
Metodología para el análisis de transitorios electromagnéticos de maniobra en sistemas de alta tensión (230 kV/500 kV) con ayuda del EMTP/ATP Draw

Cristian C. ARIAS

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

Johan Andrés Sánchez Patiño

Especialista en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

Magister en Ingeniería

**Universidad Pontificia Bolivariana
Ingeniería Eléctrica
Medellín
2015**

Contenido

INTRODUCCIÓN.....	12
1. CONCEPTOS BÁSICOS	13
1.1 <i>Sobre el modelado de sistemas de potencia y los fenómenos transitorios</i>	13
1.2 <i>El software ATP</i>	13
1.3 <i>Aspectos importantes a considerar en la modelación de redes eléctricas</i>	14
1.4 <i>Ondas viajeras</i>	16
1.5 <i>Maniobras ejecutadas en Sistemas Eléctricos de Potencia.</i>	21
2. METODOLOGÍA PARA LA SIMULACIÓN DE TRANSITORIOS DE MANIOBRA CON AYUDA DEL ATP/EMTP Y SU INTERFAZ GRÁFICA ATPDraw.....	22
2.1 <i>Información básica del sistema y las maniobras</i>	22
2.2 <i>Modelos implementados para la elaboración de la red</i>	26
2.3 <i>Energización de líneas</i>	39
2.4 <i>Energización de transformador 220 kV/500 kV</i>	55
2.5 <i>Recierre monofásico de líneas</i>	69
2.6 <i>Análisis del arco secundario en línea a 500 kV</i>	78
2.7 <i>Verificación de TRV en interruptores de línea</i>	89
CONLCLUSIONES	99
ANEXOS	103

Lista de Figuras

Figura 1. Representación de un pequeño tramo de una línea de transmisión	17
Figura 2. Reflexión y Refracción de la onda incidente (a)	20
Figura 3. Reflexión y Refracción de la onda incidente (b)	20
Figura 4. Reflexión y Refracción de la onda incidente (c)	21
Figura 5. Reflexión y Refracción de la onda incidente (d)	21
Figura 6. Red implementada en el <i>ATP</i>	23
Figura 7. Ajustes del <i>ATP</i> para las simulaciones	25
Figura 8. Localización del modelo de línea	26
Figura 9. Ajustes del modelo de línea	27
Figura 10. Representación gráfica del modelo de línea antes de ser configurado	27
Figura 11. Representación gráfica del modelo final de la línea	27
Figura 12. Representación gráfica del modelo <i>BCTTRAN</i>	29
Figura 13. Localización del modelo <i>BCTTRAN</i>	29
Figura 14. Ajustes y configuración del modelo <i>BCTTRAN</i>	30
Figura 15. Localización del inductor no lineal para representación de la saturación	30
Figura 16. Representación gráfica del inductor no lineal tipo 98	31
Figura 17. Modelo final de transformador más saturación	31
Figura 18. Ajustes del inductor no lineal tipo 98	31
Figura 19. Característica de saturación ingresada en el inductor no lineal tipo 98	32
Figura 20. Representación de la resistencia no lineal tipo 92	32
Figura 21. Localización resistencia no lineal tipo 92	33
Figura 22. Ajustes de la resistencia no lineal tipo 92	33
Figura 23. Característica de maniobra del descargador ingresada en la resistencia no lineal tipo 92	34
Figura 24. Modelo final de descargador de sobretensiones	34
Figura 25. Localización de la fuente <i>Type 14</i>	35
Figura 26. Ajustes de la fuente <i>Type 14</i>	35
Figura 27. Localización del <i>Symmetric RL coupled line</i>	36
Figura 28. Representación gráfica de la fuente <i>Type 14</i>	36
Figura 29. Representación gráfica del <i>Symmetric RL coupled line</i>	36

Figura 30. Ajustes del <i>Symmetric RL coupled line</i>	37
Figura 31. Localización del modelo de compensación capacitiva.....	37
Figura 32. Representación de la compensación capacitiva luego de su configuración.....	38
Figura 33. Localización del modelo de compensación inductiva.....	38
Figura 34. Representación de la compensación inductiva luego de su configuración.....	39
Figura 35. Localización de interruptores estadísticos en el menú rápido de elementos del ATP.....	39
Figura 36. Ajustes del <i>ATP Settings</i> para simulación con interruptores estadísticos (a).....	40
Figura 37. Ajustes del <i>ATP Settings</i> para simulación con interruptores estadísticos (b).....	41
Figura 38. Configuración del interruptor “ <i>Master</i> ” (Fase A).....	42
Figura 39. Configuración del interruptor “ <i>Slave</i> ” (Fase B).....	42
Figura 40. Configuración del interruptor “ <i>Slave</i> ” (Fase C).....	43
Figura 41. Ubicación del <i>Splitter</i> en el menú rápido de elementos del ATP.....	43
Figura 42. <i>Splitter</i> trifásico.....	44
Figura 43. Conexión del interruptor estadístico para efectos de la simulación.....	44
Figura 44. Modelo de línea más interruptor estadístico para simulación de energización de línea.....	44
Figura 45. Ejemplo de archivo <i>.lis</i>	45
Figura 46. Resultados de energización en el archivo <i>.lis</i>	45
Figura 47. Correspondencia de resultados en el archivo <i>.lis</i>	46
Figura 48. Configuración del resistor no lineal correspondiente al modelo de descargador de sobretensiones para registrar corriente.....	46
Figura 49. Modelo de línea más interruptor controlado por tiempo para simulación del caso crítico.....	47
Figura 50. Selección del modelo de interruptor controlado por tiempo.....	47
Figura 51. Resultados de la energización de la línea 500 kV en la que se obtuvo la mayor sobretensión.....	48
Figura 52. Resultados de la energización de la línea 220 kV en la que se obtuvo la mayor sobretensión.....	48
Figura 53. Identificación de los polos del interruptor en el archivo <i>.lis</i> para asignación correcta de tiempos.....	48
Figura 54. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización de línea a 500 kV.....	49
Figura 55. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización de línea a 220 kV.....	49
Figura 56. Tensión durante energización de línea a 500 kV.....	50
Figura 57. Energía en descargadores de sobretensión de línea a 500 kV.....	50
Figura 58. Tensión durante energización de línea a 220 kV.....	51
Figura 59. Energía en descargadores de sobretensión de línea a 220 kV.....	51
Figura 60. Modelo para energización con resistencias de preinserción.....	52

Figura 61. Configuración del interruptor 1 para energización con resistencias de preinserción	52
Figura 62. Configuración del interruptor 2 para energización con resistencias de preinserción	53
Figura 63. Selección del modelo de resistencia de preinserción	53
Figura 64. Resistencia de preinserción.....	53
Figura 65. Configuración del modelo de resistencia de preinserción para energización	54
Figura 66. Tensión durante energización de línea a 500 kV con resistencias de preinserción	55
Figura 67. Energía en descargadores de sobretensión de línea a 500 kV	55
Figura 68. Modelo para Energización de transformador	56
Figura 69. Configuración de las fases del interruptor estadístico para monitorear corriente.....	57
Figura 70. Modelo transformador más interruptor controlado por tiempo para simulación de casos críticos	58
Figura 71. Resultados de la energización del transformador desde el lado de alta en la que se obtuvo la mayor sobretensión	58
Figura 72. Resultados de la energización del transformador desde el lado de baja en la que se obtuvo la mayor sobretensión.....	58
Figura 73. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización del transformador desde el lado de alta	59
Figura 74. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización del transformador desde el lado de baja	59
Figura 75. Resultados de la energización del transformador desde el lado de alta en la que se obtuvo la mayor corriente Inrush	60
Figura 76. Resultados de la energización del transformador desde el lado de baja en la que se obtuvo la mayor corriente Inrush	60
Figura 77. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización del transformador desde el lado de alta	60
Figura 78. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización del transformador desde el lado de baja	61
Figura 79. Tensión del transformador en el lado de alta al energizar desde el lado de baja.....	62
Figura 80. Energía en descargadores de sobretensión lado de alta.....	62
Figura 81. Tensión en el lado de baja del transformador al energizar desde el lado de alta	63
Figura 82. Energía en descargadores de sobretensión lado de baja.....	64
Figura 83. Corriente Inrush del transformador al energizar desde alta.....	64
Figura 84. Corriente Inrush del transformador al energizar desde baja.....	64
Figura 85. Tiempos óptimos para el mando sincronizado, lado 220 kV	65
Figura 86. Tiempos óptimos para el mando sincronizado, lado 500 kV	65
Figura 87. Configuración del interruptor para energización con mando sincronizado desde alta	66
Figura 88. Configuración del interruptor para energización con mando sincronizado desde baja	66
Figura 89. Tensión en el secundario del transformador al energizar desde el lado de alta.....	67
Figura 90. Corriente Inrush del transformador al energizar desde Alta	67
Figura 91. Tensión en el lado de alta del transformador al energizar desde el lado de baja.....	67

Figura 92. Corriente inrush del transformador al energizar desde baja	68
Figura 93. Energía en descargadores de sobretensión del lado de alta del transformador	69
Figura 94. Energía en descargadores de sobretensión del lado de baja del transformador	69
Figura 95. Modelo para recierre monofásico de línea	70
Figura 96. Configuración del Interruptor 1	70
Figura 97. Configuración del Interruptor 2	71
Figura 98. Configuración de la Fase A encargada de la maniobra de recierre estadístico	71
Figura 99. Selección de los interruptores monofásicos	72
Figura 100. Configuración de los interruptores monofásicos	72
Figura 101. Modelo de línea e interruptor para recierre monofásico con tiempo crítico	73
Figura 102. Resultados del recierre monofásico en la línea a 500 kV en la que se obtuvo la mayor sobretensión	74
Figura 103. Resultados del recierre monofásico en la línea a 220 kV en la que se obtuvo la mayor sobretensión	74
Figura 104. Configuración del interruptor monofásico controlado por tiempo para recierre monofásico con tiempo crítico en línea a 500 kV	74
Figura 105. Configuración del interruptor monofásico controlado por tiempo para recierre monofásico con tiempo crítico en línea a 220 kV	75
Figura 106. Tensión en las tres fases línea, 500 kV	76
Figura 107. Tensión en la fase en recierre, línea 500 kV	76
Figura 108. Energía en descargadores, línea 500 kV	76
Figura 109. Tensión en las tres fases, línea 220 kV	76
Figura 110. Tensión en la fase en recierre, línea 220 kV	77
Figura 111. Carga atrapada en la fase en recierre, línea 220 kV	77
Figura 112. Energía en descargadores, línea 220 kV	77
Figura 113. Localización del MODEL en el menú rápido del ATP	79
Figura 114. Representación gráfica del MODEL en el ATP	79
Figura 115. Ventana de ajustes del MODEL	79
Figura 116. Editor de texto del MODEL	80
Figura 117. Introducción del código en el editor de texto	81
Figura 118. Cuadro de diálogo emergente luego de salvar los cambios realizados en el editor de texto	81
Figura 119. Ventana de edición de las variables del MODEL	81
Figura 120. Representación gráfica final del MODEL	82
Figura 121. Localización de la resistencia TACS Type 91 en el menú rápido de elementos	82
Figura 122. Conexión del modelo de estudio de arco secundario a la línea de transmisión	83

Figura 123. Modelo para falla en extremo de la línea	84
Figura 124. Modelo de falla en la mitad de la línea	84
Figura 125. Ajustes del <i>ATP</i> para las simulaciones de arco secundario.....	85
Figura 126. Variables definidas para falla en extremo A	85
Figura 127. Variables definidas para falla en extremo B	86
Figura 128. Configuración interruptor asociado al extremo en falla	86
Figura 129. Configuración del interruptor en el extremo remoto	87
Figura 130. Configuración del interruptor auxiliar	87
Figura 131. Corriente de arco secundario. Falla en extremo A	88
Figura 132. Corriente de arco secundario. Falla en extremo B	88
Figura 133. Corriente de arco secundario. Falla en la mitad	89
Figura 134. Localización de la resistencia que modela la falla trifásica y monofásica	89
Figura 135. <i>TRV</i> Normalizado en interruptores	90
Figura 136. Ajustes de resistencia para falla monofásica sólida	91
Figura 137. Ajustes de resistencia para falla trifásica sólida	91
Figura 138. Ajustes de inerruptor para falla kilométrica	92
Figura 139. Ajustes de inerruptor para falla terminal.....	92
Figura 140. Modelo para verificación de <i>TRV</i> . Falla kilométrica	93
Figura 141. Modelo para verificación de <i>TRV</i> . Falla terminal	93
Figura 142. Ajustes del <i>ATP Settings</i> para obtener los valores de tensión punto a punto en el archivo <i>.lis</i>	94
Figura 143. Información de la gráfica contenida en el archivo <i>.lis</i>	94
Figura 144. <i>TRV</i> interruptor línea a 220 kV, Fase B	95
Figura 145. <i>TRV</i> interruptor línea a 500 kV, Fase A.....	95
Figura 146. <i>TRV</i> interruptor línea a 220 kV, Fase A.....	96
Figura 147. Punto de violación de la norma localizado en interruptor a 220 kV	96
Figura 148. Punto de violación de la norma ampliado	96
Figura 149. <i>TRV</i> interruptor línea a 500 kV, Fase A.....	97
Figura 150. Modelo interruptor más descargador para corrección del <i>TRV</i>	98
Figura 151. <i>TRV</i> interruptor línea a 500 kV con descargador de sobretensiones	98
Figura 152. Modelo interruptor más capacitancias para corrección del <i>TRV</i>	98
Figura 153. <i>TRV</i> interruptor línea a 220 kV con capacitancias	99

Figura 154. Punto de violación de la norma ampliado. Caso con capacitores.....	99
Figura 155. Configuración geométrica líneas a 500 kV	103
Figura 156. Configuración geométrica líneas 220 kV.....	103
Figura 157. Característica de protección a maniobra	104
Figura 158. Característica de saturación transformador 500 kV/220 kV/33 kV.....	105
Figura 159. Característica de saturación transformador 500 kV/220 kV/33 kV en el <i>ATP</i>	105

Glosario

Aislamiento externo: son las distancias en el aire y las superficies en contacto con aire del aislamiento sólido del equipo, que están sujetas a los esfuerzos dieléctricos y a los efectos atmosféricos y otras condiciones externas.

Alta tensión: todo suministro con tensión igual o superior a 115 kV.

Arco primario: descarga en un gas caracterizada por una alta corriente y una baja tensión

Arco secundario: corriente residual que fluye a través de una falla monofásica durante el tiempo muerto del recierre.

Descargador de Sobretensión: dispositivo para la protección del sistema de potencia y sus componentes contra las sobretensiones, ya sea producidas por descargas atmosféricas o por maniobras en el sistema durante fallas.

Energización/puesta en servicio: procedimiento que se realiza para la toma de tensión y la toma de carga de los equipos y sistemas de la subestación y de los circuitos asociados, para disponer en operación comercial la instalación.

Interruptor: dispositivo de maniobra capaz de interrumpir, establecer y llevar las corrientes normales o asignadas del circuito y las anormales o de cortocircuito, mediante la conexión o desconexión de circuitos.

Onda viajera: perturbación energética ocasionada por un transitorio que se propaga a lo largo de un sistema de potencia o equipo.

Sistema sólidamente aterrizado: un sistema donde todos los puntos de neutro están aterrizados directamente.

Sobretensión temporal: sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga.

Sobretensión transitoria: sobretensión de corta duración de unos pocos milisegundos o menos, oscilatoria o no oscilatoria, por lo general altamente amortiguada.

Sobretensión: cualquier tensión entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase cuyo valor pico exceda el correspondiente valor pico de la tensión más alta del equipo.

Tensión máxima del sistema: es la máxima tensión de operación que se puede presentar durante operación normal en cualquier momento y en cualquier punto del sistema.

Resumen

En este artículo se explica la metodología para la modelación y simulación de transitorios de maniobra en sistemas de alta tensión (230 kV/500 kV) utilizando el software *ATP* y su interfaz gráfica *ATPDraw*. Se definen tiempos, parámetros y factores que pueden tener influencia sobre maniobras como energización de líneas, energización de transformadores, recierres monofásicos y *TRV* en interruptores. De igual forma, se presentan algunas de las medidas implementadas para mitigar estos transitorios. *Copyright © UPB 2015*

Palabras clave: Alta Tensión, Transitorios de maniobra, modelación, simulación.

Abstract

This paper explains the methodology of how to model and simulate switching transients in high voltage systems (230 kV/500 kV); using the *ATP* software and its graphic interface *ATPDraw*. This methodology aims to define time, parameters and factors that could have an influence in the line energization, transformers energization, single-phase reswitching and *TRV* interrupters. At the same time, it has been shown some measures that have been implemented to mitigate these transients.

Keywords: High voltage, switching transients, modeling, simulation.

INTRODUCCIÓN

Un fenómeno transitorio en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) puede ser resultado de un cambio inesperado o planeado con anticipación en la operación o configuración del mismo [1]. Estos fenómenos someten los sistemas a esfuerzos que en muchas ocasiones pueden afectar la vida útil de los equipos e inclusive dañar el aislamiento eléctrico, debido a la gran disipación energética que se produce en estos eventos.

Los transitorios en los SEP se pueden clasificar en dos categorías [2]:

Transitorios con una interacción entre la energía magnética almacenada en los inductores y la energía eléctrica almacenada en capacitores.

Transitorios con una interacción entre la energía mecánica almacenada en las máquinas rotatorias y la energía eléctrica almacenada en el sistema eléctrico.

Los primeros corresponden a transitorios de naturaleza completamente eléctrica y son denominados transitorios electromagnéticos. Los pertenecientes a la segunda categoría son denominados transitorios electromecánicos.

Según su origen, los transitorios también se clasifican en [3]:

Atmosféricos, generados por descargas.

De maniobra, generados por apertura y cierre de interruptores en maniobras de conexión, reconexión, despeje de fallas, etc.

Estos eventos (descargas atmosféricas y maniobras de interruptores) generan un desplazamiento de las ondas electromagnéticas a través de las líneas de transmisión aéreas a una velocidad aproximada de $300 \text{ m}/\mu\text{s}$, que aunque se van atenuando a medida que aumenta su recorrido, la superposición de ondas incidentes y ondas reflejadas provoca que en ciertos puntos se generen elevaciones temporales de tensión [2].

En este orden de ideas, todo sistema eléctrico debe de ser diseñado considerando los esfuerzos más severos que pueden presentarse durante su operación, de forma que se garantice una protección adecuada de los equipos y el sistema pueda continuar suministrando energía eléctrica a las cargas de forma constante y sin que se vea comprometida la calidad de la misma. Por lo anterior, la simulación de fenómenos transitorios con ayuda de herramientas especializadas es una necesidad que se convierte en obligación para poder elaborar un diseño y dimensionamiento apropiado de los componentes de un sistema eléctrico, la coordinación de aislamiento, coordinación de protecciones, entre otras, además que estas simulaciones permiten obtener los tiempos en los cuales se deben ejecutar las maniobras de modo que sean lo menos dañinas posibles.

En el presente documento se definen los principales transitorios electromagnéticos de maniobra que pueden presentarse en los

sistemas de alta tensión, ejecutándolos luego en un equivalente de red llevado al *ATP*, para mostrar una metodología que permite simular estos fenómenos de forma adecuada.

1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 *Sobre el modelado de sistemas de potencia y los fenómenos transitorios*

Como se mencionó en la Introducción, los fenómenos que puedan alterar la operación normal de un sistema de potencia deben ser tenidos en cuenta en el momento de la elaboración de un diseño adecuado de la red. Para lograr este objetivo, existe la posibilidad de modelar, simular y analizar los sistemas y los fenómenos transitorios asociados a estos.

Un modelo es una representación del circuito en forma de resistencias, inductancias y capacitancias, que responden muy bien a lo que se quiere representar. Los sistemas de potencia abarcan una gran cantidad de componentes. Un modelo apropiado puede ser construido conectando modelos de grandes elementos a través de cables.

Para obtener un modelo que se comporte de forma correcta, es importante tener los valores precisos de resistencias, inductancias y capacitancias. Algunos pueden ser obtenidos de las placas de equipos, otros a partir de mediciones en campo.

El grado de detalle del modelo dependerá del tipo de estudio que se quiere realizar. Un modelo para un estudio de régimen

transitorio resulta ser más complejo, debido al papel que juegan los elementos ante variaciones de frecuencia [4], por los acoplamientos y las no linealidades [5].

De forma práctica, el comportamiento de un sistema de potencia ante un evento de carácter transitorio, puede ser estudiado por medio de modelos analógicos o programas digitales. Uno de los métodos analógicos implementados es el *TNA* (Analizador de transitorios en redes), que se trata de una representación del sistema en escala reducida. Los modelos reflejan la respuesta eléctrica del sistema real.

Por otro lado, los métodos digitales, por tratarse de métodos analíticos, están basados en las relaciones matemáticas que existen entre tensiones y corrientes, y tienen la capacidad de representar parámetros dependientes de la frecuencia, concentrados y distribuidos, y parámetros lineales y no lineales como descargadores de sobretensión y saturación de transformadores.

Cada método posee ventajas y desventajas, pero en general, los resultados obtenidos sea de métodos analógicos o digitales, son lo suficientemente aproximados como para poder hacer un correcto dimensionamiento de los equipos [5].

1.2 *El software ATP*

El *ATP* (*Alternative Transient Program*) versión del *EMTP* (*ElectroMagnetic Transient Program*), es la herramienta digital

de uso universal para el modelado y simulación de transitorios electromagnéticos y electromecánicos [6].

“El programa permite modelar redes monofásicas o polifásicas con cualquier topología, las cuales son traducidas sobre la forma de un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas que son resueltas en intervalos discretos de tiempo. La topología de la red es representada por la matriz de admitancia de barras y la formulación matemática es basada en las características (método de Bergeron) para los elementos con parámetros distribuidos y en la regla de integración trapezoidal para los elementos representados por parámetros concentrados.” [5].

Los fines de uso del ATP están orientados al diseño de sistemas de potencia y a la solución de problemas de operación. Casos típicos de estudio son:

- Transitorios de maniobra
- Transitorios generados por descargas atmosféricas
- Coordinación de asilamiento
- Transitorios mecánicos
- HVDC
- Ferroresonancia
- Análisis de armónicos
- Arranque de motores
- Sistemas de control en general
- Estudio de sistemas desbalanceados

El programa contiene una gran cantidad de elementos que facilitan la modelación de la red, como por ejemplo

Elementos RLC

Modelos para la representación de líneas aéreas y cables

Resistencias no lineales

Interruptores estadísticos, sistemáticos y controlados por variables (tiempo, tensión)

Fuentes de corriente y de tensión

Máquinas sincrónicas

Modelos de máquinas universales

Sistemas de control en general

Algo para destacar del software es la implementación de TACS, que permiten simular interacciones dinámicas entre la red eléctrica y los sistemas de control de determinados equipos, y el uso de MODELS, que es un lenguaje de programación que permite al usuario desarrollar sus propios modelos según la necesidad. [5]

1.3 Aspectos importantes a considerar en la modelación de redes eléctricas

Con el avance de la ingeniería, la expansión y crecimiento de la demanda y la normatividad, los sistemas eléctricos se han ido desarrollando a tal punto que ya no es posible, o al menos se dificulta mucho y no es práctico, realizar análisis de forma analítica, sino que es necesaria la implementación de software

especializado. La modelación de los sistemas eléctricos juega una parte fundamental en el diseño, planeación y operación de los sistemas de potencia. Si se parte de modelos incorrectos y poco precisos, los daños materiales podrían ser incalculables e inclusive muchas vidas podrían verse comprometidas. Aunque es imposible diseñar una guía específica para la modelación y simulación de fenómenos eléctricos, ya que cada sistema tiene sus particularidades, pueden establecerse pautas generales que garanticen la obtención de resultados congruentes con la realidad, permitiendo hacer análisis correctos.

El proceso de la simulación. Gran parte del éxito de la simulación, se encuentra en la identificación exacta de lo que se requiere. Para llevar a cabo esa identificación deben seguirse estas pautas:

Delimitar la región de influencia o de interés dentro del sistema

Definir las variables objeto de estudio (tensiones, corrientes, cargabilidad, etc)

Identificar los parámetros que pueden tener influencia sobre esas variables (acoples, resistividad, velocidad del viento, etc)

Tener completamente definidas las dudas que se quieren resolver con la simulación

Otro punto crítico dentro del modelado de redes, es la selección de la herramienta digital. Existen múltiples programas para el

modelado de sistemas eléctricos, cada una presenta ventajas y desventajas respecto a otra y se comportan mejor en determinados estudios. La elección del software será de acuerdo a las necesidades.

Información necesaria para la simulación. Los modelos que tiene por defecto cada software, están basados en la solución de algún modelo matemático que requiere ciertas variables de entrada, condiciones iniciales y/o parámetros geométricos y/o eléctricos, para generar ciertas salidas.

Para lograr que los resultados obtenidos sean correctos, deben tenerse los valores precisos de los elementos del sistema. Si esta información no se conoce, debe ser solicitada.

Validación del modelo. Es fundamental la verificación del modelo que se ha construido. La verificación puede hacerse de varias maneras. Una forma de verificar el modelo, es comprobando sus resultados a medida que se va construyendo, lo que facilita la corrección de los errores localizados, ya que si la red es más compleja, la solución de errores puede tornarse muy complicada. Debe hacerse uso del sentido común para evaluar ciertos resultados y seleccionar y configurar de forma correcta los elementos. El modelo siempre debe tratar de reproducir la realidad, aunque pueden presentarse discrepancias, deben considerarse límites que no alteren de forma trascendental los resultados. Siempre se debe ser conservativo sin sobrepasarse.

Monitoreo de las variables. Deben tenerse claros las variables a medir, los puntos de medida y el medidor seleccionado (corriente

pico, tensión pico, corriente rms, tensión rms, etc) para lograr una medición correcta. La medición de variables está ligada al paso de cálculo definido para la simulación y para el medidor (si aplica), ya que si no se asigna un paso de muestreo correcto, puede perderse información importante en la medida. El uso de nomenclatura (es decir, nombrar los nodos en los que se hace la medición), facilita la lectura de datos. Generar nombres relacionados con lo que se ejecuta en la simulación para nombrar los casos de estudio, resulta bastante útil al momento de la identificación de la información.

Configuración de la simulación. Uno de los aspectos más importantes en la modelación de sistemas eléctricos, es el tiempo de paso de cálculo. Este debe seleccionarse según el tipo de estudio a realizar. Por ejemplo, si es un estudio en estado estable como un Flujo de Carga, el paso de cálculo no tiene que ser tan pequeño como el de un estudio de fenómenos transitorios, que involucra frecuencias mucho más altas. “*Deben considerarse el menor tiempo de viaje en elementos que representen el fenómeno de la propagación y el menor tiempo requerido para la solución óptima de elementos no lineales que existan en la red*”. [7]

Tratamiento de los resultados

Es adecuada la presentación de tablas y gráficas que contengan la información de la simulación.

La estadística es muy implementada para el análisis de volúmenes de datos, pero en algunos casos presenta restricciones.

La expresión de valores en p.u resulta bastante útil, además de que facilita la lectura de datos.

1.4 Ondas viajeras

Cuando se presentan perturbaciones energéticas como descargas atmosféricas o maniobras de conexión o desconexión de elementos en una línea de transmisión, se generan ondas de tensión y corriente que en las líneas aéreas se propagan a una velocidad aproximada a la de la luz. Cuando estas ondas llegan al extremo de la línea o en su recorrido encuentran discontinuidades por efectos de apertura o desconexión de alguno de los elementos del sistema, se da lugar a la aparición de ondas incidentes, reflejadas y refractadas que pueden superponerse con las ondas iniciales y producir sobretensiones dañinas. Estas ondas, debido a las pérdidas en la línea, van desapareciendo a medida que transcurre el tiempo [8] , [9].

Una línea de transmisión en operación puede ser analizada considerando un pequeño tramo de su longitud que tiene asociado una impedancia z por unidad de longitud $z = r_x + j\omega L$, y una admitancia y por unidad de longitud. En este sentido, r_x y $j\omega L$ representan la resistencia y la reactancia serie por unidad de longitud de ese pequeño tramo. La impedancia para ese pequeño tramo de longitud dx es zdx y la admitancia es ydx [3].

Para obtener el modelo matemático de la onda viajera, se considera una línea de transmisión sin pérdidas (*loss-free*), es decir, sólo se considera $z = j\omega L$, debido a que el tratamiento del

modelo al incluir las pérdidas por resistencia se torna más complejo.

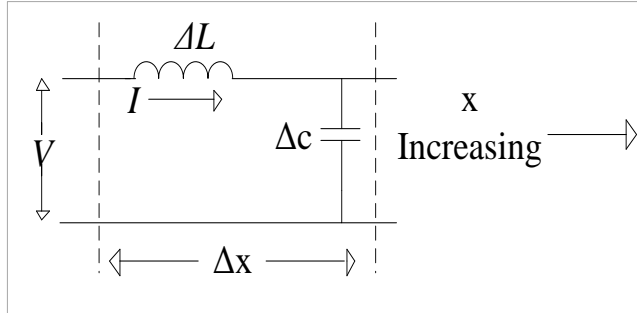


Figura 1. Representación de un pequeño tramo de una línea de transmisión

De la Figura 1, el voltaje en el inductor está determinado por:

$$-\Delta V = L \Delta x \frac{\partial I}{\partial t} \quad (1)$$

$$-\Delta I = C \Delta x \frac{\partial V}{\partial t} \quad (2)$$

El tramo de longitud Δx puede expresarse como un tramo de longitud infinitesimal dx , por lo que la ecuación (1) y la ecuación (2) quedan

$$\frac{\partial V}{\partial x} = -L \frac{\partial I}{\partial t} \quad (3)$$

$$\frac{\partial I}{\partial x} = -C \frac{\partial V}{\partial t} \quad (4)$$

Se usan derivadas parciales dado que la tensión V y la corriente I , son función ambas de la posición y del tiempo.

El signo menos en las ecuaciones surge de la convención usada. La Figura 1 muestra el incremento de x hacia la derecha. Con la dirección de la corriente en la dirección indicada, V e I disminuirán con el incremento de x .

Por diferenciación, I puede ser eliminada de la ecuación (3) y la ecuación (4). Se deriva la ecuación (3) con respecto a x y la ecuación (4) con respecto a t :

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = -L \frac{\partial^2 I}{\partial t \partial x} \quad (5)$$

$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = -C \frac{\partial^2 V}{\partial t \partial x} \quad (6)$$

Eliminando $\frac{\partial^2 I}{\partial t \partial x}$:

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 V}{\partial t^2} \quad (7)$$

Ahora, resolviendo para I en lugar de V , se obtiene una ecuación idéntica para la corriente:

$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 I}{\partial t^2} \quad (8)$$

La ecuación (7) y la ecuación (8) constituyen la ecuación de onda viajera en una línea de transmisión. Considerando la ecuación para la corriente, D' Alembert mostró que esta cumple con la solución general:

$$I = f \left[x \mp \frac{t}{(LC)^{\frac{1}{2}}} \right] \quad (9)$$

El término $(LC)^{\frac{1}{2}}$, es la velocidad v de la onda, por esto, la ecuación (9) puede ser escrita:

$$I(x, t) = f_1(x - vt) + f_2(x + vt) \quad (10)$$

La ecuación (9) es solución de la ecuación (8). La solución para el voltaje puede ser obtenida de la ecuación (3):

$$\frac{\partial V}{\partial x} = -L \frac{\partial I}{\partial t}$$

$$= Lv[f'_1(x - vt) - f'_2(x + vt)] \quad (11)$$

Integrando a ambos lados de la ecuación con respecto a x

$$V(x, t) = Lv[f_1(x - vt) - f_2(x + vt)]$$

$$V(x, t) = Z_0 f_1(x - vt) - Z_0 f_2(x + vt) \quad (12)$$

De la ecuación (10) y la ecuación (12) se puede observar la directa proporcionalidad que existe entre la corriente y el voltaje, siendo ese factor de proporcionalidad la impedancia característica, Z_0 .

Como solución a la ecuación de onda, la única condición es que las funciones sean diferenciables.

Las funciones $f_1(x - vt)$ y $f_2(x + vt)$ son funciones de distancia en tanto que x y vt tengan dimensiones de longitud. En un instante de tiempo $t = t_1$, es posible obtener una ubicación espacial instantánea de la corriente o el voltaje en la línea. Una solución igualmente válida para la ecuación de onda es

$$I(x, t) = f_1\left(\frac{x}{v} - t\right) + f_2\left(\frac{x}{v} + t\right) \quad (13)$$

$$V(x, t) = Z_0 f_1 \left(\frac{x}{v} - t \right) - Z_0 f_2 \left(\frac{x}{v} + t \right) \quad (14)$$

La ecuación (13) y la ecuación (14) permiten concentrarse en una locación particular de la línea y observar lo que pasa como función del tiempo.

Reflexión y refracción de ondas viajeras en una línea de transmisión. La proporcionalidad existente entre las ondas de tensión y corriente definidas por el parámetro Z_0 , sufre modificaciones cuando las ondas se encuentran con discontinuidades en la línea. La onda reflejada de tensión y su compañera la corriente, viajan en sentido opuesto al de la onda incidente. La onda refractada penetra la discontinuidad. Las amplitudes de las ondas reflejadas y refractadas, al igual que la proporcionalidad existente entre la tensión y la corriente incidentes, dependen de la impedancia característica del medio. Las ondas viajeras cumplen con las ecuaciones de continuidad en una línea, es decir, se cumple la ley de conservación de energía [10].

Considere la unión entre dos líneas de impedancias característica diferentes, Z_A y Z_B , y suponga que $Z_A > Z_B$. Esta podría ser por ejemplo la unión entre una línea aérea y un cable. Suponga que una onda de tensión con una amplitud V_i viaja desde la fuente a través de la línea aérea acercándose a la unión con el cable. La corriente tendrá la misma forma y una amplitud

$$I_1 = \frac{V_1}{Z_A} \quad (15)$$

Las ondas de tensión reflejadas y refractadas son V_2 y V_3 respectivamente. Ahora, las corrientes asociadas a esas ondas serán

$$I_2 = -\frac{V_2}{Z_A} \quad (16)$$

$$I_3 = \frac{V_3}{Z_B} \quad (17)$$

Se Asignan los subíndices 1, 2 y 3 para las ondas incidente, reflejada y refractada respectivamente, y por definición, la dirección positiva de x es la dirección de la onda incidente. Note que I_2 , dado que está viajando en la dirección de menos x , tiene signo opuesto a V_2 . Si el voltaje y la corriente son continuas en una frontera, se deduce que

$$V_1 = V_2 + V_3 \quad (18)$$

$$I_1 = I_2 + I_3 \quad (19)$$

Sustituyendo la ecuación (15), ecuación (16) y ecuación (17) en la ecuación (19)

$$\frac{V_1}{Z_A} - \frac{V_2}{Z_A} = \frac{V_3}{Z_B} \quad (20)$$

De la ecuación (18) y la ecuación (20) es posible escribir la onda reflejada en términos de la onda incidente:

$$V_2 = \left(\frac{Z_B - Z_A}{Z_B + Z_A} \right) V_1 \quad (21)$$

El término $\left(\frac{Z_B - Z_A}{Z_B + Z_A} \right)$ es llamado coeficiente de reflexión y puede ser positivo o negativo dependiendo de los valores de Z_A y Z_B

Al sustituir la ecuación (21) en la ecuación (20) se obtiene la onda refractada en términos de la onda incidente:

$$V_3 = \left(\frac{2Z_B}{Z_B + Z_A} \right) V_1 \quad (22)$$

El término $\left(\frac{2Z_B}{Z_B + Z_A} \right)$ es llamado coeficiente de refracción y puede variar entre 0 y 2 dependiendo de los valores de Z_A y Z_B . [8]

En la Figura 2, Figura 3, Figura 4 y Figura 5 se muestran varios casos de reflexión y refracción de ondas incidentes de tensión y corriente al encontrarse con una discontinuidad [10].

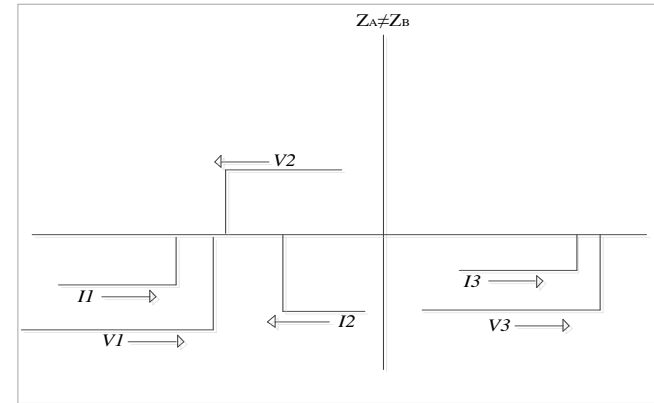


Figura 2. Reflexión y Refracción de la onda incidente (a)

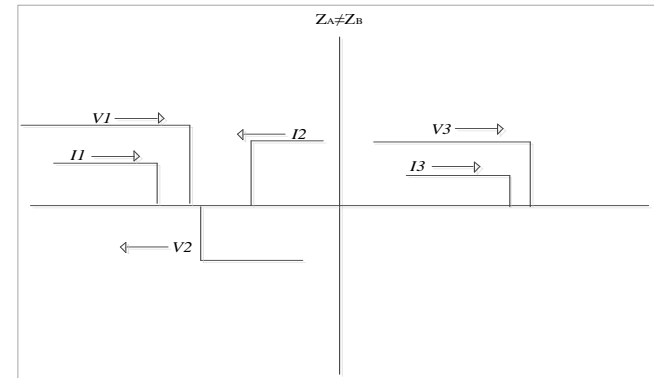


Figura 3. Reflexión y Refracción de la onda incidente (b)

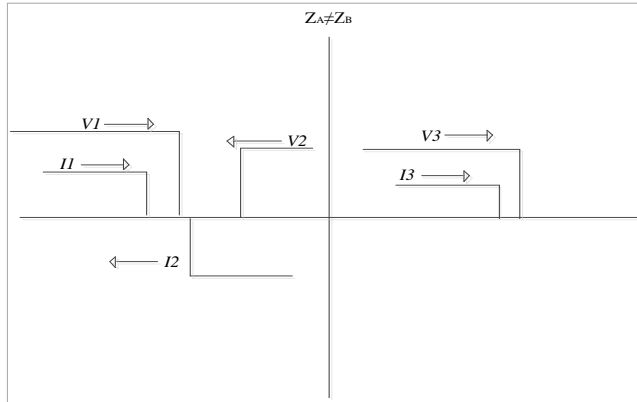


Figura 4. Reflexión y Refracción de la onda incidente (c)

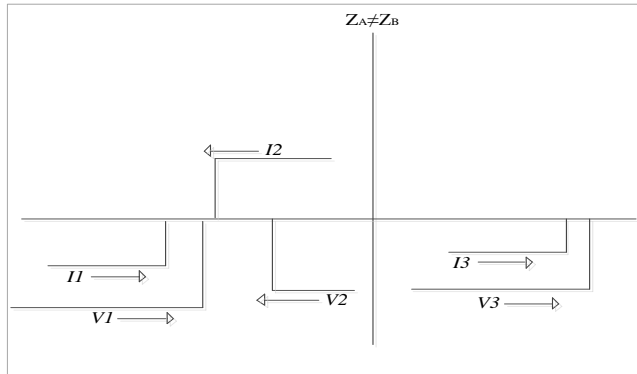


Figura 5. Reflexión y Refracción de la onda incidente (d)

1.5 Maniobras ejecutadas en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Energización de líneas de transmisión. Al energizar una línea de transmisión en vacío, la sobretensión se origina por la discrepancia de polos en el cierre del interruptor, lo que se traduce en la no simultaneidad del cierre en sus contactos. Así, luego de haber cerrado la primera fase, se generan ondas de tensión en las otras dos fases producto de su acoplamiento. Estas ondas se propagan a lo largo de la línea hasta alcanzar su otro extremo, en donde al chocar con la impedancia de circuito abierto, se reflejan para superponerse con las ondas que continúan propagándose, produciéndose así la sobretensión [3], [11].

Recierre de líneas. El recierre de una línea de transmisión tiene por objeto despejar fallas transitorias, y por lo tanto involucra los procesos de apertura y cierre de los interruptores de la línea. Considerando el caso que el interruptor tenga que desconectar una línea en vacío, debido a la naturaleza capacitiva del circuito al momento de interrumpir la corriente por su paso por cero, la tensión estará pasando por su valor máximo, lo cual provoca que las tres fases queden con una tensión aproximadamente igual al valor pico de la tensión fase. Por consiguiente, como producto de esta maniobra, se genera una “carga atrapada”, la cual permanecerá en la línea por varios periodos de tiempo, en el orden de minutos, a no ser que sea drenada por medio de reactores en los extremos de la línea.

Energización de transformadores. Es un caso similar a la energización de una línea de transmisión, sólo que el fenómeno se

vuelve más complejo debido a las características no lineales de su impedancia y a la presencia de armónicos [11].

Inicio y despeje de falla. La ocurrencia de una falla fase-tierra en algún punto del sistema, origina una sobretensión en las fases sanas (fases no falladas) que depende del grado de aterrizamiento del sistema. En sistemas flotantes, las sobretensiones fase-tierra pueden superar el valor de la tensión fase-fase del sistema [12].

Rechazo de carga. Es una pérdida súbita de carga que puede generarse debido a la incorrecta actuación de un interruptor. Debido a que el flujo de corriente por la línea se reduce, la caída de tensión debida a su impedancia también lo hace. Esto sumado al efecto capacitivo de la línea, genera la sobretensión [12].

Conmutación de corrientes inductivas y capacitivas. Dado que la corriente y la tensión en cargas inductivas y capacitivas se encuentran desfasadas alrededor de 90° , cuando se interrumpe la corriente en su cruce por cero, la tensión estará en su valor máximo, lo cual ocasiona cambios en la tensión entre bornes del interruptor luego de haber sido interrumpida la corriente. La tensión que aparece en los bornes del interruptor se denomina tensión de recuperación. Cuando la tensión de recuperación tiene valores muy altos o crece de forma muy acelerada, se puede ocasionar un reencendido del arco [11].

2. METODOLOGÍA PARA LA SIMULACIÓN DE TRANSITORIOS DE MANIOBRA CON AYUDA DEL ATP/EMTP Y SU INTERFAZ GRÁFICA ATPDraw

2.1 Información básica del sistema y las maniobras

Para la representación y simulación de las maniobras objeto de estudio se utiliza el programa digital ATP y su interfaz gráfica ATPDraw en su versión 5.9p3 [13], [14]. La red modelada para realizar los estudios se ilustra en la Figura 6.

El sistema modelado corresponde a una red 500 kV/220 kV que contiene dos generadores y equivalentes de red en las subestaciones frontera. Las líneas a 500 kV tienen una compensación reactiva del 80%. Los descargadores de sobretensión son seleccionados de un catálogo y la característica de saturación del transformador es extraída de los reportes de prueba de un transformador con condiciones similares al de la red. Las simulaciones son ejecutadas sobre una de las líneas a 500 kV, otra a 220 kV y el único transformador 500 kV/220 kV existente en el sistema. En los Anexos se encuentran más detalladamente las características de los elementos seleccionados para ejecutar cada una de las simulaciones.

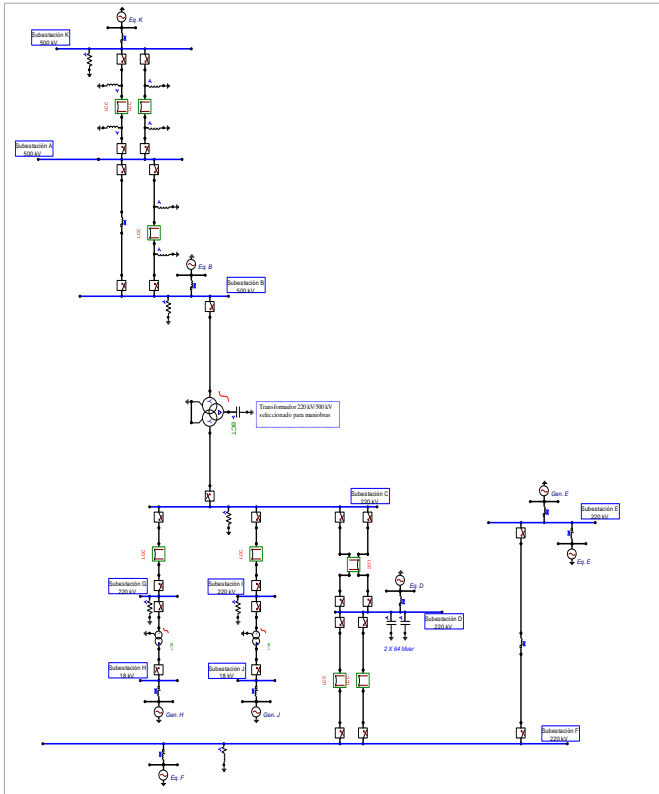


Figura 6. Red implementada en el ATP.

Las maniobras generadoras de transitorios simuladas son:

Energización de líneas

Energización de línea a 500 kV con resistencias de preinserción

Energización de transformador 220 kV/500 kV

Energización de transformador con mando sincronizado

Recierre monofásico de líneas

Análisis del arco secundario en línea a 500 kV.

Verificación de TRV en interruptores de línea

Falla terminal

Falla kilométrica

Los resultados de corriente y tensión para cada una de las simulaciones se expresan en p.u. En la Tabla 1 y Tabla 2 se muestran las corrientes y tensiones base para cada nivel de tensión.

Tabla 1. Corriente base de transformador para expresar valores en p.u.

Tensión devanado (kV)	Potencia nominal nominal (MVA)	Corriente (kA)
500	750	1,22
220		2,78

Tabla 2. Tensiones base del sistema para expresar valores en p.u.

Tensión nominal (kV)	Tensión fase – tierra (kV)	Tensión fase – fase (kV)
500	408,20	707,10
220	179,60	311,10

Tabla 3. Modelos del ATP utilizados para representar los elementos de la red

Elemento	Modelo en ATP
Línea de Transmisión	LCC Template, Bergeron
Equivalente de red	Source Type 14 más RL Coupled Line sequence
Descargador de sobretensiones (DPS)	Resistencia no lineal Type 92
Transformador	BCTRAN
Saturación	Inductor no lineal Type 98
Interruptor	Time 3-ph/statistic
Compensación	Branch 3ph RLC-Y
Resistencia de Arco Secundario	Resistor Type 91. TACS controlado por tiempo

Los modelos y tipos utilizados en el ATP para representar cada uno de los elementos del sistema se muestran en la Tabla 3 [14], [15], [16].

Según el rango de frecuencias definido para este tipo de transitorios [3], [2], debe configurarse el ATP de modo que el paso de cálculo no sea superior a los 100 μ s, ya que estos fenómenos pueden alcanzar frecuencias de hasta 10 kHz. Sin embargo, debido a que el sistema presenta algunas líneas con longitudes inferiores a los 2 km, es necesario ejecutar las simulaciones con un paso mucho más pequeño para que no se presenten problemas numéricos. Los ajustes realizados en el ATP se muestran en la Figura 7.

Los elementos de la red seleccionados para la realización de las maniobras están en la Tabla 4.

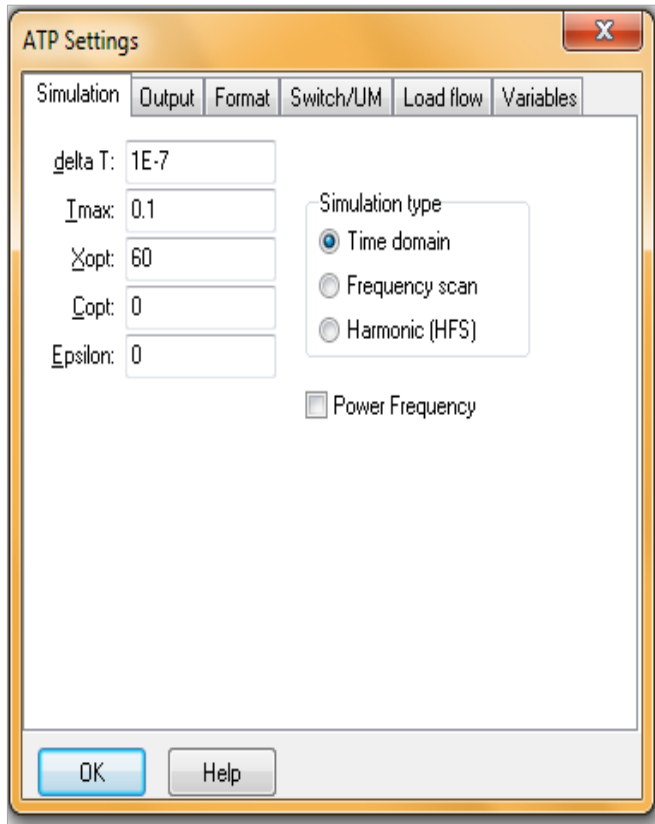


Figura 7. Ajustes del ATP para las simulaciones

Tabla 4. Elementos seleccionados para la ejecución de las maniobras

Maniobra	Elemento
Energización	-Línea D – F 220 kV (izquierda)
	-Línea A – B 500 kV
	-Transformador 220 kV/500 kV
Recierre monofásico	-Línea D – F 220 kV (izquierda)
	-Línea A – B 500 kV
Análisis de arco secundario	-Línea A – B 500 kV
TRV	-Línea D – F 220 kV (izquierda)
	-Línea A – B 500 kV

2.2 Modelos implementados para la elaboración de la red

En este numeral se presentan los elementos del *EMTP/ATPDraw* implementados para la modelación de la red sobre la cual se hacen las simulaciones, con el objetivo de informar al lector el porqué de los modelos seleccionados para el estudio de fenómenos transitorios de frente lento, cuya principal fuente generadora son las maniobras de apertura y cierre de interruptores. Algunos elementos son definidos en este numeral, otros a medida que se avanza en el documento, como por ejemplo los interruptores.

Modelo de línea. A pesar de que el *ATP* posee variedad de modelos que permiten representar las líneas de transmisión aéreas, no todos ellos son adecuados para el estudio de fenómenos transitorios. En el numeral 1.4 se habla del fenómeno de onda viajera en una línea de transmisión, y cómo la refracción de estas ondas produce las sobretensiones. El modelo de la onda viajera es uno de los más implementados para la modelación de transitorios [17], [18]. Uno de los modelos contenidos en el *ATP* basado en las ecuaciones para la onda viajera, es el modelo *Bergeron*, por lo que resulta útil su implementación para estudio de maniobras en sistemas de potencia. Se debe tener cuidado si se realizan estudios donde se involucren frecuencias muy altas como por ejemplo transitorios de frente rápido, ya que el modelo puede presentar problemas.

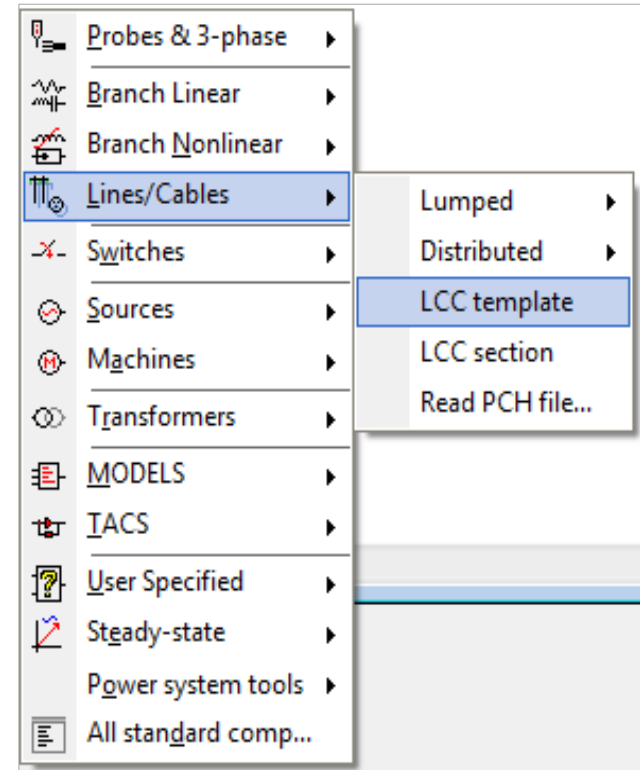


Figura 8. Localización del modelo de línea

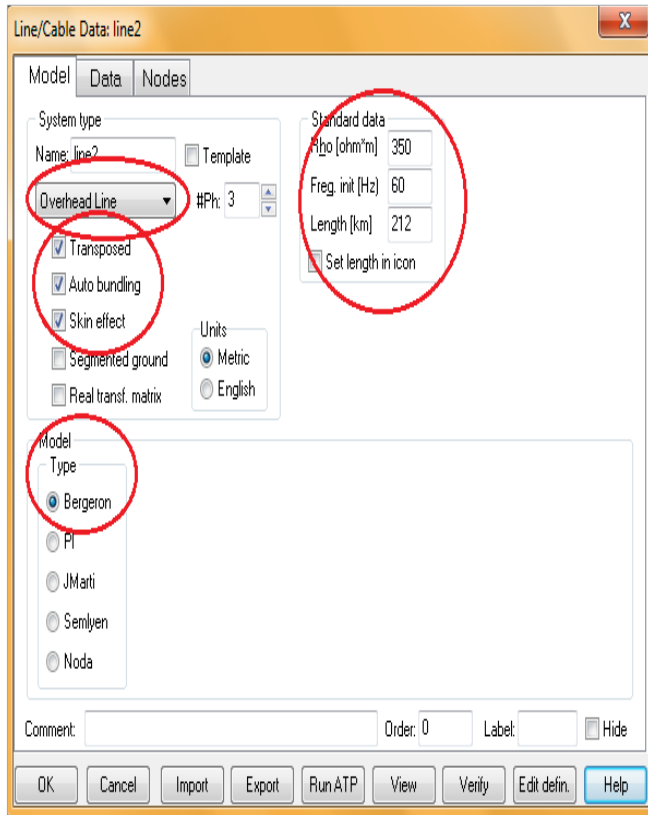


Figura 9. Ajustes del modelo de línea

En la Figura 9 se ilustra la configuración para el modelo de línea. Se pueden elegir opciones como considerar si es línea transpuesta, efecto skin, etc. Debe conocerse la resistividad del terreno o de lo contrario se deben usar valores típicos. El parámetro *Freq init* corresponde a la frecuencia nominal de la red.

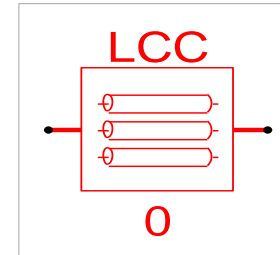


Figura 10. Representación gráfica del modelo de línea antes de ser configurado

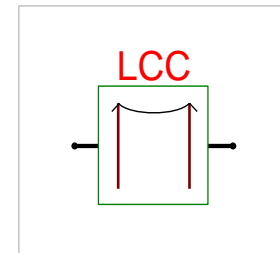


Figura 11. Representación gráfica del modelo final de la línea

Modelo de Transformador. El ATP tiene en su librería varios modelos de transformadores. Entre los más usados se encuentran: el *Saturable*, el *BCTRAN* y el *XFMR*. El modelo seleccionado para representar los transformadores de la red es el *BCTRAN*.

El modelo de transformador *BCTRAN* es una representación lineal simplificada de transformadores monofásicos o trifásicos en forma de matrices de impedancias ó admitancias de rama, teniendo en cuenta los acoples mutuos.

Para estudios de ferresonancia, corrientes inrush y otros comportamientos no lineales, es necesario considerar los efectos de la saturación, una limitación que ha sido eliminada gracias al uso de ramas externas formadas por elementos no lineales conectadas al modelo *BCTRAN*. Dichos elementos pueden ser del tipo 93 ó 98 (curva de saturación, implementada en este caso), ó tipo 96 (curva de saturación que toma en cuenta el lazo de histeresis). La rama que representa la saturación debe ser conectada en el devanado cuya corriente nominal fue la base para el cálculo de la característica. [15]

Cuando no se dispone de la característica de saturación del transformador, debe hacerse uso de la rutina *SATURA*. El gran problema que presenta la saturación, es que no es posible obtener la característica en la región saturada, es decir, después del codo de saturación, lo que introduce errores en la simulación de transitorios. En el numeral 2.4, se habla de cómo corregir este problema.

Se aclara que la obtención de la saturación del transformador implementado en la red modelada, no se hizo por medio de la rutina *SATURA*, ya que desde el principio se contó con la característica. La metodología planteada en este documento está dirigida a personas que han tenido poca relación con el ATP, por lo que no se considera apropiada la explicación de la rutina, ya que su proceso es complejo y requiere de conocimientos más avanzados. Si el lector desea profundizar en el manejo de la rutina *SATURA*, puede tener acceso a esta información consultando el *Theory Book* del ATP.

Los valores de corriente y flujo en la configuración mostrada en la Figura 18, corresponden a la corriente nominal y flujo nominal del transformador, que se obtiene a partir de la expresión

$$\phi_n = \frac{V_{p-LN}}{\omega} \quad (23)$$

donde:

ϕ_n : Flujo nominal

V_{p-LN} : Tensión pico línea – neutro del lado del transformador en el cual se conecta la rama de saturación

ω : Frecuencia nominal del sistema

El flujo obtenido a partir de la ecuación (23) debe coincidir con uno de los puntos de la característica introducida en el inductor, y por ende, debe tener asociado una corriente, que es la corriente nominal.

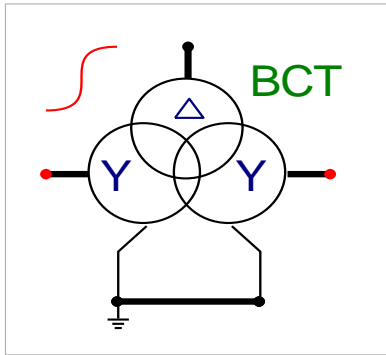


Figura 12. Representación gráfica del modelo *BCTRAN*

Para evitar que se presenten problemas numéricos en la simulación debido a la delta del devanado terciario del transformador, se conecta en este una capacitancia de 3 nF que hace las veces de “tierra ficticia” y evita que la delta no quede referenciada.

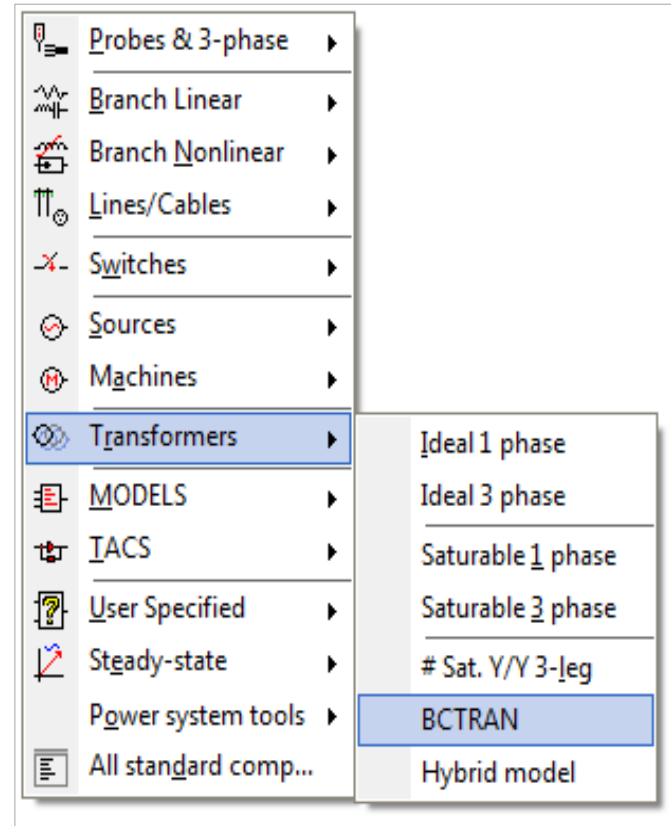


Figura 13. Localización del modelo *BCTRAN*

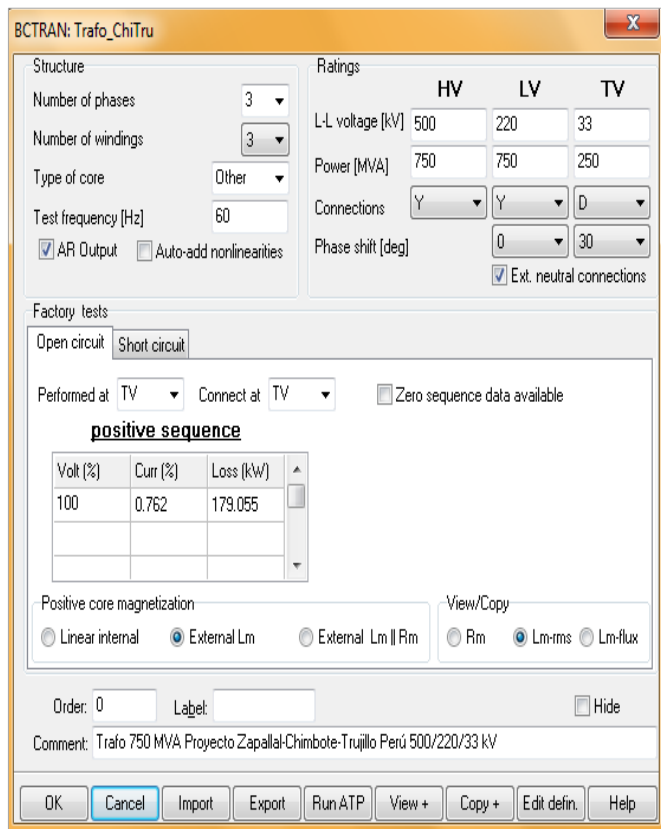


Figura 14. Ajustes y configuración del modelo *BCTRAN*

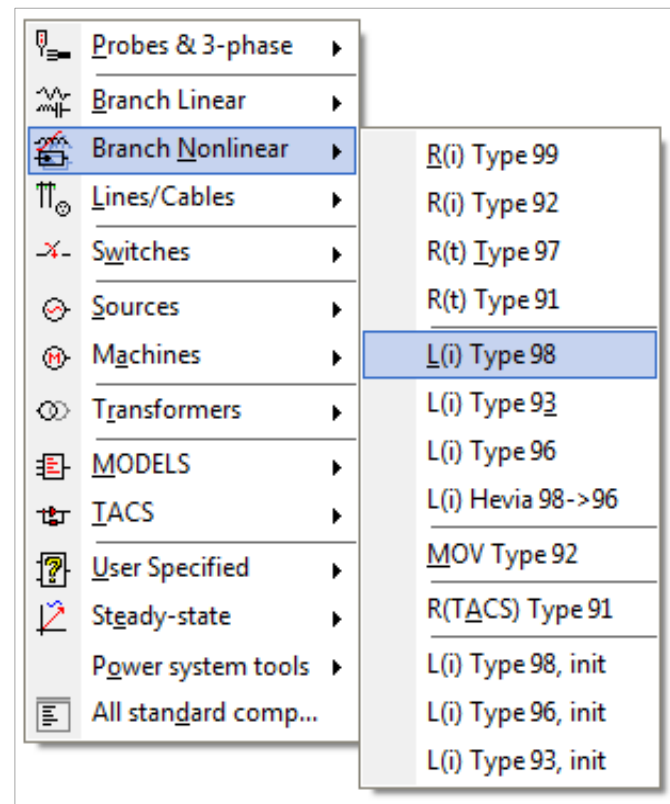


Figura 15. Localización del inductor no lineal para representación de la saturación

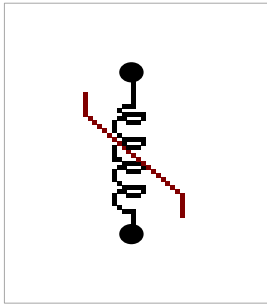


Figura 16. Representación gráfica del inductor no lineal tipo 98

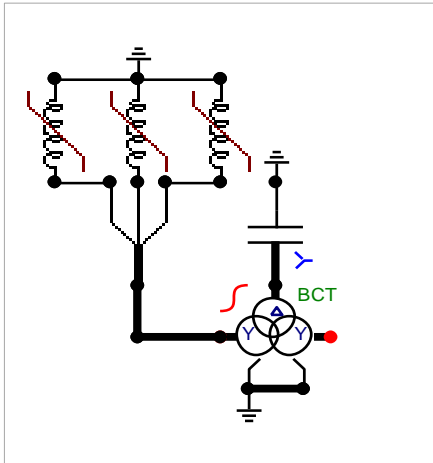


Figura 17. Modelo final de transformador más saturación

Component: NLININD

Attributes **Characteristic**

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
CURR	Amps	4.9	From	A	
FLUX	Vs	1082.93	To	1	

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment: Carabayllo y Trujillo - Saturación Trafo 500/220/33 kV 3*250 MVA - 500 kV

Output: 0 - No Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 18. Ajustes del inductor no lineal tipo 98

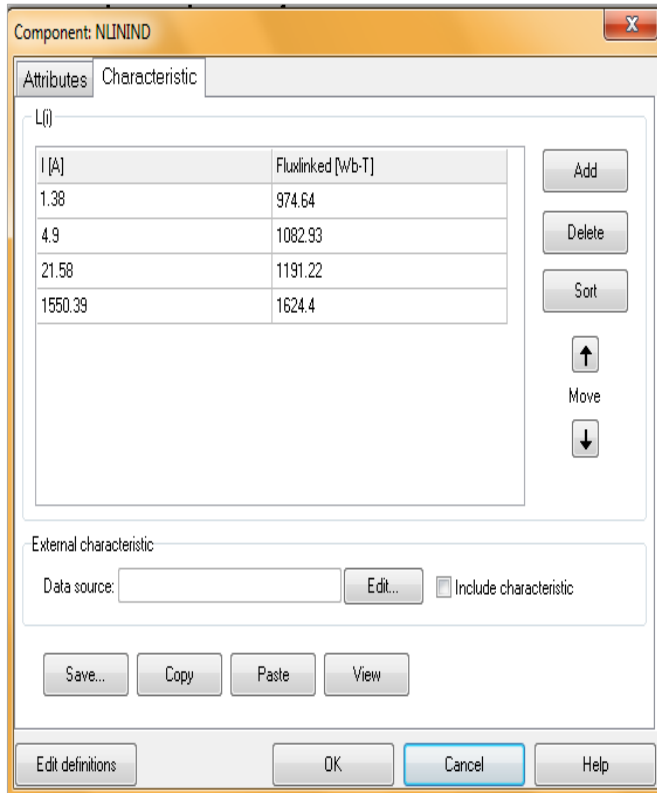


Figura 19. Característica de saturación ingresada en el inductor no lineal tipo 98

Modelo de descargador de sobretensiones. Para el modelo del descargador de sobretensiones, se utiliza el modelo de resistencia no lineal *Type 92*. La ventaja de este modelo, es que a diferencia de otros modelos no lineales, no requiere de una característica exponencial exacta, sino que se comporta muy bien ante características definidas por pequeños tramos de recta [13], que precisamente son las suministradas en los catálogos de fabricantes de estos dispositivos. La característica del descargador es extraída de catálogos de fabricantes. Debe utilizarse la característica $V-I$ 30/60 μ s, ya que este frente corresponde a transitorios de maniobra [19]. La configuración mostrada en la Figura 22 debe dejarse como vienen por defecto.

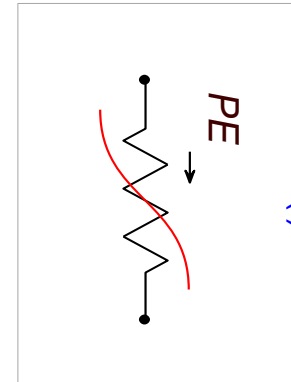


Figura 20. Representación de la resistencia no lineal tipo 92

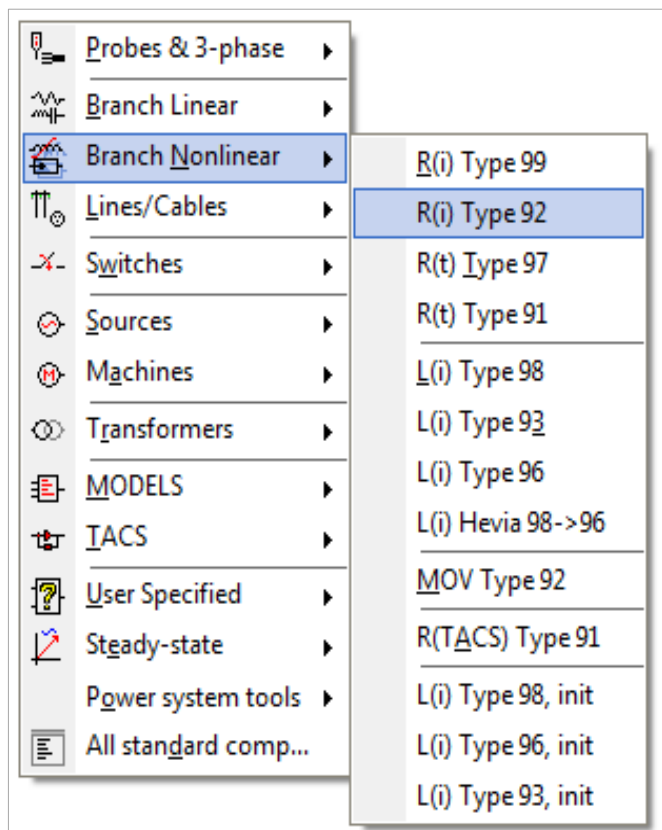


Figura 21. Localización resistencia no lineal tipo 92

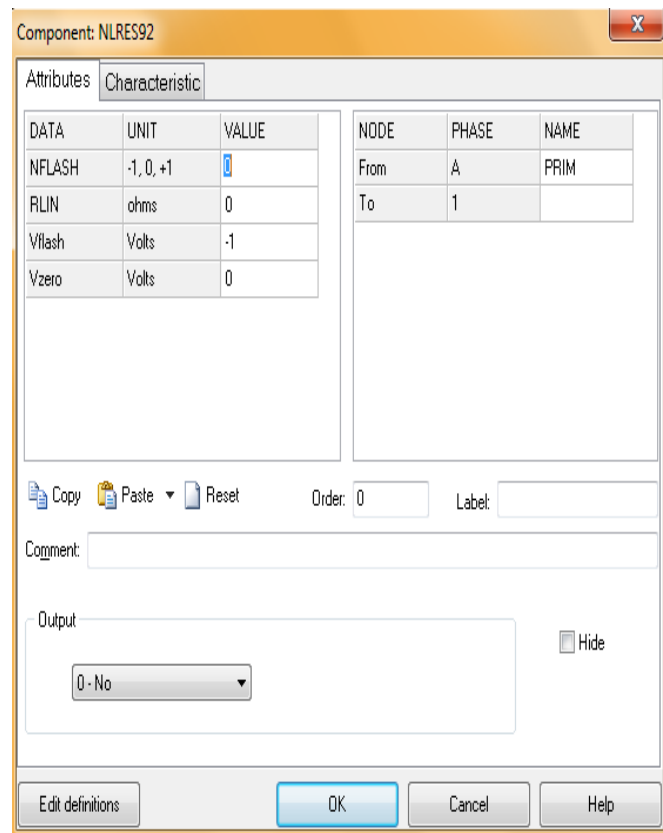


Figura 22. Ajustes de la resistencia no lineal tipo 92

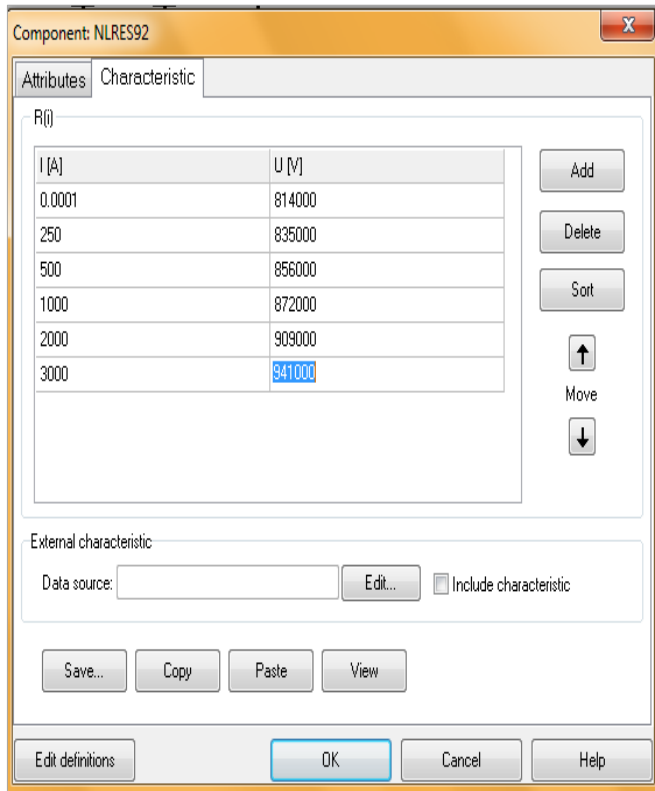


Figura 23. Característica de maniobra del descargador ingresada en la resistencia no lineal tipo 92

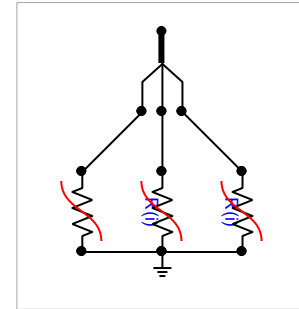
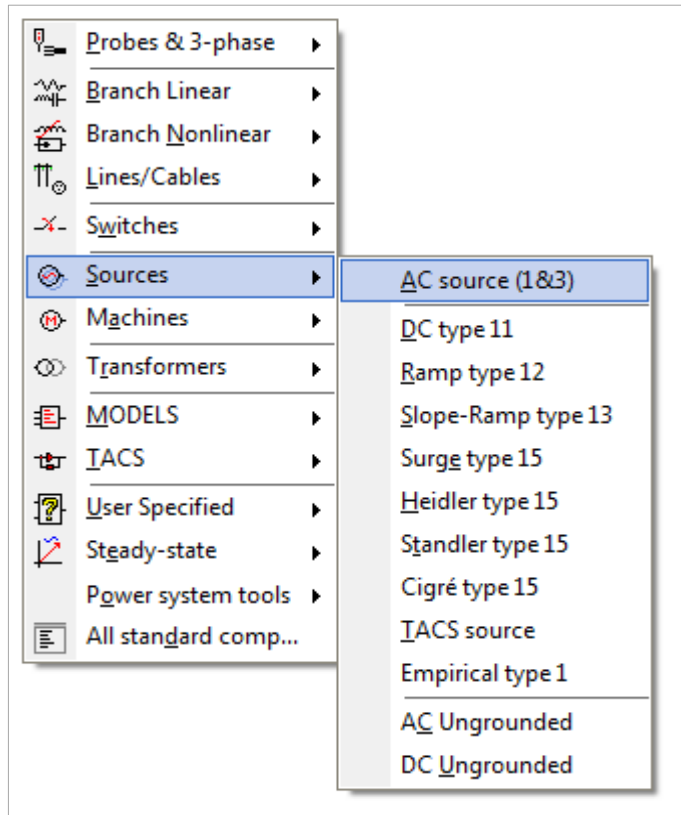
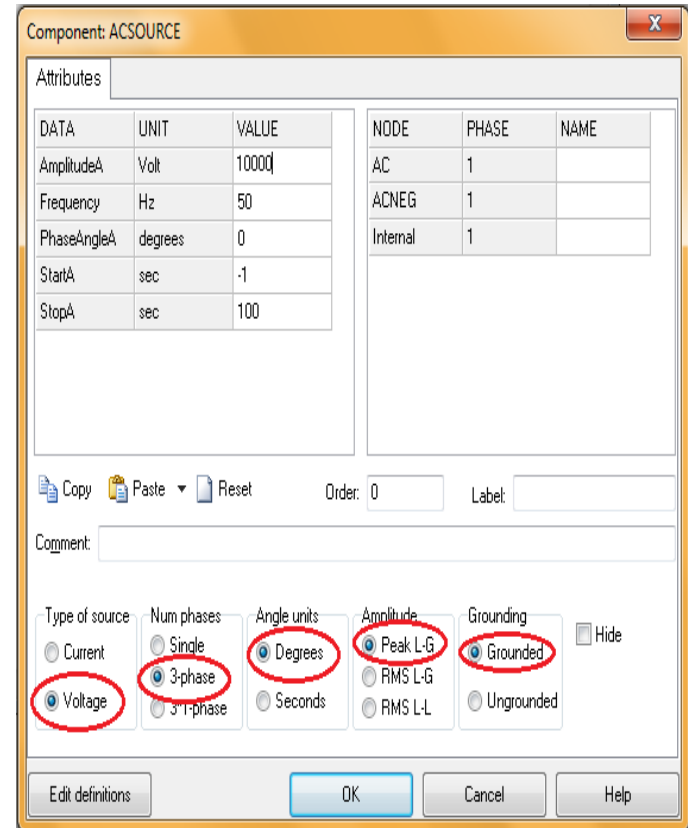


Figura 24. Modelo final de descargador de sobretensiones

Equivalentente de red. El equivalente de red o equivalente de Thevenin es la manera de representar de forma reducida determinada porción del sistema que puede que no sea de interés en el modelo, pero que tiene influencia sobre la zona que pretende ser estudiada. Los parámetros eléctricos que deben ser tenidos en cuenta para el modelo del equivalente de red son: R_0 , X_0 , R_1 , X_1 y la tensión. Estos parámetros son los asociados al punto de conexión [17] y son obtenidos de la reducción de red realizada previamente en el software *DIgSILENT*.

Los componentes utilizados para modelar el equivalente de red son la fuente *Type 14* y el *Symmetric RL coupled line*

Figura 25. Localización de la fuente *Type 14*Figura 26. Ajustes de la fuente *Type 14*

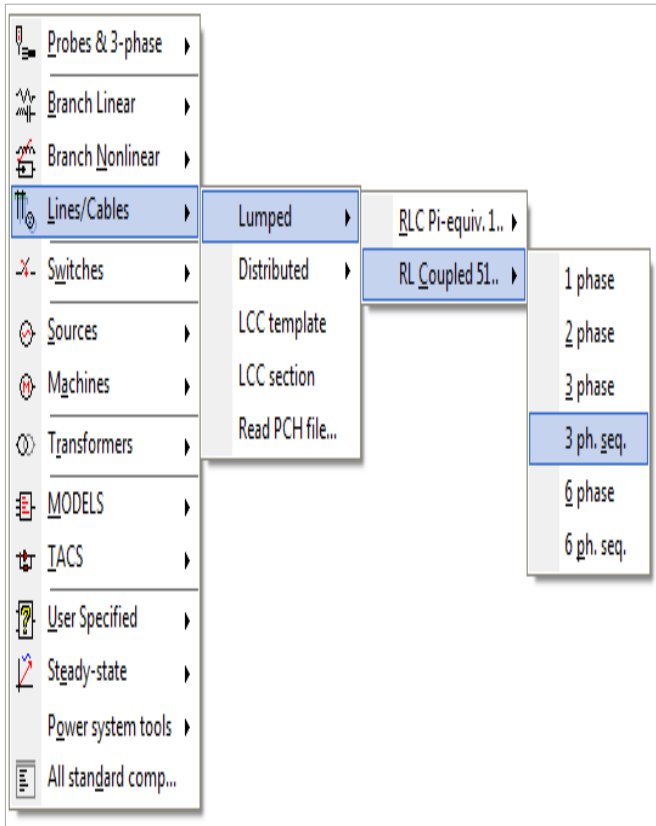


Figura 27. Localización del *Symmetric RL coupled line*

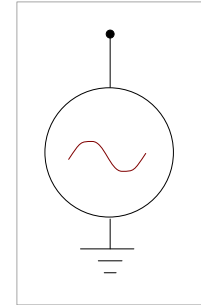


Figura 28. Representación gráfica de la fuente *Type 14*

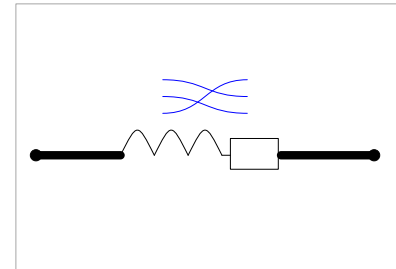
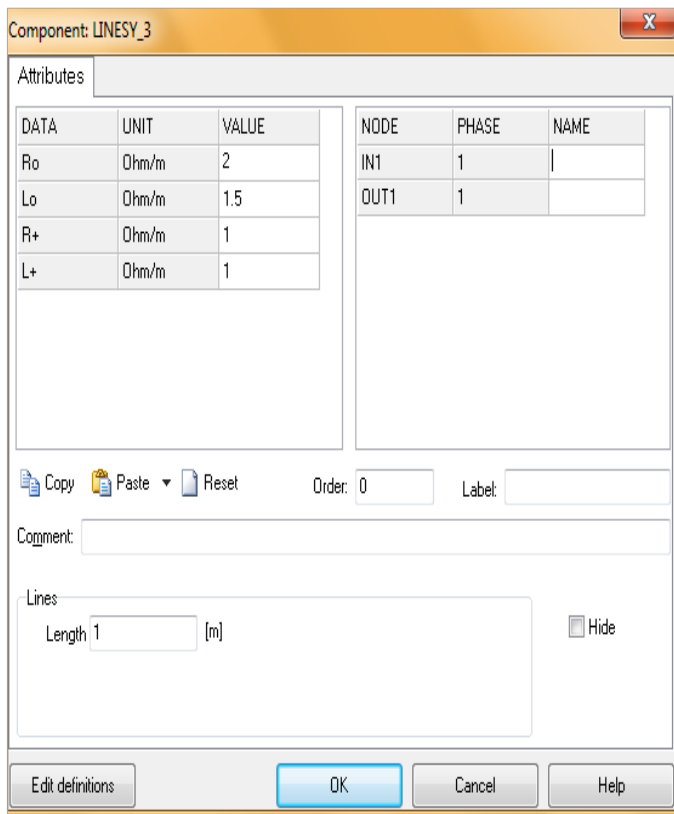


Figura 29. Representación gráfica del *Symmetric RL coupled line*

Figura 30. Ajustes del *Symmetric RL coupled line*

Otros elementos de la Red

Compensación capacitiva

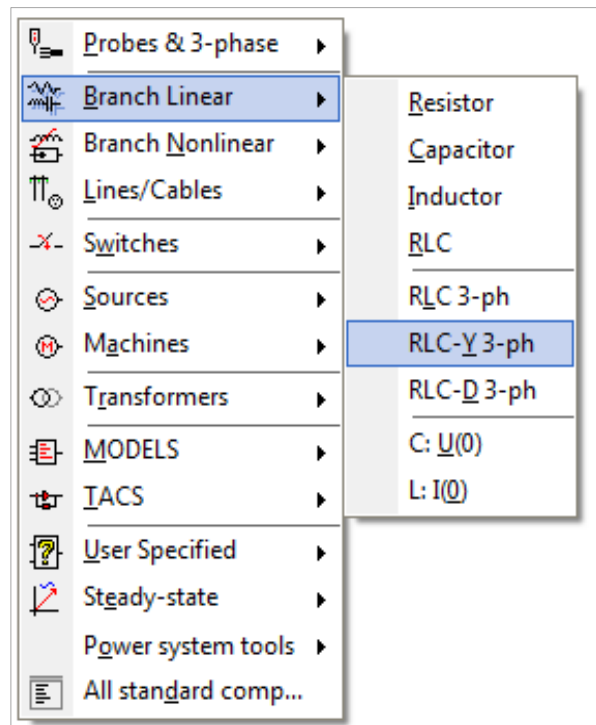


Figura 31. Localización del modelo de compensación capacitiva

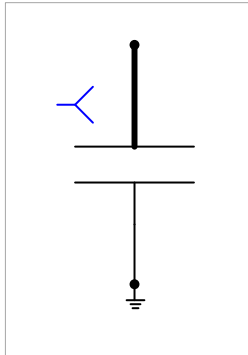


Figura 32. Representación de la compensación capacitiva luego de su configuración

Compensación de línea

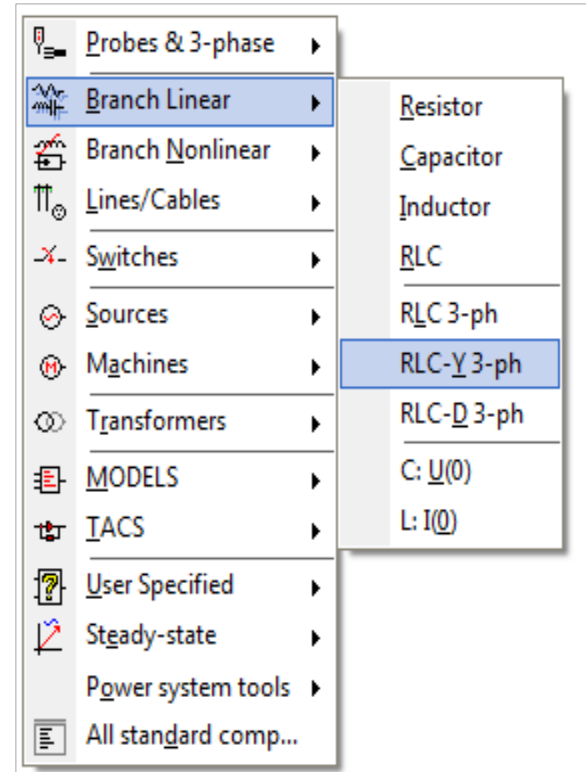


Figura 33. Localización del modelo de compensación inductiva

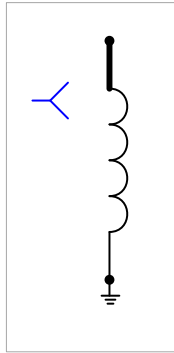


Figura 34. Representación de la compensación inductiva luego de su configuración

2.3 Energización de líneas

Selección, configuración y asignación de tiempo de los interruptores. Para la ejecución de las maniobras de energización es necesaria la implementación de interruptores monopolares estadísticos. Para encontrar y seleccionar de forma rápida estos dispositivos en el ATP, se despliega el menú ilustrado en la Figura 35 al dar clic derecho sobre la hoja de trabajo.

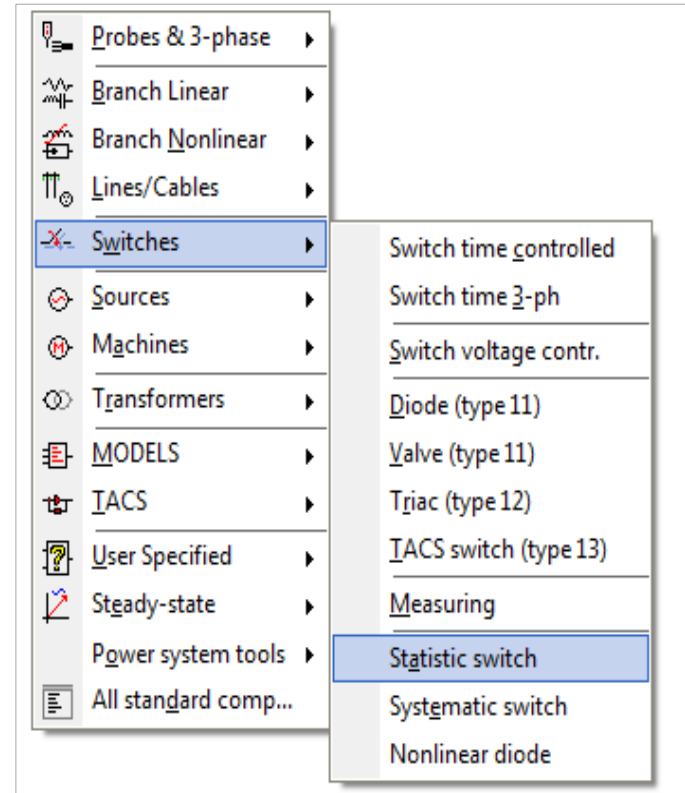


Figura 35. Localización de interruptores estadísticos en el menú rápido de elementos del ATP

Los interruptores estadísticos se programan para efectuar 100 energizaciones, de modo que se pueda hacer un barrido amplio de la onda de tensión [1]. Las simulaciones se programan con una duración mínima de 100 ms para observar cómo se comporta el sistema luego del transitorio. La configuración del menú *ATP Settings* se muestra en la Figura 36 y Figura 37. Los parámetros encerrados en los recuadros rojos, deben dejarse como vienen por defecto. Para la implementación del interruptor estadístico se define uno de los interruptores como “*Master*” y los otros dos como “*Slave*”. La asignación de tiempos a cada uno de los interruptores se hace en base a la norma *IEC-60071-4*, referencia [17]: “*The closing times of the three phases of the breaker have a great influence on the generated overvoltage. Two parameters are taken into account. First, the closing command may happen at any time, which means anywhere on the power-frequency sine. Then the three phases, which are supposed to receive the command at the same time, respond to this command with a random delay due to mechanical dispersions and prestrikes. The strategy the most commonly adopted is as follows: the closing command is supposed to be uniformly distributed on the sine and real closing times are supposed to be around it, with a Gaussian probability. If the transient behaviour of the system is symmetric in terms of polarities, one can limit the excursion of the switching order time to under one-third of a power voltage period. Concerning the Gaussian distributions, the standard deviation of the inter-phase time distribution is not always known. A value of 0,8 ms to 2 ms may be used as a typical value. IEC 62271-100 allows 5 ms.*”

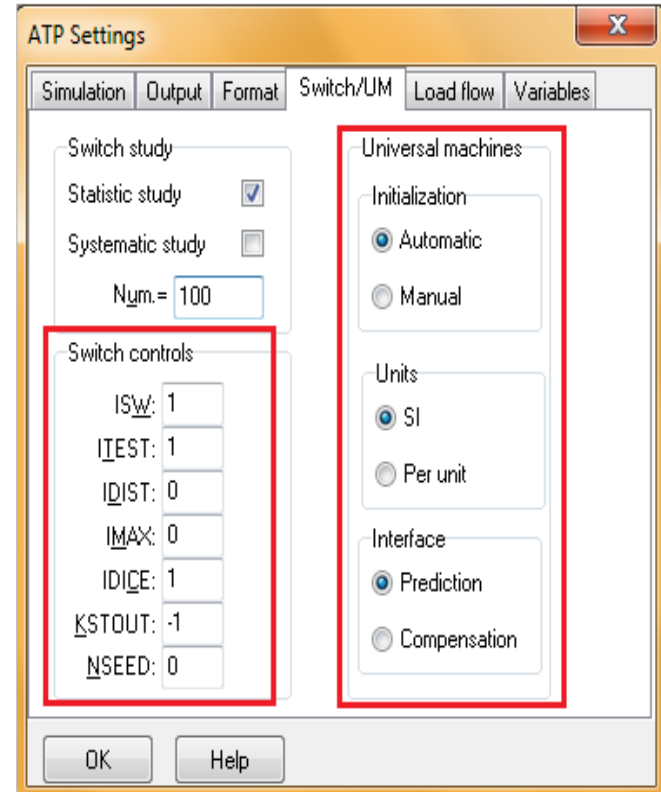


Figura 36. Ajustes del *ATP Settings* para simulación con interruptores estadísticos (a)

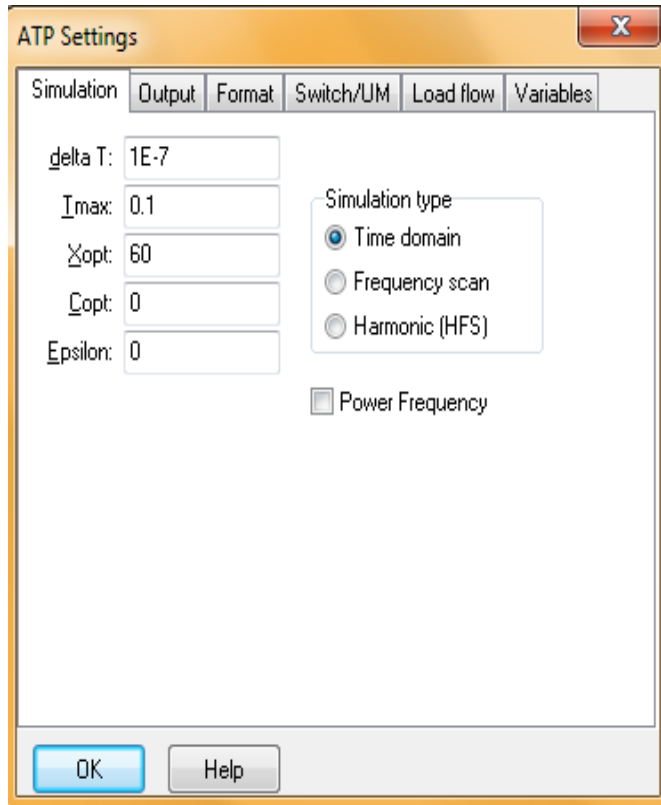


Figura 37. Ajustes del *ATP Settings* para simulación con interruptores estadísticos (b)

El parámetro X_{opt} en la Figura 37, debe tener el valor de la frecuencia nominal del sistema para que los valores de las inductancias sean tenidos tomados por el *ATP* en Ohmios y no en Henrios.

Las variables de importancia en el interruptor estadístico son el tiempo T , y la desviación estándar dev , que es la discrepancia asociada al tiempo T . La variable T en el interruptor “*Master*”, en este caso la Fase A, es el tiempo de orden de cierre del interruptor. La variable T en los interruptores “*slave*”, en este caso las fases B y C, corresponden a la dispersión de polos existente con respecto al interruptor “*Master*”. La norma *IEC-60071-4* sugiere tiempos de orden de cierre aleatorios de la onda de tensión y considera como típica una desviación estándar entre 0,80 ms y 2 ms. De igual forma, la norma recomienda emplear una Distribución Normal o Gaussiana.

La dispersión entre polos de un interruptor trifásico al momento del cierre no puede conocerse, es un parámetro que se define entre cliente y fabricante [20], pero puede estar alrededor de los 5 ms máximo [21]. Para efectos de la simulación, se asume una dispersión de polos de 5,55 ms y 2,77 ms para las fases B y C respectivamente, con respecto a la Fase A. El tiempo de orden de cierre del interruptor es 33,33 ms y la desviación estándar se asume de 2 ms. En la Figura 38, Figura 39 y Figura 40 se muestra la configuración de los interruptores estadísticos según los criterios mencionados.

Component: SW_STAT

Attributes

STATISTIC SWITCH

Switch type: Master

Open/Close

Opening

Closing

T: 0.03333

Dev.: 0.002

Distribution

Uniform

Gaussian

Linear

NODE	PHASE	NAME
Sw_F	A	X0001
Sw_T	A	X0002

Order: 0 Label:

Comment:

Output: 0 - No Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 38. Configuración del interruptor "Master" (Fase A)

Component: SW_STAT

Attributes

STATISTIC SWITCH

Switch type: Slave

Open/Close

Opening

Closing

T: 0.00555

Dev.: 0.002

Distribution

Uniform

Gaussian

NODE	PHASE	NAME
Sw_F	B	X0001
Sw_T	B	X0002
REF_F	A	X0001
REF_T	A	X0002

Order: 0 Label:

Comment:

Output: 0 - No Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 39. Configuración del interruptor "Slave" (Fase B)

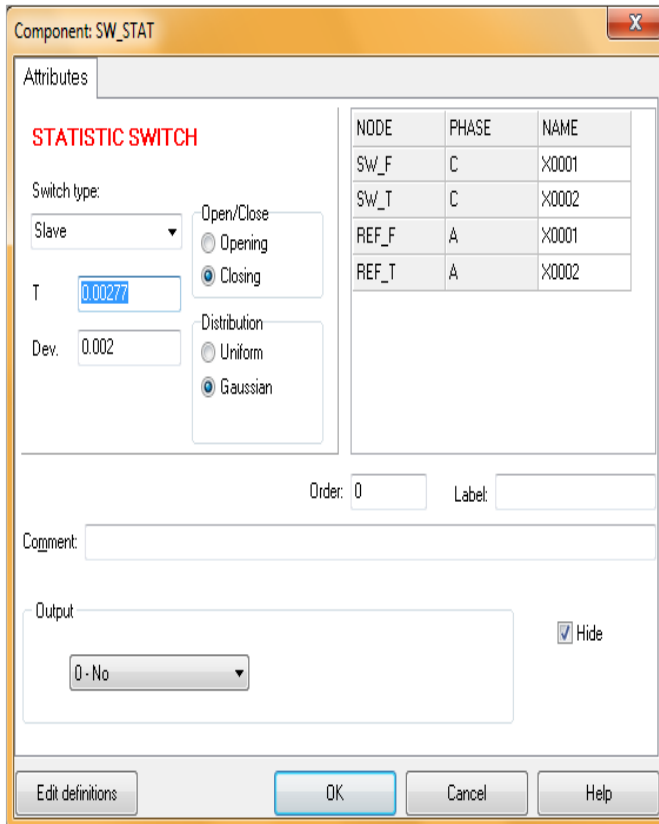


Figura 40. Configuración del interruptor “Slave” (Fase C)

Con la configuración de tiempos del interruptor ya establecida, se procede a realizar la conexión eléctrica de cada uno de los interruptores para formar el bloque ilustrado en la Figura 43. Luego de tener el interruptor estadístico completamente armado, se conecta su borne de salida al modelo de línea de transmisión para formar el modelo de línea más interruptor ilustrado en la Figura 44. El elemento auxiliar implementado para realizar esta conexión se denomina *Splitter* trifásico.

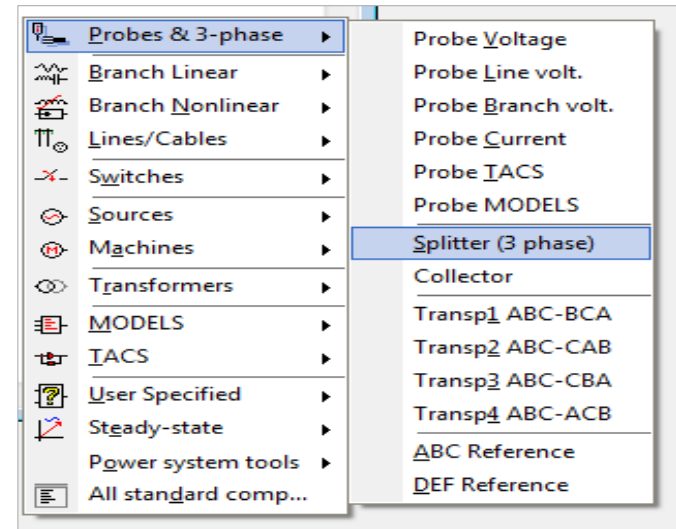


Figura 41. Ubicación del *Splitter* en el menú rápido de elementos del ATP

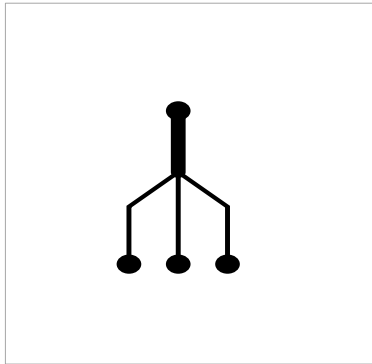


Figura 42. Splitter trifásico

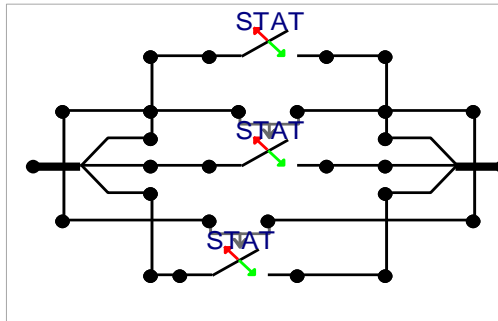


Figura 43. Conexión del interruptor estadístico para efectos de la simulación

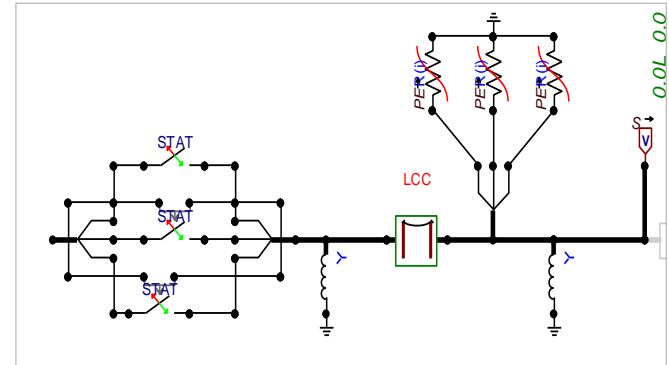


Figura 44. Modelo de línea más interruptor estadístico para simulación de energización de línea

Resultados esperados. Los valores de sobretensiones esperados al ejecutar la simulación de energización de líneas, se presentan en la Tabla 5. Estos valores son la base para determinar qué tan severas o no son las sobretensiones obtenidas [22].

Tabla 5. Valores esperados por energización de línea

Maniobra	Lo esperado
Energización de líneas	Sobretensiones Fase – Tierra de 2 p.u a 3 p.u en el extremo en vacío.

Tratamiento de resultados. Luego de que el ATP finaliza la simulación, se genera un archivo plano con extensión *.lis*, que contiene toda la información utilizada por el programa para la ejecución de las simulaciones y el informe de resultados producto de la energización. Para abrir el archivo basta con presionar la tecla F5 al finalizar el proceso de corrida.

```

Programmer's File Editor - [d:\P\ENER_LINEA_220V\LIS]
File Edit Options Template Execute Macro Window Help
Times of maxima : .0834957 .0489442 .0416147 .0416147 .0489442 .0384957 1.0 1.0 1.0
Random switching times for energization number 99 :
31 3.5659940E-02 80 4.226703E-02 81 3.8093940E-02
---- Step number has exceeded INTIME +9999999 so wrap it around through zero to unity.
Final time step, PLTIFIL dumps plot data to ".PLA" disk file.
Done dumping plot points to C-like disk file.

.1117278E8 .2376356E8 29.85455E1 -322557.99 -371280.00 370642.95 140.776172 1879.98915 4.32211414
Times of maxima : .0455878 .0480681 .0416584 .0416584 .0480681 .0455878 1.0 1.0 1.0
Random switching times for energization number 100 :
31 3.7797165E-02 80 4.9522904E-02 81 3.9426402E-02
---- Step number has exceeded INTIME +9999999 so wrap it around through zero to unity.
Final time step, PLTIFIL dumps plot data to ".PLA" disk file.
Done dumping plot points to C-like disk file.

28.6852372 33.3147295 26.8980418 -315476.94 -351070.44 276114.791 4.26684510 4.28466000 4.3128296
Times of maxima : .0453408 .0545842 .0591673 .0591673 .0545842 .0453408 1.0 1.0 1.0
MINCHN dumps WHER12 dice seed 5232039 1.841252778000000E-09
Statistical output of node voltage 0.X00040X00040X00040
-----
1)
Statistical distribution of peak voltage at node "X00040". The base voltage for per unit printout is V-base = 4.00248300E+05
Interval voltage voltage in Frequency Cumulative Per cent
number in per unit physical units (density) Frequency .dE. current value
10 .5000000 2.0412459E+05 0 0 100.000000
11 .5500000 2.2463605E+05 3 3 97.000000
12 .6000000 2.4494898E+05 8 8 93.000000
13 .6500000 2.6531199E+05 1 4 96.000000
14 .7000000 2.8577200E+05 4 4 92.000000
15 .7500000 3.0618422E+05 5 13 87.000000
16 .8000000 3.2659840E+05 8 21 79.000000
17 .8500000 3.4711185E+05 6 27 73.000000
18 .9000000 3.6762320E+05 6 33 67.000000
19 .9500000 3.8783588E+05 67 100 .000000
Summary of preceding table follows: Grouped data Ungrouped data
Mean = 0.6930000E+01 8.80154578E-01
Variance = 9.27111111E-02 8.40259489E-03
Standard deviation = 9.85449740E-02 9.17926843E-02

2)
Statistical distribution of peak voltage at node "X00040". The base voltage for per unit printout is V-base = 4.00248300E+05
Interval voltage voltage in Frequency Cumulative Per cent
number in per unit physical units (density) Frequency .dE. current value

```

Figura 45. Ejemplo de archivo *.lis*

El archivo *.lis*, contiene los resultados de las variables medidas en la simulación para cada una de las energizaciones realizadas por el interruptor. Estos resultados deben ser tabulados, llevados a valores en p.u y organizados de forma que se logre identificar la fase en la cual se presenta el valor más alto de tensión. Luego de identificar la fase con la sobretensión más alta, debe hacerse un tratamiento estadístico que permita obtener la media y la desviación estándar (σ) de todas las sobretensiones registradas asociadas a dicha fase. Con esta información se calcula el valor estadístico, definido de forma que corresponda a las sobretensiones con el 95% de probabilidad de ocurrencia [23].

$$V_{est} = V_{med} + 1,64 * \sigma \quad (24)$$

donde:

V_{est} : Tensión estadística

V_{med} : Tensión media

σ : Desviación estándar

1,64: Coeficiente de confianza para una probabilidad de ocurrencia del 95% [24]

```

Peak values that occurred during the energization. Format for this latter output is identical to that for the extrema of a
conventional (non-statistical) simulation.
e11, almost identical! Output of the reference angle in degrees has been added at the extreme left in otherwise blank space.
Reference angle X0004C X0004B X0004A X0004A X0004C X0004C X0004C X0004C X0004A X0004A X0004A
TERRA TERRA TERRA TERRA TERRA TERRA TERRA TERRA
Random switching times for energization number 1 :
31 3.3599927E-02 80 3.8548837E-02 81 3.6258300E-02
---- Table dumping for all subsequent restorations. Time [sec] = 2.4786200E-02
---- Step number has exceeded INTIME +9999999 so wrap it around through zero to unity.
Final time step, PLTIFIL dumps plot data to ".PLA" disk file.
Done dumping plot points to C-like disk file.

.1826640E9 .6231593E8 .3684968E8 371981.118 378338.388 -375468.4 9327.85187 11253.2455 3872.27642
Times of maxima : .0373114 .0394972 .0364845 .0364845 .0394972 .0373114 1.0 1.0 1.0
Random switching times for energization number 2 :
31 3.2848330E-02 80 3.7930918E-02 81 3.5568295E-02

```

Figura 46. Resultados de energización en el archivo *.lis*

En la Figura 46 se ilustra la estructura en el que el archivo *.lis* presenta los resultados de la simulación. Los recuadros rojos resaltan la información que debe identificarse. El primer recuadro de arriba hacia abajo, encierra las variables que fueron monitoreadas, y sus nombres corresponden a los nombres de los nodos en los cuales se conectaron instrumentos de medida. Lo delimitado por el óvalo dentro del recuadro, son las variables de interés en este caso, ya que corresponden a las tensiones Fase – Tierra. El segundo recuadro, resalta el número de la energización, el tercero los tiempos en los que se realizó dicha energización y el cuarto los resultados obtenidos. El *.lis* muestra los resultados a modo de matriz, lo que implica que la lectura de los datos debe hacerse como se indica en la Figura 47.

```

=====
Reference angle:
=====
X0004C X0004B X0004A X0004A X0004C X0004C X0004B X0004A
TERRA TERRA TERRA TERRA TERRA TERRA TERRA TERRA
-----
Random switching times for energization number 1 :
31 0.3589927E-02 80 3.5488837E-02 81 3.6258300E-02
-----
Table dumping for all subsequent restorations. Time [sec] = 2.4786200E-02
-----
Step number has exceeded allowed limit so output is written through zero to units
-----
Final time step, PLTFLI dumps plot data to ".PLT" disk file.
Done dumping plot points to C-like disk file.
-----
1826406E9 .6231593E8 .3684696E8 371981.118 373338.388 -375468.4 9327.85187 11253.2455 3872.27642
lines of maxima : .0373114 .0394972 .0346845 .0346845 .0394972 .0373114 1.0 1.0
Random switching times for energization number 2 :
31 2.3481530E-02 80 3.7939191E-02 81 3.5508235E-02
Step number has exceeded limit so output is written through zero to units
=====

```

Figura 47. Correspondencia de resultados en el archivo *.lis*

La medición de la energía disipada por los descargadores de sobretensión se hace solamente en la simulación en la que se emplean los tiempos con los que se presenta la sobretensión más severa, de tal manera que se obtenga la máxima energía disipada. El *ATP* no muestra valores de energía en J como tal, sino un equivalente de estos en A, es decir, 1 J equivale a 1 A, lo que

significa que para la medición de la energía disipada por los descargadores, es necesario registrar la corriente que circula por la resistencia no lineal que representa su modelo.

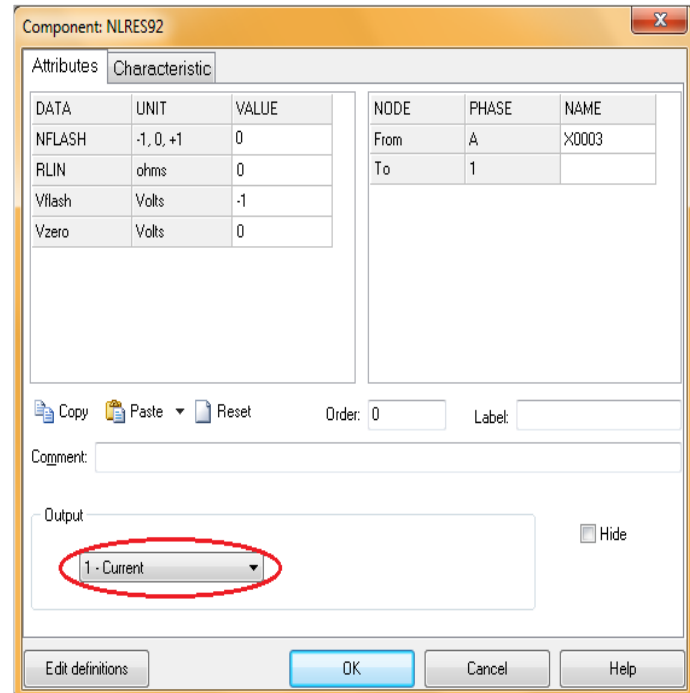


Figura 48. Configuración del resistor no lineal correspondiente al modelo de descargador de sobretensiones para registrar corriente

Simulación del caso crítico. Para llevar a cabo la simulación del caso más crítico, se identifican los tiempos de cierre de cada fase del interruptor con los cuales se obtuvo la sobretensión más alta (siguiendo el procedimiento mencionado anteriormente) y se realiza nuevamente la simulación pero empleando un interruptor controlado por tiempo, programado con los tiempos ya identificados.

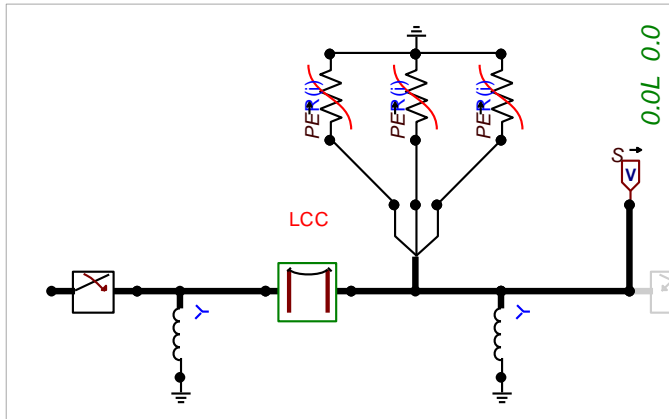


Figura 49. Modelo de línea más interruptor controlado por tiempo para simulación del caso crítico

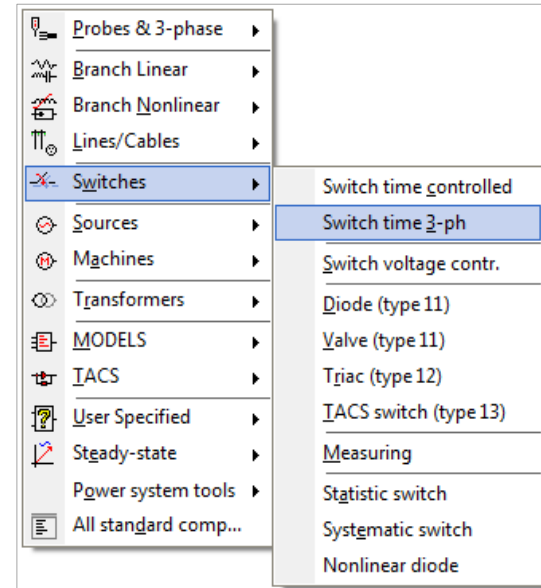


Figura 50. Selección del modelo de interruptor controlado por tiempo

Para los casos de energización de líneas simulados, se obtiene que la mayor sobretensión en la línea a 500 kV se genera en la Fase C con los tiempos de la energización número 30, y para la línea a 220 kV en la Fase A con los tiempos de la energización número 41. En la Figura 51 y Figura 52 se muestra la localización de estos tiempos en el archivo *.lis*.

```

71.387853 .9917685E .101537E -82436.51 -824188.92 762293.888 .702485141 236.076526 168.319417
Times of maxima : .046352 .0498402 .0433568 .0433568 .0498402 .046352 .01 .01 .01
Random switching times for energization number 29 :
13 3.2869515E-02 80 3.6614060E-02 81 3.6769903E-02

.2109769E 72.8258998 57.6704277 -685154.93 769936.897 -835218.47 2743.93298 .729447397 .772942892
Times of maxima : .0397453 .0395894 .042412 .042412 .042412 .0395894 .0397453 .01 .01 .01
Random switching times for energization number 30 :
13 3.4022477E-02 80 3.7960181E-02 81 3.5593384E-02

.1151810E .2868814E9 .6292962E -820442.96 842599.635 -883249.99 69807.6421 6370.19413 135.310492
Times of maxima : .0385687 .0409355 .0431521 .0431521 .0392935 .0385687 .01 .01 .01
Random switching times for energization number 31 :
13 3.3938978E-02 80 4.0842981E-02 81 3.9322210E-02

```

Figura 51. Resultados de la energización de la línea 500 kV en la que se obtuvo la mayor sobretensión

```

---- Step number has exceeded INTIME =9999999 so wrap it around through zero to unity.
Final time step, PLTIFIL dumps plot data to ".PLA" disk file.
Done dumping plot points to C-like disk file.

.3621368E8 .1631741E8 .3383776E8 371820.113 378879.927 -371947.25 568.783031 768.0675 3534.31344
Times of maxima : .0372281 .0392453 .0344347 .0344347 .0392453 .0372281 1.0 1.0 1.0
Random switching times for energization number 41 :
31 3.4572537E-02 80 4.1025899E-02 81 3.7592526E-02

---- Step number has exceeded INTIME =9999999 so wrap it around through zero to unity.
Final time step, PLTIFIL dumps plot data to ".PLA" disk file.
Done dumping plot points to C-like disk file.

.3998665E8 .1252287E8 .76183E8 -374073.16 370675.676 -372143.61 1252.10807 51.3501795 5959.60851
Times of maxima : .0386537 .0420862 .0421804 .0421804 .0420862 .0386537 1.0 1.0 1.0
Random switching times for energization number 42 :
31 3.6878276E-02 80 4.1108207E-02 81 3.9487048E-02

```

Figura 52. Resultados de la energización de la línea 220 kV en la que se obtuvo la mayor sobretensión

Con los respectivos tiempos localizados en la Figura 51 y la Figura 52, se realiza la programación de los interruptores controlados por tiempo. Se debe notar que los tiempos en los que se realiza la energización, se encuentran precedidos por un

número. En el caso de la Figura 52, los números son 31, 80 y 81 en ese orden respectivo. Estos números corresponden a la identificación de cada uno de los polos o fases del interruptor. Es muy importante considerar esta anotación, ya que si el interruptor no se programa adecuadamente, el resultado será diferente al esperado. Esta información también está contenida en el archivo *.lis*.

```

The user keyed the "STATISTICS" miscellaneous data parameter X0000C =-2.0000000E+00, with the negative sign representing a
request for use of standard (independent of computer) random numbers. The answer will really be deterministic, then, since a
second, repeated solution should give an identical answer.
Entry Switch From To Columns 15-24 Columns 25-24 Reference switch number
number bus bus (in seconds) (in seconds) (0 implies independence)
1 31 X0001A X0002A 0.033330 0.002000 8
2 80 X0001B X0002B 0.005550 0.002000 31
3 81 X0001C X0002C 0.002770 0.002000 31
In addition to variation of the switching time that is caused by each switch's own distribution, there is the added random delay
that is the same for all switches. This added random delay is called "reference angle," and it has a uniform distribution over the
time interval 0.0000000E+00 to 3.6000000E+02 degrees at frequency 6.0000000E+01 (data fields DEGIN, DEGMS, and STAFF of
the SIMULP file). However, if "I1E3" (columns 9-16 of the STATISTICS miscellaneous data card) is positive, the reference
angle is set to zero, and there is no such added random delay.
In the following output, for each energization there will be a tabulation of switch times that were used, followed by a display of
peak values that occurred during the energization. Format for this latter output is identical to that for the extrema of a
conventional (non-statistical) simulation. Well, almost identical! Output of the reference angle in degrees has been added at the extreme left in otherwise blank space.
Reference angle X0000A X0000B X0000A X0000A X0000B X0000C X0000C X0000B X0000A
Random switching times for energization number 1 :
---- Table dumping for all subsequent restorations. time [sec] = 2.4786200E-02
---- Step number has exceeded INTIME =9999999 so wrap it around through zero to unity.

```

Figura 53. Identificación de los polos del interruptor en el archivo *.lis* para asignación correcta de tiempos

En la Figura 53 se ilustra la identificación de polos del interruptor correspondiente al caso de la Figura 52. Se observa que la Fase A se identifica con el número 31, la Fase B con el número 80 y la Fase C con el número 81.

En las opciones de configuración del interruptor controlado por tiempo, los números 1, 2 y 3 corresponden a las fases A, B y C respectivamente.

Component: SWIT_3XT

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
T-cl_1	s	0.034022477	IN1	ABC	X0018
T-op_1	s	1000	OUT1	ABC	X0017
T-cl_2	s	0.037960101			
T-op_2	s	1000			
T-cl_3	s	0.035593384			
T-op_3	s	1000			
Imar	Amps	0			

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output Hide

0 - No

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 54. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización de línea a 500 kV

Component: SWIT_3XT

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
T-cl_1	s	0.034572537	IN1	ABC	
T-op_1	s	1000	OUT1	ABC	
T-cl_2	s	0.041025099			
T-op_2	s	1000			
T-cl_3	s	0.037592526			
T-op_3	s	1000			
Imar	Amps	0			

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output Hide

0 - No

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 55. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización de línea a 220 kV

Resultados de la simulación y análisis. En la Tabla 6 se presentan los valores máximos registrados y los valores estadísticos de la energización de líneas. En ambos casos de energización, la disipación de energía en los descargadores de sobretensión es muy baja, está entre 0% y 5% (Ver Anexos, energía base descargadores de sobretensión). La mayor sobretensión Fase – Tierra se presenta en la Fase C en 500 kV, con un valor de 2,16 p.u y un estadístico de 2,23 p.u. En 220 kV la mayor sobretensión se presenta en la Fase A, con un valor 2,08 p.u y uno estadístico de 2,30 p.u.

Las sobretensiones por energización se encuentran entre los rangos definidos en la Tabla 5, lo que verifica la validez de los modelos implementados y permite afirmar que las sobretensiones no son muy críticas.

Tabla 6. Resultados de energización de líneas

Caso de estudio	Tensión máxima (p.u)			Tensión estadística (p.u)	Energía en Descargadores (J)
	Fase A	Fase B	Fase C		
Energización línea 500 kV	2,01	2,06	2,16	2,23	69807
Energización línea 220 kV	2,08	2,06	2,07	2,30	5957,40

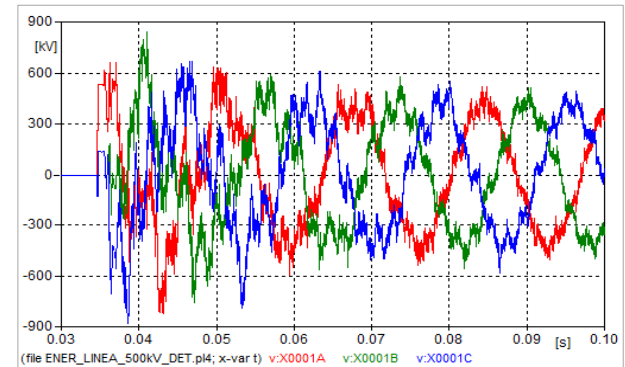


Figura 56. Tensión durante energización de línea a 500 kV

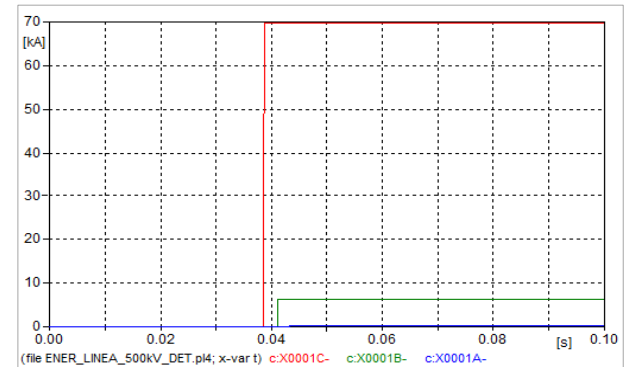


Figura 57. Energía en descargadores de sobretensión de línea a 500 kV

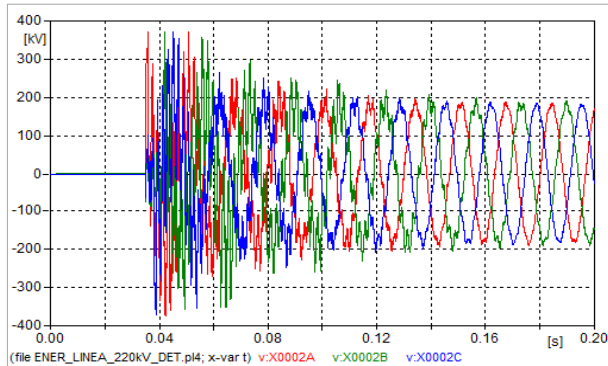


Figura 58. Tensión durante energización de línea a 220 kV

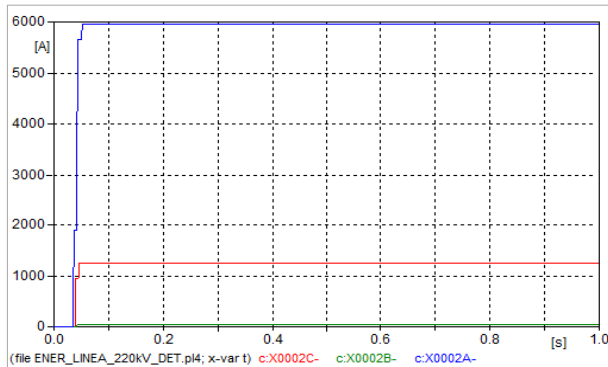


Figura 59. Energía en descargadores de sobretensión de línea a 220 kV

Mitigación del transitorio. Después de tener los resultados más críticos de energización de líneas, se procede a realizar la energización con resistencias de preinserción para mitigar el efecto de la maniobra. La energización con resistencias de preinserción sólo se hace en la línea a 500 kV, ya que en ésta se obtuvo el valor más alto de tensión (2,16 p.u en la Fase C). Se emplea un valor de resistencia de preinserción y tiempo óptimo de permanencia típicos para una línea a 500 kV. Estos valores son **320 Ω** y **8 ms** [22], [25]. En la Tabla 7 se encuentran los valores esperados por la energización con resistencias de preinserción.

Tabla 7. Valores esperados por energización de línea con resistencias de preinserción

Maniobra	Lo esperado
Energización de líneas con resistencias de preinserción	Sobretensiones Fase – Tierra de 1,30 p.u a 2,20 p.u en el extremo en vacío.

En la simulación, las tres fases del interruptor 1 cierran en los tiempos con los que se obtuvo la sobretensión más alta, mostrados en la Figura 51 y Figura 52. 8 ms después (tiempo de permanencia de la resistencia), este se abre y al mismo tiempo el interruptor 2 cierra sus contactos, de tal forma que la resistencia de preinserción queda desconectada del circuito y el flujo de energía se da a través del interruptor 2.

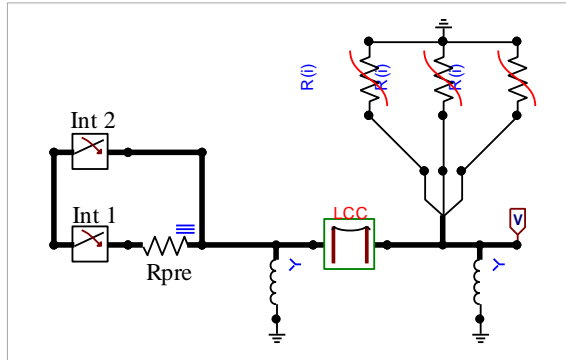


Figura 60. Modelo para energización con resistencias de preinserción

Los tiempos de cierre de cada fase del interruptor 2 son

$$t_{2i} = t_{1i} + 8 \text{ ms}, \quad (25)$$

donde:

t_{1i} : Tiempo de cierre de la fase i del interruptor 1

t_{2i} : Tiempo de cierre de la fase i del interruptor 2

8 ms: Tiempo de permanencia de la resistencia de preinserción

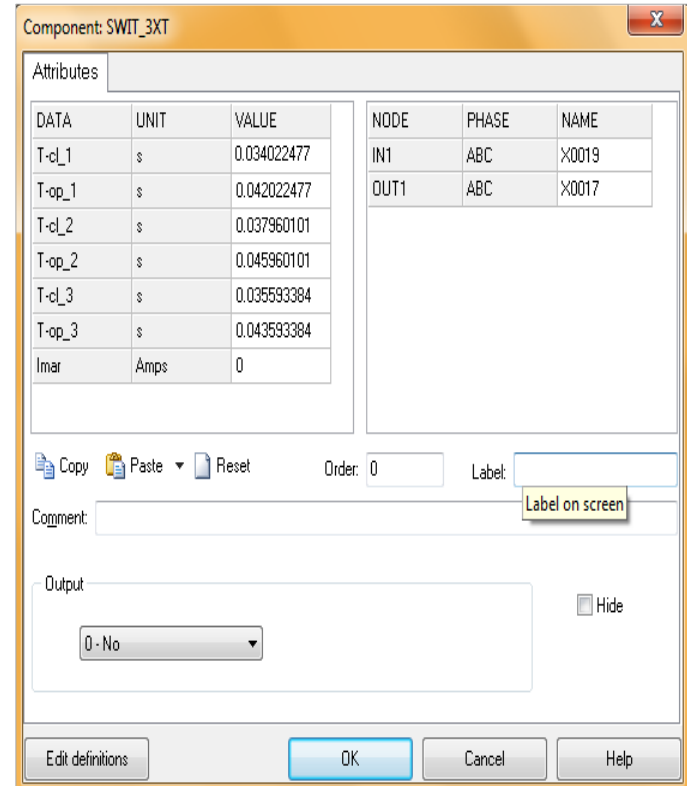


Figura 61. Configuración del interruptor 1 para energización con resistencias de preinserción

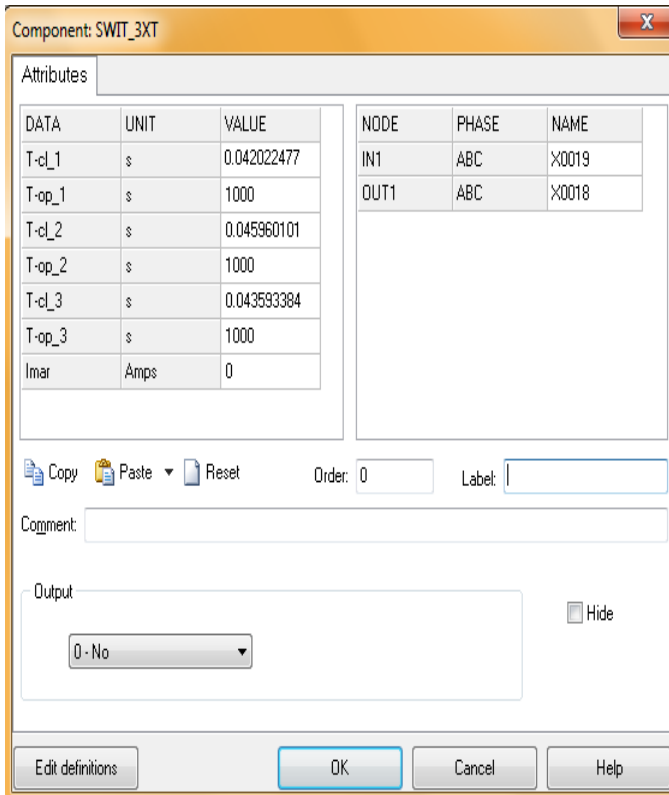


Figura 62. Configuración del interruptor 2 para energización con resistencias de preinserción

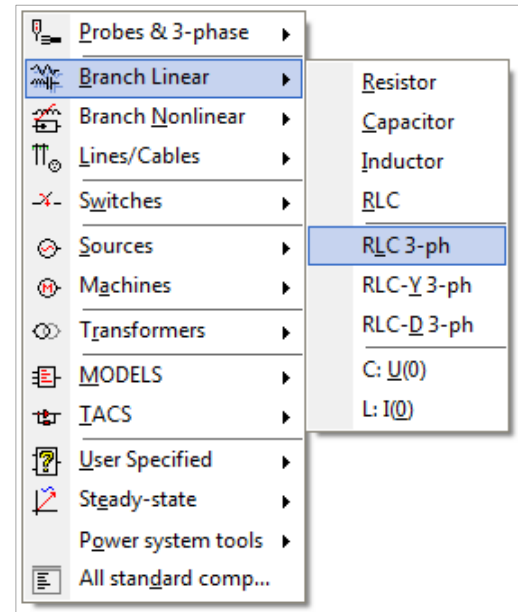


Figura 63. Selección del modelo de resistencia de preinserción

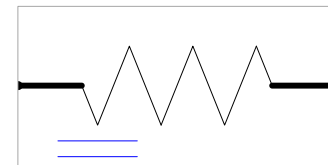


Figura 64. Resistencia de preinserción

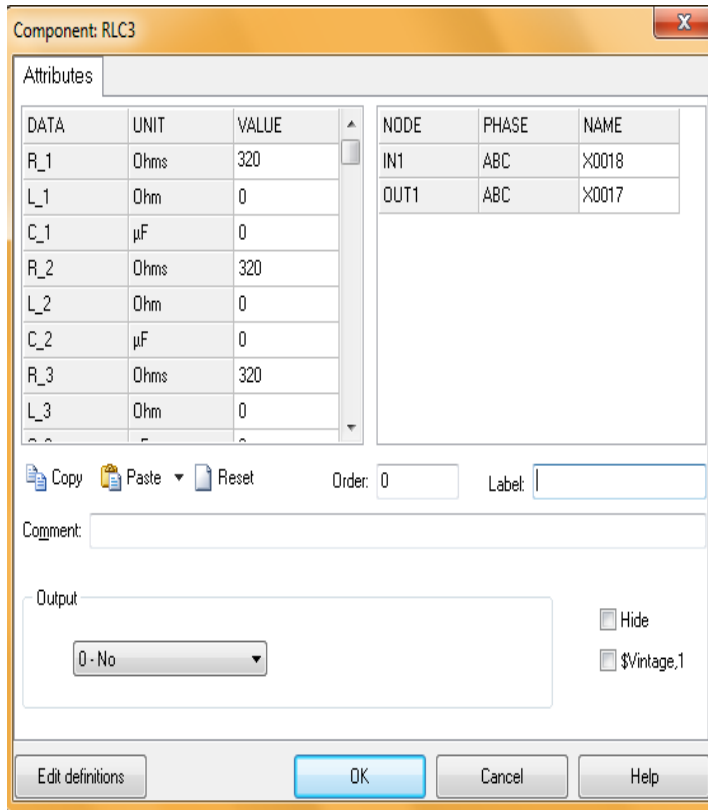


Figura 65. Configuración del modelo de resistencia de preinserción para energización

En la Tabla 8 se presentan los resultados de energización de la línea a 500 kV con resistencias de preinserción.

Tabla 8. Resultados de energización de línea con resistencias de preinserción

Caso de estudio	Tensión máxima (p.u)			Energía en descargadores (J)
	Fase A	Fase B	Fase C	
Energización línea a 500 kV con resistencias de preinserción	1,30	1,26	1,15	0,60

Se observa una notoria disminución en la magnitud de las sobretensiones con respecto al caso sin resistencias de preinserción. La energía en descargadores es aproximadamente 0%, lo que indica que muy probablemente su disipación de energía se debe a fugas y no al efecto de la maniobra. Las tensiones se encuentran dentro del rango definido en la Tabla 7. Se verifica la efectividad de la medida.

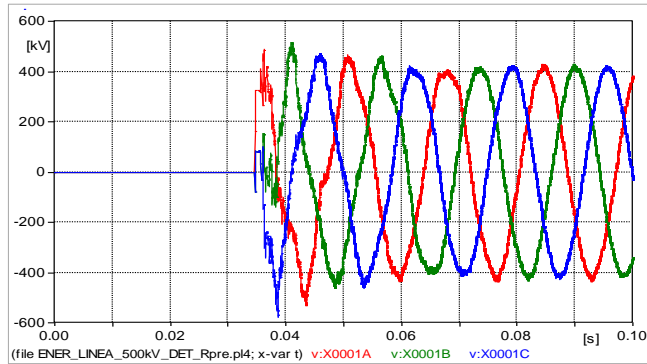


Figura 66. Tensión durante energización de línea a 500 kV con resistencias de preinserción

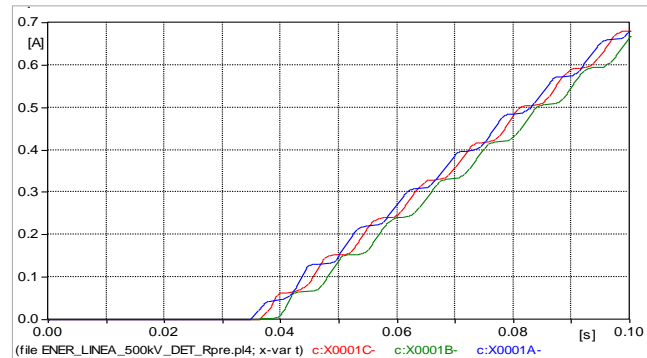


Figura 67. Energía en descargadores de sobretensión de línea a 500 kV

2.4 Energización de transformador 220 kV/500 kV

Se realizan energizaciones desde el lado de baja (220 kV) y el lado de alta (500 kV) del transformador con el fin de determinar la magnitud de la corriente Inrush y las sobretensiones en el extremo que se encuentra en vacío.

Los parámetros que influyen en la corriente Inrush son [26]:

- Valor instantáneo de la tensión aplicada al transformador en el instante de energización

- Magnitud y sentido del flujo residual en el núcleo magnético

- Resistencia e inductancia equivalente serie del circuito alimentador

- Resistencia e inductancia de dispersión del bobinado primario del transformador

- Características magnéticas y geométricas del núcleo

- Valor de la resistencia de preinserción del disyuntor

- Impedancia de carga conectada al secundario

- Velocidad de cierre de los contactos del disyuntor

- Existencia de bobinado terciario conectado en delta en transformadores trifásicos.

Para obtener las corrientes de Inrush se implementa la característica de saturación del transformador de forma externa.

No es necesaria la curva de histéresis, ya que las características fundamentales de la corriente de energización, son obtenidas de modelos sin histéresis [27].

Los reportes de prueba de fabricantes de transformadores han mostrado que no es posible obtener la característica de saturación en la región saturada, es decir, después del codo de saturación, ya que si las pruebas en vacío sobrepasan tensiones de 1,10 p.u, es posible que se generen daños en el equipo [15]. Cuando no se dispone de la característica de saturación completa, su región saturada puede ser modelada extrapolando los dos últimos puntos de la característica con una pendiente del 30% [17].

Selección, configuración y asignación de tiempo de los interruptores. Para la ejecución de las maniobras de energización de transformadores se implementan interruptores estadísticos. La configuración de los interruptores es la descrita en el numeral 2.3.

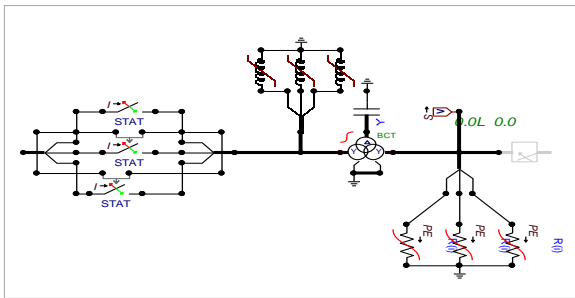


Figura 68. Modelo para Energización de transformador

Resultados esperados. Los valores de sobretensiones esperados al ejecutar la simulación de energización de transformadores se presentan en la Tabla 9. [22], [28], [29].

Tabla 9. Valores esperados por energización de transformador

Maniobra	Lo esperado
Energización de Transformadores	Sobretensiones Fase - Tierra de 2 p.u a 3 p.u en el extremo en vacío y corrientes Inrush entre 2 p.u y 4 p.u para trafos de 500 MVA y mayores.

Tratamiento de resultados. El tratamiento de resultados se hace de la misma forma que se describe en el numeral 2.3. Hay que tener en cuenta que en este caso ya no sólo van a identificarse, tabularse y analizar estadísticamente los valores máximos de sobretensión en el extremo en vacío del transformador, sino que el fenómeno de la corriente de Inrush también se incluye en el análisis, ya que es una variable de muy alta importancia. El tratamiento de los resultados de la corriente de Inrush se hace exactamente igual que como se hace con los resultados de las sobretensiones. Se aclara que no necesariamente cuando se presenta la sobretensión más alta se genera el valor de corriente de Inrush más grande, por lo que hay que realizar análisis independientes.

La ecuación (24), también puede expresarse en términos de la corriente, de tal forma que se calcule el valor estadístico, definido de forma que corresponda a las corrientes de Inrush con el 95% de probabilidad de ocurrencia

$$I_{est} = I_{med} + 1,64 * \sigma, \quad (26)$$

donde:

I_{est} : Corriente estadística

I_{med} : Corriente media

σ : Desviación estándar

1,64: coeficiente de confianza para una probabilidad de ocurrencia del 95% [24]

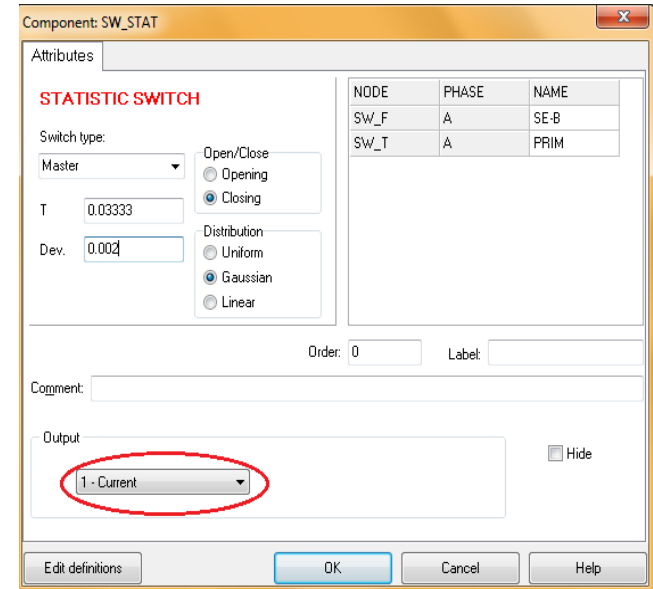


Figura 69. Configuración de las fases del interruptor estadístico para monitorear corriente

Simulación de los casos más críticos. Para llevar a cabo la simulación de los casos más críticos en cuanto a tensión y corriente de Inrush, se identifican los tiempos de cierre de cada fase del interruptor con los cuales se obtuvo la sobretensión y la corriente más alta, y se realizan las simulaciones empleando un

interruptor controlado por tiempo, programado con los tiempos identificados.

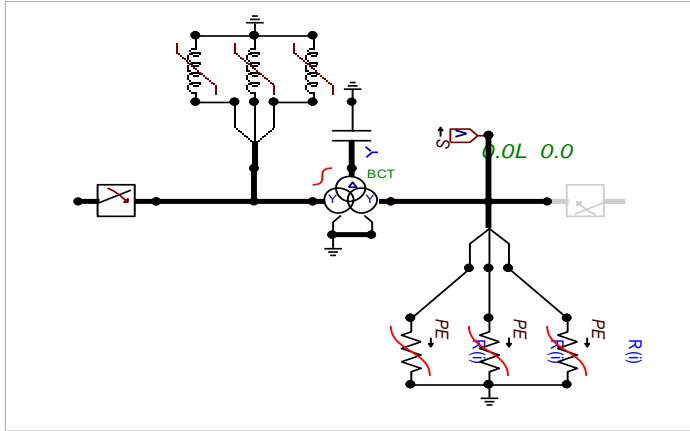


Figura 70. Modelo transformador más interruptor controlado por tiempo para simulación de casos críticos

Para los casos de energización simulados, se obtiene que la mayor sobretensión en el extremo en vacío del transformador, energizando desde el lado de alta tensión (500 kV), se genera en la Fase B con los tiempos de la energización número 25. Para el extremo en vacío del transformador energizando desde el lado de baja tensión (220 kV), la sobretensión más alta se genera también en la Fase B pero con los tiempos de la energización número 20. En la Figura 71 y Figura 72 se muestra la localización de estos tiempos en el archivo .lis.

```

-89.574987 -427.80044 .274872514 .272454763 .254881498 .642825777 .648271383 598580452
Times of maxima : .833189 .8381459 .8381416 .8429473 .8381459 .844982 .833189 .8381459 .8381416 .8382823
.8522224 .8411161 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1
Random switching times for energization number 25 :
18 3.5832404E-02 0 0 4.1665356E-02 81 3.9361909E-02

13.9837386 28.8149765 8.97787961 28.9345199 46.9663081 21.8276913 226812.33 272131.243 -182258.48 -553.25678
-117.96825 1814.24558 .26228789 .259955421 .24888736 .615595134 .611937912 .564288548
Times of maxima : .850416 .8393749 .8538864 .8584592 .8393749 .8538864 .850416 .8393749 .8538864 .8466467
.8521894 .8493612 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1
Random switching times for energization number 26 :
18 3.3478698E-02 0 0 3.7983471E-02 81 3.4889378E-02

```

Figura 71. Resultados de la energización del transformador desde el lado de alta en la que se obtuvo la mayor sobretensión

```

26.7472855 36.8675283 35.1886639 -466687.87 541839.165 534588.177 977.865536 -1329.2238 376.80492 4.76752466
4.35425876 4.57698694
Times of maxima : .8924593 .8875816 .2471589 .8924593 .8875816 .2471589 .8654628 .8516891 .8546837 0.5
0.5 0.5
Random switching times for energization number 20 :
18 3.2767817E-02 0 0 3.4462844E-02 81 3.6162997E-02

42.269918 72.8257393 57.6289458 586588.883 -769936.85 -684988.47 -2848.1974 3183.25898 -488.89356 4.71725874
3.98793863 3.57894949
Times of maxima : .8844722 .3468377 .159764 .8844722 .3468377 .159764 .8818266 .8436868 .8444116 0.5
0.5 0.5
Random switching times for energization number 21 :

```

Figura 72. Resultados de la energización del transformador desde el lado de baja en la que se obtuvo la mayor sobretensión

Con los respectivos tiempos localizados en la Figura 71 y Figura 72, se realiza la programación de los interruptores controlados por tiempo.

Component: SWIT_3XT

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
T-cl_1	s	0.035032404	IN1	ABC	SE-B
T-op_1	s	1000	OUT1	ABC	PRIM
T-cl_2	s	0.041665356			
T-op_2	s	1000			
T-cl_3	s	0.039361909			
T-op_3	s	1000			
Imar	Amps	0			

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output Hide

0 - No

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 73. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización del transformador desde el lado de alta

Component: SWIT_3XT

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
T-cl_1	s	0.035162397	IN1	ABC	X0022
T-op_1	s	1000	OUT1	ABC	SEC
T-cl_2	s	0.034462844			
T-op_2	s	1000			
T-cl_3	s	0.032767017			
T-op_3	s	1000			
Imar	Amps	0			

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output Hide

0 - No

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 74. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización del transformador desde el lado de baja

Por otro lado, se obtiene que la mayor corriente de Inrush, energizando desde el lado de alta tensión (500 kV), se genera en la Fase B con los tiempos de la energización número 47, y energizando desde el lado de baja tensión (220 kV), se genera en la Fase C pero con los tiempos de la energización número 18. En la Figura 75 y Figura 76 se muestra la localización de estos tiempos en el archivo *.lis*.

```

11.1089838 9.68282446 18.1766564 22.6521162 22.5579854 24.4194776 282739.341 -189278.94 194045.43 1285.58464
1081.64421 -2618.3588 .272147592 .26462993 .24878314 .641555881 .624298676 .57973761
Times of maxima : .0327445 .0817911 .0621884 .0593893 .0817881 .062183 .0327445 .0817911 .0621884 .0815186
.0437345 .0489889 .0 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1
Random switching times for energization number 47 :
13 3.8338295E-02 88 3.4165808E-02 81 3.4688554E-02

9.85564736 9.97883283 8.7556638 23.2471555 23.3791291 28.5901951 190968.455 -192150.15 179988.766 2575.38324
787.889616 -2511.9845 .263199933 .264243131 .236806406 .617518769 .628334261 .548448064
Times of maxima : .0841551 .0642938 .0959432 .0841548 .0818421 .095942 .0841551 .0642938 .0959432 .0818185
.0438823 .0489251 .0 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1
Random switching times for energization number 48 :
13 3.4595677E-02 88 3.9324456E-02 81 3.5838889E-02

```

Figura 75. Resultados de la energización del transformador desde el lado de alta en la que se obtuvo la mayor corriente Inrush

```

36.4686771 45.2884266 57.6197197 544784.28 687163.728 684853.647 -2753.7824 1947.89888 1226.87338 4.49248949
4.1924886 3.53586445
of maxima : .2194729 .3579187 .09415 .2194729 .3579187 .09415 .0412888 .0429888 .0547415 0.5
0.5 0.5
Random switching times for energization number 18 :
13 3.3882952E-02 88 4.1288927E-02 81 3.8291288E-02

59.2839462 34.3859495 54.4276726 694673.537 -529857.3 665613.443 -4192.6219 -883.26248 2784.38272 3.58731245
4.68281577 3.88791393
of maxima : .2810489 .1809534 .4441264 .2810489 .1809534 .4441264 .0489113 .8527533 .0379145 0.5
0.5 0.5

```

Figura 76. Resultados de la energización del transformador desde el lado de baja en la que se obtuvo la mayor corriente Inrush

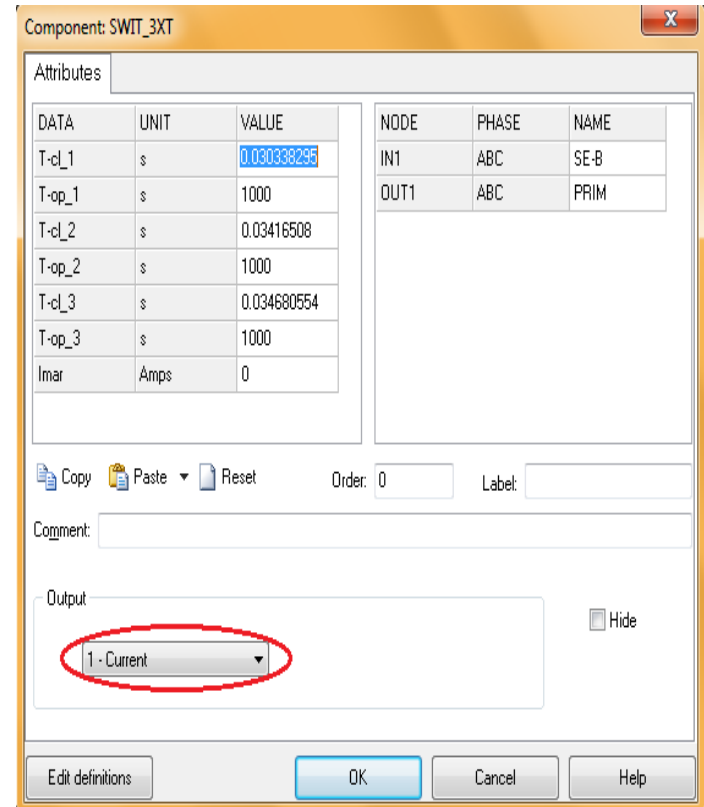


Figura 77. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización del transformador desde el lado de alta

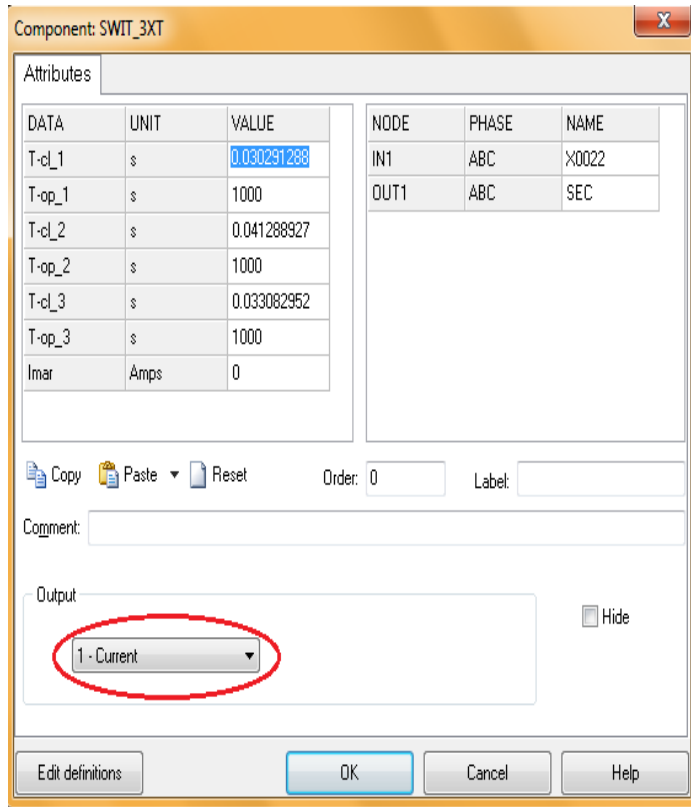


Figura 78. Configuración del interruptor con los tiempos críticos para energización del transformador desde el lado de baja

Resultados de la simulación y análisis. En la Tabla 10 y Tabla 11 se presentan las sobretensiones y corrientes obtenidas por la energización del transformador desde el lado de alta y baja.

En los resultados expuestos se observa que las sobretensiones no son considerablemente elevadas. La sobretensión más alta registrada es de 1,89 p.u y la estadística es de 1,56 p.u, obtenida en la Fase B al energizar desde el lado de baja tensión. La Energía disipada por los descargadores de sobretensión se encuentra entre el 0% y 5% de su capacidad, lo que indica que probablemente esta disipación se debe a fugas.

El valor más alto de corriente Inrush se presenta en la Fase C al energizar el transformador desde el lado de alta y corresponde al valor de 2,87 p.u y un estadístico de 1,46 p.u. Este valor de corriente Inrush, aunque no es crítico, puede generar problemas con las protecciones del transformador al momento de ser energizado, por lo que se debe ser cuidadoso con los resultados.

En cuanto a la energización de transformadores bajo carga, no se realizan simulaciones en esta condición, ya que usualmente el transformador opera en su región saturada durante maniobras de energización con el secundario en vacío [22].

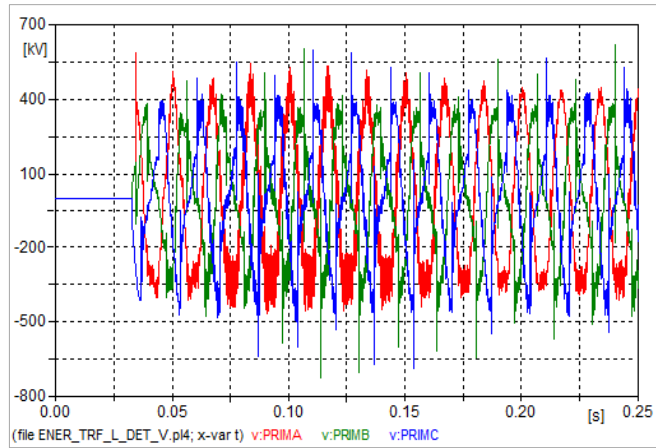


Figura 79. Tensión del transformador en el lado de alta al energizar desde el lado de baja

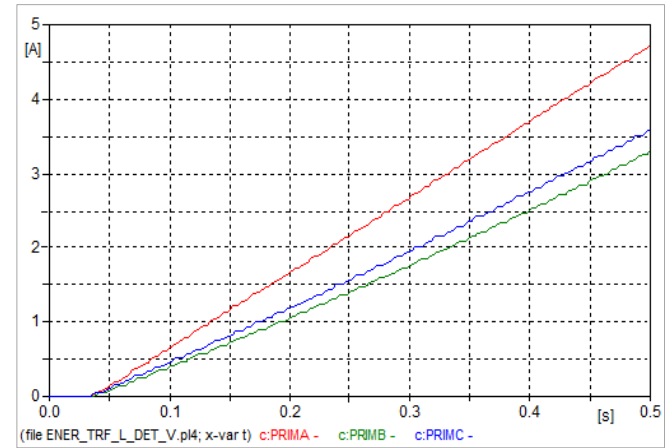


Figura 80. Energía en descargadores de sobretensión lado de alta

Tabla 10. Resultados de tensión en la energización del transformador

Caso de estudio	Lado energizado	Tensión máxima (p.u)			Tensión estadística (p.u)	Energía en descargadores (J)
		Fase A	Fase B	Fase C		
Energización de transformador 220/500 kV	Alta (500 kV)	1,26	1,51	1,01	1,46	0,26
	Baja (220 kV)	1,44	1,89	1,68	1,56	4,72

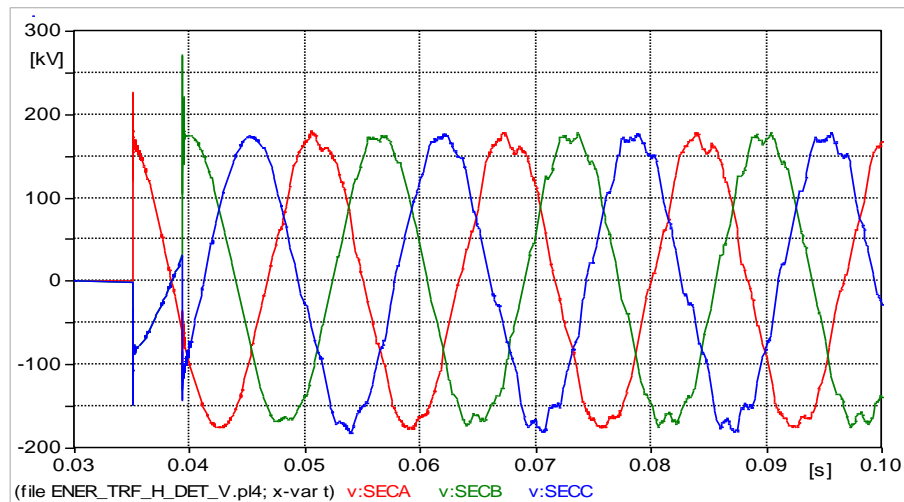


Figura 81. Tensión en el lado de baja del transformador al energizar desde el lado de alta

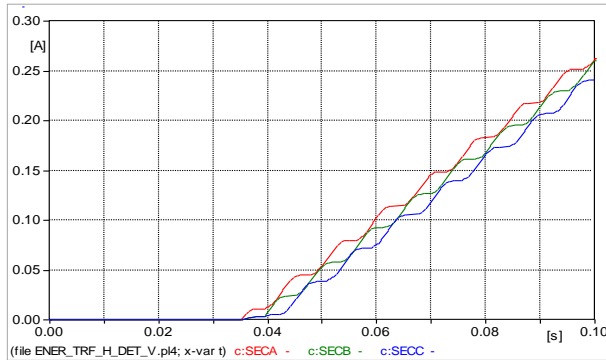


Figura 82. Energía en descargadores de sobretensión lado de baja

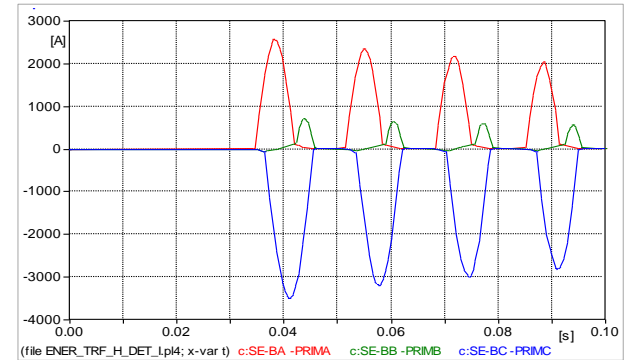


Figura 83. Corriente Inrush del transformador al energizar desde alta

Tabla 11. Resultados de corriente en la energización del transformador

Caso de estudio	Lado energizado	Corriente Inrush máxima (p.u)			Corriente estadística (p.u)
		Fase A	Fase B	Fase C	
Energización de transformador 220/500 kV	Alta (500 kV)	2,10	0,58	2,87	1,46
	Baja (220 kV)	1,00	0,29	1,51	1,56

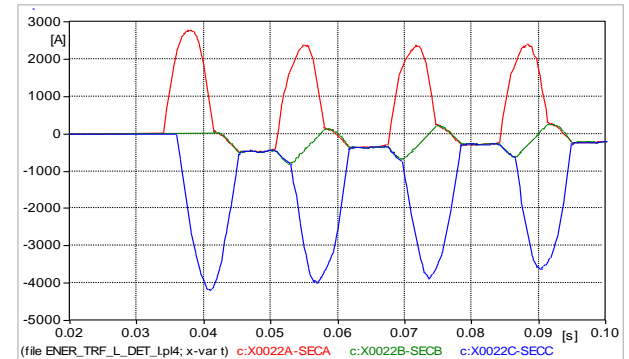


Figura 84. Corriente Inrush del transformador al energizar desde baja

Mitigación del transitorio. La energización de equipos con mando sincronizado es otra de las técnicas implementadas para la mitigación de transitorios por efectos de energización. El mando sincronizado consiste en la programación del tiempo de cierre de los contactos del interruptor de tal forma que este se haga en puntos específicos de la onda de tensión, logrando así que el impacto sea menos severo y que el equipo conserve por mucho más tiempo su vida útil [22], [5].

Se realiza la energización desde el lado de baja (220 kV) y el lado de alta (500 kV) del transformador ajustando los tiempos de cierre para mando sincronizado. Para las simulaciones de energización con mando sincronizado, se emplean los tiempos recomendados por el COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Perú) para una conexión Yn:

Cierra primero la Fase A en el valor máximo de la onda de tensión, luego cierran simultáneamente las fases B y C $\frac{1}{4}$ de ciclo más tarde, el cual coincide con el cruce por cero de la Fase A, en este instante las fases B y C tienen igual valor pero signo opuesto.

Estos tiempos óptimos de cierre para mando sincronizado desde 500 kV y 220 kV se ilustran en la Figura 85 y Figura 86. Ambas figuras corresponden a la onda de tensión en el primario y secundario del transformador en operación normal. Para la simulación se emplean interruptores controlados por tiempo.

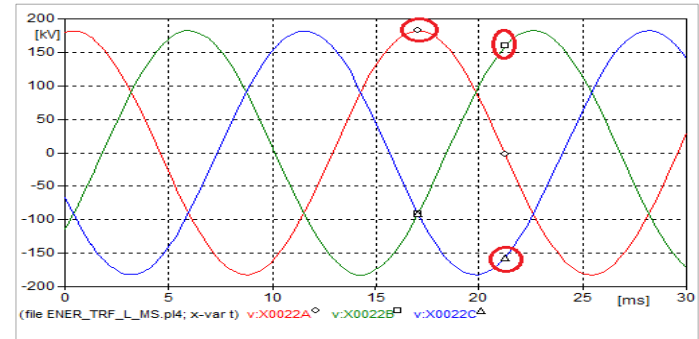


Figura 85. Tiempos óptimos para el mando sincronizado, lado 220 kV

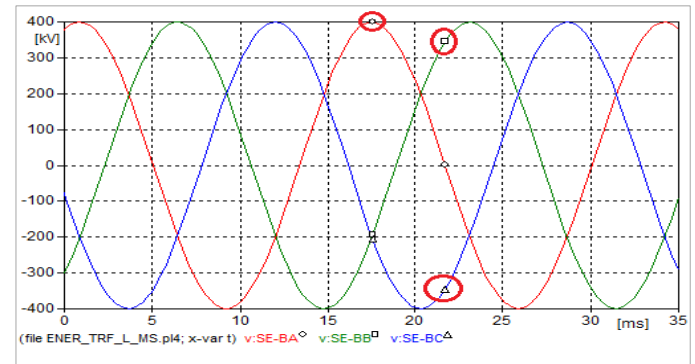


Figura 86. Tiempos óptimos para el mando sincronizado, lado 500 kV

Component: SWIT_3XT

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
T-cl_1	s	0.01756	IN1	ABC	SE-B
T-op_1	s	1000	OUT1	ABC	PRIM
T-cl_2	s	0.02171			
T-op_2	s	1000			
T-cl_3	s	0.02171			
T-op_3	s	1000			
Imar	Amps	0			

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output Hide

1 - Current

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 87. Configuración del interruptor para energización con mando sincronizado desde alta

Component: SWIT_3XT

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
T-cl_1	s	0.017083	IN1	ABC	
T-op_1	s	1000	OUT1	ABC	
T-cl_2	s	0.021236			
T-op_2	s	1000			
T-cl_3	s	0.021236			
T-op_3	s	1000			
Imar	Amps	0			

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output Hide

1 - Current

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 88. Configuración del interruptor para energización con mando sincronizado desde baja

En la Tabla 12 se presentan los resultados de la energización del transformador con mando sincronizado.

Se observa que al implementar la energización con mando sincronizado, el valor de la corriente de Inrush se reduce a valores menores a 1,00 p.u, lo que hace posible disminuir la probabilidad de que se presenten problemas con las protecciones en el momento de la energización del transformador. También se observa que la onda de tensión mejora y no presenta distorsión como en el caso sin mando sincronizado (MS).

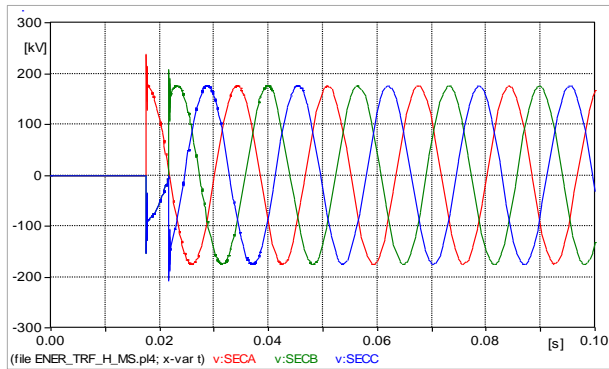


Figura 89. Tensión en el secundario del transformador al energizar desde el lado de alta

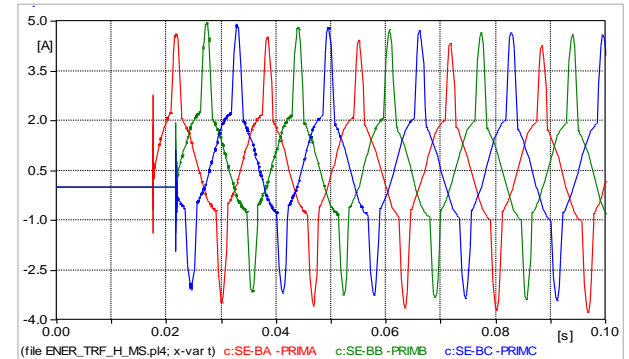


Figura 90. Corriente Inrush del transformador al energizar desde Alta

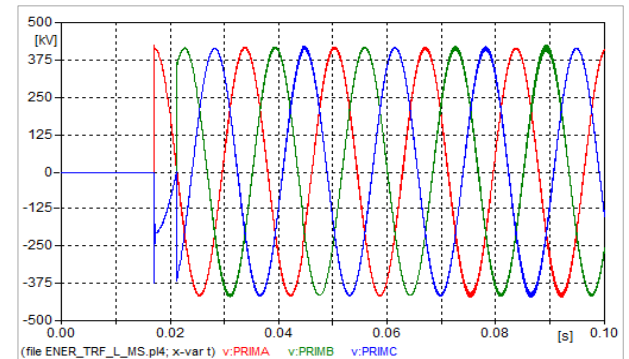


Figura 91. Tensión en el lado de alta del transformador al energizar desde el lado de baja

Tabla 12. Resultados de corriente y tensión en la energización del transformador con MS

Caso de estudio	Lado energizado	Tensión máxima (p.u)			Corriente Inrush máxima (p.u)			Energía en descargadores (J)
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	
Energización de transformador 220/500 kV con mando sincronizado	Alta (500 kV)	1,33	1,17	1,16	0,004	0,004	0,004	0,35
	Baja (220 kV)	1,02	1,02	1,02	0,005	0,007	0,005	0,86

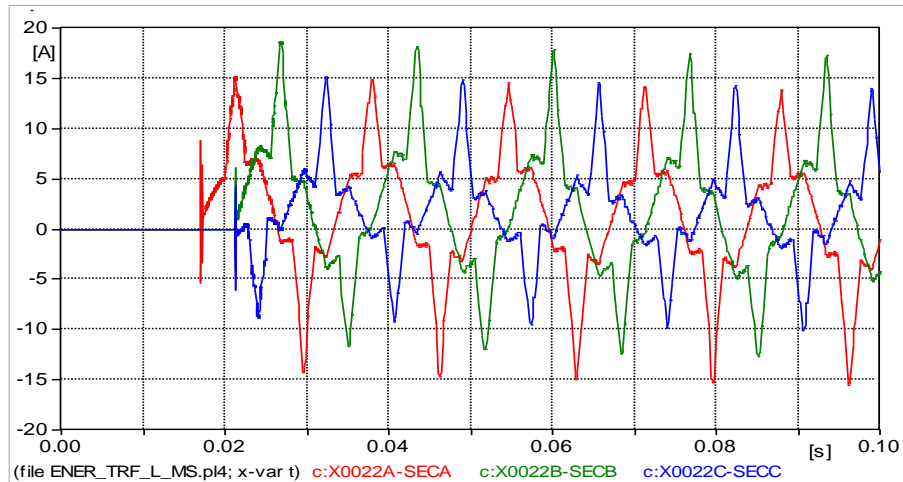


Figura 92. Corriente inrush del transformador al energizar desde baja

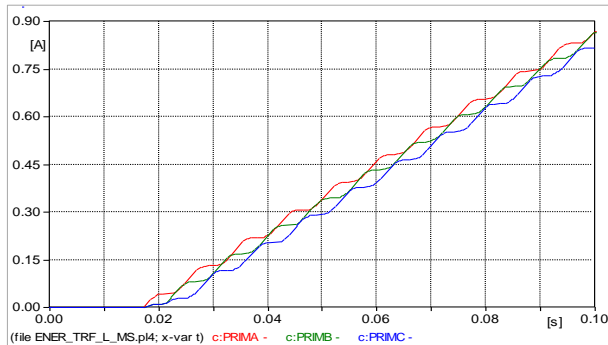


Figura 93. Energía en descargadores de sobretensión del lado de alta del transformador

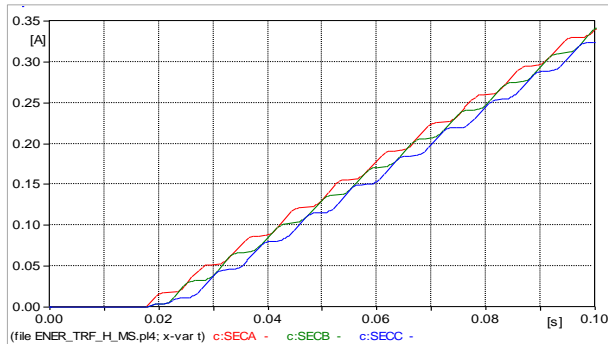


Figura 94. Energía en descargadores de sobretensión del lado de baja del transformador

2.5 Recierre monofásico de líneas

Selección, configuración y asignación de tiempo de los interruptores. Para la ejecución de las maniobras de recierre monofásico se emplean interruptores estadísticos, pero en esta ocasión, solo para la fase encargada de ejecutar el recierre.

Los parámetros a considerar en la programación de los tiempos de los interruptores son la carga atrapada, que puede tener una duración de hasta 3 minutos [30], y el tiempo de operación de las protecciones [22], [3]. No se consideran fallas monofásicas, ya que estas drenan la carga atrapada y serían menos severas las sobretensiones en esta condición [30]. Se selecciona la Fase A para el estudio de la maniobra.

La secuencia para la realización de la maniobra es:

Se abren los polos de la Fase A en ambos extremos. El primer interruptor abre en un tiempo de 30 ms; el segundo interruptor, que está ubicado en el extremo remoto, abre 30 ms después del primero (a los 63,33 ms) para dejar acumular carga atrapada en esta fase. Luego del tiempo muerto, considerado de 500 ms (tiempo típico en líneas a 500 kV) [31], se efectúa el recierre monofásico estadístico (a los 563,33 ms).

Además del interruptor trifásico controlado por tiempo, se emplean interruptores monofásicos igualmente controlados por tiempo, que ayudan a modelar la secuencia de los eventos. La desviación estándar definida para la fase encargada del recierre estadístico (Fase A) es 2 ms.

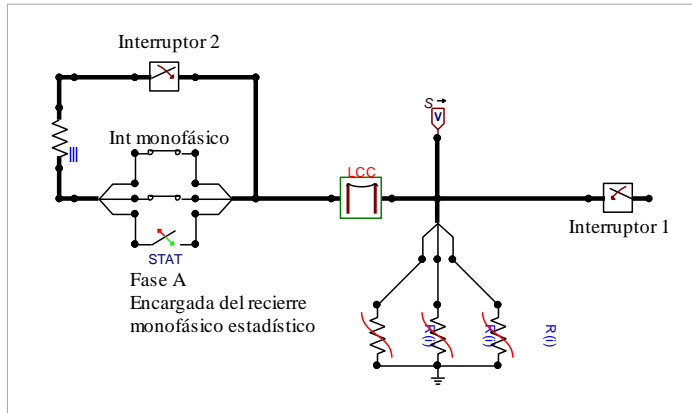


Figura 95. Modelo para recierre monofásico de línea

En la Figura 95 se observa el modelo final de línea más interruptor para el recierre monofásico. La resistencia conectada entre bornes del interruptor 2 y el arreglo de interruptores monofásicos, evita que se presenten problemas numéricos durante la simulación. Su valor es muy pequeño, $0,001 \Omega$.

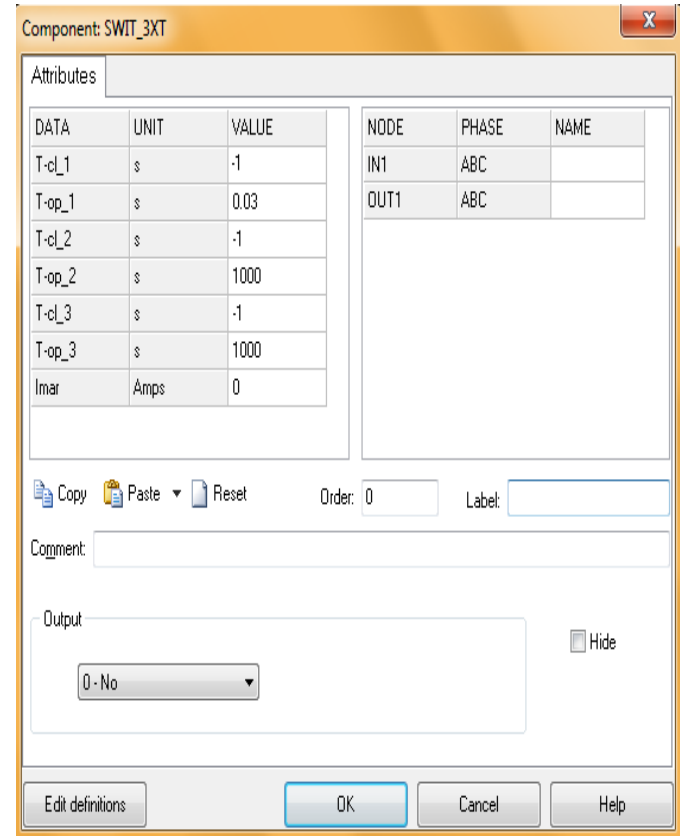


Figura 96. Configuración del Interruptor 1

Component: SWIT_3XT

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
T-cl_1	s	-1	IN1	ABC	
T-op_1	s	0.0633333	OUT1	ABC	
T-cl_2	s	-1			
T-op_2	s	1000			
T-cl_3	s	-1			
T-op_3	s	1000			
Imar	Amps	0			

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output Hide

0 - No

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 97. Configuración del Interruptor 2

Component: SW_STAT

Attributes

STATISTIC SWITCH

NODE	PHASE	NAME
SW_F	A	X0002
SW_T	A	X0003

Switch type: Independent

Open/Close

Opening

Closing

T: 0.5633333

Distribution:

Uniform

Gaussian

Dev.: 0.002

Order: 0 Label:

Comment:

Output Hide

0 - No

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 98. Configuración de la Fase A encargada de la maniobra de recierre estadístico

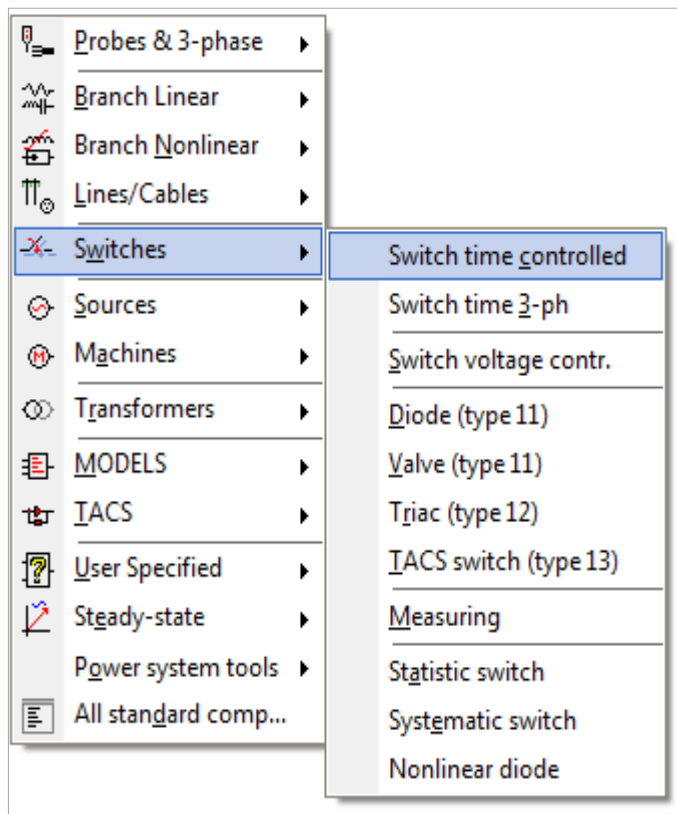


Figura 99. Selección de los interruptores monofásicos

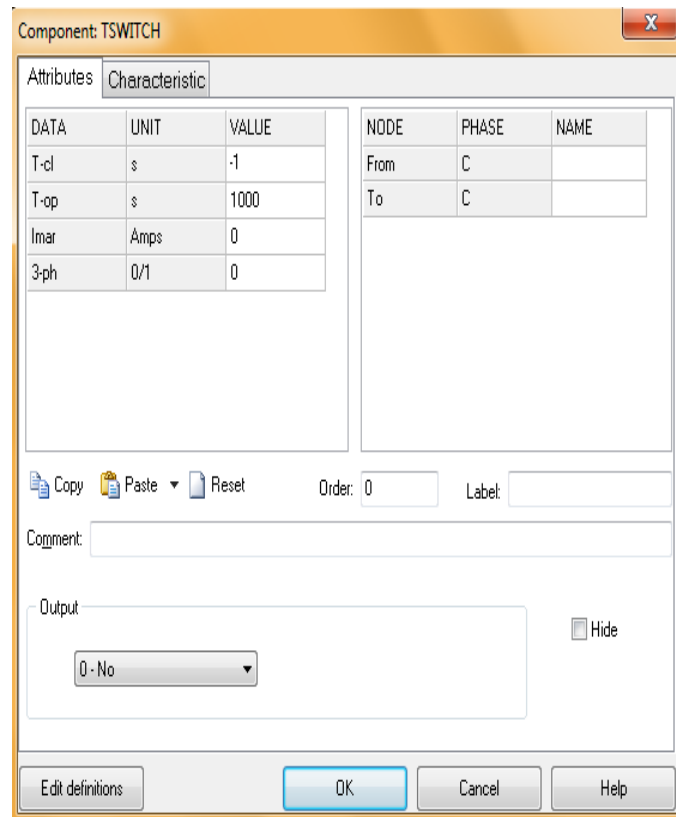


Figura 100. Configuración de los interruptores monofásicos

Resultados esperados. En la Tabla 13 se presentan los valores esperados por la maniobra de recierre.

Tabla 13. Valores esperados por maniobra de recierre monofásico

Maniobra	Lo esperado
Recierre monofásico	Tensiones Fase – Tierra de 1,80 p.u a 2,50 p.u en el extremo de la fase en falla

Tratamiento de resultados. El tratamiento de resultados se hace de la misma forma que se describe en el numeral 2.3. Se debe identificar la sobretensión más alta en el extremo de la fase que ejecuta el recierre y calcular su valor estadístico a partir de la ecuación (23).

Simulación del caso más crítico. Para llevar a cabo la simulación del caso más crítico, se identifica el tiempo de cierre del interruptor estadístico con el cual se obtuvo la sobretensión más alta (siguiendo el procedimiento mencionado en el numeral 2.3) y se realiza nuevamente la simulación pero empleando un interruptor monofásico controlado por tiempo en reemplazo de la fase estadística, programado con el tiempo ya identificado.

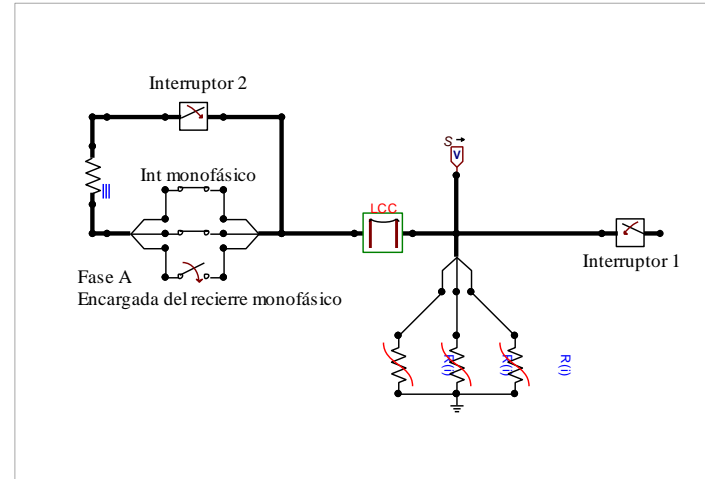


Figura 101. Modelo de línea e interruptor para recierre monofásico con tiempo crítico

Para los casos de recierre monofásico simulados, se obtiene que la mayor sobretensión en el extremo de la Fase A (fase del recierre) en 500 kV, se genera con los tiempos de la energización número 44. Para la línea a 220 kV, la sobretensión más alta se produce con los tiempos de la energización número 6.

En la Figura 102 y Figura 103 se muestra la localización de estos tiempos en el archivo .lis.

```

.2553728E9 63.6883017 .1643392E10 -982483.25 -719970.59 839550.938 794.814328 6.13652411 .4191489E7
Times of maxima : .563627 .5646482 .563627 .563627 .5646482 .563627 0.6 0.6 0.6
Random switching times for energization number 44 :
70 5.6671826E-01

.9871891E9 76.8089766 .419684E10 981789.935 790711.749 -876661.5 9111.27714 6.1444282 .47092E7
Times of maxima : .5696856 .5728832 .5696856 .5696856 .5728832 .5696856 0.6 0.6 0.6
Random switching times for energization number 45 :
70 5.6134472E-01

```

Figura 102. Resultados del recierre monofásico en la línea a 500 kV en la que se obtuvo la mayor sobretensión

```

9.15178726 9.18188678 .3567435E8 371918.395 -183512.89 184814.447 4.37354791 4.34789167 5686.61782
Times of maxima : .5787274 .5645449 .5672783 .5672783 .5645449 .5787274 1.0 1.0 1.0
Random switching times for energization number 6 :
85 5.5934178E-01

---- Step number has exceeded INTINF=99999999 so wrap it around through zero to unity.
%% % % % % Final time step, PLTFIL dumps plot data to ".PLA" disk file.
Done dumping plot points to C-like disk file.

9.67440999 9.29976045 .3251309E9 -386810.85 -185496.94 189196.504 4.37388549 4.34711718 73767.176
Times of maxima : .5618476 .5643894 .560483 .560483 .5643894 .5618476 1.0 1.0 1.0
Random switching times for energization number 7 :
85 5.644084E-01

```

Figura 103. Resultados del recierre monofásico en la línea a 220 kV en la que se obtuvo la mayor sobretensión

Con los respectivos tiempos localizados en la Figura 102 y Figura 103, se realiza la programación del interruptor monofásico controlado por tiempo encargado de ejecutar el recierre.

Component: TSWITCH

Attributes Characteristic

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
T-cl	s	0.56671026	From	A	X0002
T-op	s	1000	To	A	X0003
Imar	Amps	0			
3-ph	0/1	0			

Order: 0 Label:

Comment:

Output Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 104. Configuración del interruptor monofásico controlado por tiempo para recierre monofásico con tiempo crítico en línea a 500 kV

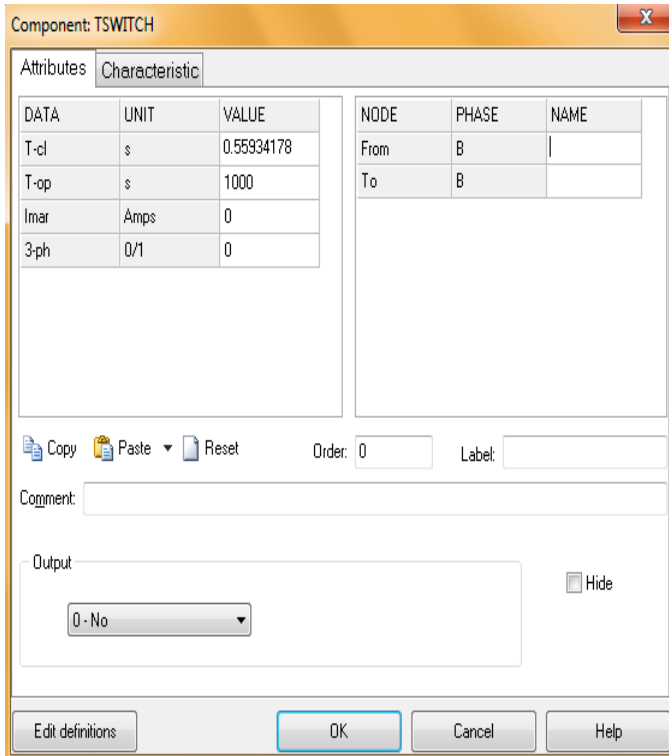


Figura 105. Configuración del interruptor monofásico controlado por tiempo para recierre monofásico con tiempo crítico en línea a 220 kV

Resultados de la simulación y análisis. En la Tabla 14 se presentan los resultados del recierre monofásico para ambas líneas. Se obtienen valores cercanos a los límites establecidos en la Tabla 13.

Tabla 14. Tensión en el extremo de la línea por recierre monofásico

Caso de estudio	Tensión máxima (p.u)	Tensión estadística (p.u)	Energía en descargadores (kJ)
Recierre monofásico línea a 500 kV	2,40	2,39	4710
Recierre monofásico línea a 220 kV	1,26	2,37	73,77

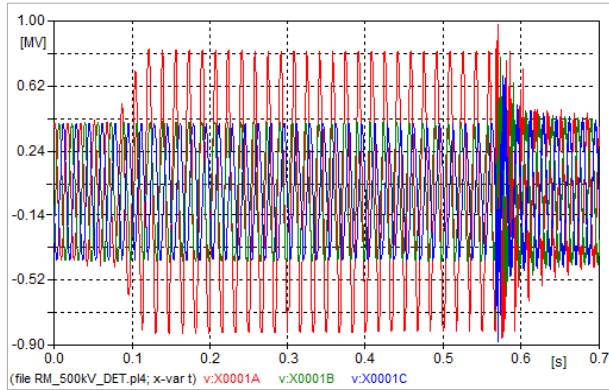


Figura 106. Tensión en las tres fases línea, 500 kV

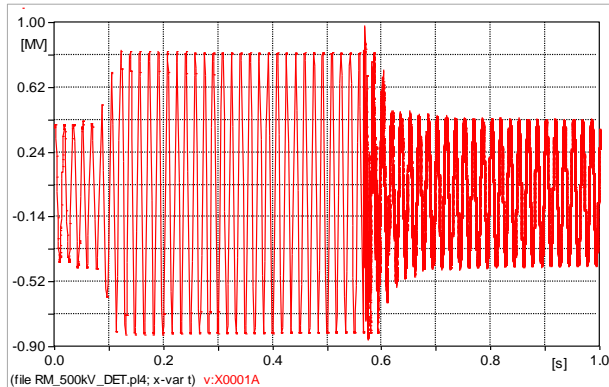


Figura 107. Tensión en la fase en recierre, línea 500 kV

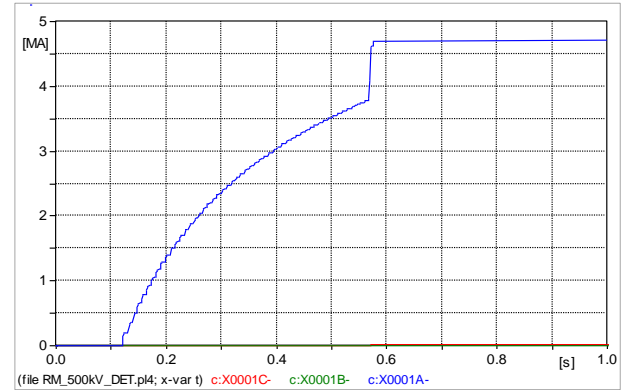


Figura 108. Energía en descargadores, línea 500 kV

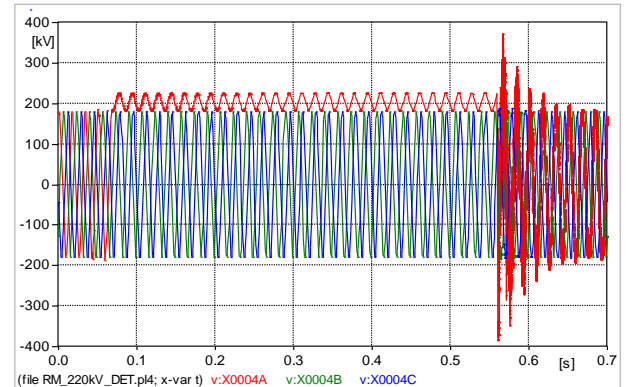


Figura 109. Tensión en las tres fases, línea 220 kV

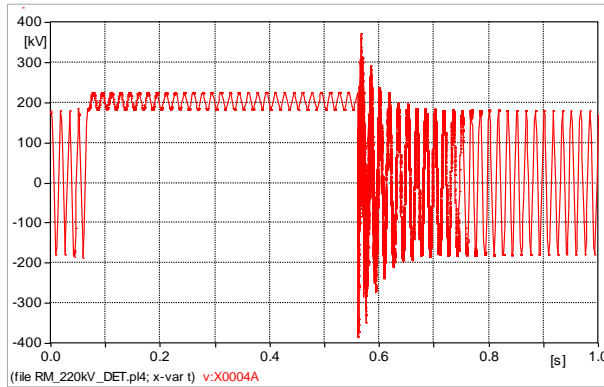


Figura 110. Tensión en la fase en recierre, línea 220 kV

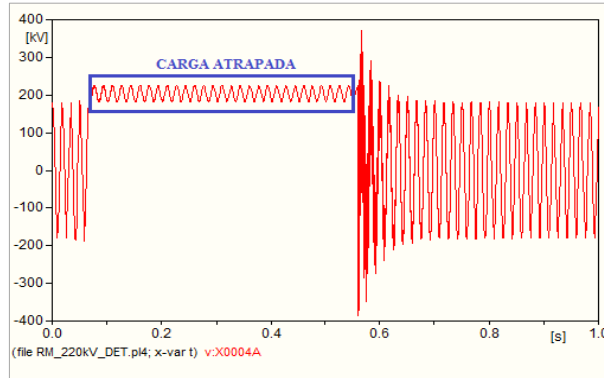


Figura 111. Carga atrapada en la fase en recierre, línea 220 kV

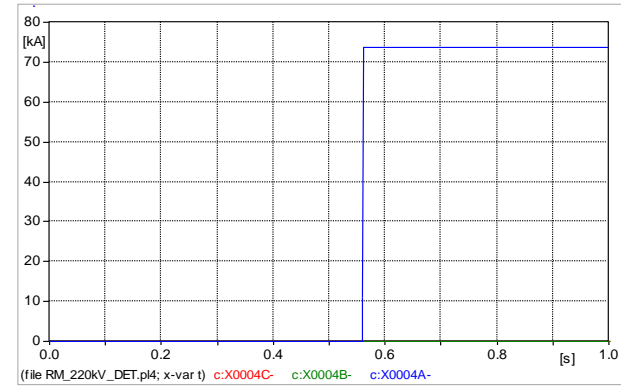


Figura 112. Energía en descargadores, línea 220 kV

Los resultados muestran que se presentan sobretensiones considerables en la fase con falla, especialmente en la línea a 500 kV, donde se registra una tensión máxima de 2,4 p.u. y una estadística de 2,39 p.u. La disipación de energía en los descargadores de sobretensión para el caso de la línea a 220 kV, se encuentra alrededor del 2%, mientras que la energía disipada en los descargadores de sobretensión de la línea a 500 kV se encuentra alrededor del 80%, un valor elevado al que es necesario prestarle atención, ya que está muy cerca del límite del equipo. En base a esta información, se genera la necesidad de hacer un análisis un poco más profundo en la línea a 500 kV para ver si es posible o no implementar el recierre monofásico. En el numeral 2.6 se presenta el análisis de arco secundario para esta línea.

2.6 Análisis del arco secundario en línea a 500 kV

El fenómeno de la corriente de arco secundario es una consecuencia directa del recierre monofásico. Cuando se presenta un cortocircuito en una línea de transmisión, se origina la corriente de arco primario, luego de realizar el despeje de la falla, esta sigue siendo alimentada por las corrientes producidas debido al acople electromagnético entre la fase en falla y las fases sanas. Esta corriente es denominada corriente de arco secundario [3], [32].

Algunos de los parámetros que influyen en la duración de la corriente de arco secundario son la corriente de arco primario, acople entre las fases, tensión del sistema, condiciones atmosféricas, componente de cd y la geometría de las torres, especialmente en líneas a 500 kV y tensiones superiores [33], [34].

Modelo para el estudio del arco secundario. Existen varios modelos desarrollados para el estudio de este fenómeno. Cada modelo emplea parámetros y supuestos diferentes. En la Tabla 15 se muestra la información básica de algunos de los modelos desarrollados para estudio de corrientes de arco [34].

Tabla 15. Comparación de algunos modelos para el estudio del arco

Modelo	Se basa en	Concepto
May'r	Propiedades físicas del arco	Ideal para simular pequeñas corrientes
Cassie	Propiedades físicas del arco	Ideal para simular altas corrientes
Kizilcay	Resistencia dinámica del arco	Fácil de implementar, es el más usado
KEMA	Modificaciones al modelo de May'r	Interruptores especiales, difícil implementación
Habedank	Propiedades de Cassie y May'r	Combina las características de los modelos en los que se basa. Difícil implementación
Schavemaker	Modelo de May'r con Tau y P_0 como funciones de la potencia de entrada	Fácil implementación. Ideal para representar la zona de corriente cero

En la Tabla 15 se observa que el modelo de Habedank es una combinación de los modelos de Cassie y May'r, por lo que puede representar mejor el fenómeno en zonas de corrientes altas como

en las zonas de corrientes cercanas a cero [34]. Por esta razón se implementa este modelo para el estudio de arco secundario.

Implementación del modelo de Habedank en el lenguaje de MODELS del ATP. El procedimiento para la creación e implementación de MODELS, se describe a continuación.

Lo primero es buscar el elemento en el menú rápido de elementos del ATP.

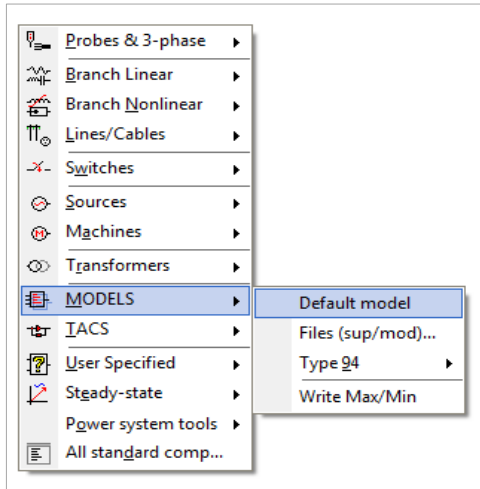


Figura 113. Localización del MODEL en el menú rápido del ATP

Al seleccionar el elemento, aparece en la hoja de trabajo un gráfico como el mostrado en la Figura 114.

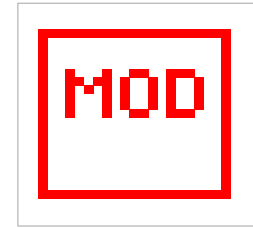


Figura 114. Representación gráfica del MODEL en el ATP

Al dar doble clic sobre este elemento, aparece una ventana con los ajustes del MODEL. Se selecciona la opción *Edit*.

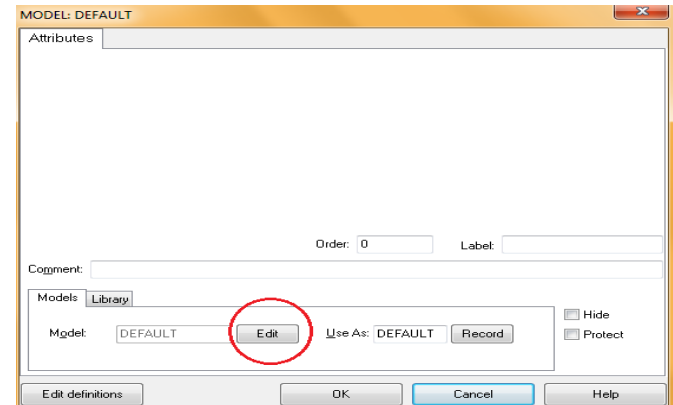
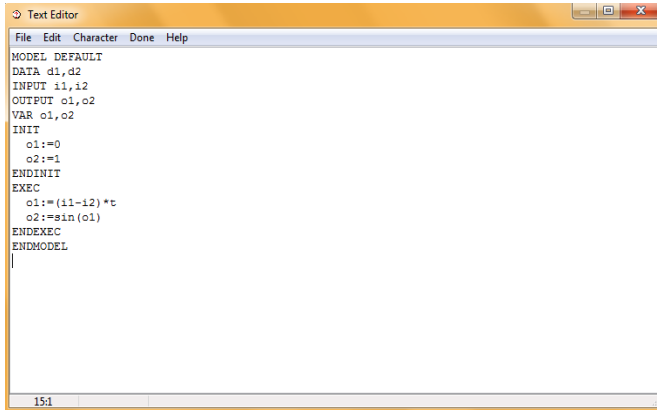


Figura 115. Ventana de ajustes del MODEL

Al seleccionar esta opción, aparece una nueva ventana como la que se muestra en la Figura 116.



```

Text Editor
File Edit Character Done Help
MODEL DEFAULT
DATA d1, d2
INPUT i1, i2
OUTPUT o1, o2
VAR o1, o2
INIT
  o1:=0
  o2:=1
ENDINIT
EXEC
  o1:=(i1-i2)*t
  o2:=sin(o1)
ENDEXEC
ENDMODEL
151

```

Figura 116. Editor de texto del MODEL

Esta ventana es el editor de texto del MODEL, en la cual debe introducirse el siguiente código, que describe el modelo de Habedank para el estudio de arco secundario [34].

```

MODEL Habedank
Comment
  * Modelo de Habedank para representar el *
  * comportamiento del arco eléctrico primario y *
  * secundario *
  * Input: Tensión del sistema U y corriente de arco *
  Iarc *
  * Output: comportamiento de Rarc, resistencia de *
  arco *
endcomment
INPUT U, Iarc

```

```

OUTPUT Rarc
DATA Uc {DFLT:9.6}, Po {DFLT:1}, TAUc
{DFLT:8.e-4}, TAUm
{DFLT:8.e-4}
VAR g, gc, gm, G1, G2, Rarc
HISTORY gc {DFLT:1}
gm {DFLT:1}
g {DFLT:1}
G1 {DFLT:1}
G2 {DFLT:1}
Rarc {DFLT:1E-8}
INIT
Rarc:=1E-8
ENDINIT
EXEC
G1:=(Iarc*Iarc)/(Uc*Uc*gc)
G2:=(Iarc*Iarc)/(Po)
LAPLACE(gc/G1):=(1/s0)/(1/s0+TAUc/s1)
LAPLACE(gm/G2):=(1/s0)/(1/s0+TAUm/s1)
g:=(1/gc)+(1/gm)
IF (g<1e-10) THEN
Rarc:=1E38
ENDIF
IF (g>1e-10) THEN
Rarc:=g
ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL

```


A continuación se da clic en la opción *Done* para guardar los cambios.

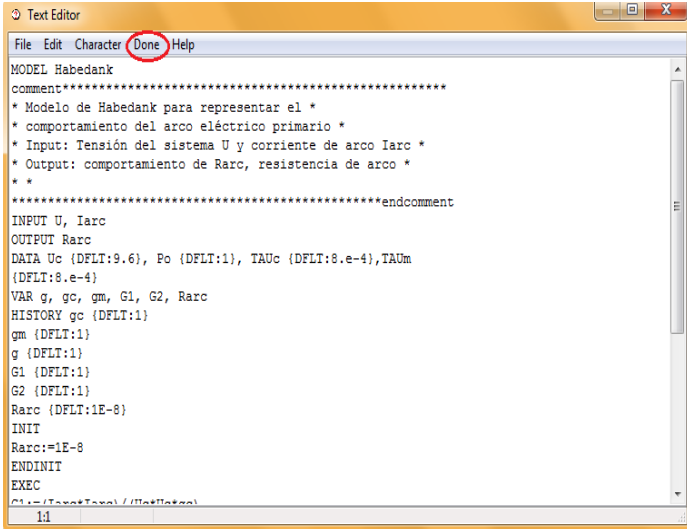


Figura 117. Introducción del código en el editor de texto

Seguidamente, aparece un cuadro de diálogo que pregunta si se está de acuerdo con las variables definidas en el código. Clic en *yes* para finalizar el proceso.

Finalmente se abre una ventana que muestra y permite la configuración de las variables que se definieron en el MODEL. Clic en *ok* para terminar.

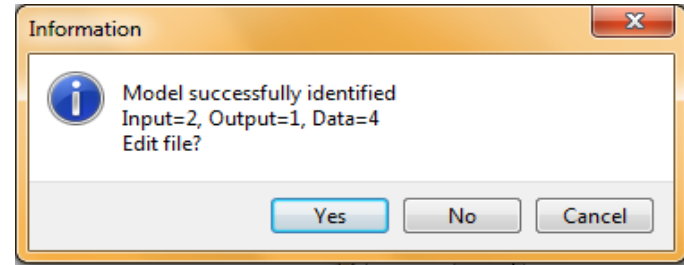


Figura 118. Cuadro de diálogo emergente luego de salvar los cambios realizados en el editor de texto

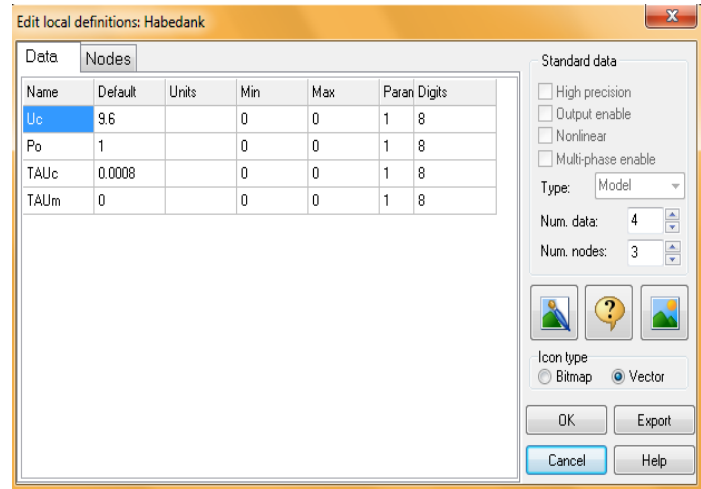


Figura 119. Ventana de edición de las variables del MODEL

El resultado gráfico final del MODEL se ilustra en la Figura 120.

Luego de tener listo el modelo en lenguaje de MODELS, se procede a conectar el elemento a la red. La salida del modelo (Iarc) controla una resistencia TACS Type 91 que varía con respecto al tiempo de acuerdo al valor que le da el modelo (esta resistencia no se configura, sus valores dependen del MODEL). En la Figura 122 se muestra la conexión del MODEL al sistema.

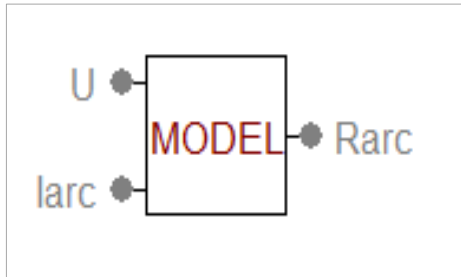


Figura 120. Representación gráfica final del MODEL

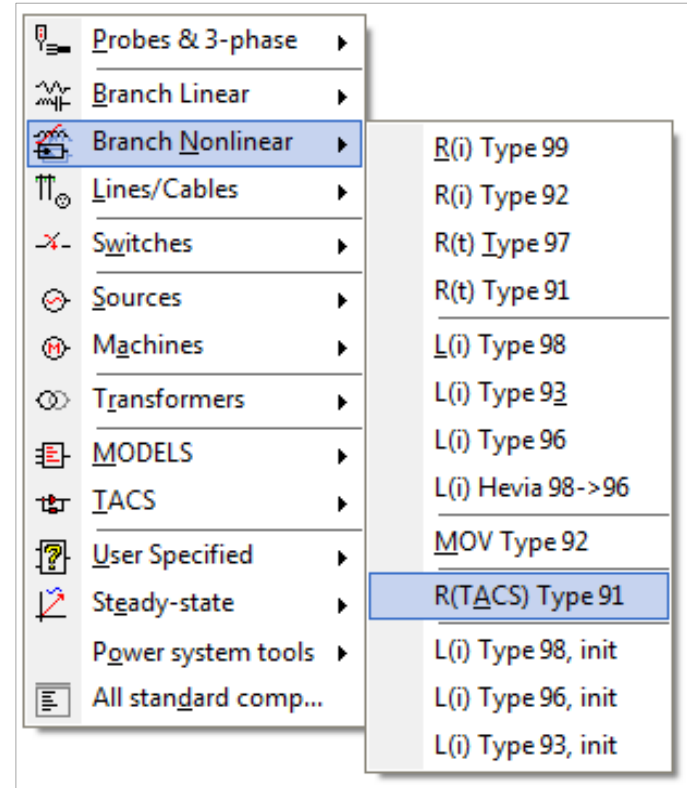


Figura 121. Localización de la resistencia TACS Type 91 en el menú rápido de elementos

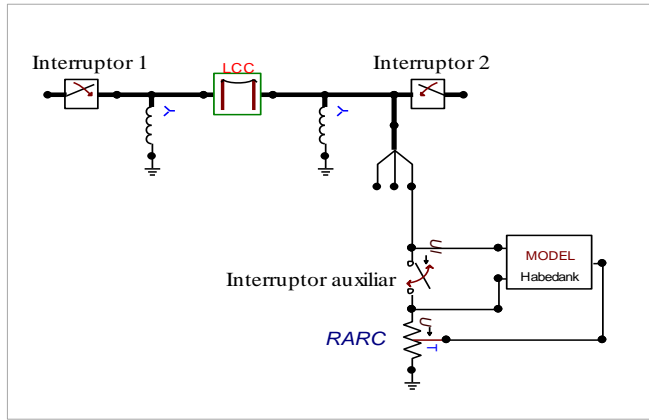


Figura 122. Conexión del modelo de estudio de arco secundario a la línea de transmisión

Configuración y asignación de tiempo de los interruptores. Para efectos de la simulación, se aplica una falla (representada por el MODEL y la resistencia no lineal) en la fase en la que se evalúa el recierre (Fase A). Se realizan 3 simulaciones: una en cada extremo de la línea y otra en la mitad. El instante en el que se aplica la falla corresponde al momento en el que la onda de tensión asociada a la Fase A cruza por cero, de este modo se obtiene la peor condición, ya que en este instante la corriente de falla presenta la máxima componente de cd [35].

La medición de este tiempo se realiza ejecutando una simulación en la que el sistema opere normalmente (sin ningún tipo de

evento), ubicando un medidor de tensión en ambos extremos de la línea y haciendo el respectivo análisis de la onda para identificar los tiempos de cruce por cero. Para el caso en el que se aplica la falla en la mitad de la línea, el tiempo de falla puede ser el medido en cualquiera de los dos extremos de la línea

El tiempo de falla en las terminales del interruptor asociado a la subestación A es $t_f = (0,005216)$ s y en las terminales del interruptor asociado a la subestación B es $t_f = (0,005202)$ s. El polo del interruptor correspondiente a la fase en falla abre en $t_{cb1} = (0,1 + t_f)$ s, luego el polo del interruptor en el extremo remoto abre en $t_{cb2} = (0,033 + t_{cb1})$ s. Finalmente, el interruptor auxiliar, que modela la extinción de la falla, abre en $t_a = (0,5 + t_{cb2})$ s. Los 0,1 s involucrados en el tiempo t_{cb1} , corresponden al tiempo de detección de la falla.

Los criterios para evaluar la extinción del arco secundario son los definidos por el CESI (Centro Electrotécnico Experimental Italiano): 40 A pico ó 28 A rms para la corriente de arco secundario y 80 kV para el primer pico de la tensión de restablecimiento, con una pendiente para esta última de 8 kV/ms.

Para este análisis es necesario modificar el paso de cálculo del ATP, ya que con el paso definido para las demás simulaciones, el modelo de arco secundario presenta problemas numéricos.

En la Figura 125, Figura 126, Figura 127, Figura 128, Figura 129 y Figura 130 se muestran los ajustes realizados en ATP para cada una de las simulaciones.

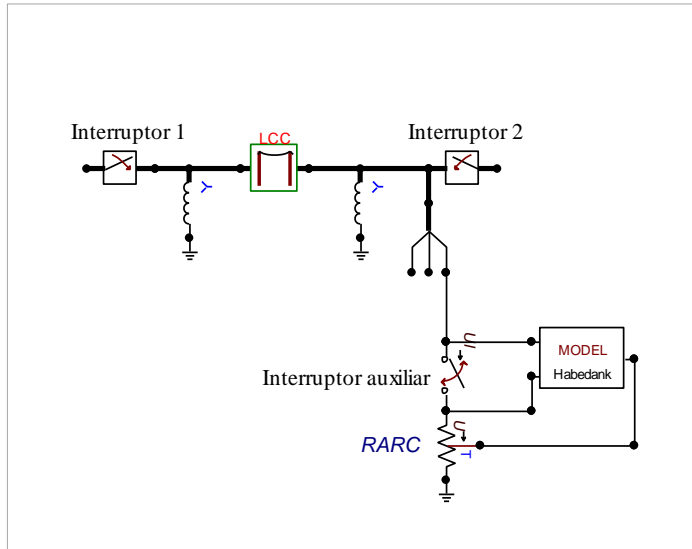


Figura 123. Modelo para falla en extremo de la línea

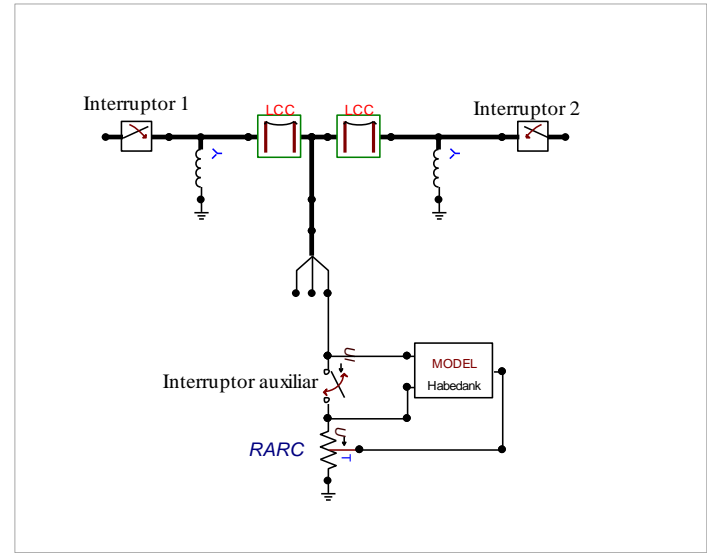


Figura 124. Modelo de falla en la mitad de la línea

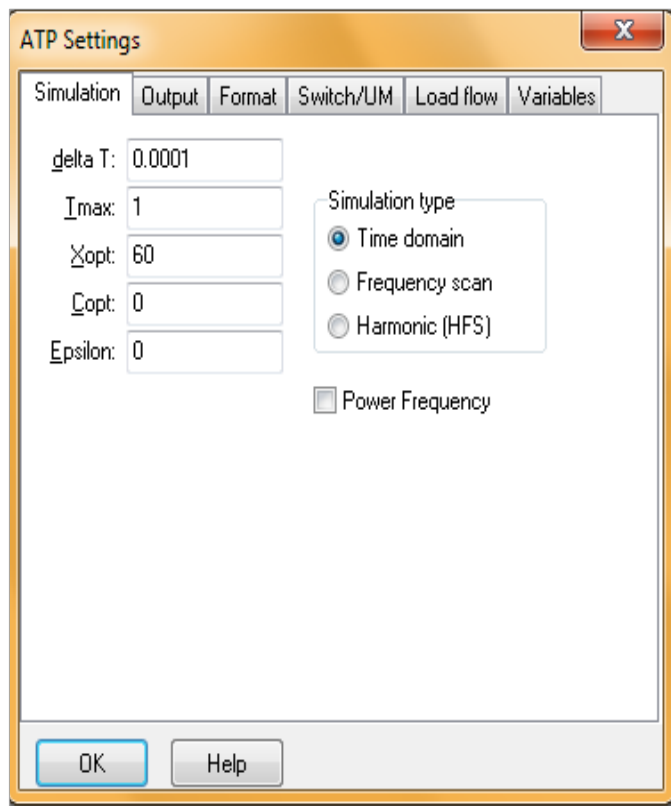


Figura 125. Ajustes del ATP para las simulaciones de arco secundario

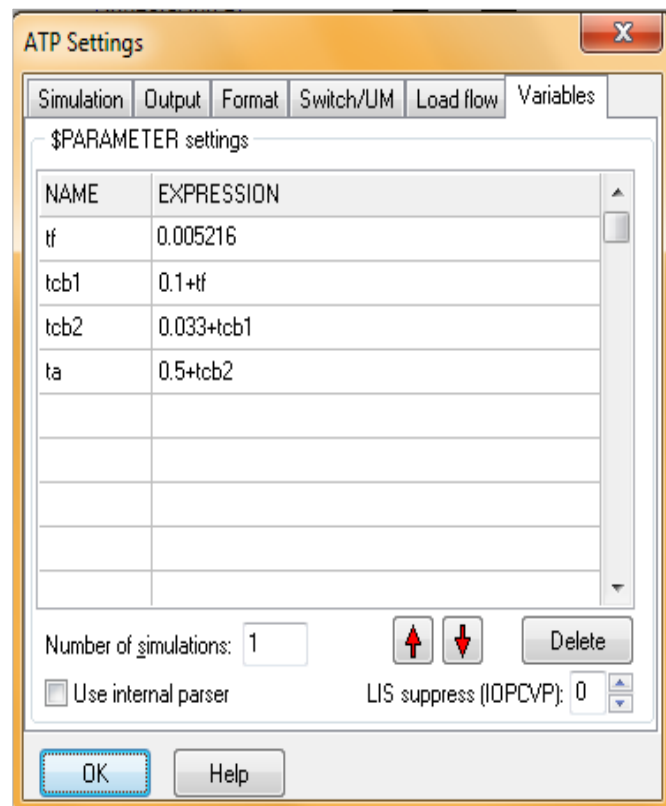


Figura 126. Variables definidas para falla en extremo A

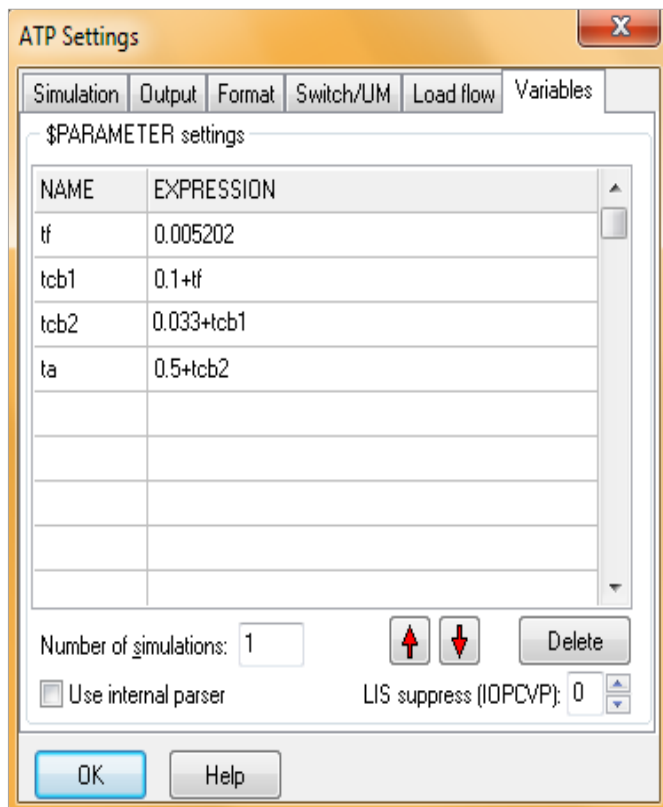


Figura 127. Variables definidas para falla en extremo B

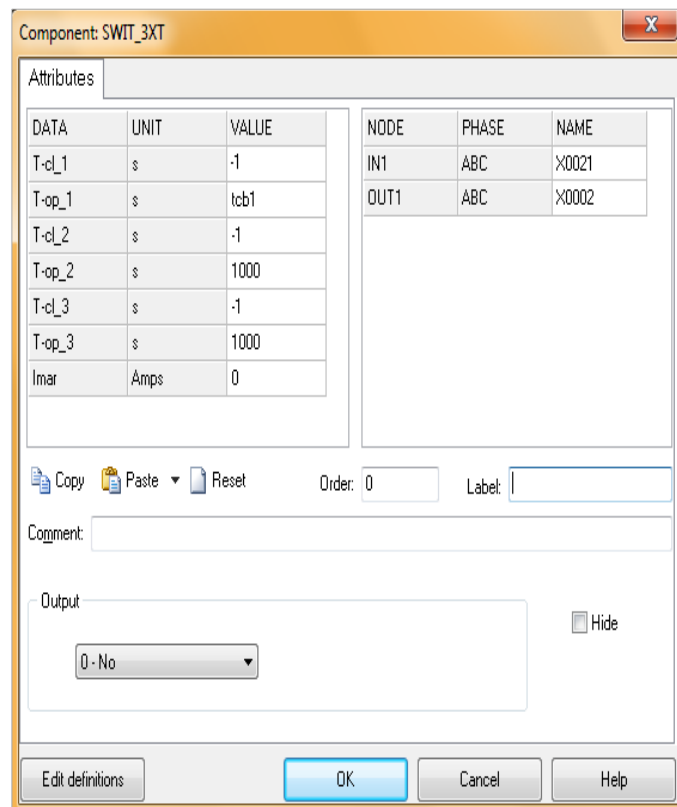


Figura 128. Configuración interruptor asociado al extremo en falla

Component: SWIT_3XT

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
T-cl_1	s	-1	IN1	ABC	X0020
T-op_1	s	tcb2	OUT1	ABC	X0009
T-cl_2	s	-1			
T-op_2	s	1000			
T-cl_3	s	-1			
T-op_3	s	1000			
Imar	Amps	0			

Order: 0 Label:

Comment:

Output: 0 - No Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 129. Configuración del interruptor en el extremo remoto

Component: TSWITCH

Attributes Characteristic

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
T-cl	s	tf	From	A	
T-op	s	ta	To	1	
Imar	Amps	0			
3-ph	0/1	0			

Order: 0 Label:

Comment:

Output: 3 - Current&Voltage Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 130. Configuración del interruptor auxiliar

Resultados de la simulación y análisis. Los resultados de la corriente de arco secundario para cada una de las fallas definidas se ilustran en la Figura 131, Figura 132 y Figura 133.

En la Figura 131, Figura 132 y Figura 133 se observa que la corriente nunca cruza por cero en un periodo de tiempo de 900 ms debido a su gran componente de directa, excepto en el caso de la Figura 133, donde la corriente llega a cero y se extingue en un tiempo mayor a los 750 ms. Esto no es aceptable, ya que el tiempo muerto definido para las protecciones es de 500 ms. No es necesario aplicar los criterios del CESI ya que estos resultados son suficientes para afirmar que las posibilidades de extinción de la corriente de arco secundario son nulas. Como consecuencia de esto y lo obtenido en el numeral 2.5, se concluye que no es posible habilitar el recierre monofásico en esta línea con estos tiempos y condiciones operativas. La problemática podría solucionarse aumentando el tiempo de operación de las protecciones y/o añadiendo reactores de neutro a las líneas [31].

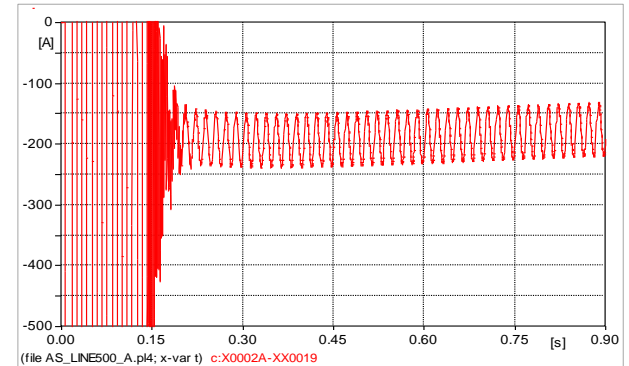


Figura 131. Corriente de arco secundario. Falla en extremo A

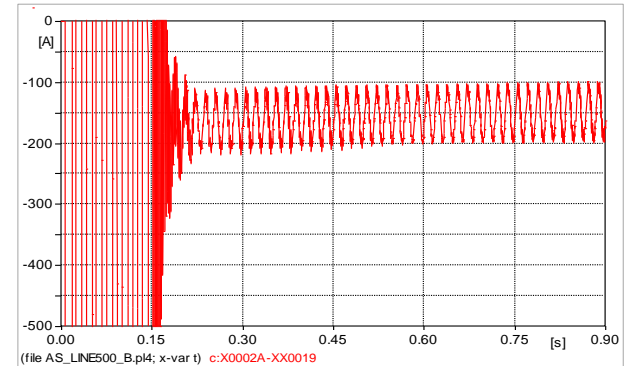


Figura 132. Corriente de arco secundario. Falla en extremo B

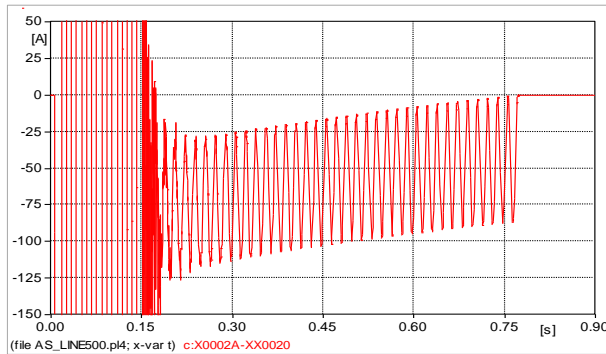


Figura 133. Corriente de arco secundario. Falla en la mitad

2.7 Verificación de TRV en interruptores de línea

La comprobación del TRV se hace en base a la norma IEC 62271-100. En la Figura 135 se presentan las curvas normalizadas de TRV correspondientes a los niveles de tensión nominal (U_r : rated voltage) de 245 kV y 550 kV, de acuerdo al tipo de falla (terminal ó kilométrica). No se verifica el TRV en oposición de fases ya que es una condición con muy baja probabilidad de ocurrencia [36].

Selección, configuración y asignación de tiempo de los interruptores. La comprobación del TRV se realiza con la implementación de interruptores controlados por tiempo.

Para simular la falla kilométrica, se aplica una falla monofásica sólida a tierra a una distancia de 1 km del interruptor analizado.

La fase en falla abre en un tiempo de 8 ms (aproximadamente medio ciclo).

Para la falla terminal, se aplica una falla trifásica en los bornes del interruptor. Las 3 fases de este abren en un tiempo de 8 ms (medio ciclo).

Los tiempos de apertura definidos son indiferentes, ya que el interruptor siempre abre en el tiempo de cruce por cero (más próximo por encima del tiempo de apertura definido) de la corriente.

El modelo de la falla monofásica y trifásica se hace con una resistencia lineal conectada en Y.

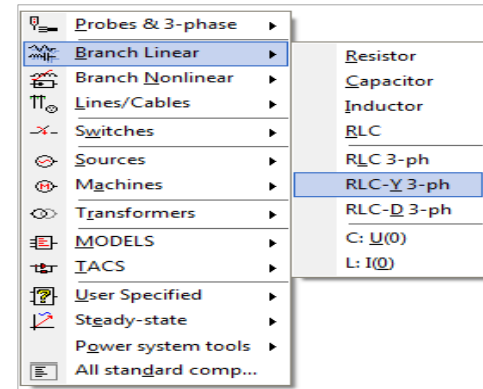


Figura 134. Localización de la resistencia que modela la falla trifásica y monofásica

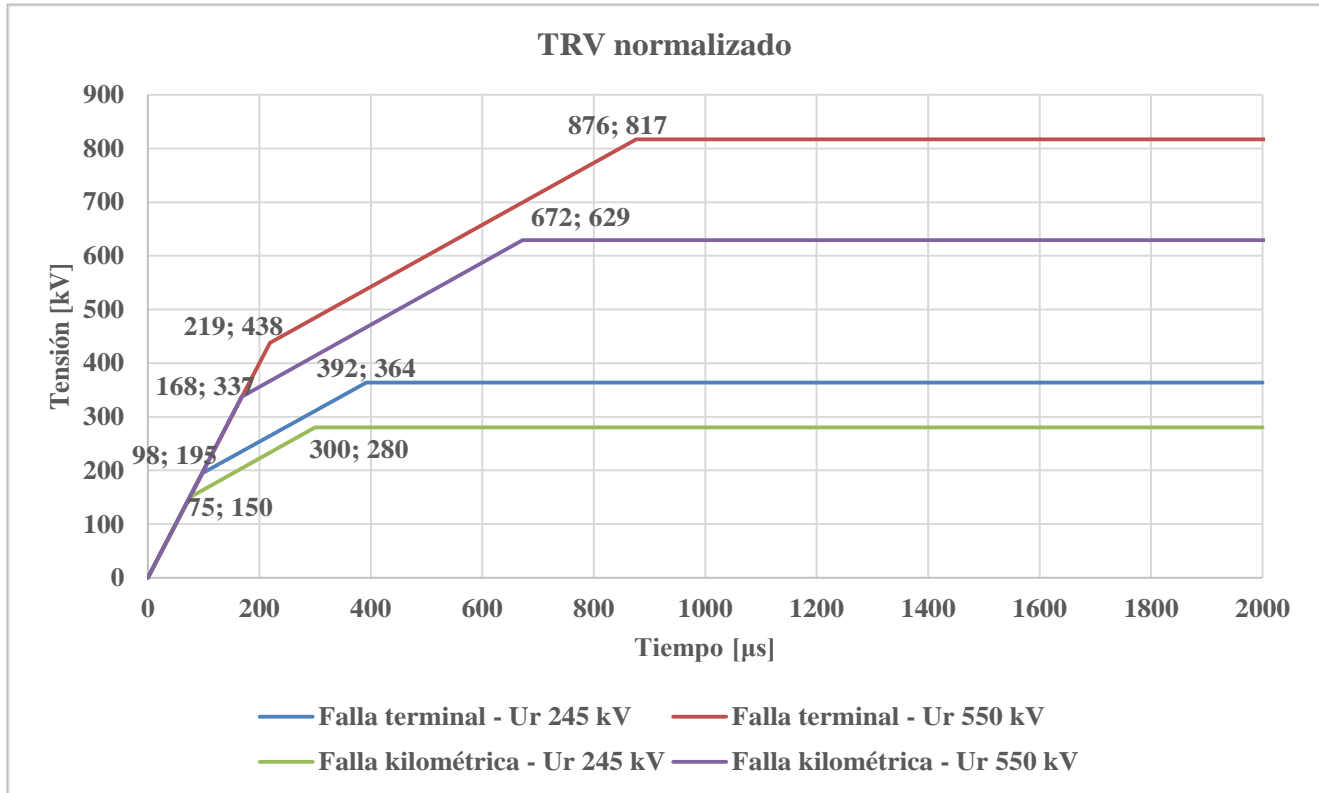


Figura 135. TRV Normalizado en interruptores

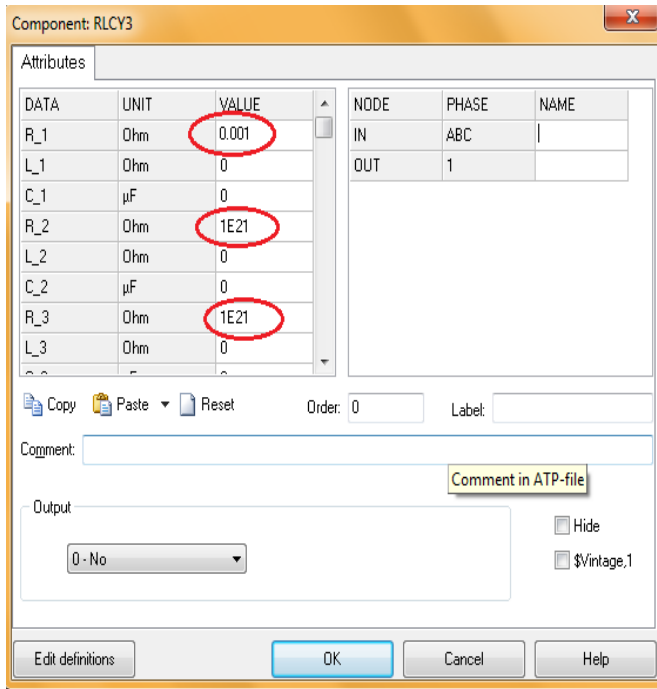


Figura 136. Ajustes de resistencia para falla monofásica sólida

Note que la configuración de la resistencia lineal tiene un valor muy pequeño ($0,001 \Omega$) y otros dos valores muy elevados ($1E21 \Omega$). Esta configuración corresponde al modelo de falla monofásica sólida a tierra

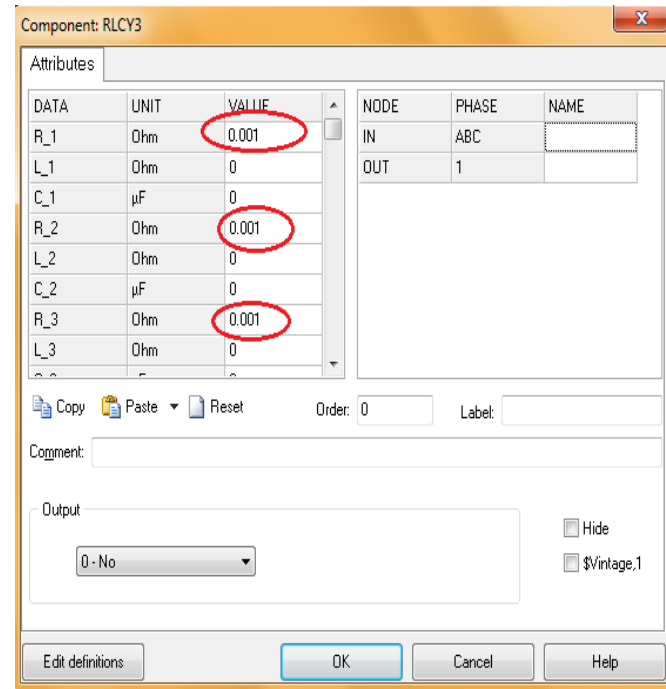


Figura 137. Ajustes de resistencia para falla trifásica sólida

En este caso la configuración de la resistencia lineal tiene todos sus valores muy pequeños ($0,001 \Omega$), lo que corresponde al modelo de falla trifásica sólida a tierra.

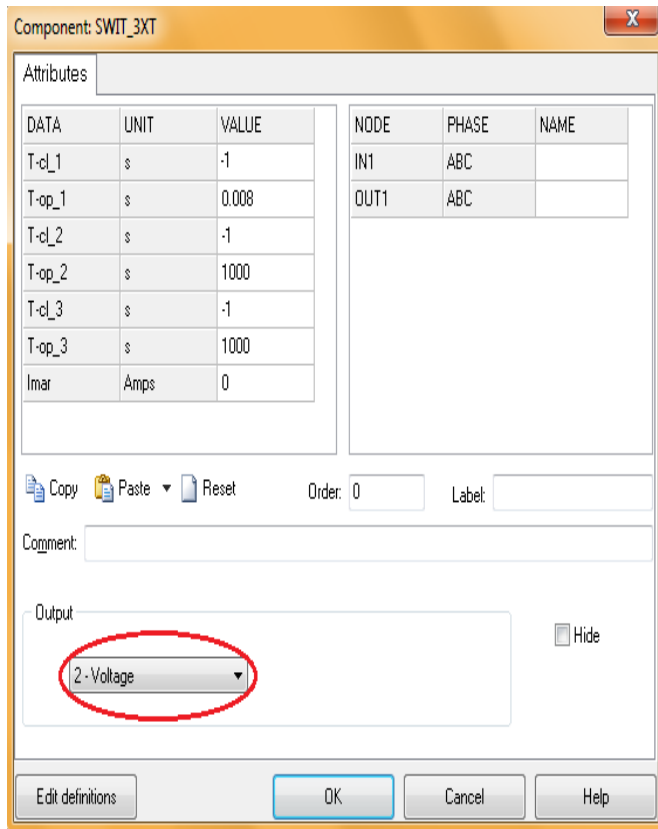


Figura 138. Ajustes de interruptor para falla kilométrica

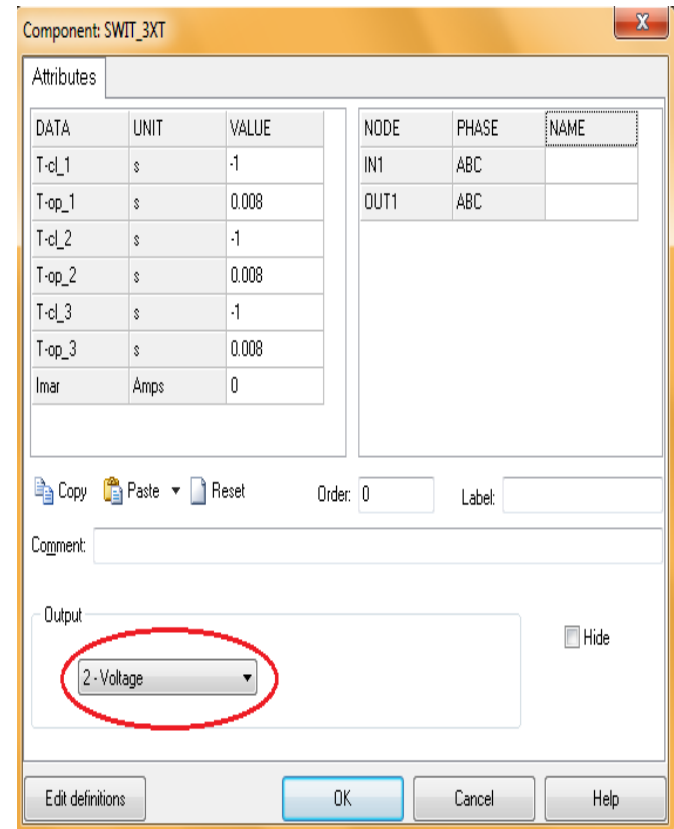


Figura 139. Ajustes de interruptor para falla terminal

El óvalo rojo en la Figura 138 y Figura 139 indica que el interruptor debe registrar la tensión, ya que esta es la variable de interés en este caso y es la forma más cómoda de medirla.

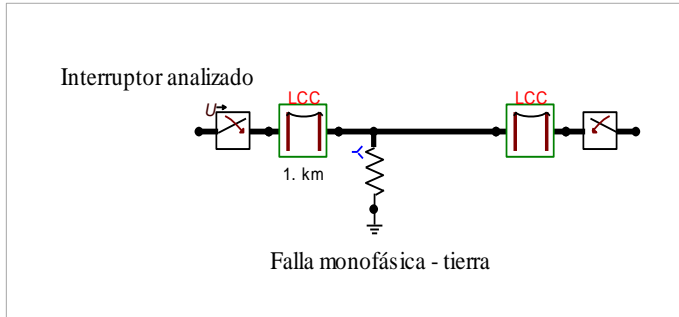


Figura 140. Modelo para verificación de TRV. Falla kilométrica

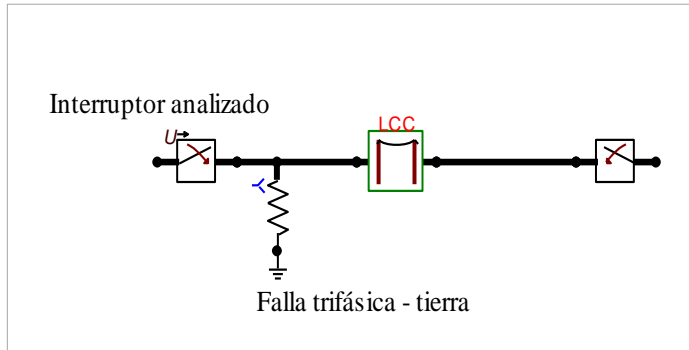


Figura 141. Modelo para verificación de TRV. Falla terminal

Tratamiento de resultados. La variable de interés en esta ocasión es la tensión que presenta el interruptor en el momento de su apertura ante la falla. La tensión entre bornes del interruptor debe ser comparada con las curvas establecidas por la norma, ilustradas en la Figura 135. La mejor manera de realizar una comparación entre los resultados y la norma con el fin de verificar el cumplimiento del TRV, se logra superponiendo ambas curvas. Como no se tienen las herramientas para lograr generar en el ATP las curvas definidas en la norma y al mismo tiempo superponerlas con los resultados de la simulación, debe hacerse uso del archivo *.lis*. El archivo *.lis* contiene, además de la información que se ha mostrado en numerales anteriores, la información de la gráfica, es decir, contiene los puntos correspondientes a las variables medidas para cada instante de tiempo de la simulación, lo que permite al usuario obtener los resultados gráficos de la simulación no solo por parte del ATP. Los datos del archivo *.lis* permiten ser llevados a otro software, como por ejemplo Excel, de tal manera que puedan ser graficados junto con las curvas definidas por la norma y lograr la comparación deseada.

Para poder obtener del archivo *.lis* los valores de tensión en bornes del interruptor punto a punto para cada instante de tiempo, deben realizarse algunos ajustes en el ATP Settings.

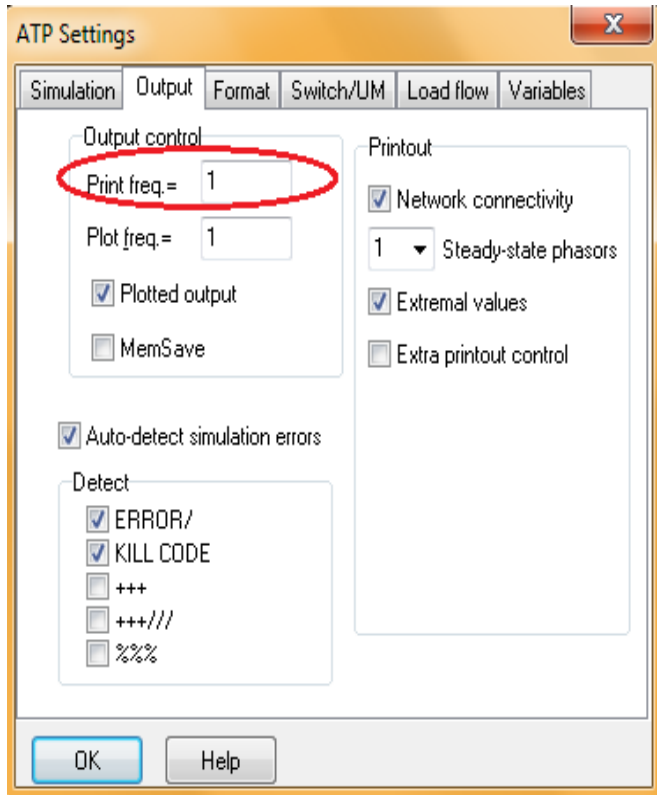


Figura 142. Ajustes del *ATP Settings* para obtener los valores de tensión punto a punto en el archivo *.lis*

El parámetro encerrado en el óvalo rojo en la Figura 142, viene por defecto configurado con un valor de 500. Esto hace que el muestreo de la gráfica registrado en el archivo *.lis* no sea punto a punto sino que aumente en pasos de 500 ms, lo que genera pérdida de información importante de la gráfica. Para lograr obtener cada uno de los puntos y evitar que se pierda información gráfica, debe modificarse ese valor a 1.

Column headings for the 4 EMT output variables follow. These First 3 output variables are electric-network voltage differences. Next 1 output variables belong to MODELS (with "MODELS" as

Step	Time	X0038A X006A	X0038B X006B	X0038C X006C	MODELS XX0018
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	.1E-5	0.0	0.0	0.0	0.0
2	.2E-5	0.0	0.0	0.0	0.0
3	.3E-5	0.0	0.0	0.0	0.0
4	.4E-5	0.0	0.0	0.0	0.0
5	.5E-5	0.0	0.0	0.0	0.0
6	.6E-5	0.0	0.0	0.0	0.0
7	.7E-5	0.0	0.0	0.0	0.0
8	.8E-5	0.0	0.0	0.0	0.0
9	.9E-5	0.0	0.0	0.0	0.0
10	.1E-4	0.0	0.0	0.0	0.0
11	.11E-4	0.0	0.0	0.0	0.0
12	.12E-4	0.0	0.0	0.0	0.0
13	.13E-4	0.0	0.0	0.0	0.0
14	.14E-4	0.0	0.0	0.0	0.0
15	.15E-4	0.0	0.0	0.0	0.0
16	.16E-4	0.0	0.0	0.0	0.0
17	.17E-4	0.0	0.0	0.0	0.0
18	.18E-4	0.0	0.0	0.0	0.0
19	.19E-4	0.0	0.0	0.0	0.0
20	.2E-4	0.0	0.0	0.0	0.0

Figura 143. Información de la gráfica contenida en el archivo *.lis*

En la Figura 143 se observa la información que contiene el archivo *.lis* referente a la gráfica. Se tiene el paso de cálculo, el tiempo y los valores de cada una de las variables que fueron monitoreadas en la simulación. Estos datos son los que deben ser llevados a Excel.

El análisis para la falla kilométrica, debido a que se lleva a cabo aplicando una falla monofásica, sólo se hace en la fase del interruptor encargada de despejar la falla, mientras que el análisis para falla terminal, que se lleva a cabo aplicando una falla trifásica, debe hacerse en cada una de las fases del interruptor. Por simplicidad, se hace el análisis en una sola fase, la que presenta el peor comportamiento.

Resultados de la simulación y análisis

Falla terminal. En la Figura 144 y Figura 145 se presentan los resultados para falla terminal. Para el interruptor de 220 kV, se hace el análisis en la Fase B y para el de 500 kV se hace en la Fase A. Ambas fases fueron las que peor comportamiento mostraron entre las tres.

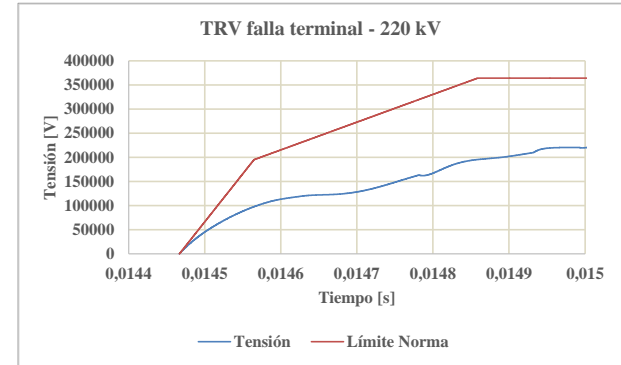


Figura 144. TRV interruptor línea a 220 kV, Fase B

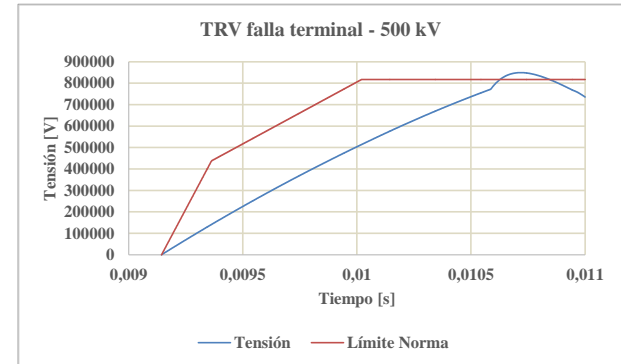


Figura 145. TRV interruptor línea a 500 kV, Fase A

En la Figura 144 se observa que el *TRV* cumple para el interruptor de 220 kV, ya que la tensión no sobrepasa la magnitud ni el crecimiento en el tiempo permitido por la norma, mientras que en la Figura 145, correspondiente al caso en 500 kV, hay una violación en el límite de la tensión permitida.

Falla kilométrica. En la Figura 146, Figura 147, Figura 148 y Figura 149 se ilustran los resultados para la falla kilométrica. Se observa una violación en el límite de tiempo de crecimiento de la tensión (*RRRV*) para el interruptor a 220 kV. El *TRV* para el interruptor a 500 kV se encuentra cerca del límite en cuanto a magnitud, pero no viola la norma.

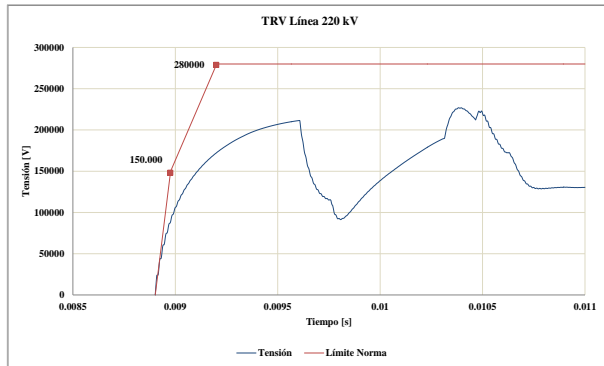


Figura 146. *TRV* interruptor línea a 220 kV, Fase A

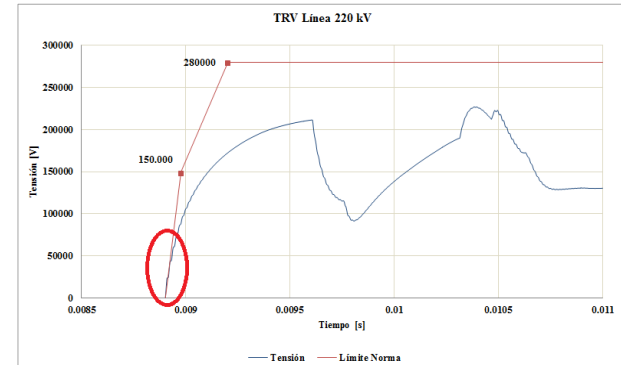


Figura 147. Punto de violación de la norma localizado en interruptor a 220 kV

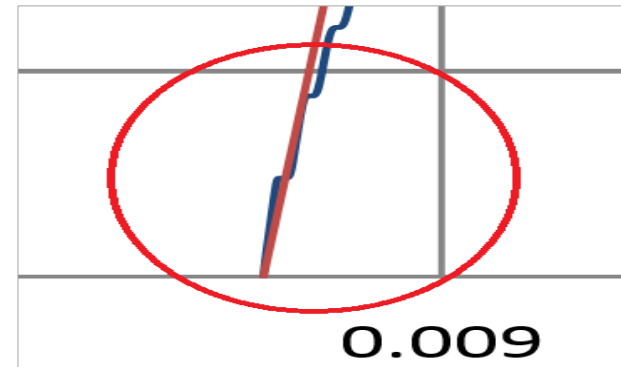


Figura 148. Punto de violación de la norma ampliado

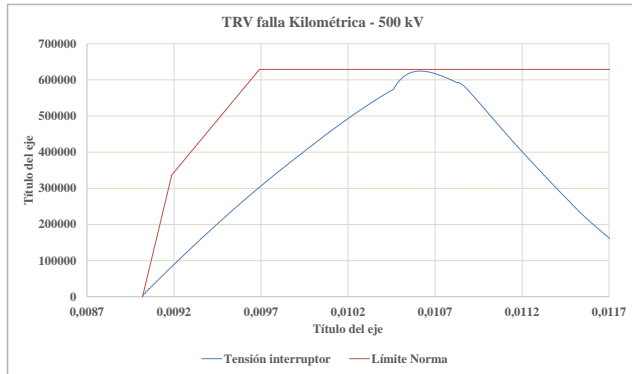


Figura 149. TRV interruptor línea a 500 kV, Fase A

Mitigación del TRV. Para corregir el TRV en las ocasiones en las que no se cumplen los criterios definidos por la norma en cuanto a magnitud y rata de crecimiento (*RRRV*), pueden aplicarse varios métodos [37]:

- Cambiar el interruptor por uno de mayor capacidad
- Uso de resistencias de apertura
- Uso de capacitancias en paralelo con el interruptor
- Descargadores de sobretensión en paralelo con los interruptores [38].

La medida 3 es implementada para reducir el *RRRV* y las tres restantes para disminuir la magnitud de la tensión.

En muchas situaciones el *RRRV* puede ser mejorado al incluir en las simulaciones las capacitancias parásitas de los equipos. Esto ayuda a reducir e inclusive a eliminar la necesidad de colocar capacitores en paralelo con el interruptor [38].

En la norma *IEEE C37.011-2011*, pueden encontrarse algunos valores de capacitancias parásitas típicas de equipos dependiendo de las características eléctricas del sistema.

Las resistencias de apertura se implementan principalmente en interruptores antiguos de aire comprimido, por lo que no son muy utilizadas en la actualidad [39].

Para efecto de las simulaciones, se implementan las medidas 3 y 4 en las situaciones en las que se presenten problemas con el TRV. Es importante resaltar que si existe alguna metodología para el dimensionamiento de los equipos que se van a utilizar para mitigar el efecto del TRV, no se aplica, ya que esto no hace parte de los objetivos del documento. Se emplean descargadores de sobretensión y capacitancias con características que permiten ilustrar el efecto de estos dispositivos sobre el fenómeno.

Para mejorar la condición en 500 kV, se coloca un descargador de sobretensión en paralelo con el interruptor. El descargador implementado en este caso es seleccionado de un catálogo de Siemens. El equipo se describe más detalladamente en los Anexos.

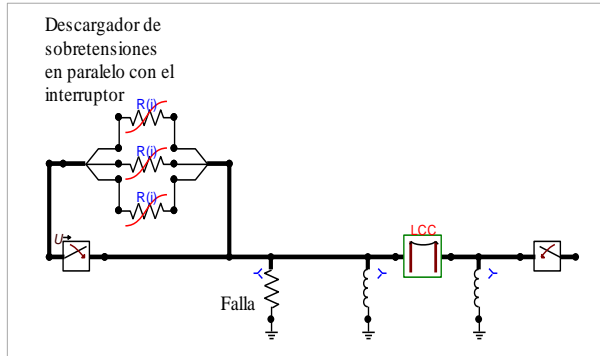


Figura 150. Modelo interruptor más descargador para corrección del TRV

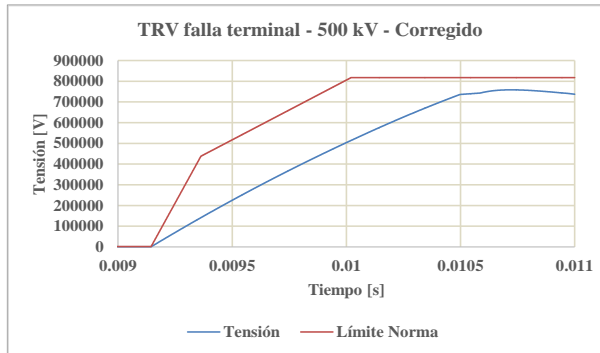


Figura 151. TRV interruptor línea a 500 kV con descargador de sobretensiones

En la Figura 151 se ilustran los resultados para el caso con el descargador de sobretensión en paralelo con el interruptor. Se observa como la magnitud de la tensión disminuye con respecto a lo observado en la Figura 145 y los valores de la curva no son sobrepasados. Se verifica la efectividad de esta medida

Para mejorar la condición ilustrada en la Figura 148, se coloca una capacitancia de 9 nF, obtenida por tanteo en las simulaciones, en paralelo con el interruptor. En la Figura 153 y Figura 154 se ilustran los resultados para el caso con la capacitancia en paralelo con el interruptor.

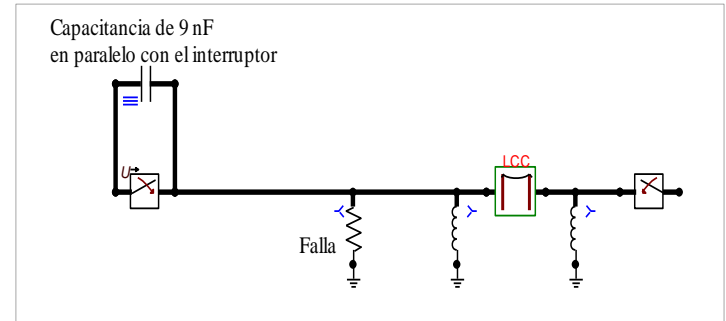


Figura 152. Modelo interruptor más capacitancias para corrección del TRV

En la Figura 154 se observa que luego de agregar los capacitores al interruptor, el RRRV disminuye, quedando por debajo de la norma y solucionando el problema. Se verifica la efectividad de la medida.

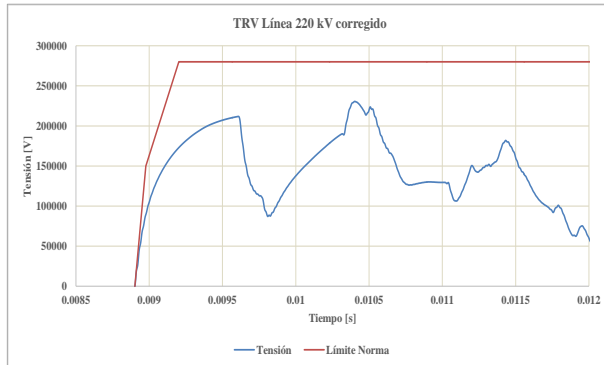


Figura 153. TRV interruptor línea a 220 kV con capacitancias

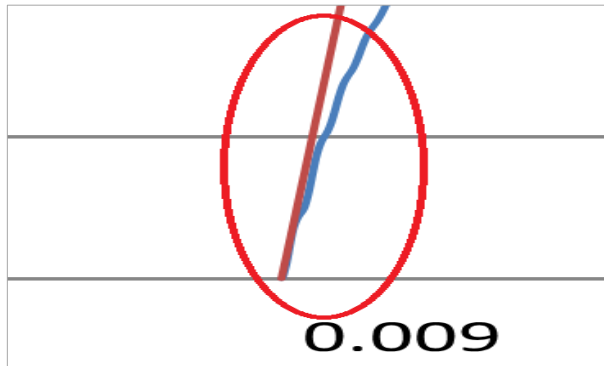


Figura 154. Punto de violación de la norma ampliado. Caso con capacitores

CONCLUSIONES

El uso de herramientas digitales se ha convertido en una necesidad para llevar a cabo un correcto planeamiento, diseño, dimensionamiento y operación de sistemas eléctricos, ya que estos programas contienen elementos que permiten simular de forma muy precisa y acertada cada una de las variables que influyen en el comportamiento de una red determinada.

Antes de ejecutar cualquier tipo de simulación es necesario tener claros y definidos los parámetros eléctricos y geométricos de cada uno de los elementos del sistema, la frecuencia de operación de la red y de los fenómenos a estudiar, ya que a partir de éstos parámetros se establecen datos de entrada como tiempos de configuración de interruptores y el paso de cálculo del software, datos críticos de los que depende obtener resultados congruentes y cercanos a lo real.

Conforme a los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones, se observa que uno de los parámetros que más influye en la severidad del transitorio es el voltaje de la red, ya que los resultados más críticos se obtuvieron para la tensión de 500 kV.

Los métodos de mitigación de fenómenos transitorios como el uso de resistencias de preinserción, mando sincronizado, descargadores de sobretensión y capacitancias en paralelo con los interruptores, muestran ser muy eficaces en la reducción del impacto de las maniobras sobre el sistema, lo que sugiere su implementación para conservar en mayor medida la vida útil de

los equipos. Cabe resaltar que algunos de los métodos como por ejemplo el uso de capacitancias y descargadores de sobretensión en paralelo con los interruptores para mitigar el efecto del *TRV*, pueden requerir de cierta metodología para ser calculados y dimensionados correctamente.

Una de las maniobras más importantes en los sistemas de potencia es el recierre monofásico, ya que el 90% o más de las fallas presentadas en los sistemas eléctricos son monofásicas a tierra, por lo que no es suficiente realizar solamente un estudio de sobretensiones transitorias, sino que es necesario ejecutar análisis como el de la corriente de arco secundario para determinar o verificar el tiempo muerto de las protecciones, esto sumado a los estudios de estabilidad transitoria, que permiten verificar si con los tiempos de operación definidos el sistema no pierde su estabilidad y si definitivamente puede o no habilitarse la maniobra.

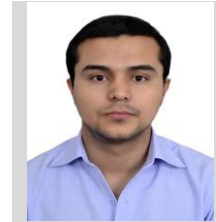
REFERENCIAS

- [1] L. Martínez Torres, «ESTUDIOS ESTADÍSTICO DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA DE INTERRUPTORES EN LINEAS DE TRANSMISIÓN EMPLEANDO EL PSCAD/EMTP,» Mexico, D.F, 2012.
- [2] C. Fuerte Esquivel y J. Guardado Zavala, «Introducción al Análisis de Transitorios Electromagnéticos en Sistemas Eléctricos de Potencia,» *Ciencia Nicolaita*, n° 6, pp. 141-148, 1994.
- [3] J. Das, *Transients in Electrical Systems. Analysis, Recognition, and Mitigation*, Mc Graw Hill, 2010.
- [4] L. F. Saá, «ANÁLISIS DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS EN LA ENERGIZACIÓN DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN UTILIZANDO EL PROGRAMA DIGSILENT POWER FACTORY,» Quito, 2010.
- [5] J. L. Torres, «CONTROL DE TRANSITORIOS DE MANIOBRA CON INTERRUPTORES CON MANDO SINCRONIZADO - APLICACIÓN A BANCOS DE CAPACITORES,» Quito, 2003.
- [6] R. Folkers, «DETERMINE CURRENT TRANSFORMER SUITABILITY USING EMTP MODELS.»
- [7] J. F. Piñeros Saldarriaga, «EL PROCESO DE LA SIMULACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS,» *Asociación de Ingenieros Electricistas AIE UdeA*, pp. 45-52.
- [8] A. Greenwood, *Electrical Transients y Power Systems*, John Wiley & Sons, Inc., 1991.
- [9] D. P. Landazuri y M. Rumipamba, «ESTUDIO Y PROPUESTA DE UN TIPO DE INTERRUPTOR A SER IMPLEMENTADO EN LA LÍNEA DE 500 kV MEDIANTE MODELACIÓN EN ATP,» Quito, 2011.
- [10] I. A. Isaac Millan, Interviewee, *Notas de clase Alta Tensión, UPB*. [Entrevista]. 2014.
- [11] J. Navarro Matarrita, «Transitorios Electromagnéticos en los Sistemas de

- Potencia.» 2012.
- [12] A. D´Ajuz, C. dos Santos Fonseca, F. M. Salgado Carvalho, J. Amon Filho, L. E. Nora Dias, M. P. Pereira, P. C. Vez Esmeraldo, R. Vaisman y S. de Oliveira Frontin, *TRANSITÓRIOS ELÉTRICOS COORDENAÇÃO de ISOLAMENTO*, Rio de Janeiro, 1987.
- [13] A. Rifaldi, «Electronic Edition of the ATP Rulebook inPDF Format.» vol. 3, nº 4, 2001.
- [14] Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book.
- [15] L. Dután, «Modelación de Transformadores para Estudios de Energización usando ATP-EMTP».
- [16] L. Restrepo, G. Caicedo y F. Castro, «Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia.» vol. 16, nº 1, 2008.
- [17] «IEC TR 60071-4. Insulation co-ordination - Part 4: Computational Guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks.» 2004.
- [18] N. Watson y J. Arrillaga, *Power Systems Electromagnetic Transients Simulation*, London, 2007.
- [19] M. Sánchez Tenorio, «Cálculos para la selección del pararrayos».
- [20] «Zensol. Construcción Sólida, Respaldo Sólido.» [En línea]. Available: <http://www.zensol.com/es/pruebas-de-tiempo-analisis-de-la-informacion#4221>. [Último acceso: 3 Marzo 2015].
- [21] G. Susanibar Celedonio, «TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS. Datos Necesarios para Realizar Simulaciones en ATP».
- [22] FURNAS/UFF, *Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento - Aplicação em Sistemas Elétricos de Alta Tensão*, Rio de Janeiro, 1987.
- [23] R. M. Jimenez Velez, «ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN OBRAPIA - EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A. - LOJA.» Cuenca, 2007.
- [24] Á. Juan, M. Sedano y A. Vila, «La Distribución Normal».
- [25] K. F. Sailema Morales y X. A. Proaño Maldonado, «ANÁLISIS DE SOBREVOLTAJES A FRECUENCIA INDUSTRIAL Y POR MANIOBRA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A NIVEL DE 500 kV.» Quito, 2010.
- [26] M. Oliveira, A. Bretas, O. Perrone, J. Reversat, H. Muñoz y R. Orellana Paucar, «Principales características de la corriente Inrush en Transformadores».
- [27] V. Marines Castillo y G. Idarraga Ospina, «Análisis de los modelos de transformadores para la simulación de la protección diferencial.» vol. XIII, nº 46, 2010.
- [28] IEB, «Coordinación de Aislamiento. Norma IEC 60071-2 vs Ingeniería por desempeño.» 2009.
- [29] G. Ziegler, «Transformer Protection.» 2007-2008.
- [30] J. Vivas, V. Mendoza y F. Ferri, «ESTUDIO DETALLADO DE LA MANIOBRA DE DESPEJE TRIFÁSICA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN».
- [31] J. H. Vivas Nava, «CONSIDERACIONES ACERCA DE LOS ESQUEMAS DE RECONEXIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.» 2002.
- [32] S.-H. Sohn, G.-J. Cho, J.-K. Park, Y.-S. Oh, C.-H. Kim, W.-J. Kim, H.-J. Oh, J.-J. Yang, T. Senjyu y T. Funabashi, «Analysis of Secondary Arc Extinction Effects according to the Application of Shunt Reactor and High Speed Grounding Switches in Transmission Systems.» vol. 4, nº 4, 2014.
- [33] J. H. Vivas N, V. Mendoza M. y A. L. Villadar V., «ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE FACTORES QUE INFLUYEN EN EL TIEMPO DE EXTINCIÓN DEL ARCO SECUNDARIO».
- [34] D. Cubillos Rodríguez y L. J. 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.» Bogotá, 2008.
- [35] Schneider Electric, «Cuaderno Técnico No. 158. Cálculo de corrientes de cortocircuito».

- [36] «IEC 62271-100. High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating-current circuit breakers,» 2008.
- [37] W. V. S. Azevêdo, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr., B. A. Souza y R. M. Soares, «Device to Limit Transient Recovery Voltage».
- [38] CIGRÉ Working Group A3.22, «Technical Requirements for Substation Equipment Exceeding 800 kV AC.,» 2008.
- [39] ABB, «Interruptores de Tanque Vivo. Guía para el comprador,» 2005.
- [40] ATP Rulebook.

AUTOR



Cristian Camilo ARIAS RODRÍGUEZ, nacido en Medellín, Colombia. Bachiller egresado del Colegio Salesiano Santo Domingo Savio (2008). Diplomado en Gerencia de Proyectos de la *Universidad Pontificia Bolivariana* (2013). Actualmente, egresado no graduado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la *Universidad Pontificia Bolivariana*, integrante del área de Estudios Eléctricos de la consultora *HMV Ingenieros Ltda* y docente en la Institución Educativa *Politécnico Interamericano* del municipio de La Ceja.

ANEXOS

Tabla 16. Parámetros de las líneas objeto de las simulaciones

Línea	Tensión (kV)	R_0 (Ω/km)	X_0 (Ω/km)	B_0 (Ω/km)	R_1 (Ω/km)	X_1 (Ω/km)	B_1 (σ/km)	Longitud (km)	Resistividad ($\Omega \cdot \text{m}$)
A - B	500	2,84E-01	8,33E-01	3,10E-06	2,21E-02	3,16E-01	5,21E-06	150	400
D - F	220	2,78E-01	1,05	2,33E-06	5,46E-02	5,29E-01	3,15E-06	103,35	100

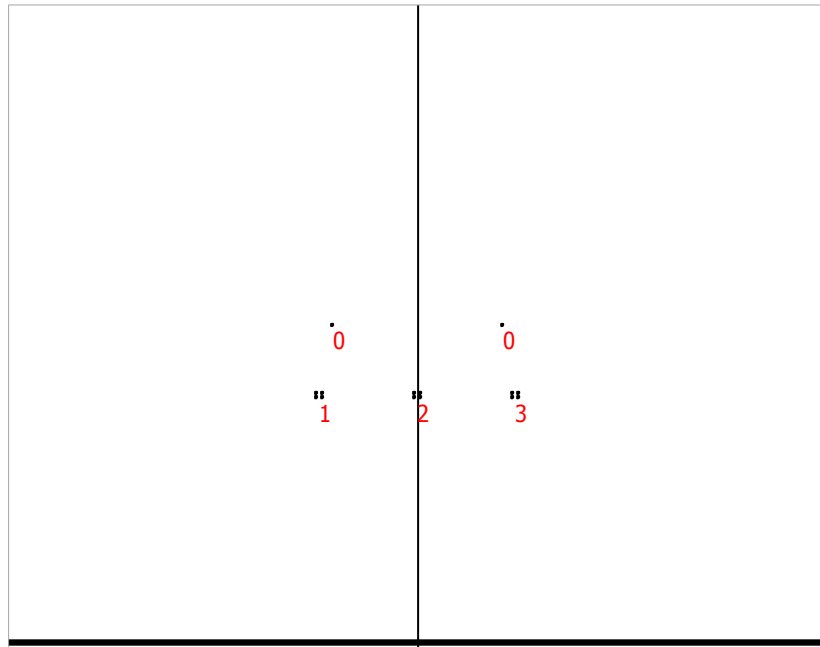


Figura 155. Configuración geométrica líneas a 500 kV

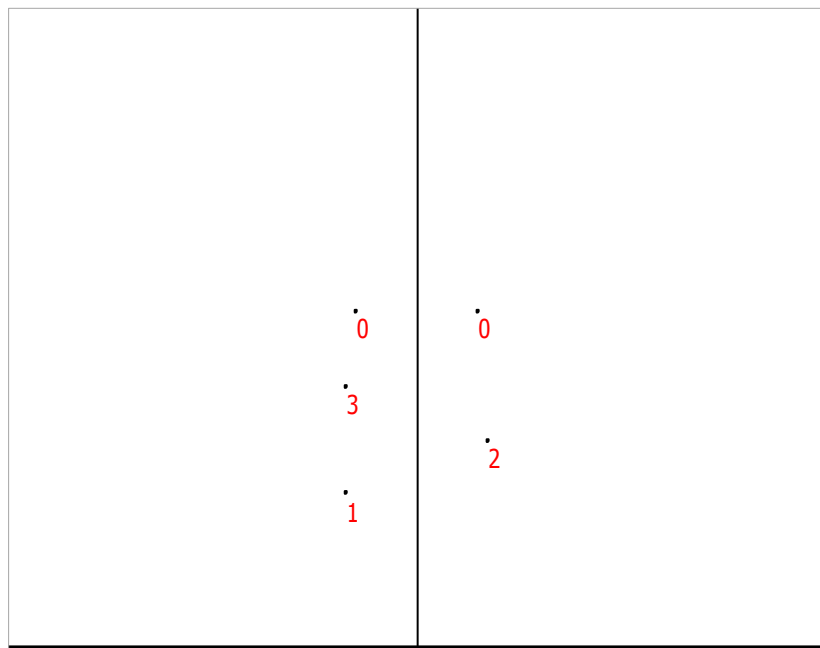


Figura 156. Configuración geométrica líneas 220 kV

Tabla 17. Características generales de los descargadores de ZnO

Descripción	Unidad	Tensión máxima del sistema (kV)		
		245	550	550
Tensión nominal (U_r)	kV	198	444	396
Tensión continua de operación (U_c)	kV	156	355	316
Corriente nominal de descarga (I_n)	kA	20	20	20
Clase de descarga de línea	Clase	5	5	5
Capacidad de disipación de energía	kJ/kV	13 U_r	25 U_r	25 U_r
Capacidad de disipación de energía.	MJ	2,57	11,10	9,90
Ubicación		Línea 220 kV	Línea 500 kV	Interruptor 500 kV

Tabla 18. Características de protección a maniobra

Característica	Tensión nominal U_r (kV)		
	198	444	396
Corriente (30/60 μ s)			
(A)	(kVpico)	(kVpico)	(kVpico)
0.001	370000	814000	736000
500	380000	856000	754000
1000	390000	872000	772000
2000	409000	909000	810000

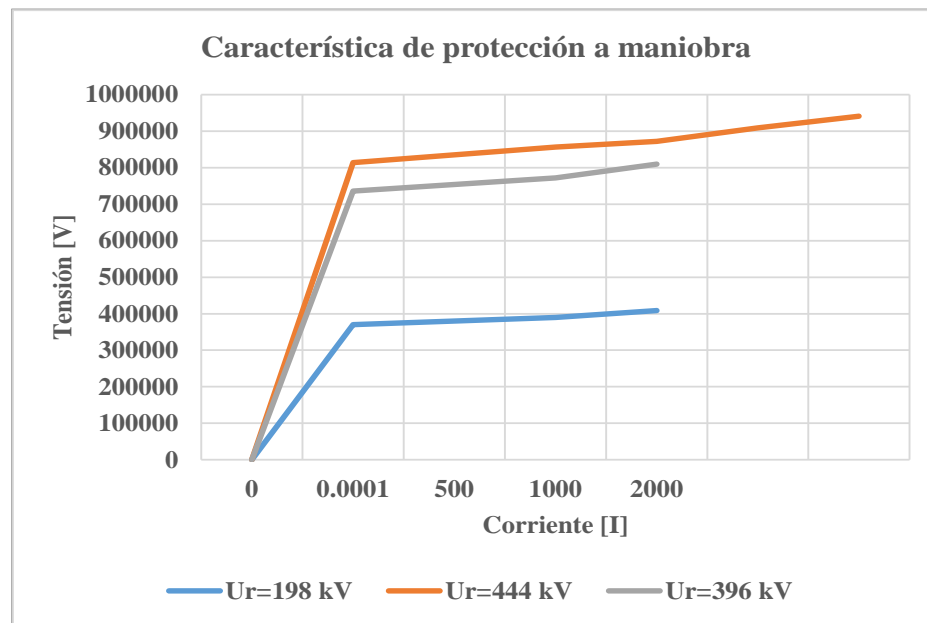


Figura 157. Característica de protección a maniobra

Tabla 19. Parámetros básicos de la transformación

Parámetro	Alta	Media	Baja
Capacidad (MVA)	750	750	250
Conexión	YN	YN	D
Tensión, kV	500	220	33

Tabla 20. Parámetros eléctricos entre devanados

Devanados	Base (MVA)	Impedancia Z (%)
H-L	750	21,25
H-T	250	15,83
L-T	250	8,33

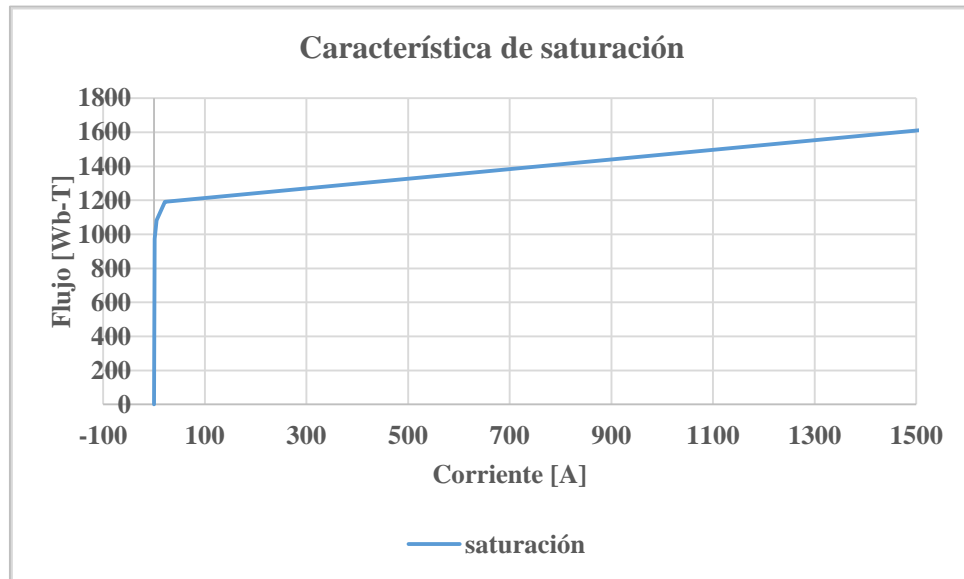


Figura 158. Característica de saturación transformador 500 kV/220 kV/33 kV

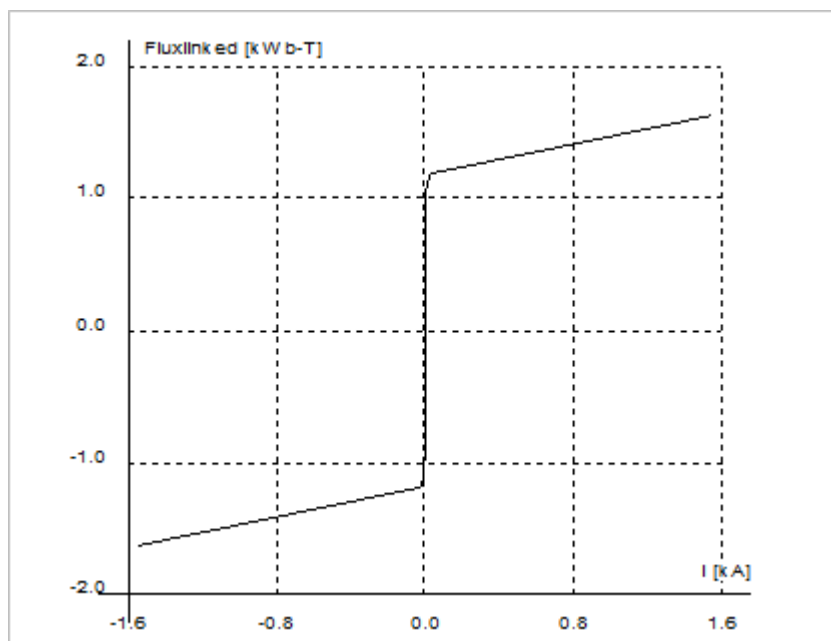


Figura 159. Característica de saturación transformador 500 kV/220 kV/33 kV en el ATP

Tabla 21. Parámetros de los reactores de línea a 500 kV

Tensión nominal (kV)	Potencia (Mvar)	Tipo de aislamiento
$500/\sqrt{3}$	156	Gradual