto o cerrado) de los switch 8 para que ingrese a una compuerta AND de su misma fase.

La segunda parte la compone el switch controlado por una señal de control (9) sirviendo no solo como variable de salida sino también de entrada para las otras fases. Se parte de que los tres interruptores se encuentran abiertos en condiciones iniciales, de este modo mediante una compuerta NOR se ingresa el estado de los interruptores de las otras fases y su salida se conecta a la otra entrada de la compuerta AND (ver disposición en **Figura J.5** solo para una fase).

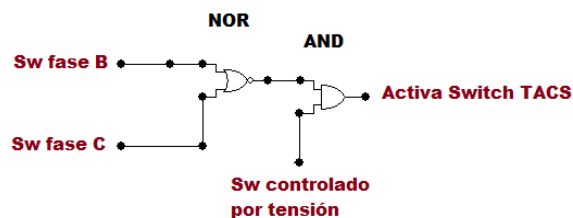


Figura J.5. Compuertas como señal de control.

En resumen, para activar el arco en la fase A se ingresa a la compuerta NOR la señal de estado de los interruptores “Sw fase B” y “Sw fase C”, las cuales censan el estado de los Switch TACS de la fase B y C, si ninguno de los dos está cerrado sale de la compuerta un “1”, y por otro lado si se superó la tensión de disrupción en la fase A “Sw controlado por tensión” entra en la AND un “1” de esta variable y otro “1” debido a la salida de la NOR, por lo cual sale un “1” de la AND que activa el switch de TACS, lo cual provoca que se cierre el arco entre el cable de guarda y la fase A. Para las otras fases tiene el mismo principio de funcionamiento.

Para la prueba del modelo de arco 1, se hace uso del circuito de la **Figura J.6**. Donde se censa la tensión entre el cable de guarda y las fases.

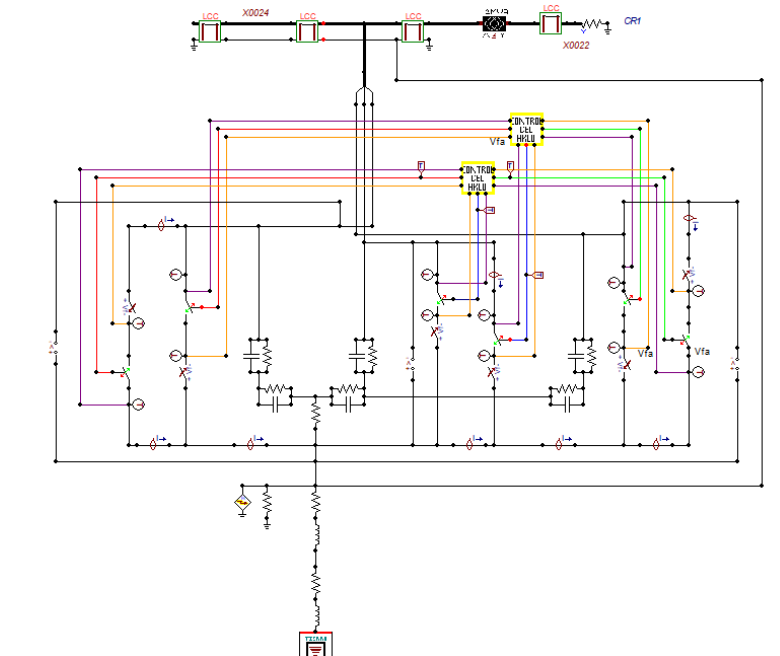


Figura J.6. Circuito de prueba del modelo de arco 1.

En la **Figura J.7** se evidencia las tensiones entre el cable de guarda y las fases, mostrando que la fase B se cortocircuita (fase donde se produjo el arco eléctrico).

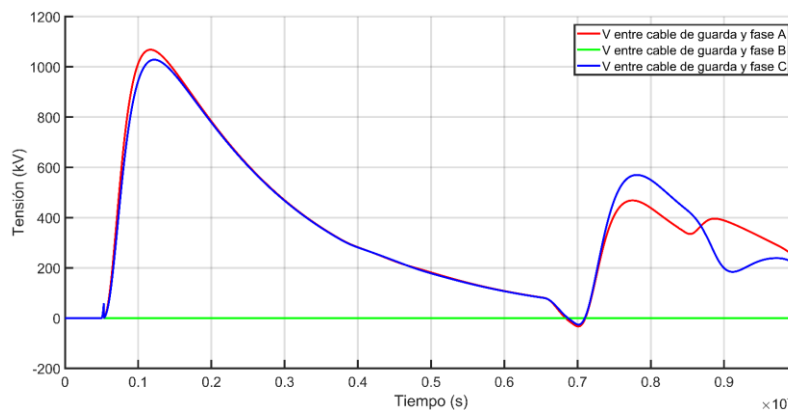


Figura J.7. onda de tensión entre el cable de guarda y las fases haciendo uso del modelo de arco 1.

J.1.1. Modelo de arco 2

Para el modelo de arco 2, presenta las propiedades de activación de arco eléctrico, selectividad en la fase que presenta el arco y cálculo de la resistencia de arco. Todas las propiedades anteriormente expuestas se realizaron en la componente MODELS.

MODEL Modelflameo2	Se define el nombre del modelo
INPUT UT, Iarc, UA, UB, UC	Se define las variables externas que ingresan al modelo, siendo UT= Tensión desde el cable de guarda a tierra. Iarc = corriente que circula por el cable de guarda. UA-UB-UC las tensiones de fase a tierra.
OUTPUT Rarc1, sw1, Rarc2, sw2,Rarc3,sw3	Las salidas serán la resistencia de arco Rarc1, Rarc2 y Rarc3 de las fases A, B y C respectivamente. Mientras que sw1, sw2 y sw3 serán la activación de los interruptores de cada fase.
DATA TAU {DFLT:0.4e-3}, Iarc1 {DFLT:219.7}, Iarc2 {DFLT:203.8}, Iarc3 {DFLT:249.4}	Define las constantes utilizadas para calcular la resistencia de arco.
VAR gp1, G1, Uo1, Ust1, r01, Rarc1, sw1, gp2, G2, Uo2, Ust2, r02, Rarc2, sw2, gp3, G3, Uo3, Ust3, r03, Rarc3, sw3, U1, U2, U3	Se define todas las variables que serán calculadas cada delta de tiempo para hallar la Resistencia de arco y la operación de los interruptores.
HISTORY U1, U2, U3, sw2, sw3, sw1	Define las variables que serán almacenadas.
EXEC U1:=UT-UA U2:=UT-UB U3:=UT-UC	Se inicia el proceso de ejecución de los cálculos. Donde lo primero que calcula es las tensiones entre el cable de guarda y las fases.
IF U2>104.8e3 THEN Uo2:=0.9*Iarc2+0.4 r02:=40*Iarc2+8 Ust2:= Uo2+(r02*Iarc) G2:=Iarc/(Ust2) LAPLACE (gp2/G2):=(1 s0)/(1 s0+TAU s1) Rarc2:=1/gp2 sw2:=1 ELSE Rarc2:=0 sw2:=0 ENDIF	Mediante el uso condicionales primero censa la fase con menor tensión disruptiva (B), en caso de que se produzca flameo se realiza el cálculo de la resistencia de arco en la fase B (Rarc2) y se cierra el interruptor de la misma fase (sw2). En caso de que no se supere el valor de tensión disruptiva el valor asignado para la corriente de arco en la fase B es 0 y permanece abierto la el interruptor de la fase B.
IF U1>176.9e3 AND sw2=0 THEN Uo1:=0.9*Iarc1+0.4 r01:=40*Iarc1+8 Ust1:= Uo1+(r01*Iarc) G1:=Iarc/(Ust1) LAPLACE (gp1/G1):=(1 s0)/(1 s0+TAU s1) Rarc1:=1/gp1 sw1:=1 ELSE sw1:=0 Rarc1:=0 ENDIF	Mediante el uso condicionales primero censa la magnitud de tensión disruptiva en la fase (A), pero además se verifica que el interruptor de la fase B no este cerrado, en caso de que se cumpla se produce flameo y por ende se realiza el cálculo de la resistencia de arco en la fase A (Rarc1) y se cierra el interruptor de la misma fase (sw1). En caso de que no se supere el valor de tensión disruptiva el valor asignado para la corriente de arco en la fase A es 0 y permanece abierto el interruptor de la fase A.

<pre> IF U3>187.5e3 AND sw1=0 AND sw2=0 THEN Uo3:=0.9*Iarc3+0.4 r03:=40*Iarc3+8 Ust3:= Uo3+(r03*Iarc) G3:=Iarc/(Ust3) LAPLACE(gp3/G3):=(1 s0)/(1 s0+TAU s1) Rarc3:=1/gp3 sw3:=1 ELSE sw3:=0 Rarc3:=0 ENDIF </pre>	<p>Mediante el uso condicionales primero se verifica que la fase C haya superado la tensión disruptiva (A), pero además se verifica que el interruptor de la fase A y B no esté cerrado, en caso de que se cumpla se produce flameo en esta fase (C) y por ende se realiza el cálculo de la resistencia de arco en la fase C (Rarc3) y se cierra el interruptor de la misma fase (sw3). En caso de que no se supere el valor de tensión disruptiva el valor asignado para la corriente de arco en la fase C es 0 y permanece abierto el interruptor de la fase A.</p>
ENDEXEC	Termino la ejecución del cálculo.
ENDMODEL	Cierra el Model

Tabla J.1. Código cálculo de arco eléctrico.

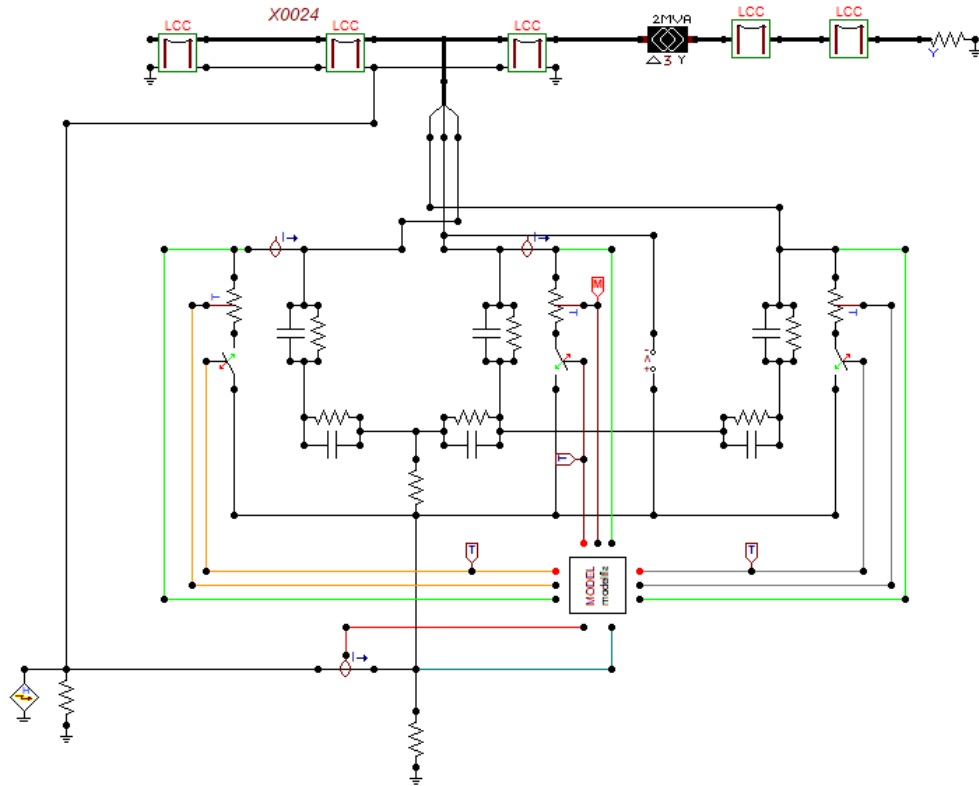


Figura J.8. onda de tensión entre el cable de guarda y las fases haciendo uso del modelo de arco 1.

J.2. MODELO DE LAS LINEAS Y CABLE DE GUARDA

Para el modelo de la línea y el cable de guarda solo se va a describir el componente LCC, debido a que es un módulo de ATPDraw; es decir que solo se va a explicar la ventana de ingreso de datos. La selección del módulo LCC se puede visualizar en la **Figura J.9**.

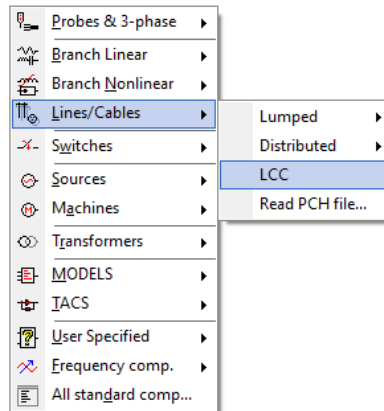


Figura J.9. Selección del módulo LCC.

La interfaz e ingreso de datos para el modelo de línea se evidencia en la **Figura J.10**. Donde sus componentes son:

Pestaña 1 model:

- 1 = (Overhead Line (Línea aérea), Single Core Cable (cable) y Enclosing Pipe (línea en tubería)).
- 2 = #Ph = Indica cuantas fases tiene el sistema (tres y el cable de guarda)
- 3 = Transposed = si la línea se transpone en su recorrido
- 4 = Auto bundling = si el conductor está recubierto por un aislante
- 5 = Skin effect = Los conductores se ven sometidos al efecto skin o efecto piel.
- 6 = Segmented ground = La tierra esta segmentada
- 7 = Real transf. Matrix = Utiliza una matriz de transformación para realizar los cálculos
- 8 = Rho[ohm*m] = Resistividad del terreno donde se encuentran las estructuras.
- 9 = Freq. Init[Hz] = La frecuencia con la que se va a analizar el sistema 60 Hz.
- 10 = Length[Km] = Longitud de la sección de la línea (240 m).
- 11= Units= Seleccionar las unidades.
- 12 = Model- type= Selección del modelo a utilizar.

Pestaña 2 Data:

- 13 = Ph. No = Es el indicativo del número de la fase
- 14 = React [ohm/km AC]= la reactancia de la línea.
- 15 = Rout [cm]= Radio externo del conductor
- 16 = Resis [ohm/km AC]= Es la resistencia de la línea por kilómetro.
- 17 = Horiz= Este parámetro indica en coordenadas la ubicación de los conductores para el plano x.
- 18 = Vtower= Indica en un plano la altura del conductor desde el suelo.

19 = Vmid= Indica la altura en mitad del vano del conductor.

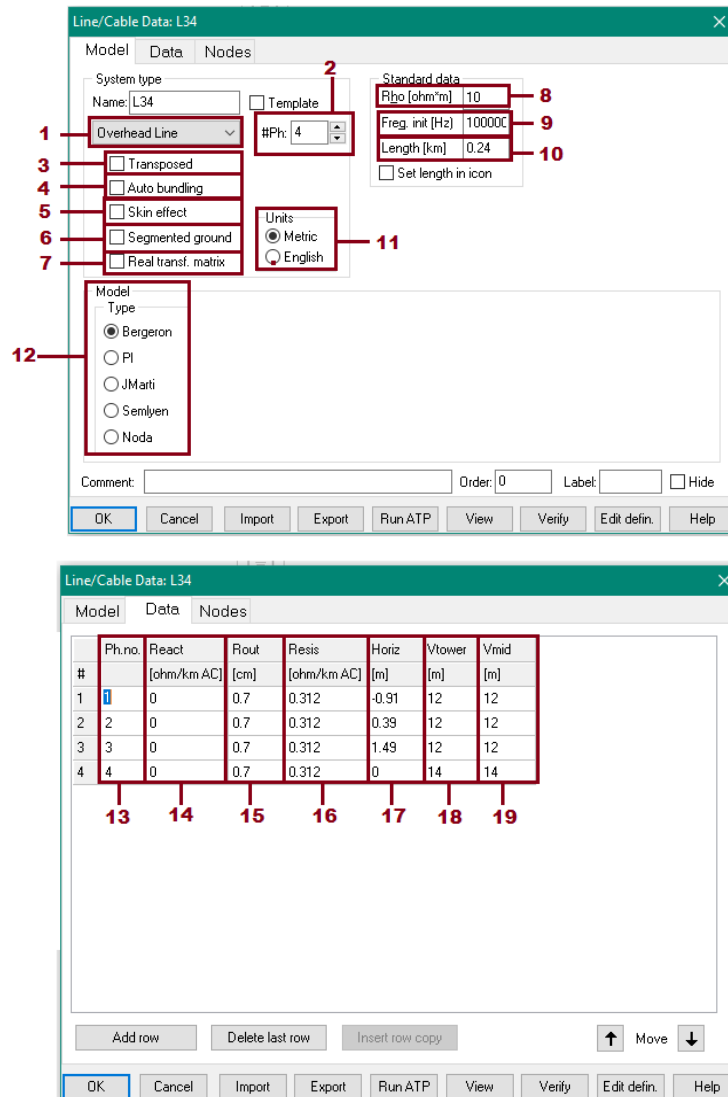


Figura J.10. módulo LCC a) pestaña model b) pestaña Data.

En la pestaña 3 se indica la conexión de los nodos, pero no hace falta diligenciar esa información debido a que el software completa esta información si las terminales del modelo están conectadas a otros elementos.

J.3. MODELO DEL TRANSFORMADOR

El modelo del transformador desarrollado para el análisis en condiciones normales de operación y ante transitorios, se puede visualizar en la **Figura J.11**. Este modelo presenta el comportamiento en condiciones normales de operación haciendo uso del módulo BCTRAN actúa cambiando el nivel de tensión, y las capacitancias actúan como circuito abierto y serian despreciables. Para el comportamiento ante transitorios, las capacitancias cobran importancia y su impedancia se vuelve apreciable, en cuanto al

módulo BCTRAN en su comportamiento no se satura volviéndose despreciable. A continuación, se explicará el módulo BCTRAN y se evaluará su comportamiento ante condiciones normales de operación y transitorios.

- 1 = Fuente de tensión (34.5 Kv línea a línea) o Heidler (ver **Sección 3.7**).
- 2 = Capacitancias entre devanados (ver valores en el **anexo D.2**).
- 3 = Voltímetro entre la fase A y B.
- 4 = Carga resistiva trifásica en Y (134 Ω).
- 6 = Módulo BCTRAN.
- 6 = Capacitancias entre devanados y tierra (ver valores en el **anexo D.2**).
- 7 = Resistencia del sistema de puesta a tierra (10 Ω).

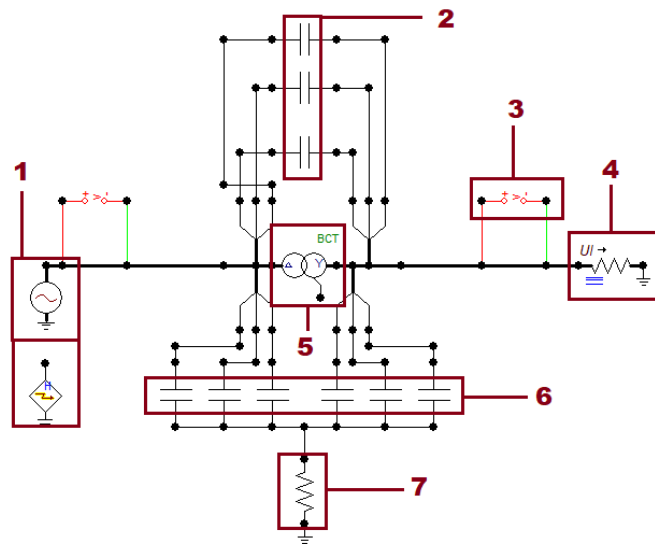


Figura J.11. Circuito para evaluar el modelo del transformador.

A continuación, se va a explicar desde la selección (**Figura J.12**), hasta como es el manejo e ingreso de datos de la interfaz del módulo del transformador BCTRAN (ver **Figura J.13**).

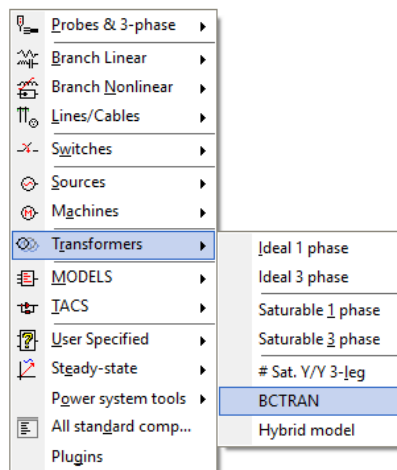


Figura J.12. Selección del módulo BCTRAN.

Los parámetros a ingresar son los siguientes para evaluar el comportamiento del módulo “BCTTRAN” (ver **Figura J.13**):

- 1 = Number of phases = Numero de fases.
- 2 = Number of windings = Numero de devanados.
- 3 = Type of core = Tipo de coraza.
- 4 = Test frequency [Hz]= Frecuencia con la que se realizaron las pruebas de circuito abierto y cortocircuito (frecuencia de operación).
- 5 = L-L votage [kV] = Tensión línea a línea del lado de alta y baja, relación de transformación.
- 6 = Power [MVA]= Potencia del transformador.
- 7 = Connections= Conexión del transformador del lado de alta y baja tensión (delta-Y).
- 8 = Phase shit (deg)= El desfase del transformador.
- 9 = Open circuit= Prueba de circuito abierto – ingresando de qué lado se realizó y en qué lado se conectó. Así como las perdidas, el porcentaje de corriente y porcentaje de voltaje (ver **Anexo D.1**).
- 10 = Positive core magnetización = Indica la coraza de magnetización.
- 11 = View/copy = Visualización de magnitudes
- 12 = Short circuit = Prueba de corto circuito – Ingresan los valores de secuencia positiva (ver valores en **Anexo D.1**).

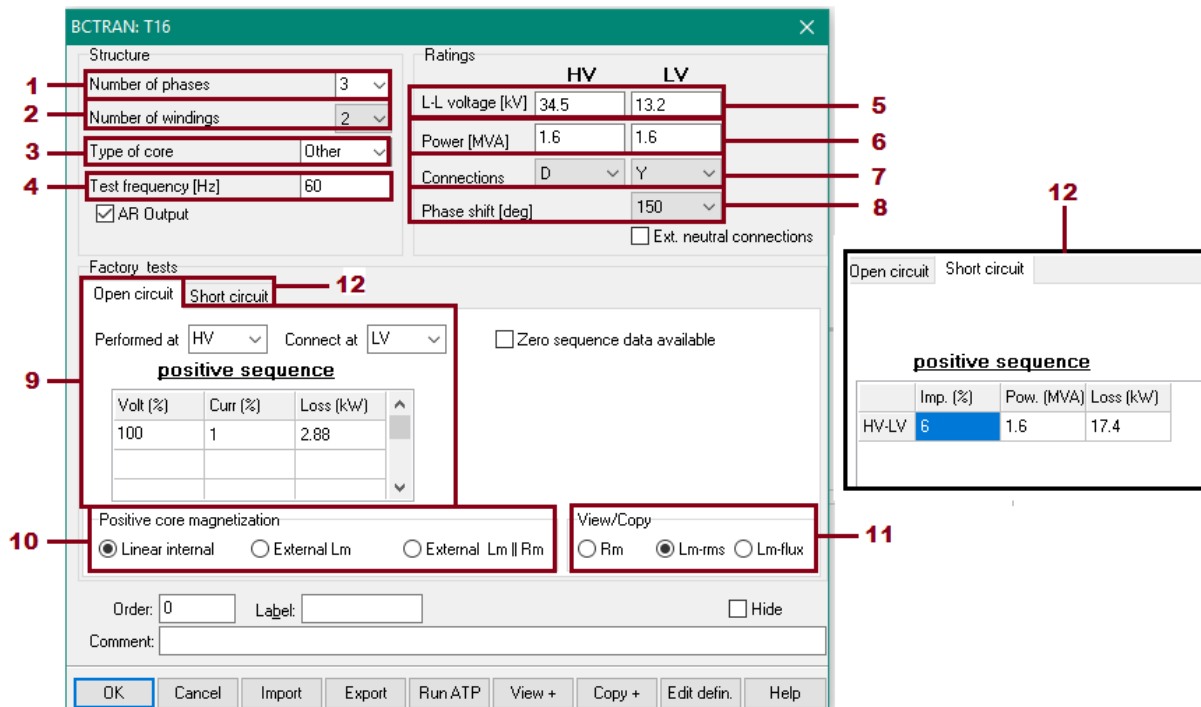


Figura J.13. interfaz ATP del módulo del transformador BCTTRAN.

El comportamiento de las tensiones en condiciones normales de operación y ante transitorios se puede evidenciar en la **Figura J.14 a)** y **b)** respectivamente.

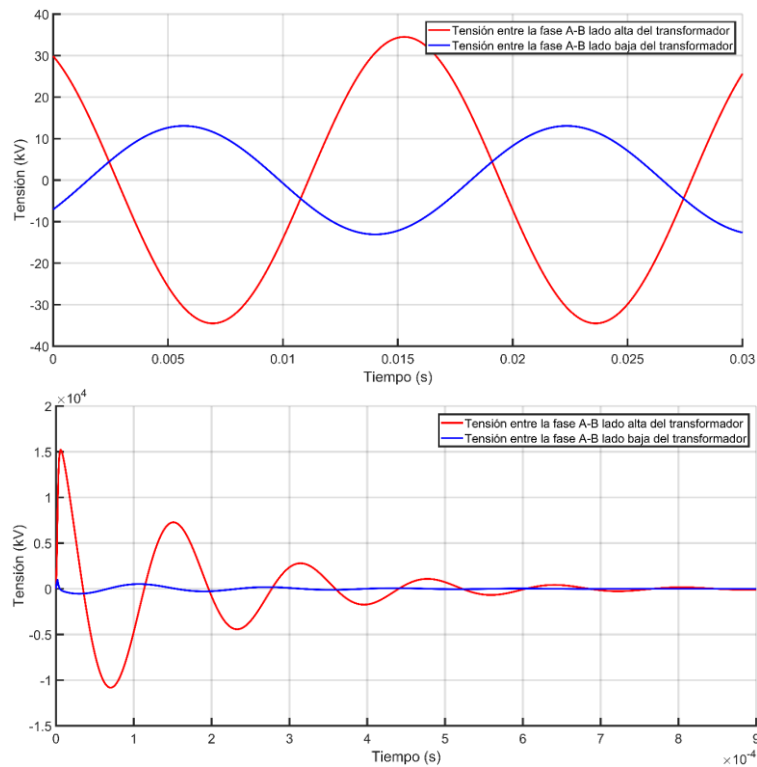


Figura J.14. a) comportamiento de las tensiones en condiciones normales de operación b) transitorios.

J.4. MODELO DEL DESCARGADOR

Se va a evaluar una red sencilla con y sin el descargador de sobretensiones. Para el modelo del descargador se va a implementar el circuito de la **Figura J.15**.

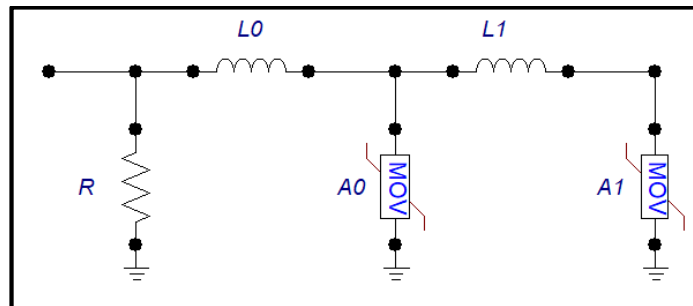


Figura J.15. Modelo circuital del descargador de sobretensiones Pinceti y Giannettoni.

A continuación, se va a explicar desde la selección (**Figura J.16**), hasta como es el manejo e ingreso de datos de la interfaz de la resistencia variable “MOV Type 92”. Donde la interfaz de la MOV Type 92 maneja dos pestañas como se puede evidenciar en la **Figura J.17**.

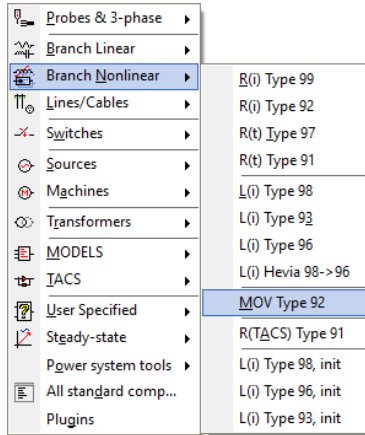


Figura J.16. Selección de la resistencia variable MOV Type 92.

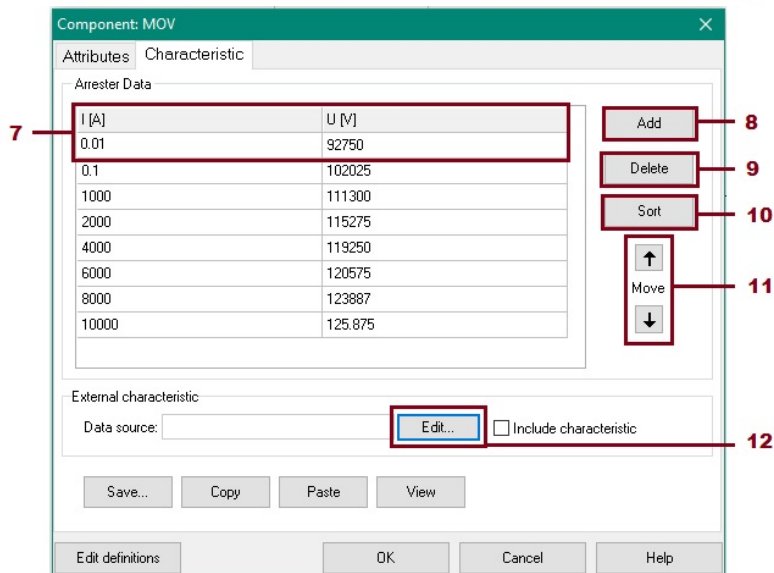
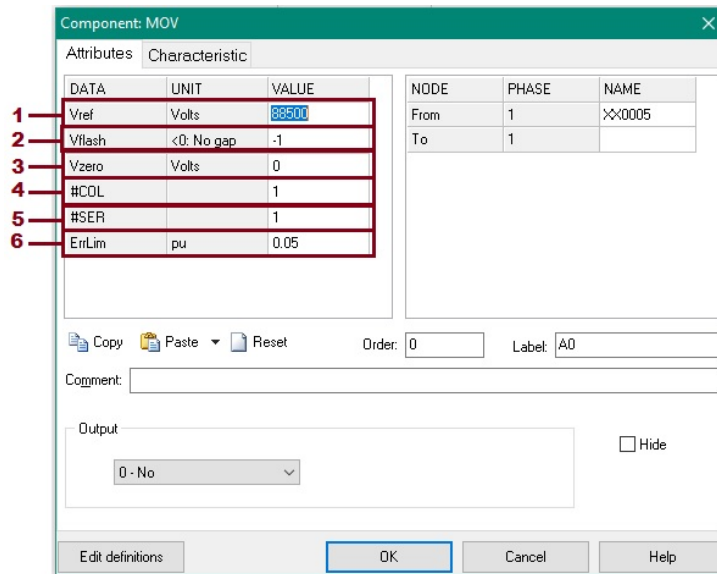


Figura J.17. interfaz ATP de la resistencia variable MOV Type 92.

Los parámetros a ingresar son los siguientes para evaluar el comportamiento de la “MOV Type 92” (ver **Figura J.17**):

Attributes

- 1 = Vref = Tensión de referencia.
- 2 = V_Flash = Tensión de descarga en la pu. del Vref. Use un número negativo para que no haya gaps.
- 3 = Vzero = Tensión inicial en Voltios. Opcional.
- 4 = #COL= Factor multiplicador para el COEF. Número de columnas de pararrayos. Una sola rama de bloques: COL = 1 o BLANK. Dos ramas en paralelo: COL = 2.
- 5 = SER = Número de bloques en serie en cada rama. Se utiliza para escalar Vref.
- 6 = ErrLim= Ajuste de tolerancia en pu.

Characteristics

- 7 = I-V (Relación corriente - tensión) = Describe el comportamiento de actuación del descargador, Es posible introducir 29 puntos en la característica de corriente / voltaje.
- 8 = Add = Agregar un nuevo punto del comportamiento I-V.
- 9 = Delete = Elimina un punto del comportamiento I-V.
- 10 = Sort = Ordena los puntos en función de la corriente.
- 11= Move= Mueve los puntos para ordenar manualmente.
- 12 = Edit = Permite introducir un código para describir el comportamiento I-V.

Ahora se va a evaluar el comportamiento del descargador de sobretensiones, entonces se va a comparar una red monofásica compuesta por una fuente de Heidler y una resistencia en serie y después se va a verificar al instalar el descargador en paralelo a la resistencia.

- Fuente Heidler: amplitud (39460 A), T_f (5.6 μs), tau (53.5 μs).
- Resistencia = 100 Ω.

Para los parámetros del descargador ver **Sección 3.4.1** o **Anexo E.2**. En la **Figura J.18** se puede visualizar el circuito sin el descargador (a) y con el descargador (b).

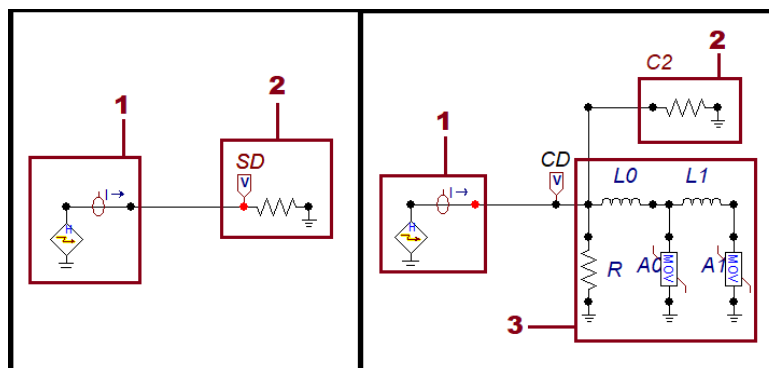


Figura J.18. a) Circuito sin el descargador b) Con descargador.

- 1 = Fuente Heidler de corriente.
- 2 = Carga resistiva.
- 3 = Descargador de sobretensiones.

En la **Figura J.19** se puede visualizar la tensión en la carga sin (rojo) y con (verde) la presencia del descargador de sobretensiones.

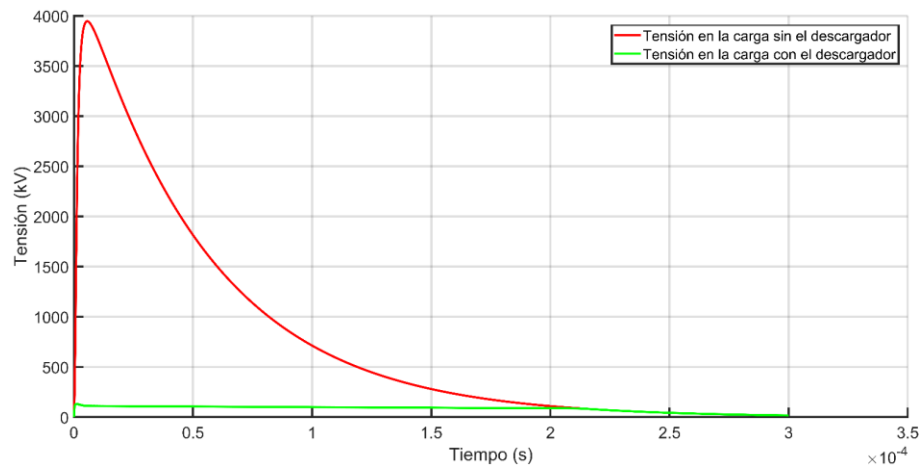


Figura J.19. a) Relación de tensiones sin (-) y con (-) el descargador.

También se puede verificar el comportamiento del descargador al variar el tiempo de frente de la descarga atmosférica, pero que en la presente guía no se va a realizar.

J.5. MODELO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para el evaluar el comportamiento del sistema de puesta a tierra, solo se va a explicar el modelo de la resistencia variable mediante el uso de models (ver **Figura J.20**), omitiendo la inductancia y la capacitancia, asociados a las características del conductor y al tipo de suelo respectivamente.

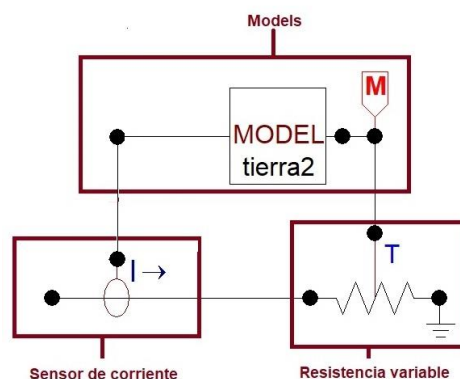


Figura J.20. Modelo de la Resistencia variante R(TACS) Type 91.

El modelo se basa en calcular el valor de la resistencia en función a la corriente que circula por el sistema de puesta a tierra, para lo cual se censa la corriente y su señal

ingresa como variable a los models, donde se procesa la información y calcula el valor de la resistencia que se le asigna la resistencia TACS, el código se evidencia en la **Tabla J.2.**

MODEL Tierra	Denominación del model (nombre)
DATA Ro, p	Datos constantes
VAR Ig, RT, Eo, i2, ir1	Variables dentro de la simulación que se calculan en cada instante de tiempo, donde para la presente simulación es la corriente ionizante (Ig), el gradiente (Eo), variable auxiliar (i2 y ir1), la resistencia total (RT)
INPUT i1	Variables que ingresan (corriente que circula por SPT)
OUTPUT RT	Salida del modelo
INIT Ig:=0 RT:=0 ENDINIT	Inicialización de algunas variables.
HISTORY RT	Variable que se va a almacenar la información de cada delta de tiempo.
EXEC i2:=((i1)**2) ir1:=((i2)**0.5) Eo:=241*(p**0.215) Ig:=(Eo*p)/(2*PI*(Ro)**2)*1000) RT:=Ro/((1+(ir1/Ig))**0.5) ENDEXEC	Procedimiento y calculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra. El proceso se explica de forma más detallada en la Sección 3.5.
ENDMODEL	Finalización del model

Tabla J.2. Código cálculo de la resistencia variable en función de la corriente.

El circuito de prueba la resistencia variable se evidencia en la **Figura J.21.**

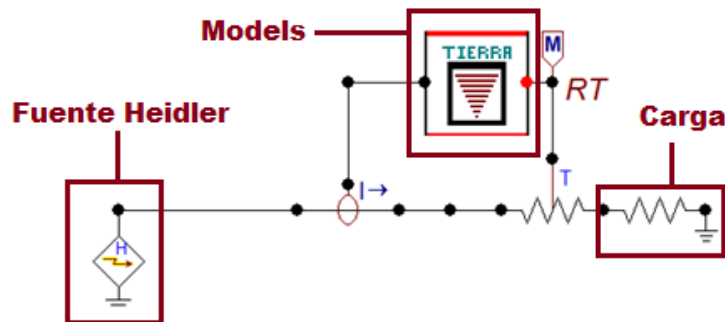


Figura J.21. Circuito prueba la resistencia variante R(TACS) Type 91.

El comportamiento de la resistencia en función a la corriente se evidencia en la **Figura J.22.** Donde a mayor corriente el valor de la resistencia va a ser menor, como se explicó en la **Sección 3.5.**

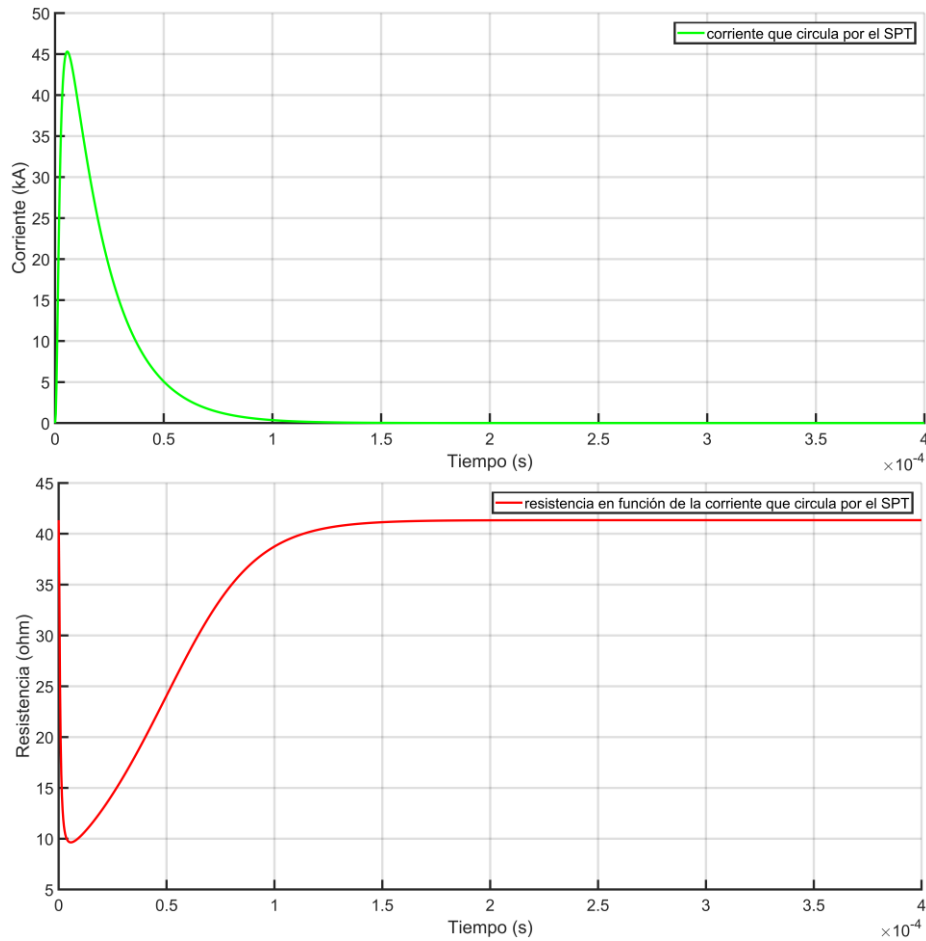


Figura J.22. a) corriente por SPT b) Comportamiento de la resistencia variante $R(TACS)$ en función de la corriente.

J.6. MODELO DE LAS CARGAS

Para el modelo de la carga, se va a evaluar solo el comportamiento de la carga industrial (motor), debido a que la carga residencial es una resistencia. El circuito para realizar la prueba está compuesto una fuente trifásica (13.2 kV L-L) y el modelo equivalente (motor) por fase siendo una resistencia e inductancia en serie (ver en **Figura J.23**). Los valores de la resistencia y la inductancia son 77.07 Ω y 104.8 mH.

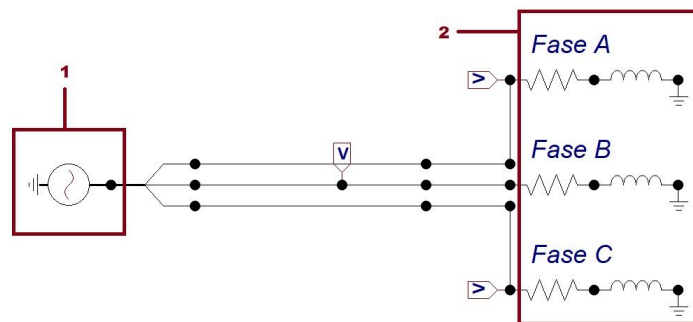


Figura J.23. Circuito propuesto para evaluar la carga industrial (motor)

- 1 = Fuente trifásica de tensión = 13.2 Kv.
- 2 = Modelo del motor mostrando un equivalente por fase.

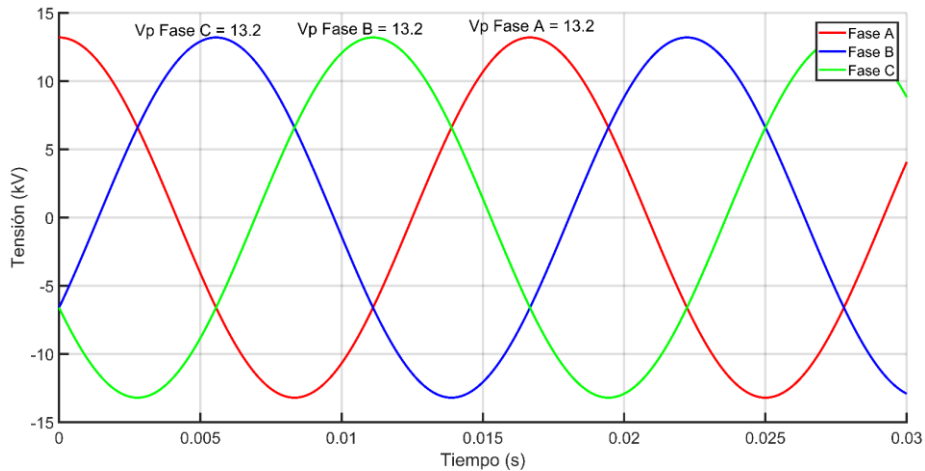


Figura J.24. Comportamiento de la carga industrial por fase conectándola a una fuente trifásica de 13.2 Kv (L-L).

J.7. MODELO DEL DESCARGA ATMOSFERICA Y TENSIONES INDUCIDAS

Para realizar la simulación de la onda de corriente nos dirigimos hacia la ventana de las fuentes, donde encontraremos la fuente de impulso Heidler Type 15 como se observa en la **Figura J.25**:

DATA	UNIT	VALUE
1 Amplitude	Ampere	39460
2 T _f	s	5.6E-6
3 tau	s	5.35E-5
4 n		2
5 Tstart	s	-1
Tstop	s	1000

NODE	PHASE	NAME
HEI	1	XX0137

Figura J.25. Selección e interfaz ATP para la Fuente Heidler Type 15.

Los parámetros a ingresar son los siguientes también basados en la expresión formulada por Heidler (ver **Figura J.25**):

- 1 = Amplitud (Depende del tipo de fuente) = Corriente o tensión pico.

2 = T_f = Tiempo de frente de la onda, es un parámetro virtual definido como 1.25 veces el intervalo de tiempo entre los instantes en que se alcanza el 10 % y 90 % del valor máximo.

3 = τ = Duración del Stroke o tiempo de cola, Parámetro virtual definido como el intervalo de tiempo entre el origen virtual y el instante en que la corriente ha disminuido a la mitad del valor máximo.

4 = n = Influencia de la tasa de crecimiento y el instante de tiempo de la máxima tasa de crecimiento, El factor n es importante porque afecta el comportamiento de la onda en el tiempo de frente de onda, el valor recomendado ésta entre 2 y 4.[25]

5 = T_{start} = Tiempo de inicio de la curva

6 = T_{stop} = Tiempo de finalización de la curva

7 = Type of sourcer = También es posible escoger el tipo de fuente, si es de Corriente o tensión.

Para la simulación de la descarga atmosférica se hace un arreglo con una resistencia en paralelo de un valor de 300 o 400 ohmios. Es importante que al circuito se conecte un tipo de carga para que pueda observarse la onda de corriente (**Figura J.26**).

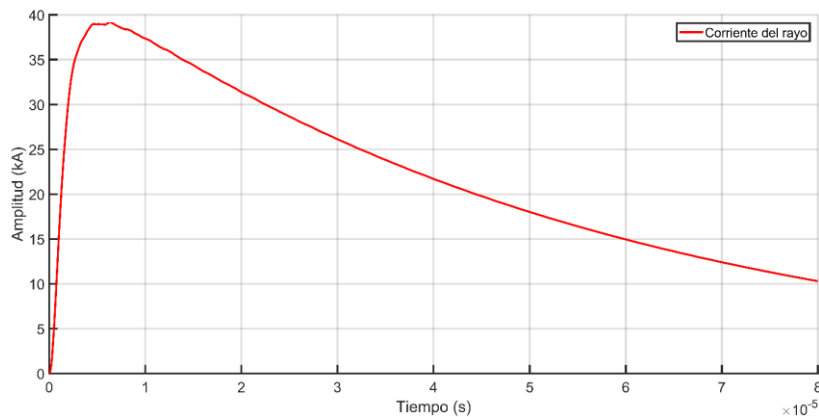


Figura J.26. Grafica de onda característica de una descarga atmosférica.

Para la simulación de tensiones inducidas se cambia de fuente de corriente a fuente de tensión y se le ajusta la amplitud pico, debido a que se asume que presenta la misma forma de onda.