



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Camilo Patricio Zambra Rojas

Modelos para Evaluar Efectos Transitorios Electromagnéticos en Sistemas Interconectados

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 29 de marzo de 2019



Modelos para Evaluar Efectos Transitorios Electromagnéticos en Sistemas

Camilo Patricio Zambra Rojas

Informe Final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,
aprobada por la Comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Patricio Robles Calderón

Profesor Guía

Sr. Werner Jara Montecinos

Segundo Revisor

Sr. Eduardo Santander Rosas

Tercer Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann

Secretario Académico

Valparaíso, 29 de marzo de 2019

Alea Iacta Est

Ivare Enim Euge

Hakuna Matata

A Mis Abuelos

Todo lo que puede ser, ya es...

La tierra es un círculo plano,

todo lo que hicimos o haremos, se repetirá una y otra vez

Agradecimientos

A mis padres que a lo largo de mi vida me han apoyado en cada decisión que he tomado, buenas y malas, a sus consejos y a la felicidad que me han entregado a lo largo de mi vida...soy un hombre feliz.

A mis hermanos que, a pesar de la distancia, su llamado, siempre es bien recibido y bien conversado, no los cambiaría por nada del mundo.

A mis abuelos, gracias por estar conmigo gran parte de mi vida, donde quiera que estén sepan que llevo algo de cada uno de ustedes dentro de mí.

Familia Ahlborn – Carvajal, que desde el primer día me han acompañado, apoyado, guiado y considerado como uno más de ustedes, eternamente agradecido de todo.

Nicolas Cáceres, Byron Meneses, Felipe Cabrera y Diego Cáceres, los años de universidad no hubieran sido lo mismo sin ustedes, gracias por el apoyo moral y la buena disposición a responder las preguntas de este “preguntin”. Y bueno gracias por los carretes, les deseo lo mejor.

Héctor “Tito” Martínez, amigo mío, te extraño, pero agradezco cada momento que compartimos. El grupo no es lo mismo sin ti. Sigue cuidándome, que cuando carreteo, carreteo por dos.

Eduardo Santander, gracias siempre por la buena disposición a enseñarme cada cinco minutos que tenía una pregunta. Gracias por la amistad y los buenos consejos, ojalá le hubiera hecho caso en algunas cosas.

Voyage200 – FTW.

Valparaíso, 29 de marzo de 2019

Camilo Patricio Zambra Rojas

Resumen

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) hoy en día se encuentra con una capacidad de generación de instalada de aproximadamente 22000 MW, teniendo un consumo máximo aproximado de 12000 MW en las horas de alta demanda, teniendo diferentes clientes como mineras, plantas de producción y la población en general.

El modo de transportar la energía es por medio de líneas de transmisión y subestaciones que se operan en diferentes niveles de tensión, ya sea en alta tensión 220 kV y 500 kV para el rubro de Transmisión y menores a 66 kV para los propietarios de instalaciones de distribución.

Todas estas instalaciones se deben encontrar en perfecto funcionamiento que el sistema eléctrico cumpla con todas las demandas a nivel nacional, sin embargo, existen diversos factores que pueden ocasionar que ciertos elementos del sistema salgan de servicio. Estas situaciones provocan pérdidas monetarias y energía no suministrada.

Las contingencias que pueden ocurrir en un Sistema Eléctrico son principalmente las fallas, las cuales pueden tener lugar en cualquier punto del sistema, pudiendo dañar equipos y dejar fuera de servicio parte del sistema.

Teniendo en consideración el constante aumento de niveles de cortocircuito del sistema, se ha observado que el fenómeno de TRV (Transient Recovery Voltage), ha tomado relevancia en niveles de tensión de 220 kV, dado que es un fenómeno que se relaciona directamente con la corriente de cortocircuito que ocurre al momento de una falla.

También existen factores externos que pueden dañar un sistema, como es el caso de descargas atmosféricas, que a pesar de que en nuestro país no son muy frecuentes, la ocurrencia de ellas y el impacto en una estructura del sistema como líneas de transmisión puede ocasionar daños severos.

El análisis de ambos fenómenos se llevará a cabo por medio del software ATP, el cual permite modelar fenómenos transitorios electromagnéticos de manera óptima.

Palabras Claves: TRV, Voltaje de Recuperación Transitoria, Descarga Atmosférica, Modelos Electromagnéticos, Sistema Eléctrico Nacional.

Abstract

The National Electric System (SEN), has an installed capacity of 22000 MW with 12000 MW electrical energy demand to supply at high demand hours. Different consumption types need this energy every day, like productions plants, mining plants and the general population.

The energy travels a long way to supply the energy required and use installations like transmission lines and substations. These substations, work on different voltage levels from 220 kV to 500 kV for Transmission facilities and 66 kV and below for distribution facilities.

All substations must be perfectly operating to supply all demands across the country but, there are many factors that can make some elements go out of service. These situations end up on money losses and no supplied energy.

Contingencies can happen all over the electrical system and there are electrical faults that can damage equipment and go out of service.

Considering the increasing short circuit level in the system, TRV (Transient Recover Voltage) has become relevant on high voltage levels like 220, because this phenomenon has a close relation with short circuit current.

Also, there are some external situations that can damage the system like an atmospheric discharge. In Chile the probability of occurrence is very low frequency but if they impact on transmissions lines or substations, they generate severe damage.

Both situations will be analyzed using ATP software. This Software allows an optimal modeling for electromagnetic transients.

Key Words: TRV, Transient Recovery Voltage, Atmospheric Discharge, Electromagnetic Model, National Electric System.

Índice general

Índice general.....	1
Introducción.....	1
Objetivos generales.....	3
Objetivos específicos	3
1 Teoría de la onda viajera	4
1.1 Impedancia de sobretensión.	4
1.2 Punto de discontinuidad.....	6
1.3 Punto de discontinuidad para n-líneas.....	8
1.4 Punto de discontinuidad Línea-Cable	9
2 Sobretensiones Transitorias	10
2.1 Tipos de Sobretensiones.	10
2.1.1 Sobretensiones Temporales	11
2.1.2 Sobretensiones de frente muy rápido.....	12
2.1.3 Sobretensiones de frente rápido	13
2.1.4 Sobretensiones de frente lento.....	14
2.2 Conclusión del capítulo.....	14
3 Voltaje de recuperación transitoria	15
3.1 Definición de TRV	15
3.2 Tipos de TRV.....	16
3.2.1 TRV Oscilatorio	16
3.2.2 TRV Exponencial	17
3.2.3 TRV para falla de línea corta.....	17
3.2.3.1 Consideraciones sobre el TRV y RRRV.....	17
3.3 Método de análisis de TRV	18
3.3.1 Envoltente de dos parámetros.....	18
3.3.2 Envoltente de cuatro parámetros.....	19
3.4 TRV según tensión nominal.....	20
3.4.1 Cálculo de TRV máximo para envoltente de dos parámetros.....	20

3.4.2 Cálculo de TRV máximo para envolvente de cuatro parámetros.....	20
3.5 TRV y RRRV Normalizados.....	21
3.6 Voltaje de Recuperación Transitoria en Bancos de Condensadores.....	22
3.7 Conclusión del capítulo.....	23
4 Modelamiento en ATP.....	24
4.1 Modelamiento para descarga atmosférica	24
4.1.1 Corriente de descarga	24
4.1.2 Estructuras	27
4.1.3 Resistencia puesta a tierra	28
4.1.4 Líneas de transmisión y cables.....	30
4.1.5 Pararrayos	31
4.1.6 Equipos primarios de una subestacion	31
4.1.7 Cadena de aisladores	32
4.2 Modelamiento para TRV	33
4.2.1 Fallas.....	33
4.2.2 Interruptores de poder.....	34
5 Análisis de sensibilidad	36
5.1 Análisis de sensibilidad Descarga Atmosférica	36
5.2 Análisis de Cadena de Aisladores	39
5.3 Análisis de sensibilidad TRV	41
5.3.1 Caso Falla en barra de 500 kV	42
5.3.2 Caso Falla en Transformador lado 500 kV	43
5.3.3 Caso Falla en barra de 220 kV.....	45
5.3.4 Caso Falla transformador lado de 220 kV.....	46
6 Conclusiones	48
7 Trabajo futuro	51
Bibliografía	52

Introducción

El Sistema Eléctrico Nacional actualmente se caracteriza por estar en cambios constantes dada a su alta complejidad y nivel de exigencia. Esto genera proyectos con desafíos a largo plazo, tanto en el rubro de la generación y transmisión. Uno de los puntos importantes y que ha llevado a la necesidad de formar nuevas herramientas es poder llegar a proporcionar al país un sistema robusto, teniendo los elementos para poder sobrellevar cualquier contingencia.

En el sistema pueden ocurrir diversas situaciones que llevan a quebrantar el funcionamiento normal de este, algunas de las situaciones que se pueden presentar son las sobretensiones transitorias ya sean de origen interno o externo. Las sobretensiones de origen interno, como son las de Frecuencia industrial o Temporales, si bien tienen una corta duración pueden presentar fenómenos como la ferresonancia, observándose con mayor frecuencia en transformadores de distribución y en cables aislados. Por otro lado, puede existir la ocurrencia de una falla monofásica la cual se considera una sobretensión temporal, ya que habrá una sobretensión en las fases sanas al momento de la falla.

Entre las sobretensiones de frente lento existe la ocurrencia de estas al momento de la apertura o cierre de interruptores de líneas que se encuentren energizadas o desenergizadas. El fenómeno de corriente inrush de energización de transformadores también se puede considerar un fenómeno transitorio debido a su corta duración.

Como sobretensión externa se encuentran las sobrestensiones de frente rápido formadas por una descarga atmosférica que impacta ya sea en el cable guardia de una línea de transmisión o directamente en la fase.

A nivel mundial se produce una constante actividad atmosférica, ocurriendo alrededor de 4000 tormentas simultaneas con nueve millones de descargas lo que conlleva a que el planeta sufra en promedio, 100 descargas por segundo.

Si bien en Chile la probabilidad de ocurrencia es más baja, con un promedio entre 15 y 20 descargas anuales, existen consecuencias fatales de ello, tanto a nivel de instalaciones eléctricas y como en el recurso humano. Dicha situación requiere que el sistema se encuentre preparado para soportar este fenómeno probabilístico.

Con la finalidad de proteger el sistema existen diversos métodos de protección contra descargas atmosféricas, como pararrayos para los equipos de subestaciones, cadenas de aisladores para los conductores de fases de las líneas de transmisión proporcionando una división entre conductor y estructura en caso de ocurrencia de una sobretensión, también la implementación de cables guardia en la punta de las torres, ofreciendo así una mayor protección frente a las sobretensiones inducidas a las fases en el caso de impacto de una descarga atmosférica.

La norma IEC 60071, ofrece recomendaciones y herramientas del cómo proteger de manera correcta las instalaciones frente a fenómenos transitorios. Dicho tipo de estudio se denomina Coordinación de Aislación, el cual toma factores de importancia como las distancias eléctricas, niveles básicos de aislación, los cuales son requeridos tanto para los equipos, como para los pararrayos. Los pararrayos proporcionan una protección adicional a los equipos de la subestación pudiendo disminuir las sobretensiones dentro de una subestación, actuando de manera bidireccional.

Como se dijo anteriormente la ocurrencia de una falla en el sistema puede ocasionar grandes daños si esta no es despejada a tiempo, es por ello que dentro de las subestaciones se instalan diversos dispositivos de protección, los cuales deben coordinar de manera óptima entre subestaciones en el caso de protección distancia u operar de manera instantánea como es el caso de diferencial de transformadores y diferencial de barra. Existen otros tipos de protecciones dedicadas a subtensión, sobretensión y sobrecorriente.

La manera en que responden estas protecciones tiene gran impacto en ciertos fenómenos, como es el de Voltaje de Recuperación Transitoria (TRV – Transient Recovery Voltage), fenómeno que se puede describir como la magnitud de la diferencia de potencial entre los polos del interruptor al momento de realizar su operación de apertura frente a la ocurrencia ya sea de una falla trifásica, falla bifásica, falla bifásica a tierra y falla monofásica, siendo teóricamente la falla trifásica la más severa en términos de TRV, aunque existen casos en que se observa un mayor TRV en los otros tipos de falla.

El fenómeno de TRV teóricamente tiene mayor probabilidad de ocurrencia en sistema de 500 kV, por lo cual se han efectuado análisis en nuestro país, observando que ciertos interruptores no serían capaces de soportar la sobretensión ocasionada por la apertura frente a una falla. Dicha situación en algunos casos extremos ha requerido que se tomen medidas extremas como el cambio de interruptores a uno de mayor capacidad.

Dado que el Sistema Eléctrico nacional se encuentra en constante desarrollo, se ha observado un incremento importante en los niveles de corto circuito en puntos importantes del país, esto ha llevado a que se presenten casos de TRV en niveles de tensión de 220 kV, obligando a los propietarios de instalaciones realizar estudios de TRV para dicho nivel de tensión,

El estudio de TRV se realiza de manera estadística debido a que la apertura de los interruptores no ocurre siempre al mismo tiempo. Esto se puede asociar a que los tiempos de reacción de las protecciones se encuentra en el rango de los 120 ms, tiempo teórico aplicado en este análisis en el cual que se debería despejar la falla.

La importancia realizar el análisis de TRV implica que, si el interruptor no es capaz de soportar el nivel de TRV al momento de despejar una falla, existe una alta probabilidad de reignición del arco eléctrico formado al momento de abrir el interruptor.

Existen diversas normas que permiten diseñar y fabricar los interruptores de poder en términos de TRV, entre ellas podemos encontrar las normas IEEE Std C37.06 y la Norma IEEE Std C37.011, las cuales establecen los parámetros eléctricos a los que están sujetos los interruptores de poder frente al TRV, como el factor del primer polo, corrientes máximas de interrupción según nivel de tensión, TRV máximo que puede soportar el interruptor y el RRRV que es la tasa de crecimiento máximo del interruptor.

Objetivos generales

- Elaborar modelos para evaluar efectos Transitorios Electromagnéticos en sistemas interconectados de alta tensión.

Objetivos específicos

- Analizar los distintos efectos transitorios electromagnéticos que se pueden producir en sistemas de transmisión por operaciones de maniobra y por eventos externos como descargas atmosféricas.
- Jerarquizar estos efectos de acuerdo con el impacto sobre la aislación dieléctrica de los equipos e instalaciones.
- Desarrollar modelos y efectuar simulaciones en ATP.
- Analizar de manera particular el efecto de TRV.
- Analizar de manera particular los efectos producidos por descargas atmosféricas y las sobretensiones producidas en las cadenas de aisladores junto con el efecto de arco inverso.
- Aplicar análisis y resultados a Sistema Eléctricos Interconectados.

1 Teoría de la onda viajera

Este capítulo tiene la finalidad de mostrar el comportamiento de una onda electromagnética a lo largo de un sistema eléctrico como el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de nuestro país. Dicho sistema posee diversos elementos capaces de propagar una onda de este tipo, entre ellos podemos encontrar conductores de líneas de transmisión, cables subterráneos con aislación, conductores de barra y en un eventual como se observará más adelante caso las estructuras como torres y marcos de línea también poseen una impedancia que está relacionada con los fenómenos transitorios.

1.1 Impedancia de sobretensión.

Para definir el concepto de impedancia de sobretensión, se debe considerar que una línea de transmisión es una línea de parámetros distribuidos compuesta por resistencias, inductancias y capacitancias. La solución de los parámetros de tensión y corriente se resuelven por medio de ecuaciones diferenciales parciales, donde la resistencia para dichos cálculos no es considerada.

Se debe tener en consideración que existen diversos desarrollos teóricos para describir matemáticamente el fenómeno de onda viajera, desde modelos básicos hasta otros bastante más complejos como el método de las ecuaciones de Maxwell. Todos estos métodos pueden representar fenómenos como descargas atmosféricas, aperturas o cierres de interruptores de poder, todas situaciones que tienen probabilidad de ocurrencia en un sistema interconectado, las cuales producen ondas viajeras ya sea de tensión o corriente, pudiendo relacionar dicho fenómeno con una impedancia de sobretensión, la cual viaja de manera más común a través de los conductores del sistema eléctrico a una velocidad cercana a la velocidad de la luz. Figura 1-1.

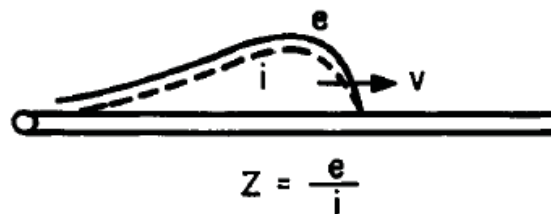


Figura 1-1: Descripción grafica de una onda viajera [1]

Esta impedancia de sobretensión es completamente resistiva y solo elementos de línea de parámetros distribuidos como líneas de transmisión, cables o barras SF6, poseen impedancias de sobretensión.

Los parámetros más importantes para definir tanto la impedancia de sobretensión y la velocidad de propagación son inductancia y capacitancia, ya sea de secuencia positiva y secuencia cero, esta última es considerada dado que a lo largo de este documento se analizarán solo sistemas trifásicos.

A continuación, se muestran las ecuaciones correspondientes para la obtención de la impedancia de sobretensión y velocidad de propagación [1].

$$z = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (1-1)$$

$$v = \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}} \quad (1-2)$$

Como se dijo anteriormente, la dependencia de estos parámetros es únicamente inductiva y capacitiva pudiendo obtener las siguientes relaciones expresadas en términos de la impedancia y la velocidad de propagación:

$$L = \frac{Z}{v} \frac{uH}{m} \quad (1-3)$$

$$C = \frac{1}{Z \cdot v} \frac{uF}{m} \quad (1-4)$$

Existen variaciones para estas ecuaciones ya sea para líneas aéreas, cables aislados y conductores encapsulados en SF6.

- Línea Aérea: se considera para el análisis un conductor de radio "r" a una altura "h" sobre el suelo asumiendo también que la resistividad del suelo es cero, obteniendo una inductancia y capacitancia.

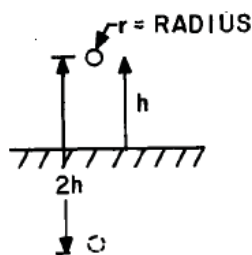


Figura 1-2: Análisis para un conductor único aéreo [1].

$$L = 0.2 \cdot \ln \frac{2 \cdot h}{r} \frac{uH}{m} \quad (1-5)$$

$$C = \frac{10^{-3}}{18 \cdot \ln \frac{2 \cdot h}{r}} \frac{uF}{m} \quad (1-6)$$

Por medio de las definiciones de inductancia y capacitancia (Ecuación 1-5 y 1-6) y reemplazando en ecuación 1-1 y 1-2 se obtiene que la impedancia y velocidad de propagación está dada por:

$$Z = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h}{r} \Omega \quad (1-7)$$

$$v = 300 \frac{m}{\mu s} \quad (1-8)$$

Se puede observar que la velocidad de propagación es igual a la velocidad de la luz y que para un único conductor la impedancia puede variar entre 400 y 500 ohm [1].

- Cable: para este caso particular el fenómeno produce que la velocidad de propagación varíe de manera inversa con la raíz cuadrada de la permitividad de la aislación, asumiendo valores entre 2,4 y 4,0 lo que produce que se obtengan los siguientes valores de impedancia y velocidad de propagación:

$$Z = \frac{60}{\sqrt{k}} \cdot \ln \frac{r_2}{r_1} \Omega \quad (1-9)$$

Donde r_1 y r_2 corresponden al radio interior y exterior de la aislación de conductor.

$$v = \frac{300}{\sqrt{k}} \frac{m}{\mu s} \quad (1-10)$$

Se puede observar que la impedancia del cable varía entre 30 y 60 ohm aproximadamente y la velocidad de propagación termina siendo casi 1/3 a 1/2 de la velocidad de la luz, esto asumiendo valores entre 2,4 y 4,0 para la variable “k”.

- Conductor encapsulado en SF6: el SF6 tiene una permitividad relativa de aproximadamente 1, obteniendo así una velocidad de propagación igual a la velocidad de la luz y su impedancia varía entre los 60 y 65 ohm [1].

1.2 Punto de discontinuidad.

Un punto de discontinuidad es definido como un punto en el cual cambia la impedancia del medio de propagación, y cuando una onda de corriente y voltaje alcanzan un punto de discontinuidad, una porción de la onda es reflejada hacia su origen y otra porción es transmitida hacia “adelante”.

Para entender de mejor manera el concepto se analizará la Figura 1-3, donde Z es la impedancia de sobretensión y Z_k la impedancia del conductor, el cual puede ser inductivo, capacitivo, resistivo o una combinación de estos [1].

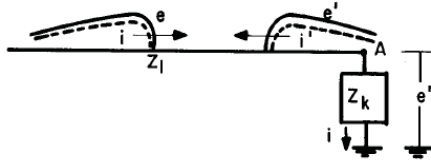


Figura 1-3: Análisis de onda transmitida y onda reflejada [1].

Las ondas emisoras se denominan i y e , las ondas resultantes que viajan a través de Z_k se denominan i'' y e'' , finalmente las ondas de tensión y corriente reflejadas son i' y e' . Para generar una solución al problema se realiza un análisis con ecuaciones normalizadas y ecuaciones de frontera.

- Ecuaciones normalizadas:

$$e = i \cdot Z \quad (1-11)$$

$$e' = i' \cdot Z \quad (1-12)$$

$$e'' = i'' \cdot Z_k \quad (1-13)$$

- Ecuaciones de frontera:

$$i'' = i - i' \quad (1-14)$$

$$e'' = e + e' \quad (1-15)$$

De la ecuación 2-15 se puede observar que la onda de tensión que viaja a través de Z_k , es la suma de la onda viajera de origen mas la onda reflejada.

Ahora, buscando e'' en función de e , se obtiene que:

$$e'' = e + e' = e + i' \cdot Z = e + (i - i'')Z \quad (1-16)$$

$$= 2 \cdot e - i'' \cdot Z = 2 \cdot e - \frac{Z}{Z_k} \cdot e'' \quad (1-17)$$

Finalmente, el valor de la onda reflejada es:

$$e'' = \frac{2 \cdot Z_k}{Z + Z_k} \cdot e \quad (1-18)$$

Realizando un análisis similar se puede definir los valores de tensión y corriente tanto para un cortocircuito o para un circuito abierto.

$$i'' = \frac{e''}{Z_k} = \frac{2 \cdot e}{Z + Z_k} = \frac{2 \cdot Z}{Z + Z_k} \cdot i \quad (1-19)$$

Reemplazando ecuación 1-18 y 1-19 en ecuación 1-15 se obtiene el valor de e' :

$$e' = e'' - e = \frac{Z_k + Z}{Z + Z_k} \cdot e \quad (1-20)$$

Usando la ecuación 1-20 con $Z_k = 0$ y $Z_k = \infty$, se obtiene que:

- Para $Z_k = 0$, corto circuito:

$$e'' = 0 \quad (1-21)$$

$$e' = -e$$

$$i'' = 2 \cdot i$$

$$i' = -i$$

- Para $Z_k = \infty$, circuito abierto:

$$e'' = 2 \cdot e \quad (1-22)$$

$$e' = e$$

$$i'' = 0$$

$$i' = i$$

Se puede observar que para circuito abierto (Ecuación 1-22) la tensión duplica su valor y para cortocircuito (Ecuación 1-21) la corriente duplica su valor [1].

1.3 Punto de discontinuidad para n-líneas.

Realizando un análisis más realista, donde un sistema tiene múltiples líneas conectadas como muestra la Figura 1-4, se puede aplicar la misma idea vista en el apartado 1.2, donde cada línea va a tener una impedancia de sobretensión asociada, por ende, cada una de las líneas tendrá un valor de tensión y corriente diferente.

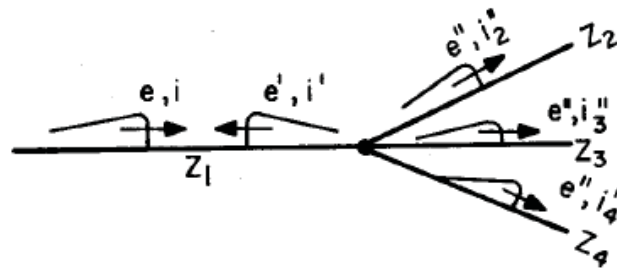


Figura 1-4: Análisis para n-líneas [1].

Lo observado en la Figura 1-4 se puede analizar manera análoga, donde los diferentes valores de impedancia se pueden representar como un Z_k que contempla todos los valores de impedancia, como se muestra en la Figura 1-5 y Figura 1-6.

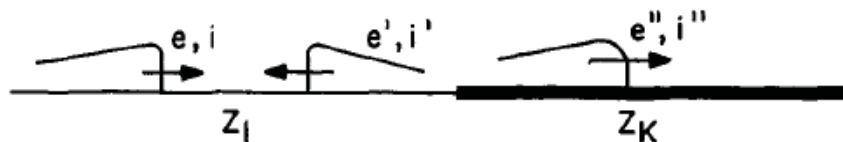


Figura 1-5: Análisis para impedancia equivalente [1].

Cabe resaltar que a pesar de que existan n-líneas en el sistema, la ecuación 1-18, aplica de la misma manera para todas las líneas, obteniendo así lo siguiente:

$$e'' = \frac{2 \cdot Z_k}{Z + Z_k} \cdot e \quad (1-23)$$

Donde el valor de Z_k es obtenido por medio de la ecuación 1-24:

$$Z_k = \frac{Z_2 \cdot Z_3 \cdot Z_4}{Z_2 \cdot Z_3 + Z_2 \cdot Z_4 + Z_3 \cdot Z_4} \quad (1-24)$$

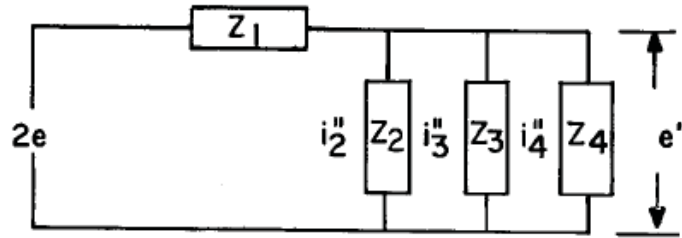


Figura 1-6: Representación del sistema de manera circuital [1].

Se puede observar que las corrientes de cada línea van a ser diferentes, dado que estas dependen de su impedancia de sobretensión.

$$i''_n = \frac{e''}{Z_n} \quad (1-25)$$

1.4 Punto de discontinuidad Línea-Cable.

Para finalizar este capítulo, se considerará un sistema línea cable, como se dijo con anterioridad, los puntos de discontinuidad producen que parte de la onda sea reflejada, lo que a continuación se analizará de manera numérica. El sistema contiene una línea aérea de transmisión con impedancia de sobretensión de 400 ohm y un cable aislado con impedancia de 50 ohm.

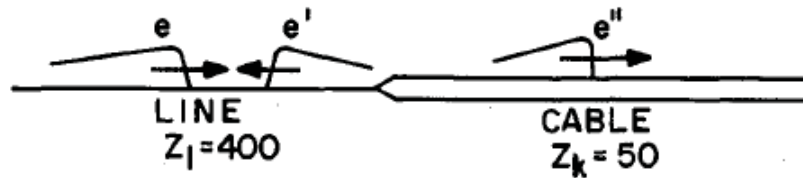


Figura 1-7: Sistema línea aérea - cable [1].

Utilizando la ecuación 1-18, se obtiene que la magnitud de la onda transmitida es:

$$e'' = \frac{2 \cdot Z_k}{Z + Z_k} \cdot e = \frac{50}{400} \cdot e = \frac{2}{9} \cdot e \quad (1-26)$$

Finalmente, la onda reflejada se obtiene con la ecuación 1-15:

$$e' = e'' - e = -\frac{7}{9} \cdot e \quad (1-27)$$

Observando así, que gran parte de la onda es reflejada.

2 Sobretensiones Transitorias

Las sobretensiones transitorias son eventos que tienen ocurrencia entre dos estados estacionarios, teniendo una duración que puede variar entre los milisegundos y los microsegundos, según las circunstancias que lo ocasionen. Este fenómeno es capaz de poner en peligro los equipos del sistema eléctrico nacional, tales como, líneas de transmisión, cadenas de aisladores, o equipos primarios de una subestación, como transformadores de poder, interruptores de poder, desconectores, entre otros.

Estas sobretensiones se deben intentar de disipar lo más rápido posible, pudiendo ser estas descargadas a tierra por medio de los pararrayos, equipos de real importancia dentro de la subestación, por la protección que brinda a otros equipos frente a fenómenos de sobretensiones transitorias. A pesar de que estos fenómenos ocurren en todo nivel de tensión, cobran mayor relevancia en niveles de 220 kV y 500 kV, siendo estos los niveles de tensión más elevados en el sistema eléctrico nacional.

2.1 Tipos de Sobretensiones.

Los diferentes tipos de sobretensiones pueden ser observados en la Figura 2-1, las cuales se pueden dividir en dos tipos, las sobretensiones a baja frecuencia y las sobretensiones transitorias. Las del tipo transitorias se subdividen en tres tipos, frente lento, frente rápido y frente muy rápido.

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz}$ or 60 Hz $T_1 \geq 600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0.03 \text{ s} \leq T_1 \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_1 \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0.1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$3 \text{ ns} < T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0.3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Standard voltage shapes					¹⁾
Standard withstand test	¹⁾	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	¹⁾

¹⁾ To be specified by the relevant apparatus committees.

Figura 2-1: Clasificación de Sobretensiones Transitorias [2].

2.1.1 Sobretensiones Temporales

Este tipo de sobretensiones ocurren a frecuencia cercana a la frecuencia de operación del sistema eléctrico, teniendo una duración variable, desde milisegundos hasta segundos. Su forma de onda es levemente amortiguada o simplemente no posee amortiguamiento. Se puede observar en la Figura 2-2, el modelamiento de una falla monofásica por medio del software PSCAD, pudiendo notar el comportamiento de una sobretensión temporal, donde la falla monofásica en la fase A produce sobretensiones temporales en las fases sanas B y C. El valor de estas sobretensiones puede alcanzar los 1.5 p.u, como lo muestra la Figura 3-3.

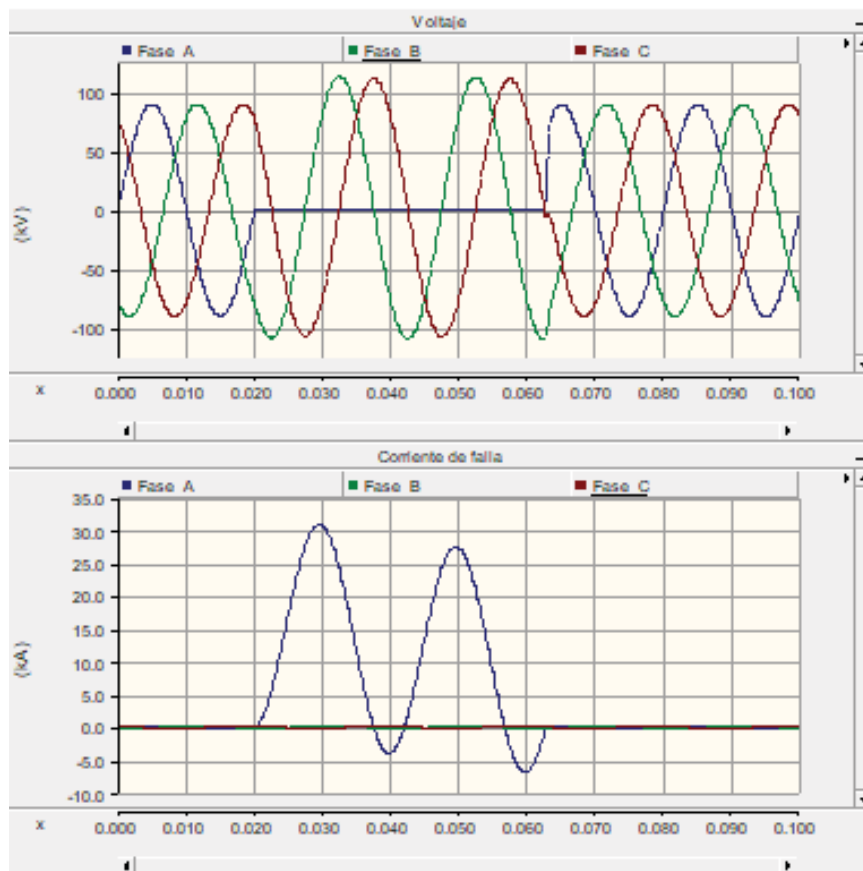


Figura 2-2: Forma de onda falla monofásica modelada en PSCAD.

Entre otros eventos que pueden ocasionar sobretensiones temporales, son desprendimientos de carga, energización de líneas en vacío, oscilaciones torsionales de máquinas sincrónicas generadoras, vibraciones de las aspas de las turbinas o ferro resonancia [3].

Otro fenómeno para destacar es el efecto Ferranti, que ocurren en líneas largas en vacío o con pequeña cantidad de carga, produciendo diferencias de tensión entre el extremo emisor y extremo receptor. Este fenómeno se debe principalmente a los componentes reactivos de las líneas, las cuales consumen reactivos y al verse desconectadas o con poca carga, el extremo receptor observará un aumento de tensión respecto al extremo emisor. Cabe recalcar que este fenómeno se ve de manera más clara es conexiones de líneas subterráneas donde la capacitancia es mayor que en líneas aéreas.

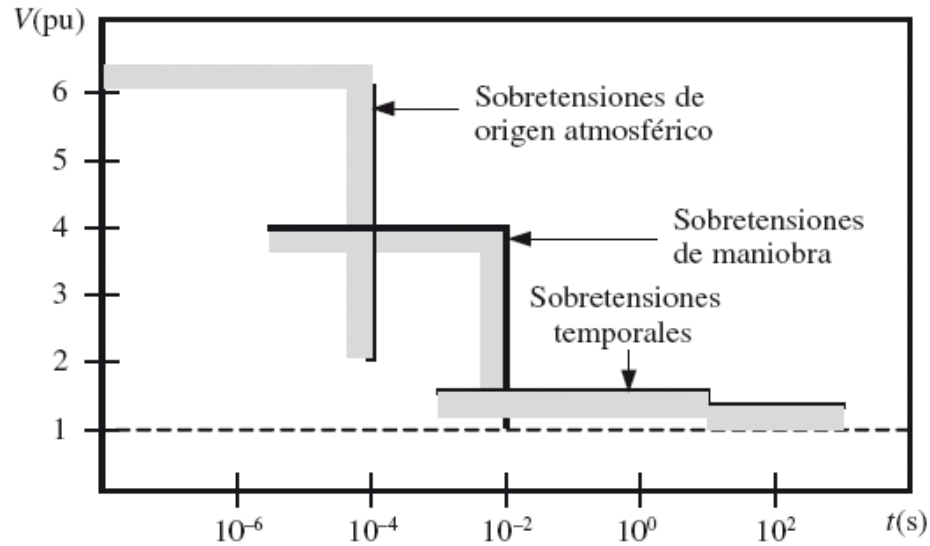


Figura 2-3: Clasificación de sobretensiones [5]

2.1.2 Sobretensiones de frente muy rápido

Estas sobretensiones tienen su origen dentro de las subestaciones aisladas por gas o más conocidas por GIS. Las GIS mediante el uso de SF₆ (Hexafluoruro de Azufre), permite una mayor cercanía entre conductores pudiendo reducir el espacio ocupado por la subestación, a casi un tercio del espacio que ocupa una subestación aislada por aire. A pesar de que su costo monetario es mayor en comparación a una subestación aislada por aire, esta tiene menos probabilidad de falla y requiere menos mantenimiento.

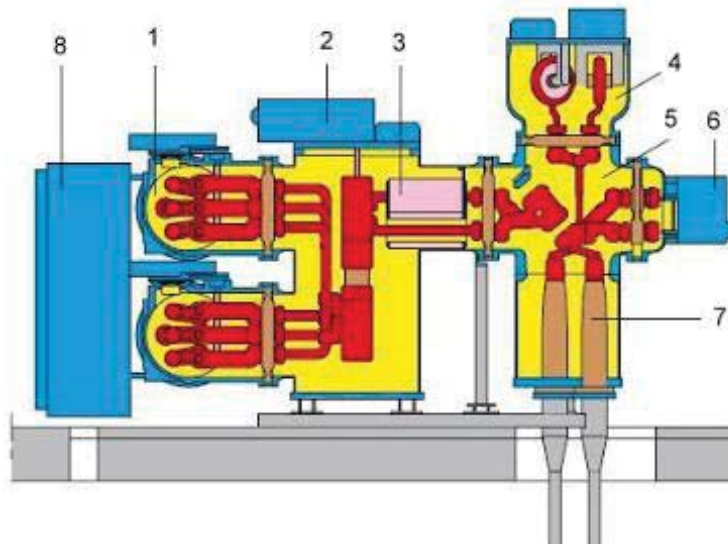


Figura 2-4: Partes principales de una GIS (Fuente: ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com)

En la Figura 2-4, se pueden observar el equipamiento de una GIS donde se puede destacar lo siguiente:

- Barra principal (1).
- Interruptor de poder (2).
- Transformador de corriente (3).
- Transformador de potencial (4).
- Seccionador (5).
- Seccionador de puesta a tierra (6).
- Conexión a cables (7).
- Armario de control (8).

Además, en base a los colores se pueden diferenciar otros elementos tales como:

- Amarillo: Gas SF6.
- Rojo: Partes Activas energizadas.
- Azul: Elementos de encerrado.
- Café: Materiales aislantes.
- Gris: Estructuras y partes mecánicas.

Las sobretensiones originadas dentro de una GIS son comúnmente producidas por la apertura o cierre de un desconectador o interruptor de poder, pudiendo ocasionar niveles de sobretensión entre 2.0 p.u. y 2.5 p.u. Son de corta duración en el rango de los 4 a 100 ns a una frecuencia de hasta 50 MHz en el peor de los casos. A pesar de que estas sobretensiones se encuentran por debajo del nivel básico de aislación (BIL) de la subestación.

La onda de sobretensión producida por este tipo de transitorio puede afectar de manera interna o externa, donde de manera interna la preocupación radica entre el centro del conductor y la encapsulación y el daño externo puede ocurrir si la onda viaja a los equipos aéreos de la GIS o su conexión GIS-Aire la cual es por cable subterráneo.

La mayor probabilidad de ocurrencia ocurre en subestaciones de niveles de tensión superiores a los 500 kV, donde el ratio entre el BIL y la tensión nominal del sistema se reduce [4].

2.1.3 Sobretensiones de frente rápido

Este tipo de sobretensiones son principalmente ocasionadas por descargas atmosféricas, las cuales son de carácter aleatorio y de muy corta duración. Pudiendo ocasionar fallas y desconexión de líneas de transmisión. La onda viajera producida por este fenómeno es de alta frecuencia pudiendo ocasionar sobretensiones de hasta 6 p.u. como lo muestra la Figura 2-3.

La descarga atmosférica puede impactar tanto en el conductor de fase, en el cable guardia o muy cercana a la línea de transmisión induciendo sobretensiones. La situación más severa es cuando ocurre falla del apantallamiento y la descarga impacta directamente en el conductor de fase. Tanto una descarga directa en el conductor de fase o en el cable guardia puede ocasionar flameo en las cadenas de aisladores, pudiendo dejar fuera de servicio la línea de transmisión.

La onda típica de una descarga atmosférica en la que se muestra en la Figura 2-5, donde se puede definir un tiempo de frente y tiempo de cola, donde el tiempo de frente es el tiempo en

microsegundos que demora en llegar al peak de su valor, y el tiempo de cola es el tiempo en microsegundos que demora la onda en llegar al 50% de su magnitud, dichos valores varían de manera directa con el valor peak de la onda de corriente generada por la descarga atmosférica.

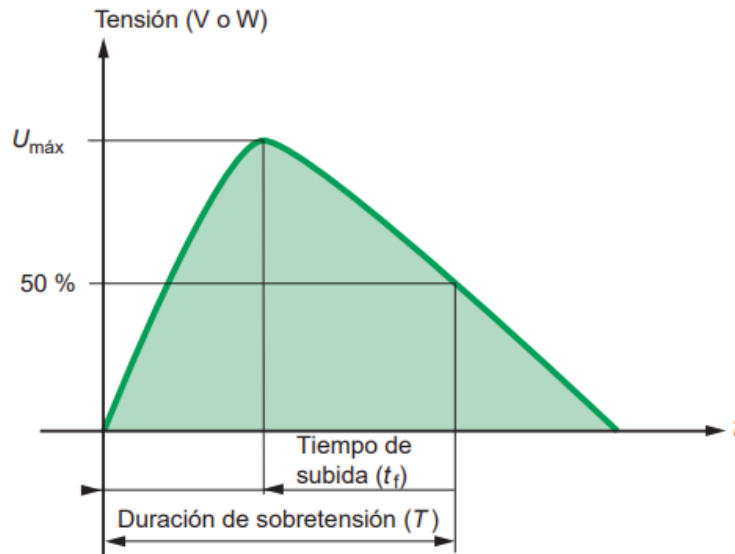


Figura 2-5: Forma de onda típica de una descarga atmosférica [7]

2.1.4 Sobretensiones de frente lento

Este tipo de sobretensiones son ocasionadas principalmente por situaciones más comunes en un sistema eléctrico teniendo un valor máximo de 4.0 p.u. como muestra la Figura 2-3, con una frecuencia menor a una descarga atmosférica. Entre las situaciones que producen dicho fenómeno, están las energizaciones o desenergización de elementos del sistema, ya sean líneas de transmisión o transformadores de poder, también tienen ocurrencia en bancos de capacitores y reactores. Situaciones como despeje de fallas o rechazos de carga pueden ocasionar sobretensiones transitorias de frente lento.

2.2 Conclusión del capítulo

Como se puede observar existen diversos factores o situaciones que pueden ocasionar sobretensiones transitorias en un sistema eléctrico interconectado, para ello se deben tomar las precauciones correspondientes para que los equipos no sufran daños que los dejen fuera de servicio. Cabe destacar que a pesar de que dichos fenómenos se clasifican de manera separada pueden ocurrir circunstancias en que ocurra una mezcla de estos, como por ejemplo, el caso de una falla monofásica llevará a una sobretensión temporal, aumentando el valor de tensión e las fases sanas, y de manera posterior ocurrirá por medio del sistema de protecciones el despeje de esta falla produciendo la apertura del interruptor el cual se verá sometido a una sobretensión de frente lento, donde se podrá observar un fenómeno conocido por Voltaje de Recuperación Transitoria (TRV), fenómeno que se abarcará en el siguiente capítulo.

3 Voltaje de recuperación transitoria

El presente capítulo abarca el concepto de voltaje de recuperación transitoria o más conocido como TRV (Transient Recovery Voltage). Este fenómeno durante los últimos años ha cobrado relevancia, especialmente en nuestro país. Esto se debe principalmente al aumento de niveles de cortocircuito observados en los últimos estudios de niveles de cortocircuito realizados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) los cuales han proyectado un incremento considerable en los próximos años. Este alto nivel de cortocircuito se puede atribuir al enmallamiento que existe en nuestro sistema interconectado, el cual brinda calidad de servicio al ser un sistema estable.

3.1 Definición de TRV

Durante el proceso interrupción de una falla, por medio de la apertura de los interruptores de poder, ocurrirá una sobretensión entre los polos del interruptor, es decir se puede definir como TRV, la diferencia de tensión entre polos al momento de interrumpir una corriente de falla, siendo este un fenómeno transitorio de alta frecuencia.

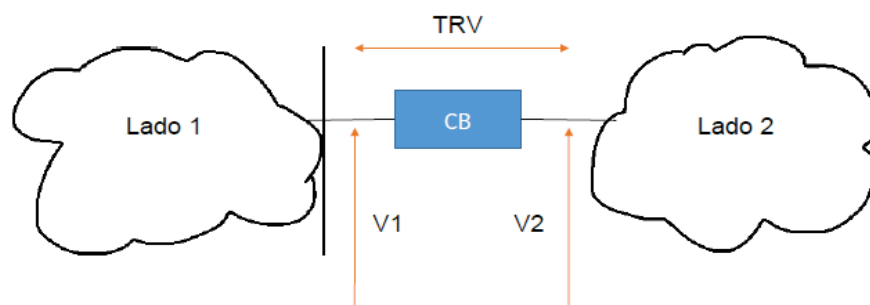


Figura 3-1: Ilustración representativa de TRV [10].

La Figura 3-1 es una representación gráfica del fenómeno TRV, donde al momento de realizar la apertura del interruptor de poder frente a la ocurrencia de una falla, existirá una tensión V_1 y V_2 correspondiente a cada polo y la diferencia de magnitud de tensión entre ellos ocasionará una oscilación transitoria, situación que se puede apreciar en la Figura 3-2, donde se puede apreciar, el voltaje de recuperación transitoria al momento de abrir el interruptor de poder y un voltaje de recuperación que ocurre casi a frecuencia industrial.

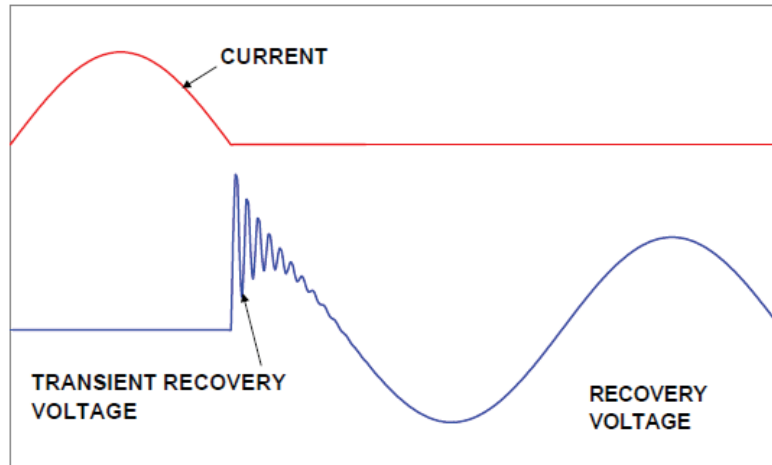


Figura 3-2: Lamina explicativa de TRV [11].

3.2 Tipos de TRV

Al ser este un fenómeno dependiente de diversos factores del sistema eléctrico existe una clasificación básica de los tipos de TRV junto a sus formas de onda típicas para cada uno de ellos las cuales se ven a continuación.

3.2.1 TRV Oscilatorio

Un TRV oscilatorio como se muestra en la Figura 3-3, ocurre en condiciones sistémicas cuando la falla ocurre cercana a un transformador de poder, compensación serie y en líneas de transmisión o cables subterráneos que no proporcionen una impedancia de sobretensión que permita amortiguamiento de la onda viajera.

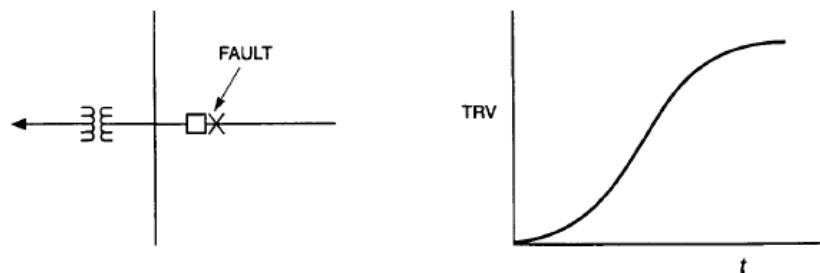


Figura 3-3: Forma de onda característica de un TRV oscilatorio [8].

Como se muestra en la Figura 3-3, la falla ocurre muy cercana al equipo, en este caso un transformador de poder, produciendo una onda oscilatoria no amortiguada, la cual puede tener un peak de tensión bastante alto dado que no existen elementos que permitan un amortiguamiento que permita la disminución de este transitorio [9].

3.2.2 TRV Exponencial

Un TRV exponencial como se muestra en la Figura 3-4, ocurre cuando la falla está localizada en un punto específico, dejando al transformador de poder y la línea de transmisión del lado no fallado, lo que lleva a la existencia de ondas reflejadas, dando así su característica exponencial. Este fenómeno se puede observar de manera más clara con la ocurrencia de una falla trifásica en el punto mencionado [8].

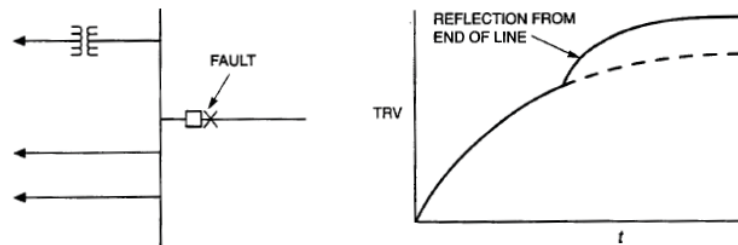


Figura 3-4: Forma de onda característica de un TRV exponencial [8].

3.2.3 TRV para falla de línea corta.

Una falla de línea corta como se muestra en la Figura 3-5, es determinada principalmente por la impedancia de sobretensión de la línea, dando una forma de onda tipo diente de sierra. Por lo general este tipo de TRV es el que ocasiona mayores magnitudes de TRV, esto, en comparación con el TRV Oscilatorio y TRV Exponencial [8].

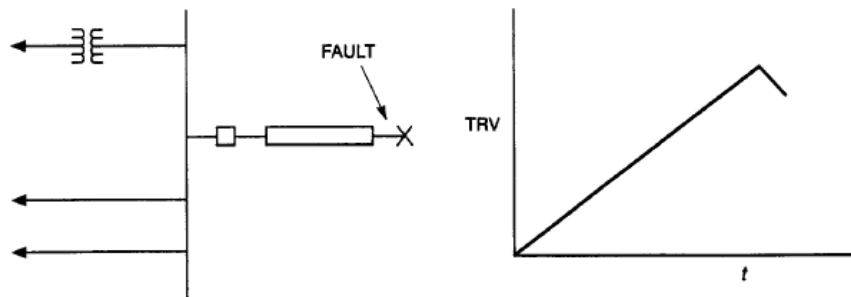


Figura 3-5: Forma de onda característica de un TRV para falla de línea corta [8].

Comúnmente la forma de onda real de TRV observada en sistemas eléctricos como el de nuestro país es una mezcla de estas tres formas de onda dado que completamente dependiente del tipo de circuito interrumpido, siendo capacitivo, inductivo, resistivo o una combinación de estos, donde el modelamiento al ser por medio de parámetros distribuidos proporcionará la respuesta real del TRV [10].

3.2.3.1 Consideraciones sobre el TRV y RRRV.

Para todos los tipos de TRV observados con anterioridad, usualmente una falla trifásica es la que produce una menor magnitud de TRV, pero ocasiona un mayor RRRV (Rate of Rise of Recovery Voltage), que se define como la variación en el tiempo como se define en la ecuación 3-1.

$$RRRV = \frac{U_1}{T_1 - T_0} \frac{kV}{\mu S} \quad (3-1)$$

Donde U_1 es el primer peak de tensión observado en la forma de onda del TRV, con T_1 y T_0 como el tiempo en que la onda demora en alcanzar dicho peak, siendo T_0 el momento de apertura del interruptor.

3.3 Método de análisis de TRV

Para un cálculo teórico de TRV son requeridos valores que se encuentran estandarizados en la norma IEEE Std C37.011 [8], dividiendo la representación del TRV en dos tipos, Dos Parámetros y Cuatro Parámetros. Donde la división radica en la cantidad de oscilaciones que posee el TRV, para una se utiliza la envolvente de dos parámetros y para dos o más frecuencias de oscilación se utiliza la de cuatro parámetros. También dicho análisis de manera práctica se utiliza según el nivel de cortocircuito de la zona de interés a analizar y la corriente de ruptura para la cual fue diseñado el interruptor de poder, realizando una relación porcentual entre el cortocircuito observado y la capacidad de ruptura. Estas curvas se pueden dividir desde T10 a T100, situación que se analizara con más detalle más adelante. A modo de ejemplo si el interruptor de poder tiene una capacidad de ruptura de 50 kA y la corriente de cortocircuito mayor es de 10 kA, se utilizará como método de análisis una envolvente T20 que según la norma Stc C37.011, corresponde a una envolvente de dos parámetros.

Dicha envolvente cumple la función de demostrar si el interruptor de poder en cuestión es capaz de soportar la sobretensión transitoria producida al momento de interrumpir la corriente de falla.

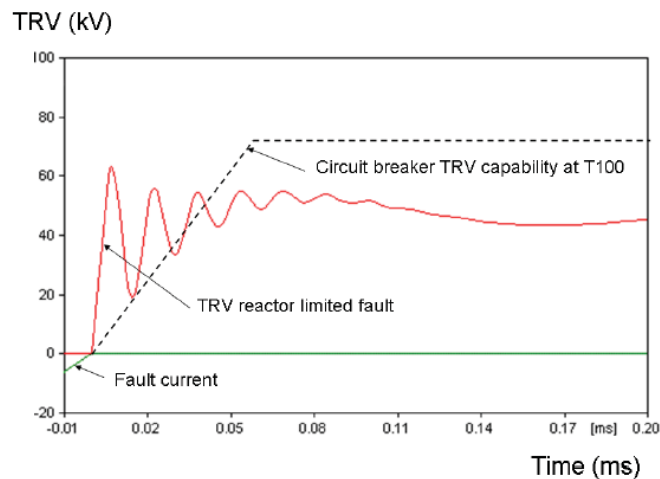


Figura 3-6: Análisis de TRV y su envolvente [8]

Como se puede observar en la Figura 3-6, el TRV calculado supera la envolvente de dos parámetros con curva de capacidad T100, lo que lleva a concluir que el interruptor de poder no soportaría el fenómeno transitorio, llevando a un despeje fallido con posibilidad de reignición del arco eléctrico ocasionado al momento del despeje de falla.

3.3.1 Envolvente de dos parámetros

Como se observa en la Figura 3-7, la envolvente consiste en dos parámetros, teniendo dos tramos que no deberán cruzar en ningún momento la curva de TRV, pero al menos tocar en un punto de esta, donde tanto el tramo OA y el tramo AC, tocan una vez la envolvente.

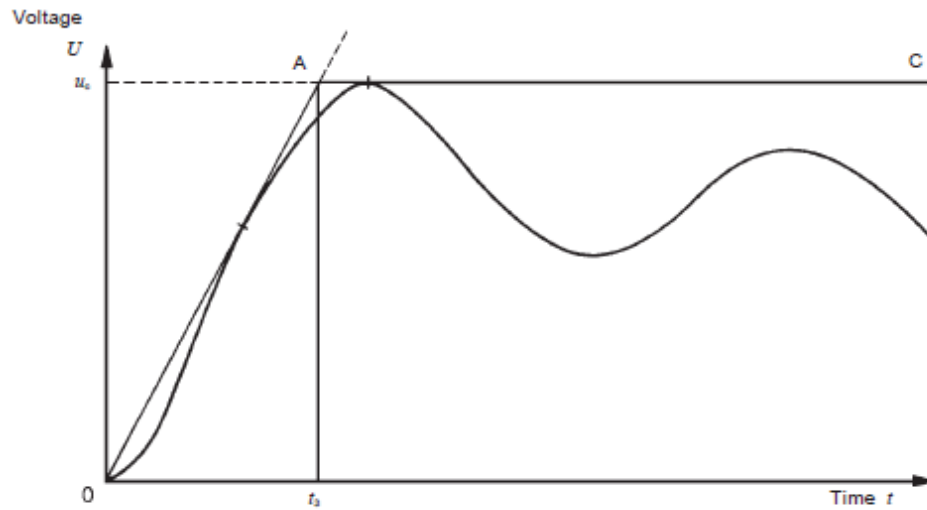


Figura 3-7: Representación envolvente de dos parámetros [13].

Los parámetros tomados en consideración son los siguientes:

- U_c : Voltaje de intersección de los tramos OA y AC, siendo este en el mayor de los casos el valor peak de TRV.
- T_3 : Tiempo en que se intersecan los tramos OA y AC.

3.3.2 Envolvente de cuatro parámetros

De manera similar que, en la curva de dos parámetros, en ningún momento la envolvente debe cruzar la onda de TRV, pero al menos tocar una vez, donde el tramo OB toca una vez, el tramo BA dos veces y el tramo AC una vez, tal como se muestra en la Figura 3-8.

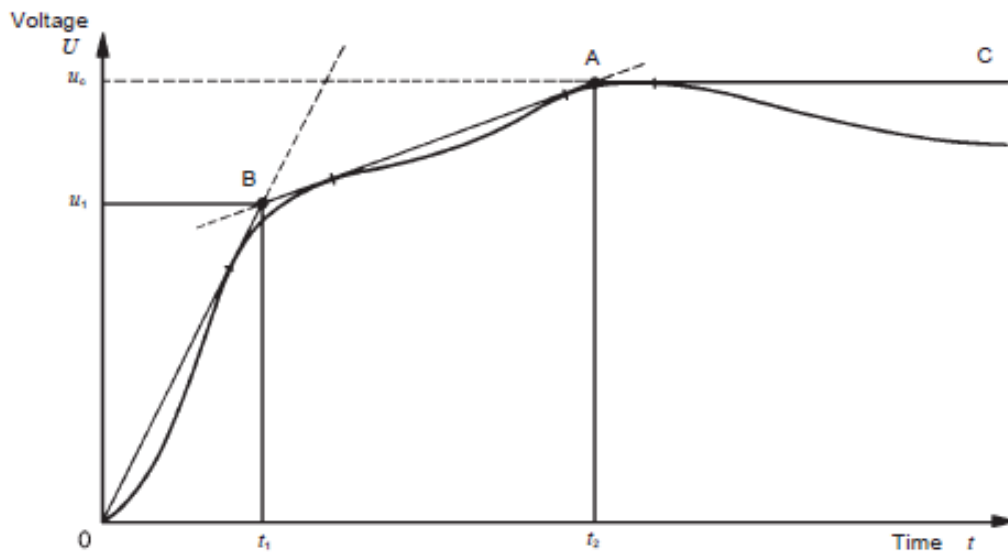


Figura 3-8: Representación envolvente de cuatro parámetros [13].

Los parámetros tomados en consideración son:

- U_c : Voltaje de intersección de los tramos BA y AC, siendo este en el mayor de los casos el valor peak de TRV.
- U_1 : Voltaje de intersección de los tramos OB y BA,
- T_1 : Tiempo en que se intersecan los tramos OB y BA.
- T_2 : Tiempo en que se intersecan los tramos BA y AC.

Para ambos tipos de envolvente, el valor de RRRV es calculado con la ecuación 3-1, vista en el apartado 3.2.4.

3.4 TRV según tensión nominal.

Es posible calcular el valor del TRV de manera estándar para un nivel de tensión específico para cada tipo de envolvente. Esto se logra por medio de dos factores, siendo uno de ellos el factor del primer polo y factor de amplitud [9]. El factor de primer polo es entregado por norma y los fabricantes se rigen por la norma para la fabricación de sus interruptores, dicho factor puede tomar los valores de 1.3 y 1.5.

3.4.1 Cálculo de TRV máximo para envolvente de dos parámetros.

Para el cálculo del valor máximo de TRV se utiliza la ecuación 3-2, donde U_r es la tensión nominal del sistema, k_{pp} el factor de primer polo y k_{af} el factor de amplitud. Como se dijo anteriormente el factor del primer polo puede ser 1.3 o 1.5 según las características propias del interruptor de poder. El factor de amplitud es encuentra especificado en la norma IEEE Std C37-06, donde para cada nivel de tensión hay un valor específico de factor de amplitud.

$$TRV_{Max} = k_{pp} \cdot k_{af} \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_r \quad (3-2)$$

3.4.2 Cálculo de TRV máximo para envolvente de cuatro parámetros.

Para calcular el valor máximo para una envolvente de cuatro parámetros, se utiliza en primera instancia la ecuación 3-3, con U_r es la tensión nominal del sistema y k_{af} el factor de amplitud. Con esta ecuación se puede obtener el valor de RRRV para una envolvente de cuatro parámetros como se observa en la ecuación 3-1.

$$U_1 = k_{pp} \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_r \quad (3-3)$$

El valor máximo de TRV se obtiene de manera similar a la ecuación 3-2, vista con anterioridad.

De estos cálculos anteriores se desprenden una serie de tablas, que toman bastante relevancia al momento de analizar el fenómeno de TRV, dado que como se pudo observar, la magnitud del TRV depende del nivel de tensión. También, como se dijo anteriormente el valor de la corriente de cortocircuito en la zona de análisis tiene relación con el TRV, por lo cual la norma mezcla la

información obtenida por medio de la ecuación 3-2 y los niveles de cortocircuito, así realizando una normalización de las curvas de dos y cuatro parámetros.

3.5 TRV y RRRV Normalizados

El primer acercamiento a la normalización de valores de TRV y RRRV, se puede lograr aplicando la ecuación 3-2, con un factor de amplitud $k_{af} = 1.3$, como se muestra en la Figura 3-9. La imagen indica que, para cada tipo de prueba, ya sea esta falla en terminal del interruptor, falla de línea corta y falla a contra fase, existe un valor específico de factor de primer polo. Para ello también se normalizaron los tiempos en que encuentra cada punto para así poder realizar la envolvente ya se de dos o cuatro parámetros.

Standard values of TRV represented by four parameters for terminal fault, short-line fault and out-of-phase fault duties.												
Line No.	Rated maximum voltage (1) U_r kV, rms	Test duty	First pole to clear factor k_{sp} p.u.	Amplitude factor k_d p.u.	First reference voltage u_1 kV	Time t_1 μ s	TRV peak value (4) (8) u_c kV	Time (2) t_2 μ s	Time delay (3) t_d μ s	Voltage u' kV	Time t' μ s	RRRV u_1/t_1 kV/ μ s
	Col 1		Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11
16	550	Terminal fault	1.3	1.40	438	219	817	876	2	219	112	2
17	550	Short line fault	1.0	1.40	337	168	629	672	2	168	86	2
18	550	Out-of-phase	2.0	1.25	674	438	1120	1752	2	337	221	1.54

Figura 3-9: Extracto tabla N°10 norma IEC Std C37.06 - Valores típicos para interruptores de poder de 550 kV [9].

Se puede observar en la Figura 3-9, que los mayores valores de TRV se obtienen en fallas a contra fase, siendo el valor peak normalizado de 1120 kV. También se especifica el valor de RRRV que para esta situación es el menor valor de los tres analizados, esto se debe a que el RRRV en situaciones más desfavorables es más exigente en términos normativos.

Como se dijo anteriormente el nivel de corto circuito observado en la zona de interés a analizar, cobra bastante relevancia al momento de analizar el TRV, por ende, la norma IEC Std C37.06, sugiere una normalización de las envolventes según el porcentaje de corriente de falla y la capacidad de ruptura del interruptor de poder proyectado. A continuación, se observa un extracto de la norma para un nivel de tensión de 550 kV.

Standard values of TRV represented by four parameters (T100, T60 and out-of-phase) and two parameters (T30, T10).(7)												
Line No.	Rated maximum voltage (1) U_r kV, rms	Test duty	Amplitude factor k_d p.u.	First reference voltage u_1 KV	Time t_1 μ s	TRV peak value (4) (8) u_c kV	Time (2) t_2 μ s	Time t_3 μ s	Time delay (5) t_d μ s	Voltage u' kV	Time (5) t' μ s	RRRV u_1/t_1 or u_c/t_3 kV/ μ s
			Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12
21	550	T100	1.40	438	219	817	876	—	2 [61]	219	112 [171]	2
22	550	T60	1.50	438	146	876	438	180	2 [44]	219	75 [117]	3
23	550	T30	1.54 (7)	—	—	899	—	147	27	300	87	5
24	550	T10	1.76 (7)	—	—	1030	—	—	22	344	71	7

Figura 3-10: Extracto tabla N°12 norma IEC Std C37.06 - Valores típicos para interruptores de poder de 550 kV según corriente de cortocircuito [9].

Como se puede apreciar en la Figura 3-10, se dividen en cuatro tipos de curvas T10, T30, T60 y T100, esto según el porcentaje de la relación nivel de cortocircuito y capacidad de ruptura del interruptor de poder, donde para las pruebas T10 y T30, solo se aplica una envolvente de dos parámetros, para T60 y T100 se aplica la envolvente de cuatro parámetros, siendo esta más exigente que la de dos parámetros.

Como se observó en la Figura 3-9, el RRRV disminuye a medida que las exigencias son mayores, siendo el valor mínimo 7 kV/us, para una envolvente T10 de dos parámetros y 2 kV/us, para una envolvente T100 de cuatro parámetros.

En caso de que se requiera una curva T40, basta solo con aplicar interpolación lineal a los valores de la tabla, usando los valores T60 y T30 junto con la ecuación de interpolación lineal, como se muestra en la ecuación 3-4.

$$TRV_{T40} = \frac{TRV_{T60} - TRV_{T30}}{60 - 30} \cdot (40 - 30) + TRV_{T30} \quad (3-4)$$

La ecuación 3-4, es válida tanto para TRV y RRRV, como también para todos los niveles de tensión disponibles en la norma IEC Std C37.06.

3.6 Voltaje de Recuperación Transitoria en Bancos de Condensadores

Teniendo en consideración que el fenómeno de TRV se encuentra completamente ligado a la topología del sistema, existe una situación que cobra real interés en sistemas interconectados como el chileno, donde el control de reactivos para mantener barras en tensiones optimas de servicio se utilizan bancos de condensares, los cuales, al momento de realizar sus maniobras de apertura o cierre de interruptor de poder, pueden ocasionar daños severos en el interruptor.

Para poder entender el fenómeno de TRV en bancos de condensadores, se debe diferenciar que. existe un comportamiento diferente entre energizar y desenergizar el equipo. Al momento de energizar un banco de condensadores, la interacción entre la reactancia propia del sistema y el banco genera a corrientes transitorias de alta magnitud y frecuencia, más conocida como corriente Inrush. Dicha corriente Inrush en muchos casos puede llegar a superar la capacidad del interruptor de poder, por ende, el interruptor de poder debe estar dimensionado tanto para soportar la corriente Inrush y el voltaje de recuperación transitoria que se genera al momento de cerrar el interruptor.

También, al momento de desenergizar un banco de condensadores que se encontraba en operación o al momento de despejar una falla, se genera una corriente conocida como corriente Outrush, esta es una descarga de corriente que depende directamente con la inductancia entre el banco de condensadores y el interruptor de poder o en caso de falla, entre el banco de condensadores y el punto de falla, siendo esta la situación que exige de mayor manera al interruptor de poder.

Existen diversas maneras de disminuir tanto la corriente Inrush como la corriente Outrush, para la corriente Inrush, se utilizan reactores limitadores de corriente en serie con el banco, pero esto provoca un aumento significativo en el RRRV al momento de desenergizar o despejar una falla, por ende, si el dieléctrico no es suficiente al momento de despejar la fallar, puede que esta no sea despejada de manera exitosa.

Se ha analizado que esta situación se puede solucionar, si los reactores limitadores de corriente en vez de conectarse entre el banco de condensadores y el interruptor se conecten entre las fases

del banco de condensadores y el neutro de este, lo que previene que la corriente fluya a través de los reactores al momento de despejar la falla. Esta configuración termina siendo más costosa en términos monetarios debido a la cantidad de equipos adicionales a instalar.

Actualmente se encuentra en estudio teórico la posibilidad de instalar un banco de condensador de menor capacidad en paralelo al reactor limitador. Dicha configuración evita cambios súbitos de corriente en el reactor, además de tener un menor costo.

Se ha observado también en diversos análisis teóricos que la configuración Back-To-Back de bancos de condensadores, es altamente dañina al momento de realizar operaciones de cierre, dado que la corriente Inrush al momento de energizar los bancos terminan siendo aun mayores. Este daño es incrementado en caso de despeje de falla de manera particular si existe operación de la diferencial de barra a la cual se encuentran conectados los bancos de condensadores. Esta situación es bastante común en bancos condensadores que se encuentren configurados por etapas, dado que su operación diaria implica constantes cambios en la corriente que fluye a través del interruptor de poder. Se ha observado también, un aumento en las corrientes secundarias leídas por los equipos de protección aumentando su posibilidad de saturación conllevando a una lectura errónea de corriente de falla, por ende, una probabilidad de no operación de estas.

3.7 Conclusión del capítulo

En base a los aspectos teóricos, mostrados en este capítulo, se puede concluir que existen diversos factores que se ven envueltos en el cálculo de TRV, tanto como el nivel de tensión, el cual cobra relevancia en niveles superiores a 500 kV, el punto de ocurrencia de la falla, los elementos inductivos, capacitivos y resistivos del sistema, la topología del sistema y particularmente el nivel de cortocircuito de la zona de interés a la cual será sometido el interruptor de poder en caso de falla, situación que hoy en día en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ha cobrado relevancia por su aumento en ciertas zonas del país, llevando a tal punto la situación que se empezaron a analizar fenómenos de TRV en subestaciones de niveles de tensión en 220 kV y 110 kV.

Finalmente se debe considerar un factor bastante importante, que es el tiempo de apertura de los interruptores al momento de despejar una falla, dado que mientras más demore este proceso el arco eléctrico formado al momento de la apertura provocará un mayor TRV. Los tiempos de apertura de los interruptores de poder, están directamente relacionados con el sistema de protección asociados al equipo, teniendo tiempos de respuesta del orden de los milisegundos, por ende a pesar de que el sistema de protecciones se encuentre ajustado de manera correcta, el tiempo de apertura siempre será de carácter probabilístico, teniendo variaciones entre una apertura y otra, lo que lleva a tener que analizar en fenómeno de TRV, también de manera estadística, dicho análisis se verá con más detalle, al momento de realizar las simulaciones del fenómeno.

4 Modelamiento en ATP

En este capítulo se darán las directrices básicas para llevar a cabo el modelamiento de los fenómenos transitorios producidos por descarga atmosférica y voltaje de recuperación transitoria. El programa para modelar será Alternative Transient Program o más conocido como ATP.

En los inicios el programa era conocido como EMTP, desarrollado en Alemania en la década del 60, por el Doctor Hermann Dommel junto a sus colaboradores. Posteriormente Scott Meyer toma el mando del desarrollo del programa con la EPRI como principal sustento económico de su investigación. El objetivo final fue crear una versión libre del programa que resulto en ATP.

Este programa posee amplias ventajas para desarrollar modelos de fenómenos electromagnéticos transitorios, el cual usaremos tanto para Descarga atmosférica y TRV.

4.1 Modelamiento para descarga atmosférica

A continuación, se explicará de manera específica el cómo modelar los elementos más importantes para obtener un modelo detallado de este fenómeno, donde se mezclarán tanto conceptos teóricos y como estos se aplican al momento de realizar un modelo.

4.1.1 Corriente de descarga

Para modelar la corriente de descarga atmosférica se debe tener en consideración que es un fenómeno estadístico donde no se tiene control de donde será su punto de impacto y mucho menos se conoce la magnitud de la corriente descargada. Para ello se idearon diferentes ecuaciones que nos permiten llegar a un valor conservador.

El primer concepto es el valor N_g (ecuación 4-1), que corresponde a la ecuación de Ericksson [1], que especifica la densidad de descargas por km^2 en un año, teniendo como variable de interés, el valor T_d , valor correspondiente al nivel cerámico. Dicho valor está definido por zonas como se muestra en la Figura 4-1.

$$N_g = 0.04 \cdot T_d^{1.25} \quad (4-1)$$

En base a la ecuación 4-1, se obtiene el valor de descargas aproximadas en 100 km por año [14], calculándose como se muestra en la ecuación 4-2, donde H corresponde a la altura de la estructura que se aplicará la descarga atmosférica.

$$N = \frac{N_g}{10} \cdot 14 \cdot H^{0.6} \quad (4-2)$$

Para obtener un valor más exacto correspondiente al largo real de la línea de transmisión el valor es prorrateado según su valor L en km por medio de la ecuación 4-3. Esto se hace principalmente porque la ecuación 4-2 está especificada para un largo de 100 km.

$$N_L = N \cdot \frac{L}{100} \quad (4-3)$$

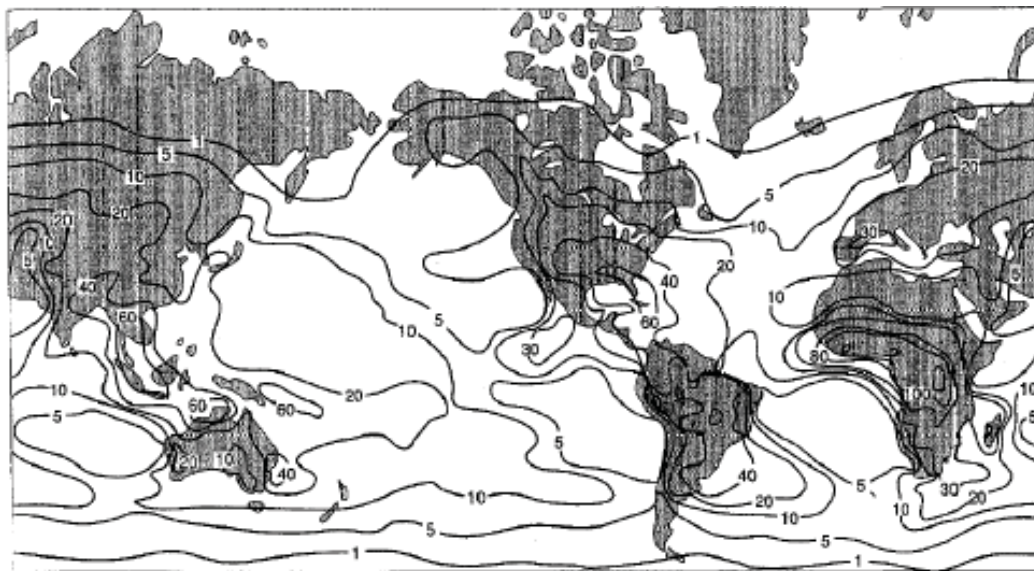


Figura 4-1: Nivel cerámico del mundo [1].

Finalmente, la magnitud de la corriente de descarga en kA se obtiene con la ecuación 4-4. Donde el valor N_L , es el calculado por medio de la ecuación 4-3.

$$I = 31 \cdot N_L^{0.38} \quad (4-4)$$

Con el valor de la magnitud de la descarga ya calculado se procede a obtener el valor del tiempo de frente de la onda, valor que como se dijo anteriormente es el tiempo en que demora la onda en llegar a su valor peak. Dicho valor se obtiene por medio de la Figura 4-2.

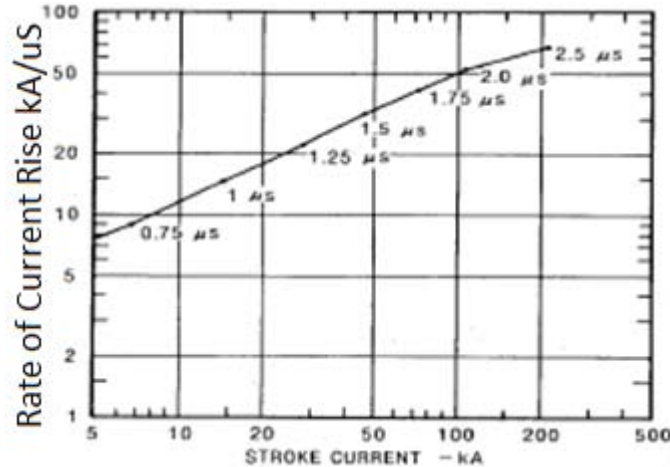


Figura 4-2: Valores de tiempo de frente según magnitud de descarga [15].

En el programa ATP existen diversos modelos de fuente de corriente que puede representar de manera óptima, entre ellos se pueden utilizar los siguientes:

- Slope Ramp – Tipo 15.
- Cigré – Tipo 15.
- Heidler – Tipo 15.

Siendo la fuente Heidler – Tipo 15, la óptima para representar una descarga atmosférica, dado que permite ingresar los parámetros de magnitud, tiempo de frente y tiempo de cola, como también permite realizar la descarga en un tiempo diferente a cero. Además, es la onda más exacta en comparación a la forma de onda propuesta por la norma IEC 60071.

En la Figura 4-3, se puede observar el modelo de descarga atmosférica en ATP, usando la fuente de corriente Heidler - Tipo 15. Además, se modela una resistencia en paralelo de 400 ohm, que representa la impedancia de ionización de la descarga en el aire [17] y [18].

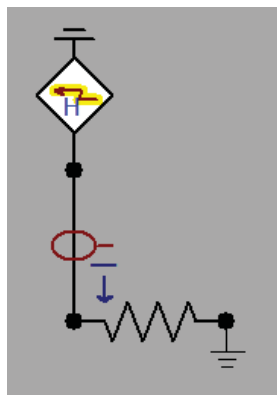


Figura 4-3: Representación de descarga atmosférica en ATP.

En la Figura 4-4, se puede apreciar gráficamente el resultado del modelo de descarga atmosférica, donde el valor peak modelado fue de $I=50$ kA, con un tiempo de frente de 1.2 μ s y un tiempo de cola de 35 μ s.

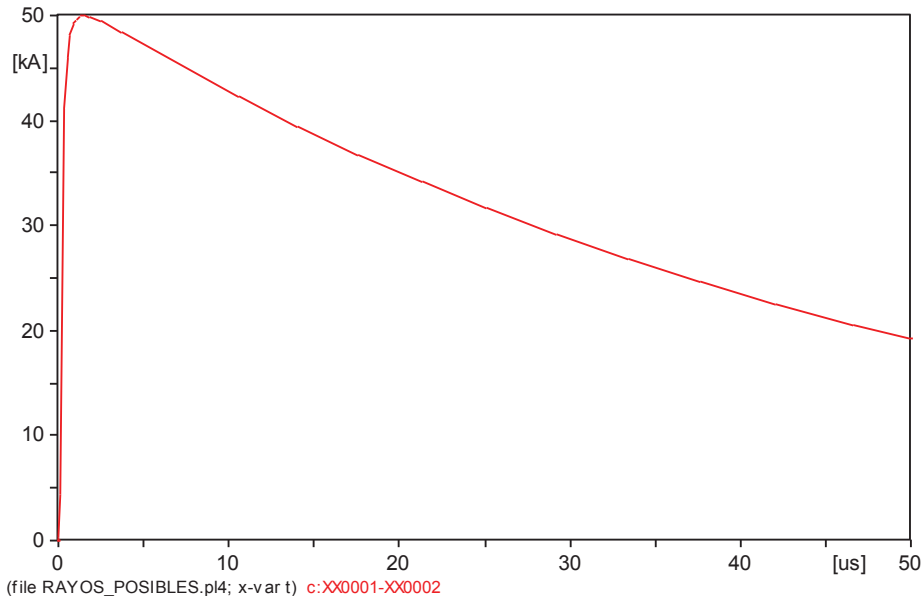
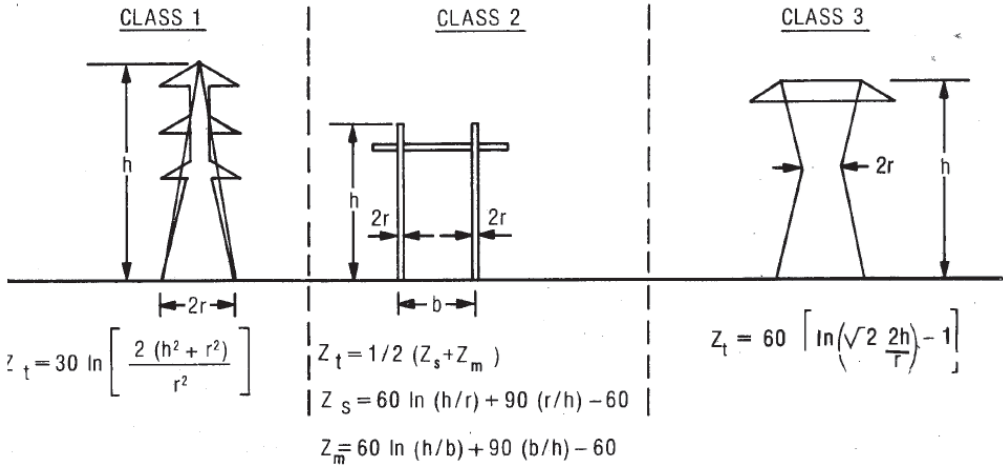


Figura 4-4: Representación gráfica de descarga atmosférica modelada en ATP.

4.1.2 Estructuras

Las torres de las líneas de transmisión son modeladas por medio de líneas de parámetros distribuidos y un valor de impedancia de sobretensión. Este valor es obtenido según el tipo de estructura que requiera ingresar al modelo. Como se muestra en la Figura 4-5, existen diferentes maneras de calcular la impedancia de sobretensión.



FOR EACH CASE, THE TRAVEL TIME T FROM TOWER TOP TO GROUND IS: $T = h / 300 \mu s$
 Figura 4-5: Método de cálculo para impedancia de sobretensión de estructuras [15]

El modelo utilizado para líneas de transmisión es el modelo cónico (Clase 1, Figura 4-5) [16], el cual permite una aproximación más realista el comportamiento de la onda, donde el radio y la altura de la torre, toman relevancia al calcular la impedancia. Su valor puede variar entre 100 y 300 ohm y por lo general tiene una velocidad de propagación cercana a la velocidad de la luz.

A modo de ejemplificar se muestra en la Figura 4-6, una torre típica de 220 kV usada en el sistema troncal de nuestro país y de manera conjunta se muestra su modelo en ATP.

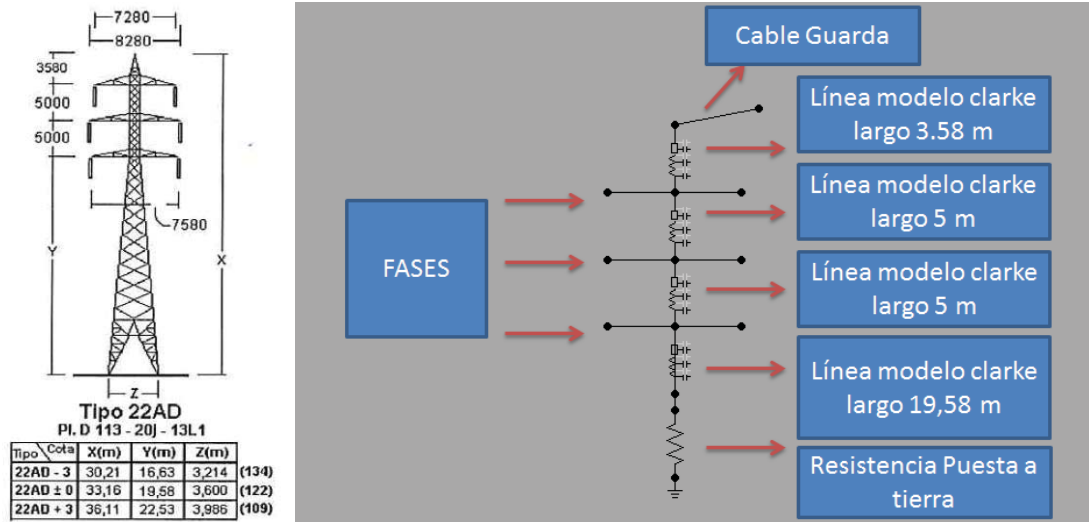


Figura 4-6: Ejemplificación de modelo de torre en ATP.

4.1.3 Resistencia puesta a tierra

Como se observa en la Figura 4-6, la torre también tiene modelada una resistencia puesta a tierra o también conocida como resistencia pie de torre. Esta resistencia cumple un rol bastante importante dado que al momento de ocurrencia de una descarga atmosférica en el cable guardia o directamente en la estructura, la onda viajará a través de ella como se muestra en la Figura 4-7. La magnitud del valor peak de la onda se verá afectada de manera directa por la resistencia que tenga la estructura.

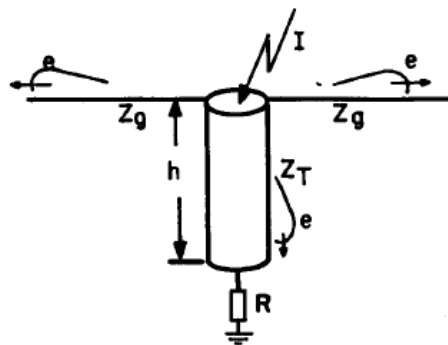


Figura 4-7: Comportamiento de la descarga atmosférica en una estructura [1].

El modelo aplicado en ATP para una resistencia puesta a tierra reúne una serie de parámetros que simulan de manera real su respuesta a altas frecuencias frente al fenómeno de descarga atmosférica, la cual está definida por la ecuación 4-5.

$$R_T = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \tag{4-5}$$

Donde,

R_T : Resistencia puesta a tierra a alta frecuencia (ohm).

R_0 : Resistencia puesta a tierra a baja frecuencia (ohm).

I_g : Corriente límite para iniciar ionización del suelo (Amperes).

I : Corriente de descarga atmosférica a través de la torre [Amperes].

Debido a que la resistividad del suelo cobra relevancia en el cálculo, se realiza en cálculo de I_g con la ecuación 4-6.

$$I_g = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{E_0 \cdot \rho}{R_0^2} \quad (4-6)$$

Donde,

ρ : Resistividad del suelo (ohm-m).

E_0 : Gradiente de Ionización del suelo, tiene un valor cercano a 300 kV/m.

El modelo representado en ATP considera la ecuación 4-5, fue realizado por medio de la rutina MODELS, que permite representar ecuaciones por medio de diagramas de bloques y la rutina TACS que permite tomar una señal y enviarla a un elemento asignando el valor. Esto se hace para poder medir la corriente de descarga real que pasa por la estructura y así obtener un valor de resistencia puesta a tierra a altas frecuencias.

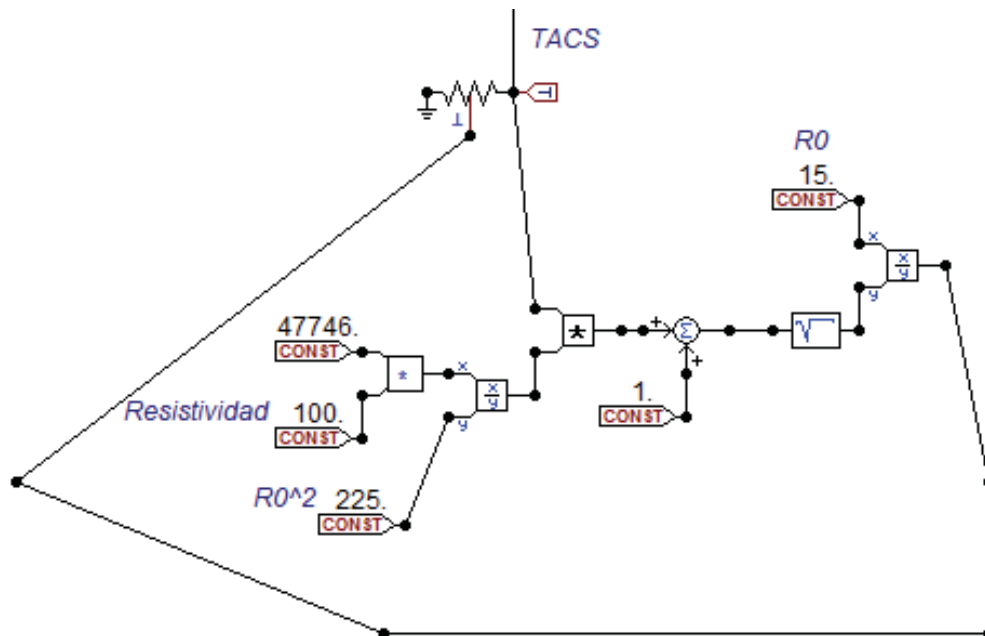


Figura 4-8: Representación resistencia puesta a tierra en ATP.

4.1.4 Líneas de transmisión y cables

Las líneas de transmisión y cables son modelados por medio de la rutina LCC (Line Cable Constants). La rutina permite ingresar los parámetros de la línea, como su radio, disposición geométrica, resistividad del terreno, largo, efecto piel. Para los cables permite ingresar parámetros similares, añadiendo también espesor de la aislación y la permitividad de ella. Cabe destacar que la opción de tipo de línea a modelar es bastante importante, dado que la rutina permite seleccionar modelo de línea Bergeron para frecuencia constante y modelo de línea JMarti la cual responde de manera correcta a fenómenos de altas frecuencias, como la descarga atmosférica y el TRV. En la Figura 4-9 y 4-10, se puede observar como quedan modelados dichos elementos.

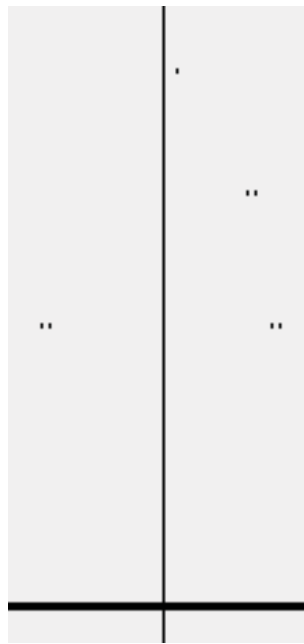


Figura 4-9: Representación gráfica de los conductores de fase modelados por rutina LCC, para una línea aérea.

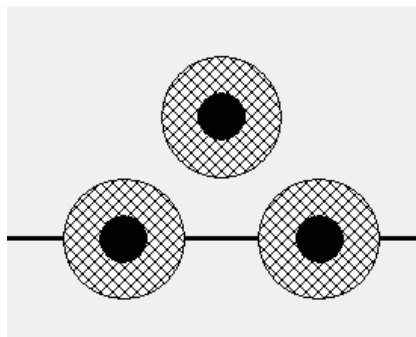


Figura 4-10: Representación gráfica de los conductores de fase modelados por rutina LCC, para un cable subterráneo.

4.1.5 Pararrayos

El pararrayos es uno de los elementos de protección de equipos de gran importancia cuando se trata de fenómenos transitorios. De manera simple, ellos “recortan” la onda de sobretensión, disminuyendo su magnitud. Para representarlos en ATP, existen diversos modelos, pero una manera simple de representarlo es por medio de una resistencia no-lineal o varistor. La biblioteca de ATP tiene a disposición el MOV92 que se comporta de manera óptima al ingresar los parámetros de Tensión v/s Corriente, como se puede apreciar en la Figura 4-11 [20].

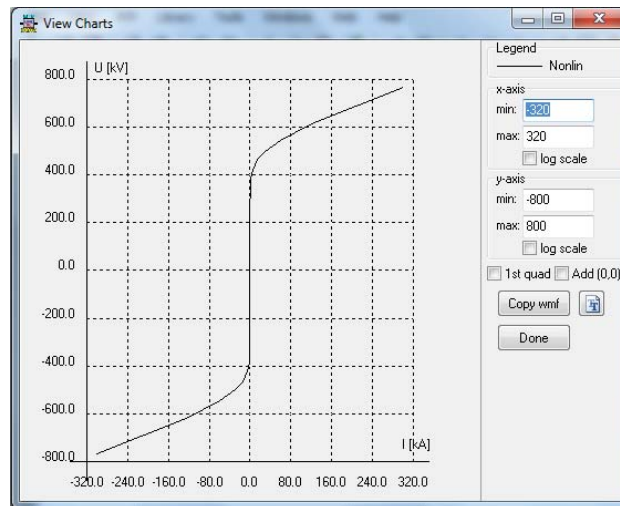


Figura 4-11: Curva característica de un pararrayos representada en ATP.

4.1.6 Equipos primarios de una subestacion

Los equipos primarios se representan por medio de capacitancias, con valores sugeridos por IEEE como se muestra en la Tabla 4-1 [4].

Tabla 4-1: Valores de capacitancias parasitas para representar equipos primarios [4]

Equipo	Capacitancia [pF]			
	115 kV	220 kV	400 kV	500 kV
Desconectador	100	137	200	189
Transf. De corriente	250	408	680	713
Transf. De potencial	8000	6895	5000	4726
Aislador de pedestal	80	95	120	128
Autotransformador	3500	3205	2700	3330
Mufa	250	318	435	500

La norma IEC 60071-4 propone el cálculo de la capacitancia (en nF) del transformador según su potencia en MVA (Ecuación 4-7).

$$C = 0.52 \cdot P^{0.4} \tag{4-7}$$

4.1.7 Cadena de aisladores

Al momento de analizar el fenómeno de descarga atmosférica, un elemento del sistema bastante importante a analizar es la cadena de aisladores. Dichos elementos se encuentran en las líneas de transmisión soportando a los conductores y proporcionando aislación eléctrica requerida.

Para representar las cadenas de aisladores ATP existen dos maneras, una de ellas es por medio de un interruptor controlado por tensión y por medio de la rutina MODELS que permite ingresar una programación para modelar el comportamiento real de la cadena de aisladores.

En la Figura 4-12, se puede observar la sobretensión ocurrida al momento de aplicar una descarga atmosférica en un conductor de fase, siendo la curva de color rojo la sobretensión en la fase y en verde la respuesta de la cadena de aisladores, que cuando llega a su valor límite ocurre el flameo de la cadena de aisladores, llevando su tensión a cero como se muestra en la imagen.

En la Figura 4-13 se observa el comportamiento de las cadenas de aisladores frente a una descarga en el cable guardia, cumpliendo así con un nivel de protección, dado que las sobretensiones no son de tan alta magnitud como cuando el conductor descarga de manera directa en el conductor de fase

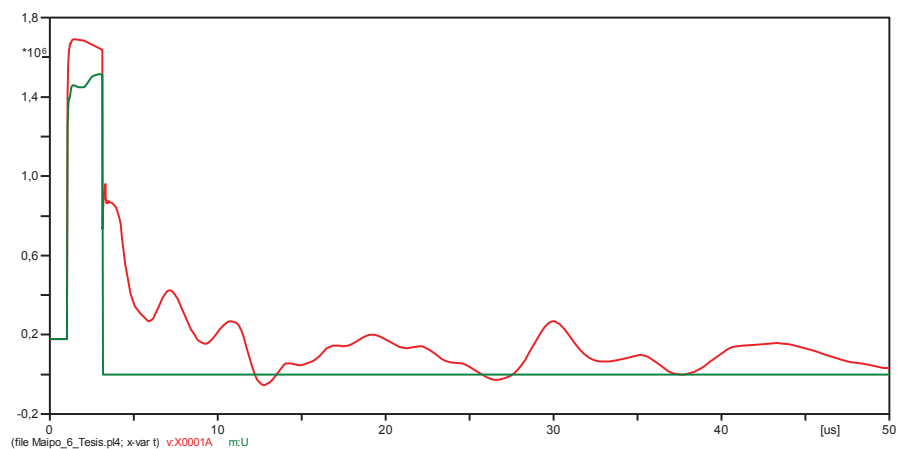


Figura 4-12: Figura representativa del comportamiento de la cadena de aisladores modelada en ATP.

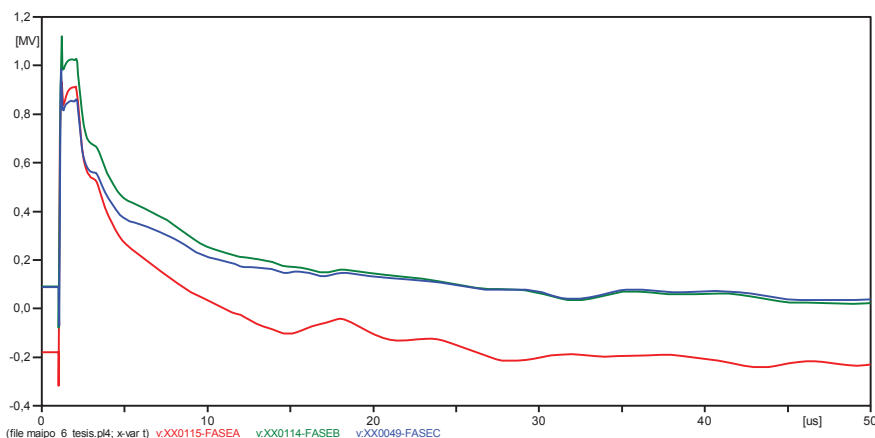


Figura 4-13: Comportamiento de cadena de aisladores frente una descarga en el cable guardia.

4.2 Modelamiento para TRV

Para el modelo de TRV se usan en su mayoría los elementos presentados para descarga atmosférica, aunque existen ciertas diferencias al momento de modelar los interruptores de poder y las fallas. Como se dijo anteriormente el TRV depende de del tiempo de apertura de los interruptores, tipo de falla y ubicación de la falla, por lo cual a continuación se mostrarán los requerimientos básicos para un modelo de TRV.

4.2.1 Fallas

La representación de las fallas para un modelo de TRV se debe realizar por medio de resistencias e interruptores estadísticos, los cuales proporciona ATP, teniendo a un interruptor de fase como maestro y los dos restantes como interruptores esclavos, con probabilidad uniforme. Esto se realiza para que la naturaleza de la falla sea en base a probabilidades de ocurrencia.

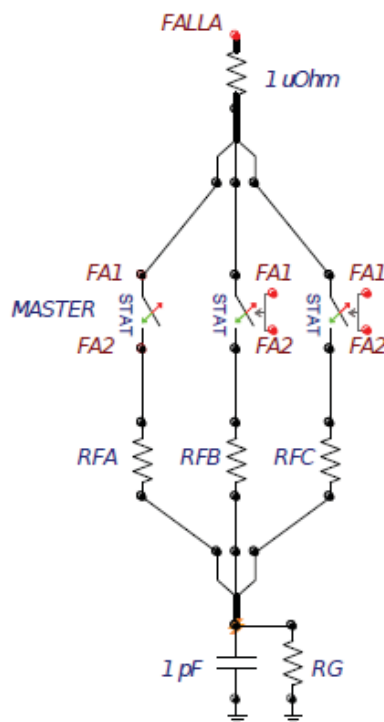


Figura 4-14: Representación de fallas en ATP [10].

En la Figura 4-13, se puede observar el modelo de una falla en ATP, esto aplica para todos los tipos de falla, lo que varía son sus valores de resistencia según el tipo, a continuación, se detallan dichos valores. La idea principal es, que si deseo una falla monofásica la corriente fluya a través de la fase que deseo que falle, como ocurre en la falla monofásica, el valor de resistencia de la Fase A y Tierra tienen valores bastante menores a los que tienen las Fase B y C. De manera similar se comportan el resto de las fallas, como la falla Trifásica que tiene todas las resistencias con valores bajos para que la corriente fluya a través de ellas, pero la resistencia a tierra es bastante mayor para que la corriente no fluya a través de esta.

- Falla Monofásica
 - $R_{FA} = 0.1 \text{ [ohm]}$
 - $R_{FB} = R_{FC} = 10 E^6 \text{ [ohm]}$
 - $R_g = 0.01 \text{ [ohm]}$
- Falla Bifásica a Tierra
 - $R_{FA} = R_{FB} = 0.1 \text{ [ohm]}$
 - $R_{FC} = 10 E^6 \text{ [ohm]}$
 - $R_g = 0.01 \text{ [ohm]}$
- Falla Bifásica
 - $R_{FA} = R_{FB} = 0.1 \text{ [ohm]}$
 - $R_g = R_{FC} = 10 E^6 \text{ [ohm]}$
- Falla Trifásica
 - $R_{FA} = R_{FB} = R_{FC} = 0.1 \text{ [ohm]}$
 - $R_g = 10 E^6 \text{ [ohm]}$

Para los análisis que se llevarán a cabo más adelante, las cuatro fallas serán tomadas en consideración.

4.2.2 Interruptores de poder

Los interruptores de poder pueden ser modelados como se muestra en la Figura 4-14, donde se toma en consideración el valor de las capacidades asociadas a las cámaras de extinción valores típicos de $C_t = 20 \text{ [pF]}$, $C_c = 20 \text{ [pF]}$ y $C_g = 1500 \text{ [pF]}$, aunque dichos valores se pueden obtener de manera exacta si el fabricante los proporciona.

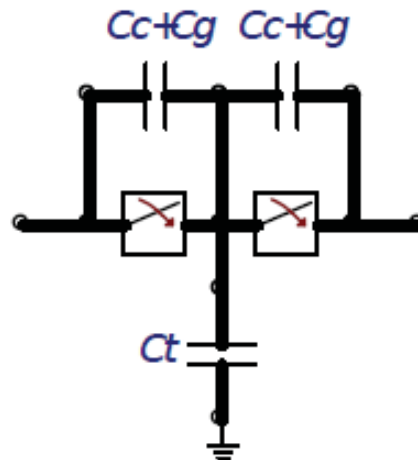


Figura 4-15: Representación de un interruptor de poder en ATP [10].

Un caso más conservador para modelar un interruptor de poder sería solamente usar un interruptor controlado por tiempo. Esta práctica de utilizar capacitancias de las cámaras de extinción es usada cuando el TRV analizado no se encuentra en cumplimiento de la norma que lo regula.

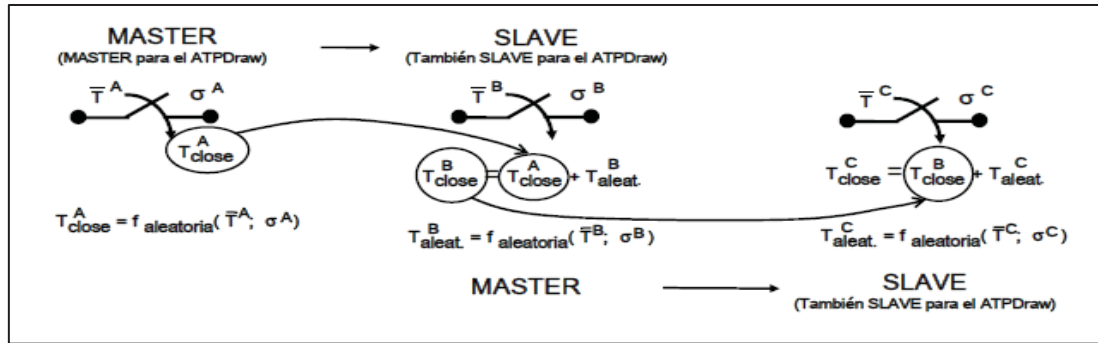


Figura 4-16: Representación teórica del modelado de interruptores de poder estadísticos [11].

Otra manera de representar los interruptores de poder es de manera estadística como se muestra en la Figura 4-16. Donde uno de ellos asume el rol de maestro y los restantes el rol de esclavos, donde el maestro envía una señal de apertura en base a probabilidades al resto de los interruptores, que lo seguirán teniendo tiempos mayores de apertura.

5 Análisis de sensibilidad

En el presente capítulo se presentarán los resultados obtenidos de las simulaciones tanto de Descarga Atmosférica y TRV, realizando un análisis de sensibilidad de las variables que se ven afectadas bajo ciertas condiciones sistémicas.

Para el caso de Descarga Atmosférica se realizará, una variación de la resistencia puesta a tierra de las estructuras, para evaluar el comportamiento de la tensión inducida en las fases y como varía el peak de la tensión de descarga.

De manera posterior, tomando un tiempo de apertura conservador, se procederá a analizar de manera determinística el fenómeno de TRV y como varía según el tipo de falla aplicado tomando en consideración falla trifásica, falla bifásica, falla bifásica a tierra y falla monofásica.

Finalmente se realizará un análisis de la variación del TRV según el nivel de cortocircuito en la zona, tomando valores típicos tomados del Sistema Eléctrico Nacional.

5.1 Análisis de sensibilidad Descarga Atmosférica

Se tomó en consideración para este análisis una corriente típica de descarga de 15 kA, con un tiempo de frente de 1 μ s, aplicada en la parte superior de la estructura, como se muestra en la Figura 5-1.

La estructura utilizada fue una estructura típica de una línea de 220 kV del Sistema Eléctrico Nacional con altura aproximada de 33 metros. La variación de la resistencia puesta a tierra toma valores entre 10 Ω y 1000 Ω .

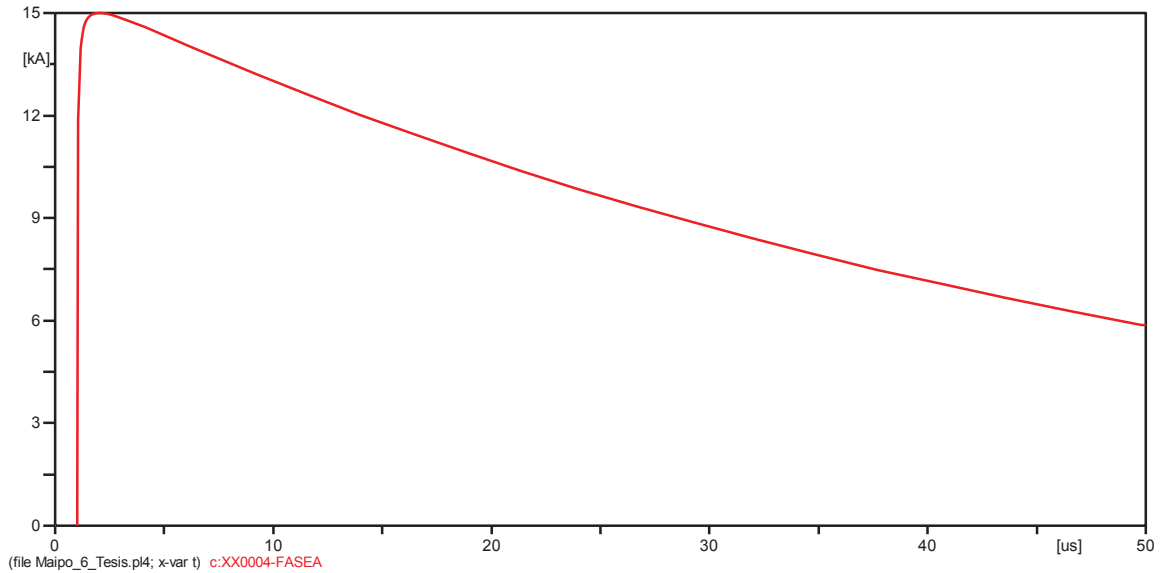


Figura 5-1: Corriente de Descarga Atmosférica modelada en ATP - 15 kA.

En la Figura 5-1 se puede observar la corriente modelada, la cual corresponde a la curva propuesta por la Norma IEC 60071, con un peak de 15 kA.

Tabla 5-1: Sobretensiones producidas según Resistencia Puesta a Tierra.

Resistencia Puesta a Tierra [ohm]	Sobretensión [kV]	
	Descarga	Peak Fase
10	1732	654
50	1794	656
100	1818	659
200	1919	683
300	1995	701
500	2101	726
1000	2243	758

Los valores considerados para resistencia puesta a tierra mostrados en la Tabla 5-1, son valores reales, dado que, en la zona Sur del país, se pueden encontrar valores bajos entre 10 ohm y 50 ohm y a medida que nos acercamos a la zona Norte, los valores pueden llegar a aumentar a 1000 ohm. Esto básicamente se debe al tipo de suelo de la zona siendo la zona Norte del país una zona más desfavorable para este tipo de fenómeno.

Se puede observar en la Figura 5-2 y Figura 5-3 que, al ir aumentando la resistencia puesta a tierra, tanto el valor peak de la descarga atmosférica y el valor peak de las tensiones inducidas en las fases aumenta de manera lineal, teniendo una influencia importante en dichos valores.

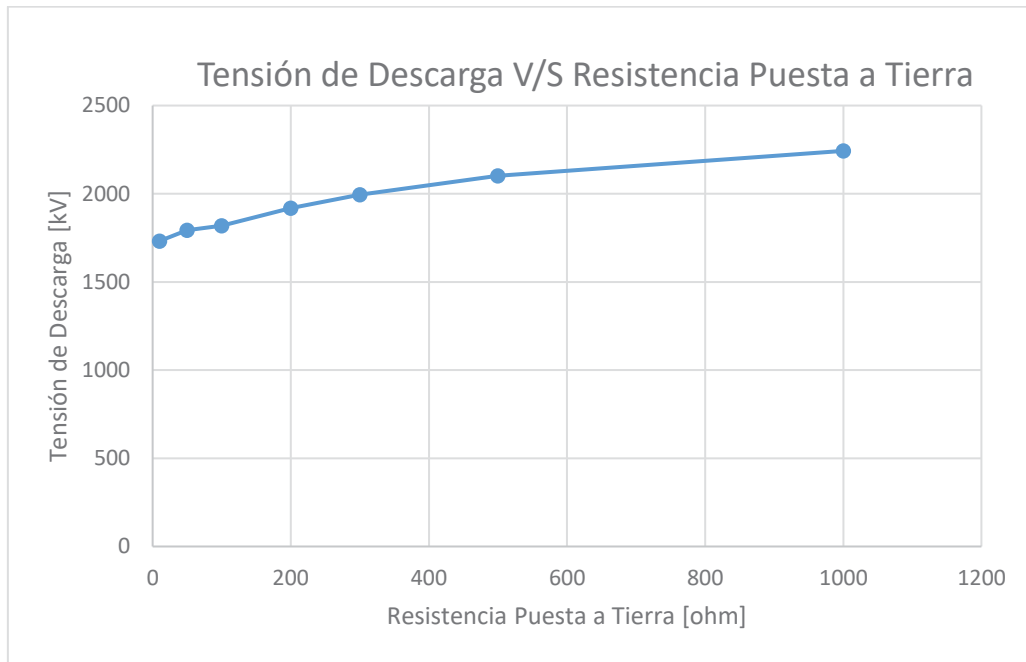


Figura 5-2: Grafica de Tensión de Descarga V/S Resistencia Puesta a Tierra.

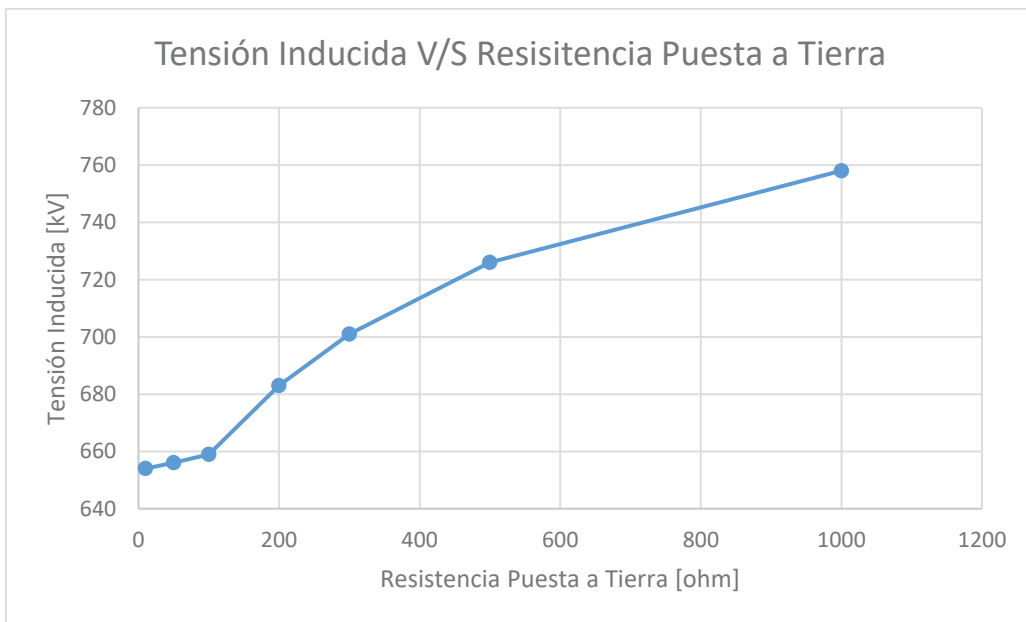


Figura 5-3: Grafica de Tensión Inducida V/S Resistencia Puesta a Tierra.

5.2 Análisis de Cadena de Aisladores

A continuación, se muestran tres situaciones modeladas donde se analiza el comportamiento de la cadena de aisladores frente al fenómeno de descarga atmosférica.

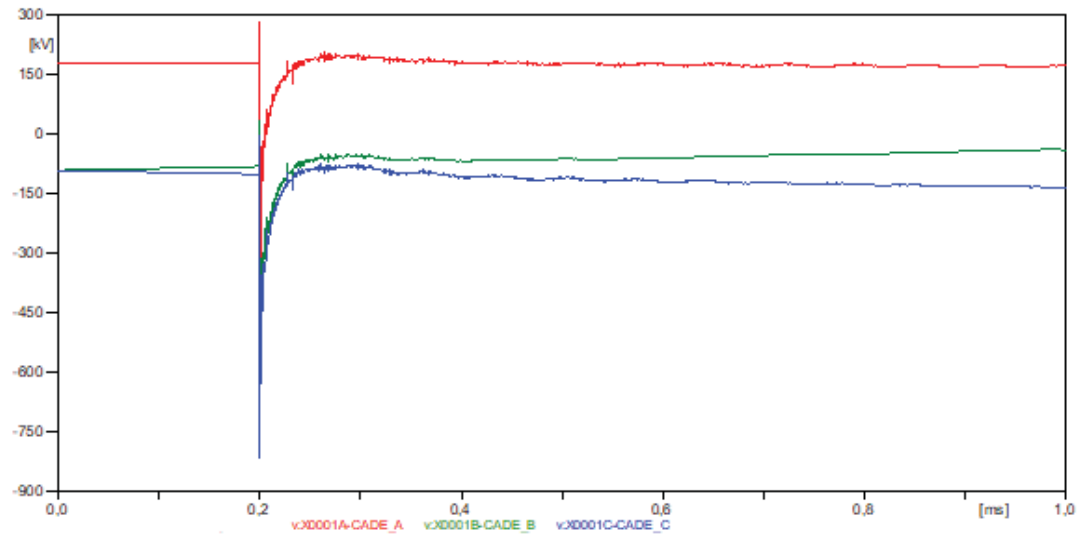


Figura 5-4: Tensión en Cadena de Aisladores con impacto de 10 [kA] en cable guardia.

La Figura 5-4, muestra la tensión en cadenas de aisladores, con un impacto de 10 [kA] en el cable guardia, donde se puede observar que no existe flameo en las cadenas de aisladores, dado que el valor peak máximo obtenido fue 814 [kV] en la fase C y la cadena de aisladores modelada soporta 1400 [kV].

En la Figura 5-5, se muestra la tensión de la cadena de aisladores con un impacto de 40 [kA] en el cable guardia, donde se puede observar que existe flameo en las cadenas de aisladores de la fase A, donde el valor máximo obtenido fue de 1436.2 [kV] superando el valor de la cadena de aisladores que soporta una tensión máxima de 1400 [kV].

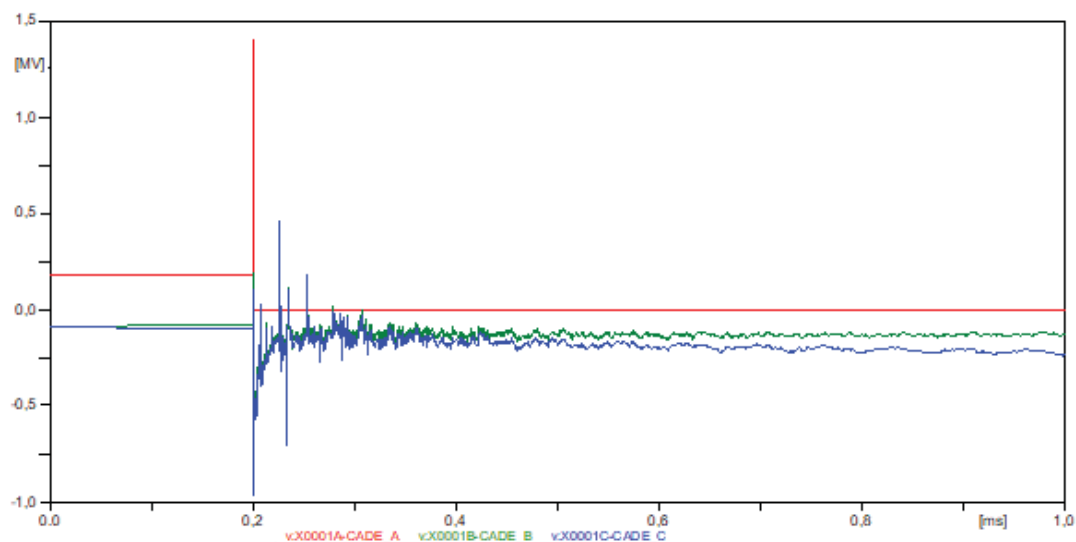


Figura 5-5: Tensión en Cadena de Aisladores con Impacto de 40 [kA] en el cable guardia.

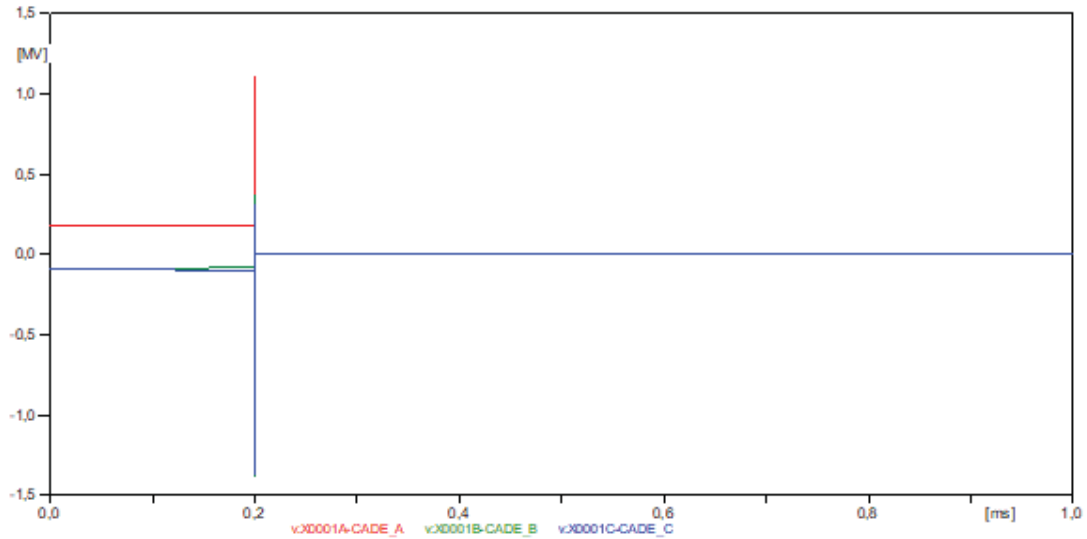


Figura 5-6: Tensión en Cadena de Aisladores con Impacto en Fase A.

En la Figura 5-6 se puede observar que con una descarga atmosférica de 40 [kA] que impacta de manera directa en la Fase A, las cadenas de las tres fases se ven sobrepasadas, llevando su tensión a cero.

En base a este análisis se demuestra que el cable guardia reduce de manera efectiva la probabilidad de ocurrencia de flameo en las cadenas de aisladores, como también que la magnitud de la corriente de descarga tiene directa relación con las sobretensiones que se inducen en las fases, dado que, para el caso de 10 [kA] no se observa flameo en las cadenas de aisladores, pero al momento de incrementar el valor de magnitud a 40 [kA], la Fase A se ve afectada.

5.3 Análisis de sensibilidad TRV

A continuación, se realizarán los análisis de sensibilidad de TRV y RRRV, tomando en consideración tiempos de apertura de interruptores de poder, tipos de fallas y diversos puntos de falla.

El modelo propuesto en la Figura 5-4, es un modelo acotado para análisis de TRV, el cual posee dos niveles de tensión 500 kV y 220 kV, donde se tomó en consideración la compensación serie de la línea de transmisión de 550 kV modelada de manera básica, tres transformadores de poder 500/220 kV 750 MVA con datos placa obtenidos por medio de la plataforma Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional. Tres paños de línea tanto para 500 kV y 220 kV. Los equipos primarios de la subestación se modelaron como capacitancias, donde el valor total se representa como una sola capacitancia a tierra conectadas a las barras correspondientes. Estos valores son los propuestos en el capítulo 4.

Al ser un modelo reducido se tomó en consideración un nivel de cortocircuito obtenido mediante Power Factor DIGSILENT, tanto para 500 kV y 220 kV.

Las simulaciones estadísticas consideraron una distribución de probabilidad uniforme posterior al instante de falla en un intervalo de 20 ms, lo que corresponde a un ciclo completo. La apertura de los interruptores luego de ocurrida la falla sigue una distribución de probabilidad normal, con tiempo medio de 40 ms, tiempo considerado conservador y representativo de la operación de las protecciones al momento de despejar una falla. Para los casos considerados se mostrará aquel que posea el máximo TRV.

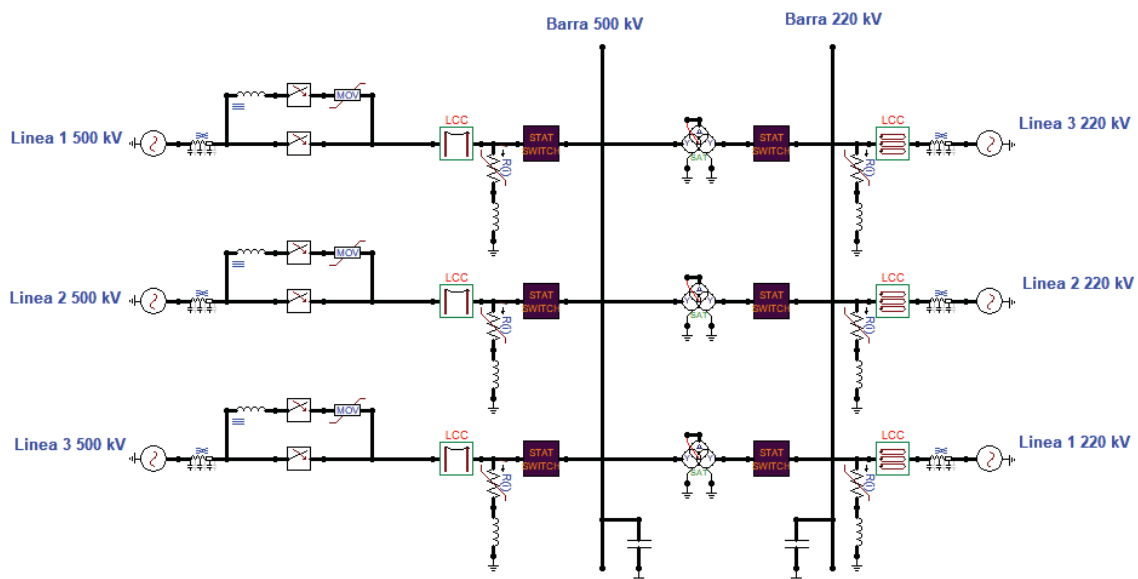


Figura 5-7: Modelo Subestación 500/220 kV para análisis de TRV.

5.3.1 Caso Falla en barra de 500 kV

A continuación, se muestran el resumen de resultados para una falla en barra 500 kV.

Tabla 5-2: Resultados obtenidos para falla en barra 500 kV.

Tipo de Falla	Interruptor de 500 kV					
	Fase	Primer Peak kV Peak	Tiempo Primer Peak us	RRRV kV/us	TRV kV Peak	Corriente en Interruptor kA Peak
Trifásica	A	330,9	140	2,4	539,6	3,75
	B	412,7	140	0,3	705,2	3,8
	C	402,3	140	2,9	672,7	3,79
Bifásica a Tierra	A	250,5	1740	0,1	955,6	0,3
	B	388,1	140	2,8	631,1	3,8
	C	418,6	140	3,0	597,8	3,9
Bifásica	A	62,00	300	0,2	142,0	0,0
	B	181,8	150	1,2	987,7	3,9
	C	353,2	140	2,5	1106,5	3,9
Monofásica	A	331,3	2120	0,2	873,7	0,3
	B	142,3	980	0,1	333,1	0,3
	C	368,1	140	2,6	545,5	3,7

De la Tabla 5-2, se puede observar lo siguiente:

- Para una falla en barra, la mayor corriente a través del interruptor es de 3,9 kA correspondientes a una Falla Bifásica, lo que es bastante menor a la corriente nominal de interrupción del interruptor de poder que es de 50 kA. Esto nos lleva a utilizar la curva T10 propuesta por la norma, la que permite un valor TRV peak de 1030 kV y un RRRV de 7 kV/us.
- En base a lo anterior se puede observar que existe un solo valor que se encuentra incumpliendo la norma, que corresponde a 1106,5 kV, valor de TRV calculado para una Falla Bifásica en barra de 500k kV.
- Para todas las fallas se observa que el valor de RRRV se encuentra cumpliendo con los aspectos normativos, Siendo el máximo de 3,0 kV/us, para una falla bifásica a tierra.

5.3.2 Caso Falla en Transformador lado 500 kV

A continuación, se muestran el resumen de resultados para una falla en el lado de 500 kV del transformador de poder.

Tabla 5-3: Resultados obtenidos para falla en transformador lado 500 kV – Interruptor 220 kV.

Tipo de Falla	Fase	Interruptor de 220 kV				
		Primer Peak kV Peak	Tiempo Primer Peak us	RRRV kV Peak	TRV kV Peak	Corriente en Interruptor kA Peak
Trifásica	A	190,3	290	0,7	357,2	8,5
	B	174,5	270	0,6	283,0	8,2
	C	188,8	290	0,6	343,0	8,3
Bifásica a Tierra	A	258,8	1560	0,2	291,2	0,0
	B	160,6	270	0,6	284,9	7,6
	C	181,0	1030	0,2	330,0	7,8
Bifásica	A	145,0	630	0,2	164,8	0,
	B	152,2	270	0,6	400,9	8,8
	C	171,8	720	0,2	284,0	8,8
Monofásica	A	285,9	1080	0,3	285,9	0,7
	B	283,0	1830	0,2	283,0	0,5
	C	167,3	270	0,6	302,4	7,0

De la Tabla 5-3, se puede observar lo siguiente:

- Para una falla en lado de 500 kV del transformador, la mayor corriente a través del interruptor es de 8,8 kA correspondientes a una Falla Bifásica, lo que es bastante menor a la corriente nominal de interrupción del interruptor de poder que es de 50 kA. Esto nos lleva a utilizar la curva T30 propuesta por la norma dado que la corriente calculada corresponde aproximadamente a un 20% de la corriente de ruptura del interruptor. Dicha curva permite un valor TRV peak de 400 kV y un RRRV de 5 kV/us.
- En base a lo anterior se puede observar que existe un solo valor que se encuentra incumpliendo la norma, que corresponde a 400,9 kV, valor de TRV calculado para una Falla Bifásica en el lado de 500k kV del transformador.
- Para todas las fallas se observa que el valor de RRRV se encuentra cumpliendo con los aspectos normativos. Siendo el máximo de 0,7 kV/us para una falla trifásica.

Tabla 5-4: Resultados obtenidos para falla en transformador lado 500 kV – Interruptor 500 kV.

Tipo de Falla	Interruptor de 500 kV					
	Fase	Primer Peak kV Peak	Tiempo Primer Peak us	RRRV kV Peak	TRV kV Peak	Corriente en Interruptor kA Peak
Trifásica	A	858,0	1700	0,5	858,0	13,1
	B	677,0	1950	0,3	677,0	13,2
	C	818,7	1750	0,5	818,7	13,2
Bifásica a Tierra	A	133,0	70	1,9	715,0	0,0
	B	618,7	140	4,4	730,0	13,6
	C	574,7	140	4,1	800,3	13,0
Bifásica	A	327,6	780	0,4	398,6	0,0
	B	1131,1	1690	0,7	1131,1	14,0
	C	383,0	610	0,6	664,2	14,0
Monofásica	A	658,1	900	0,7	658,1	0,0
	B	628,1	1890	0,3	628,1	0,0
	C	719,4	1770	0,4	719,4	11,0

De la Tabla 5-4, se puede observar lo siguiente:

- Para una falla en el lado de 500 kV del transformador, la mayor corriente a través del interruptor es de 14,0 kA correspondientes a una Falla Bifásica, lo que es bastante menor a la corriente nominal de interrupción del interruptor de poder que es de 50 kA. Esto nos lleva a utilizar la curva T30 propuesta por la norma dado que la corriente calculada corresponde aproximadamente a un 28% de la corriente de ruptura del interruptor. Dicha curva permite un valor TRV peak de 899 kV y un RRRV de 5 kV/us.
- En base a lo anterior se puede observar que existe un solo valor que se encuentra incumpliendo la norma, que corresponde a 1131,1 kV, valor de TRV calculado para una Falla Bifásica en el lado de 500k kV del transformador.
- Para todas las fallas se observa que el valor de RRRV se encuentra cumpliendo con los aspectos normativos. Siendo el máximo 4,4 kV/us, para una falla bifásica a tierra.

5.3.3 Caso Falla en barra de 220 kV

A continuación, se muestran el resumen de resultados para una falla en barra 220kV.

Tabla 5-5: Resultados obtenidos para falla en barra 220 kV.

Tipo de Falla	Fase	Interruptor de 220 kV				
		Primer Peak kV Peak	Tiempo Primer Peak us	RRRV kV Peak	TRV kV Peak	Corriente en Interruptor kA Peak
Trifásica	A	86,6	270	0,3	343,3	3,5
	B	218,9	1850	0,1	289,4	3,4
	C	313,5	1890	0,2	313,5	3,4
Bifásica a Tierra	A	163,0	340	0,5	412,3	4,1
	B	158,1	310	0,5	306,5	4,4
	C	221,6	2950	0,1	371,3	1,8
Bifásica	A	79,3	300	0,3	355,0	5,1
	B	84,4	250	0,3	256,0	5,1
	C	402,0	7620	0,1	402,0	0,0
Monofásica	A	106,0	310	0,3	326,0	4,7
	B	308,6	4740	0,1	432,4	2,1
	C	386,1	8840	0,0	386,1	2,1

De la Tabla 5-5, se puede observar lo siguiente:

- Para una falla en barra, la mayor corriente a través del interruptor es de 5,1 kA correspondientes a una Falla Bifásica, lo que es bastante menor a la corriente nominal de interrupción del interruptor de poder que es de 50 kA. Esto nos lleva a utilizar la curva T10 propuesta por la norma, la que permite un valor TRV peak de 459 kV y un RRRV de 7 kV/us.
- En base a lo anterior se puede observar que no existe TRV calculado que supere el valor de TRV peak sugerido por la norma.
- Para todas las fallas se observa que el valor de RRRV se encuentra cumpliendo con los aspectos normativos. Siendo el máximo 0,5 kV/us para una falla bifásica a tierra.

5.3.4 Caso Falla transformador lado de 220 kV

A continuación, se muestran el resumen de resultados para una falla en el lado de 220 kV del transformador de poder.

Tabla 5-6: Resultados obtenidos para falla en transformador lado 220 kV – Interruptor 220 kV.

Tipo de Falla	Fase	Interruptor de 220 kV				
		Primer Peak kV Peak	Tiempo Primer Peak us	RRRV kV Peak	TRV kV Peak	Corriente en Interruptor kA Peak
Trifásica	A	103,0	1280	0,1	200,1	16,3
	B	170,0	3030	0,1	216,5	16,5
	C	209,5	5110	0,0	209,5	16,5
Bifásica a Tierra	A	362,8	1080	0,3	362,8	0,0
	B	153,0	520	0,3	195,3	16,0
	C	150,0	2440	0,1	200,0	17,0
Bifásica	A	299,0	760	0,4	326,8	0,0
	B	62,5	430	0,1	393,0	17,5
	C	173,3	810	0,2	343,6	17,5
Monofásica	A	252,0	1020	0,2	325,7	0,0
	B	109,7	630	0,2	266,0	0,0
	C	194,3	5130	0,0	194,3	16,0

De la Tabla 5-6, se puede observar lo siguiente:

- Para una falla en el lado de 220 kV del transformador, la mayor corriente a través del interruptor es de 17,5 a correspondientes a una Falla Bifásica, lo que es bastante menor a la corriente nominal de interrupción del interruptor de poder que es de 50 kA. Esto nos lleva a utilizar la curva T30 propuesta por la norma dado que la corriente calculada corresponde aproximadamente a un 35% de la corriente de ruptura del interruptor. Dicha curva permite un valor TRV penal de 400kV y un RRRV de 5 kV/uso.
- En base a lo anterior se puede observar que no existe TRV calculado que supere el valor de TRV peak sugerido por la norma. Cabe recalcar que, si se observa un valor cercano al límite de 393 kV, para una falla bifásica.
- Para todas las fallas se observa que el valor de RRRV se encuentra cumpliendo con los aspectos normativos. Siendo el máximo 0,4 kV/us, para una falla bifásica, asociado al mayor peak de TRV observado.

Tabla 5-7: Resultados obtenidos para falla en transformador lado 220 kV – Interruptor 500 kV.

Tipo de Falla	Interruptor de 500 kV					
	Fase	Primer Peak kV Peak	Tiempo Primer Peak us	RRRV kV Peak	TRV kV Peak	Corriente en Interruptor kA Peak
Trifásica	A	521,0	130	3,9	743,0	4,3
	B	602,1	140	4,3	908,4	4,5
	C	595,0	140	4,3	833,7	4,3
Bifásica a Tierra	A	132,8	70	1,9	871,6	0,0
	B	618,3	150	4,1	822,8	4,5
	C	674,7	150	3,8	808,1	4,5
Bifásica	A	663,9	750	0,9	892,5	0,0
	B	486,5	150	3,2	899,9	3,9
	C	171,4	120	1,4	810,0	3,9
Monofásica	A	579,0	850	0,7	753,0	0,0
	B	243,5	620	0,4	603,0	0,0
	C	572,0	130	4,4	768,7	4,0

De la Tabla 5-7, se puede observar lo siguiente:

- Para una falla en el lado de 220 kV del transformador, la mayor corriente a través del interruptor es de 4,5 kA correspondientes a una Falla Bifásica a Tierra, lo que es bastante menor a la corriente nominal de interrupción del interruptor de poder que es de 50 kA. Esto nos lleva a utilizar la curva T10 propuesta por la norma dado que la corriente calculada corresponde aproximadamente a un 10% de la corriente de ruptura del interruptor. Dicha curva permite un valor TRV peak de 1030 kV y un RRRV de 7 kV/us.
- En base a lo anterior se puede observar que no existe TRV calculado que supere el valor de TRV peak sugerido por la norma.
- Para todas las fallas se observa que el valor de RRRV se encuentra cumpliendo con los aspectos normativos. Siendo el máximo 4,4 kV/us, para una falla monofásica a tierra.

6 Conclusiones

En base a lo observado en el documento, se muestra claramente que el comportamiento de una onda viajera en el sistema tiene bastante relevancia al momento de analizar una sobretensión, esto debido a que las frecuencias de cada fenómeno están ligadas a los parámetros de inductancia y capacitancia del sistema a analizar, dado que ellos definen el parámetro de impedancia de sobretensión y la velocidad de propagación que tendrá la onda en el sistema.

Dado que teóricamente la onda al enfrentarse a un cambio de impedancia reflejará o amplificará su magnitud, el valor de la impedancia de sobretensión cobra gran relevancia, por ende, en el caso de un cambio de alta impedancia a una menor, gran parte de la onda es reflejada, en cambio si esta aumenta su valor, como en el caso de un cambio de impedancia menor a uno mayor, la onda se verá amplificada. Existen diversos análisis no abarcados en este estudio que analizan el comportamiento de cambios de impedancias constantes, alto-bajo-alto-bajo-alto y se ha demostrado que la onda nunca llega a su valor original, esto básicamente se debe a que la onda va disminuyendo su valor a medida que aumenta la distancia en que se propaga.

La base de la teoría de la onda viajera nos lleva a entender de manera correcta el comportamiento de las sobretensiones que pueden observarse en un sistema eléctrico como el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya sea para una onda de frente lento, frente rápido o temporales, dado que todas se comportan de manera similar frente a los cambios de impedancia sujetos a los elementos inductivos y capacitivos del sistema.

Las descargas atmosféricas siendo un evento modelado en base a probabilidades, toma en consideración el caso más conservador, por lo mismo se analizaron los casos más exigentes que fueron descarga atmosférica en el conductor de fase y en el cable guardia. El análisis realizado confirma la idea de que a mayores valores de resistencia puesta a tierra, la magnitud de la sobretensión generada es más alta, siendo bastante desfavorable en términos de diseño de la estructuras de alta tensión, dado que en el Chile podemos encontrar terrenos con resistividades variadas, como en la zona sur que la calidad del suelo tiene una resistividad baja permitiendo que la resistencia puesta a tierra tome valores bajos y favorables frente al fenómeno de descarga atmosférica. También se ha observado que, en la zona sur del país, las líneas de transmisión no son implementadas con cable guardia.

En caso contrario existen zonas del país, como la zona norte que posee una resistividad de terreno bastante alta, implicando que al momento de diseñar una torre se requiera realizar prácticas para reducir la resistencia puesta a tierra, lo que puede ser agregando barras de cobre en los pies de la estructura bajo tierra o aplicar diversos elementos químicos que permiten disminuir la resistencia. Existen casos extremos en que simplemente no es posible realizar reducciones a la resistencia puesta a tierra, por lo cual se deberán tomar otras consideraciones para proteger las estructuras y conductores frente al fenómeno de descarga atmosférica, ya sea aumentando el largo de las cadenas de aisladores o implementando cable guardia, dado que se ha observado en líneas de la zona norte que no poseen cable guardias y tienen alta resistencia puesta a tierra, quedando completamente expuestas frente a una descargas atmosféricas.

Como se observó en el documento, el fenómeno de TRV se ve directamente afectado por los elementos que componen el sistema, principalmente por factores sistémicos como la cantidad de paños que posee la subestación, capacidad de corriente de ruptura máxima del interruptor de poder y nivel de cortocircuito, el cual está relacionado de manera directa con el nivel de tensión.

Teóricamente según la norma IEEE Std C37.06 e IEEE Std C37.011, la falla trifásica, es la falla que provocaría el mayor peak de TRV, pero como se observó en los diferentes casos analizados, el mayor TRV observado fue en la falla bifásica, esto como se dijo anteriormente tiene directa relación con el nivel de cortocircuito, dado que para cada caso el mayor peak observado corresponde a la mayor de corriente de cortocircuito medida por el interruptor. Dicha situación se debe atribuir tanto al modelo realizado, dado que es un modelo simplificado para el análisis de TRV donde las condiciones sistémicas también afectan.

El no cumplimiento normativo de TRV observado en los análisis realizados se dio principalmente para fallas en 500 kV, ya sea para fallas en barra de 500 kV o fallas en el lado de 500 kV del transformador de poder 500/220 kV 750 MVA. Esto se debe a que los interruptores de 500 kV son más propensos a tener un mayor TRV debido a su nivel de tensión y a que los niveles de cortocircuito son mayores que en lado de 220 kV.

Para los análisis de fallas en el lado de 220 kV no se observó incumplimiento normativo, pero si se encontró que para una falla en el lado de 220 kV del transformador de poder 500/220 kV, el valor peak de TRV se encuentra casi a límite del permitido, dado que el valor obtenido fue de 393 kV y el límite es de 400 kV.

Para ambos casos, sea fallas en 500 kV y 220 kV, no se observó problemas de RRRV, obteniendo valores bastante bajos cumpliendo con lo propuesto en la norma. Como se dijo anteriormente esto se debe a las consideraciones sistémicas, dado que se han visto casos a nivel nacional en que existe cumplimiento de TRV y no de RRRV, como también el caso contrario.

El constante aumento de niveles de cortocircuito es un tema bastante preocupante en el país, esto es porque se ha empezado a exigir estudios de TRV para niveles de tensión de 220 kV. Esto principalmente por el enmallamiento del sistema y por los elementos que lo componen. La preocupación radica en que se está llegando a los límites tecnológicos existentes en el mundo,

Las soluciones que se pueden utilizar para disminuir los niveles de TRV en ciertos puntos del país, son bastante variadas, principalmente se pueden enfocar a el aumento de cámaras de extinción de los interruptores de poder, aunque esto monetariamente hablando aumenta bastante el valor del interruptor por ende valor se verá multiplicado según la cantidad de interruptores que se desee reemplazar.

Otras soluciones han sido propuestas, como la construcción de nuevas subestaciones seccionadoras las cuales disminuyen el nivel de cortocircuito, pero dicha solución es bastante costosa y demora años. El seccionamiento de las barras principales de las subestaciones también es una solución factible y de bajo costo, pero aumenta la complejidad en la distribución de los flujos de potencia a lo largo del sistema.

La solución que se encuentra actualmente en discusión es la instalación de reactores limitadores de corriente de cortocircuito, dado que son de fácil instalación y la reducción del nivel de cortocircuito es significativa. Aunque en un estudio realizado para la subestación Charrúa, se analizó la implementación de reactores limitadores, pero tuvo un efecto adverso en los niveles de RRRV de los interruptores de poder, no obstante, el TRV se mantuvo en valores similares.

7 Trabajo futuro

En base a que ciertos análisis quedaron fuera de lo abarcado en este documento, se proponen nuevos trabajos futuros para los análisis realizados.

- Para el fenómeno de descarga atmosférica, analizar el caso de la no existencia de una malla aérea de la subestación.
- Para sobretensiones de frente lento, modelar las energizaciones o desenergizaciones de líneas, como bien la energización de un transformador para evaluar su corriente inrush.
- Para el fenómeno de TRV, implementar un mejor modelado tanto de sistema en general en base a los requerimientos del Coordinador Eléctrico nacional, ya sea en términos de cantidades de adyacencia y sobre todo implementar el modelo actual detallado de las compensaciones series utilizadas en las líneas de 500 kV, dado que el modelo aplicado en este documento es bastante básico.
- Realizar análisis de TRV con contingencias, como salidas de circuitos, salidas de operación de transformadores o unidades generadoras.

Bibliografía

- [1] Insulation Coordination for Power Systems – Andrew R. Hileman.
- [2] IEC 60071-4 Insulation Coordination – Computational Guide.
- [3] Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Programs Part 1 - IEEE Working Group 15/08/09.
- [4] Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Programs Part 2 - IEEE Working Group 15/08/09.
- [5] IEC 60071 - 2 Insulation Coordination Application Guide.
- [6] <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/11/analisis-de-una-subestacion-gis-parte-1.html>.
- [7] Capitulo J Protección contra Sobretensiones– Schneider Electric.
- [8] IEEE Application Guide for Transient Recovery Voltage for AC High-Voltage - IEEE Std C37.011 -1994.
- [9] IEEE Standar for AC High Voltage Circuit Breakers Rated On a Symmetrical Current Basis - 1000 V and Above - IEEE Std C37.06 -2009.
- [10] Jornada Técnica CIGRÉ - Fenómeno de Transient Recovery Voltage (TRV) y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional - 27/11/17 - Estudios Eléctricos.
- [11] Transient Recovery Voltages (TRV) for High-Voltage Circuit Breakers - Part I - ALSTOM - 19/09/2013

- [12] Transient Recovery Voltages (TRV) for High-Voltage Circuit Breakers - Part II - ALSTOM - 19/09/2013
- [13] IEC 62271-100 High Voltage Alternating Current Circuit Breakers - 2002 -Edition 1.1.
- [14] EPRI AC Transmission Line Reference Book 200 kV and Above, Third Edition,
- [15] EPRI Transmission Line Reference Book 345 kV and Above, Second Edition.
- [16] A Method of a Lightning Surge Analysis. Recommended in Japan Using EMTP Ametani, Fellow, IEEE, and T. Kawamura, Fellow, IEEE.
- [17] L. V. Bewley, Traveling Waves on Transmission Systems. New York: Dover, 1963.
- [18] Cálculo de Sobrevoltajes Originados por Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión utilizando el ATP (alternative transients program) aplicado a la línea de transmisión santa rosa - pomasqui 230 kv.
- [19] Cálculo de Sobrevoltajes Originados por Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión utilizando el ATP (alternative transients program) aplicado a la línea de transmisión santa rosa - pomasqui 230 kv.
- [20] Metal-Oxide surge arrester model for fast transient simulations, F.Fernandez – R.Diaz Universidad de Tucuman, Argentina
- [21] Guía Técnica de Aplicación - Directrices Generales para el Desarrollo de Estudios de TRV - Gerencia de Operación - Departamento de Estudios de Sistemas Eléctricos - Marzo 2018.
- [22] Capacitor Bank Switching - EMTP-RV - 26/10/2016.
- [23] Analysis Of Example Capacitor Bank Switching Solution and Recommendations for Revision Jose Rostron 3/13/2007.

A TRV Normalizado.

Table 12—Preferred ratings of prospective TRV for circuit breakers rated 100 kV and above, including circuit breakers applied in gas-insulated substations, for effectively grounded systems and grounded faults with a first pole to clear factor of $k_{pp} = 1.3$ at T100 1^a

Standard values of TRV represented by four parameters (test duties T100, T60) and two parameters (test duties T30, T10).												
Line No.	Rated maximum voltage (1) U_r kV, rms	Test duty	Amplitude factor k_{af} p.u.	First reference voltage u_1 kV	Time t_1 μ s	TRV peak value (4) (8) u_c kV	Time (2) t_2 μ s	Time t_3 μ s	Time delay (5) t_d μ s	Voltage u' kV	Time (5) t' μ s	RRRV u_1/t_1 or u_c/t_3 kV/ μ s
	Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12
1	123	T100	1.40	98	49	183	196	—	2 [14]	49	27 [8]	2
2	123	T60	1.50	98	33	196	99	—	2 [10]	49	18 [26]	3
3	123	T30	1.54 (7)	—	—	201	—	40	6	67	19	5
4	123	T10	1.76 (7)	—	—	230	—	33	5	77	16	7
5	145	T100	1.40	115	58	215	232	—	2 [16]	58	31 [45]	2
6	145	T60	1.50	115	38	231	114	—	2 [12]	58	21 [31]	3
7	145	T30	1.54 (7)	-	-	237	-	47	7	79	23	5
8	145	T10	1.76 (7)	-	-	272	-	39	6	91	19	7
9	170	T100	1.40	135	68	253	272	—	2 [19]	68	36 [53]	2
10	170	T60	1.50	135	45	271	135	—	2 [14]	68	25 [36]	3
11	170	T30	1.54 (7)	—	—	278	—	56	8	93	27	5
12	170	T10	1.76 (7)	—	-	320	—	46	7	106	22	7
13	245	T100	1.40	195	98	364	392	—	2 [7]	98	51 [76]	2
14	245	T60	1.50	195	65	390	195	-	2 [20]	98	35 [52]	3
15	245	T30	1.54 (7)	—	-	400	-	80	12	133	39	5
16	245	T10	1.76 (7)	—	-	459	-	66	10	153	32	7
17	362	T100	1.40	288	144	538	576	—	2 [40]	144	74 [112]	2
18	362	T60	1.50	288	96	576	288	—	2 [29]	144	50 [77]	3
19	362	T30	1.54 (7)	—	—	592	—	118	18	197	57	5
20	362	T10	1.76 (7)	—	-	676	-	97	15	226	47	7

Tabla A-1: Tabla TRV Normalizado – Factor del primer polo 1.3 – 123 kV a 362 kV nominales [9].

Table 12—Preferred ratings of prospective TRV for circuit breakers rated 100 kV and above, including circuit breakers applied in gas-insulated substations, for effectively grounded systems and grounded faults with a first pole to clear factor of $k_{pp} = 1.3$ at T100^a (continued)

Standard values of TRV represented by four parameters (T100, T60 and out-of-phase) and two parameters (T30, T10).(7)												
Line No.	Rated maximum voltage (1) U_r kV, rms	Test duty	Amplitude factor k_{af} p.u.	First reference voltage u_1 KV	Time t_1 μ s	TRV peak value (4) (8) u_c kV	Time (2) t_2 μ s	Time t_3 μ s	Time delay (5) t_d μ s	Voltage u' kV	Time (5) t' μ s	RRRV u_1/t_1 or u_c/t_3 kV/ μ s
	Col 1		Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11
21	550	T100	1.40	438	219	817	876	—	2 [61]	219	112 [171]	2
22	550	T60	1.50	438	146	876	438	180	2 [44]	219	75 [117]	3
23	550	T30	1.54 (7)	—	—	899	—	147	27	300	87	5
24	550	T10	1.76 (7)	636	318	1030	1272	—	22	344	71	7
25	800	T100	1.40	636	212	1190	636	262	2 [89]	319	161 [248]	2
26	800	T60	1.50	—	—	1270	—	214	2 [64]	319	108 [170]	3
27	800	T30	1.54 (7)	—	—	1320	—	—	39	436	126	5
28	800	T10	1.76 (7)	—	—	1500	—	—	32	500	103	7

Tabla A-2: Tabla TRV Normalizado – Factor del primer polo 1.3 – 550 kV a 800 kV nominales [9].

Table 13 —Preferred ratings of prospective TRV for circuit breakers rated 100 kV and above, including circuit breakers applied in gas-insulated substations for non-effectively grounded systems (all faults) and also ungrounded faults in effectively grounded systems, all with a first pole to clear factor of $k_{pp} = 1.5$ at T100 ^a

Standard values of TRV represented by four parameters (T100, T60) and two parameters (T30, T10)												
Line No.	Rated maximum voltage (1) U_r kV, rms	Test duty	Amplitude factor k_{af} p.u.	First reference voltage u_r kV	Time t_1 μs	TRV peak value (2) (4) u_c kV	Time t_2 μs	Time t_3 μs	Time delay (3) t_d μs	Voltage u' kV	Time (3) t' μs	RRRV u_r/t_1 , or u_c/t_2 kV/ μs
	Col 1		Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11
1	123	T100	1.40	113	56	211	224	—	2 [16]	57	30 [44]	2
2	123	T60	1.50	113	38	226	114	—	2 [11]	57	21 [30]	3
3	123	T30	1.58	—	—	238	—	48	7	79	23	5
4	123	T10	1.64	—	—	247	—	35	5	82	17	7
5	145	T100	1.40	133	67	249	268	—	2 [19]	67	35 [52]	2
6	145	T60	1.50	133	44	266	132	—	2 [13]	67	24 [35]	3
7	145	T30	1.58	—	—	281	—	56	8	94	27	5
8	145	T10	1.64	—	—	291	—	42	6	97	20	7
9	170	T100	1.40	156	78	291	312	—	2 [22]	78	41 [61]	2
10	170	T60	1.50	156	52	312	156	—	2 [16]	78	28 [42]	3
11	170	T30	1.58	—	—	329	—	66	10	110	32	5
12	170	T10	1.64	—	—	341	—	49	7	114	24	7
13	245	T100	1.40	225	113	420	452	—	2 [32]	113	58 [88]	2
14	245	T60	1.50	225	75	450	225	—	2 [23]	113	40 [60]	3
15	245	T30	1.58	—	—	474	—	95	14	158	46	5
16	245	T10	1.64	—	—	492	—	70	11	164	34	7
17	362	T100	1.40	333	166	621	664	—	2 [47]	167	85 [130]	2
18	362	T60	1.50	333	111	665	333	—	2 [33]	167	58 [89]	3
19	362	T30	1.58	—	—	701	—	140	21	234	68	5
20	362	T10	1.64	—	—	727	—	104	16	242	50	7

Tabla A-3: Tabla TRV Normalizado – Factor del primer polo 1.5 – 123 kV a 362 kV nominales [9].

Table 13—Preferred ratings of prospective TRV for circuit breakers rated 100 kV and above, including circuit breakers applied in gas-insulated substations for non-effectively grounded systems (all faults) and also ungrounded faults in effectively grounded systems, all with a first pole to clear factor of $k_{pp} = 1.5$ at T100^a (continued)

Standard values of TRV represented by four parameters (T100, T60) and two parameters (T30, T10)												
Line No.	Rated maximum voltage (1) U_r	Test duty	Amplitude factor	First reference voltage	Time	TRV peak value (2) (4)	Time	Time	Time delay (3)	Voltage	Time (3)	RRRV
	kV, rms		k_{af}	u_1	t_1	u_c	t_2	t_3	t_4	u'	t'	u_1/t_1 or u_c/t_2 kV/ μ s
			Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	
21	550	T100	1.40	504	253	943	1012	—	2 [71]	253	128 [197]	2
22	550	T60	1.50	504	168	1010	504	—	2 [51]	253	86 [135]	3
23	550	T30	1.58	—	—	1060	—	213	32	355	103	5
24	550	T10	1.64	—	—	1110	—	158	24	368	76	7
25	800	T100	1.40	735	367	1370	1468	—	2 [103]	368	186 [287]	2
26	800	T60	1.50	735	245	1470	735	—	2 [74]	368	125 [196]	3
27	800	T30	1.58	—	—	1550	—	310	46	516	150	5
28	800	T10	1.64	—	—	1610	—	230	34	536	111	7

Tabla A-4: Tabla TRV Normalizado – Factor del primer polo 1.5 – 550 kV a 800 kV nominales [9].

B Modelo descarga atmosférica

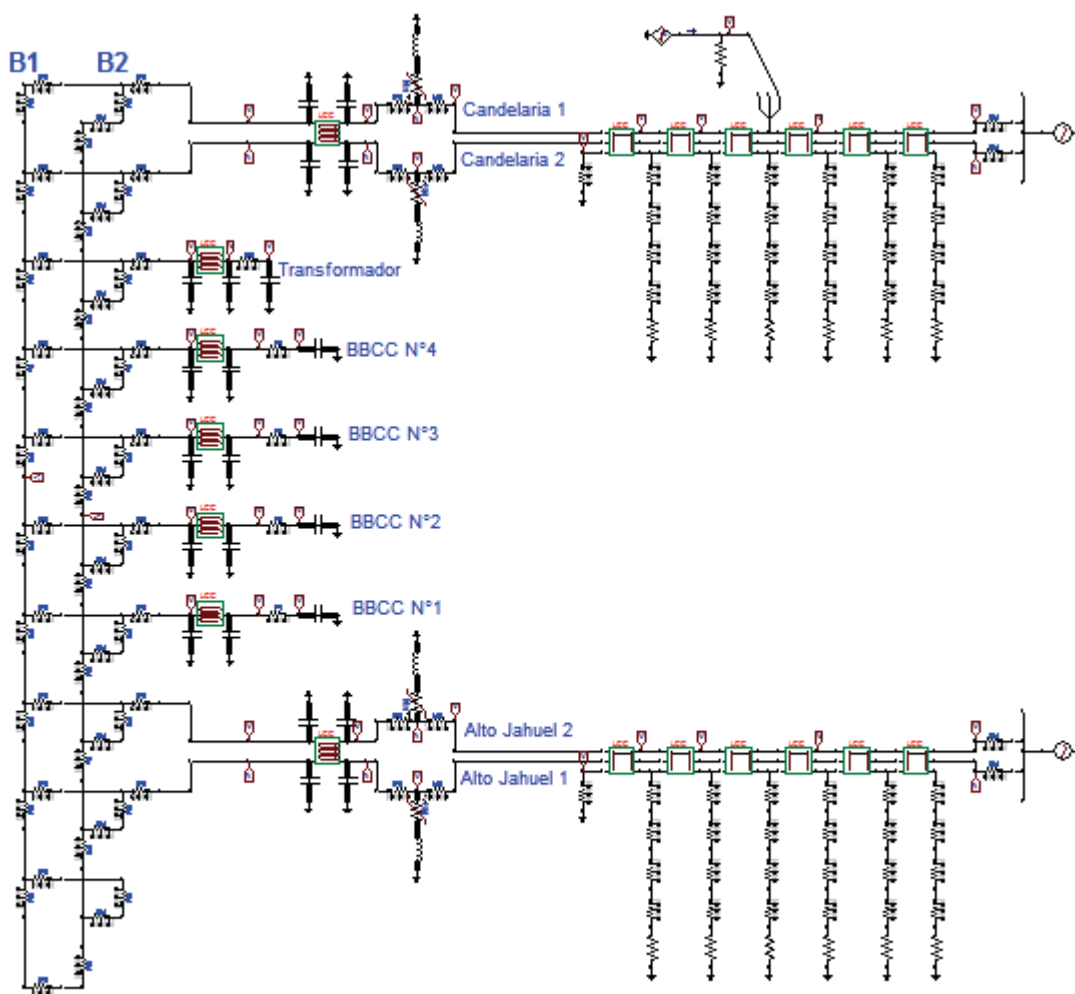


Figura apéndice B-1: Modelo de Subestación Maipo 220 kV en ATP para Descarga Atmosférica.

C Curvas descarga atmosférica

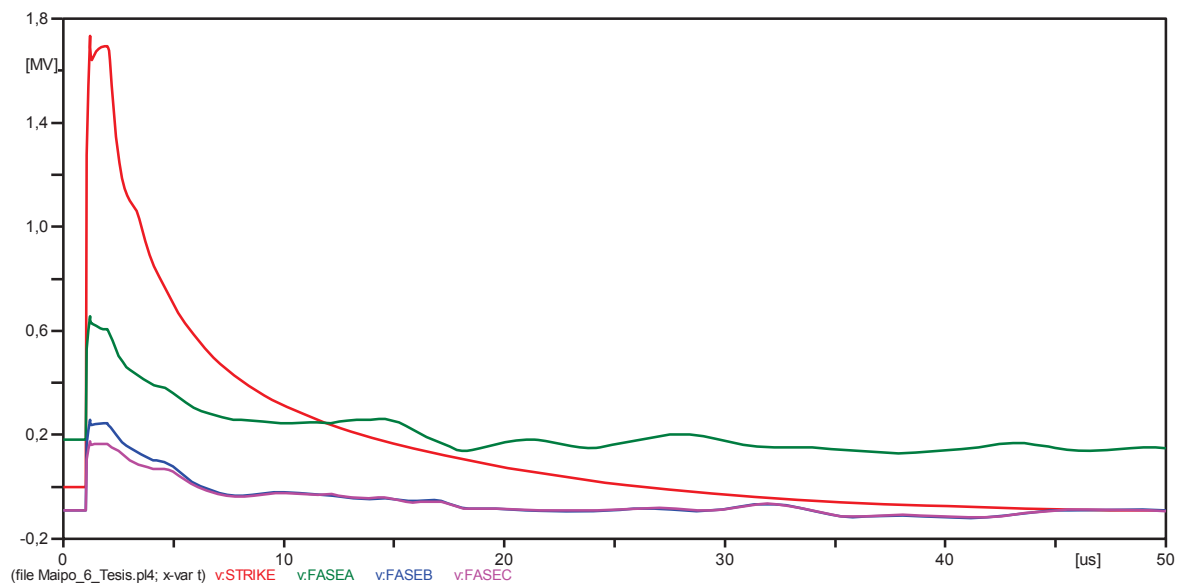


Figura apéndice C-1: Sobretensión medida con resistencia puesta a tierra R=10 ohm.

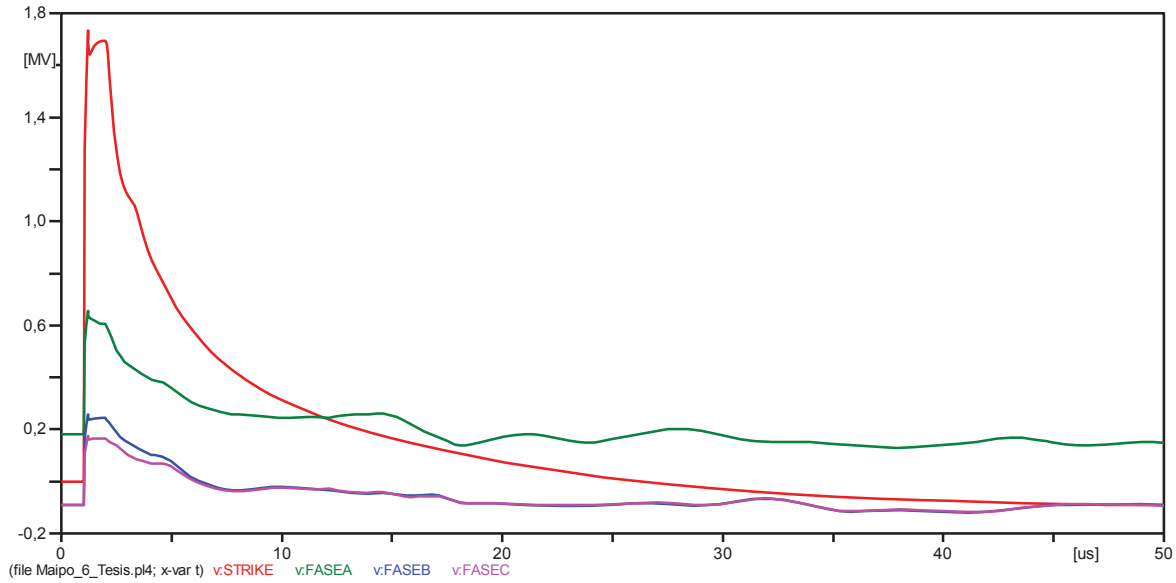


Figura apéndice C-2: Sobretensión medida con resistencia puesta a tierra R=50 ohm.

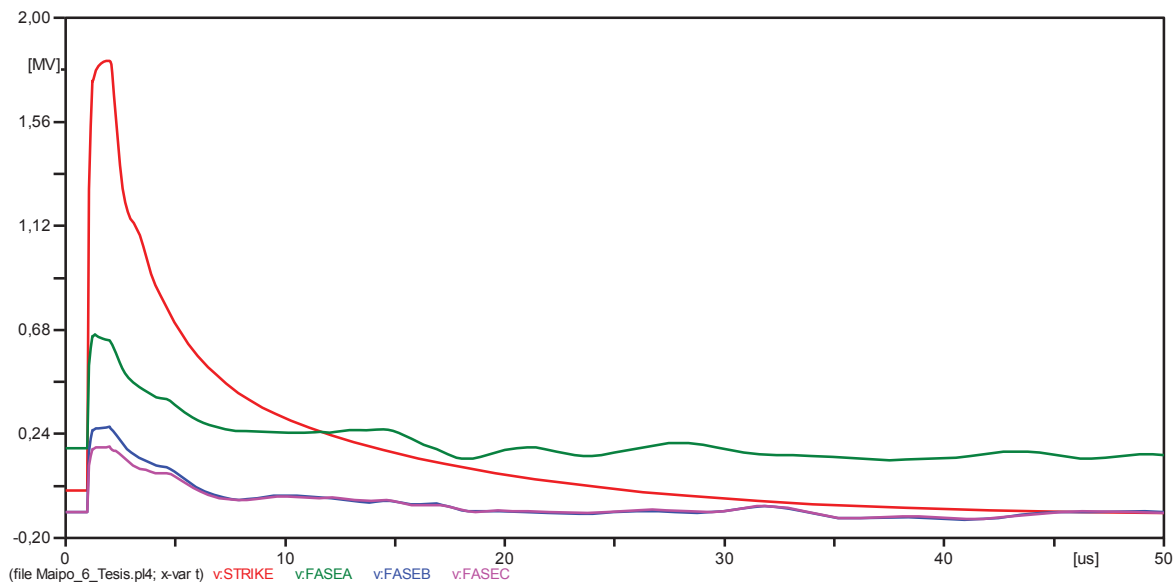


Figura apéndice C-3: Sobretensión medida con resistencia puesta a tierra R=100 ohm.

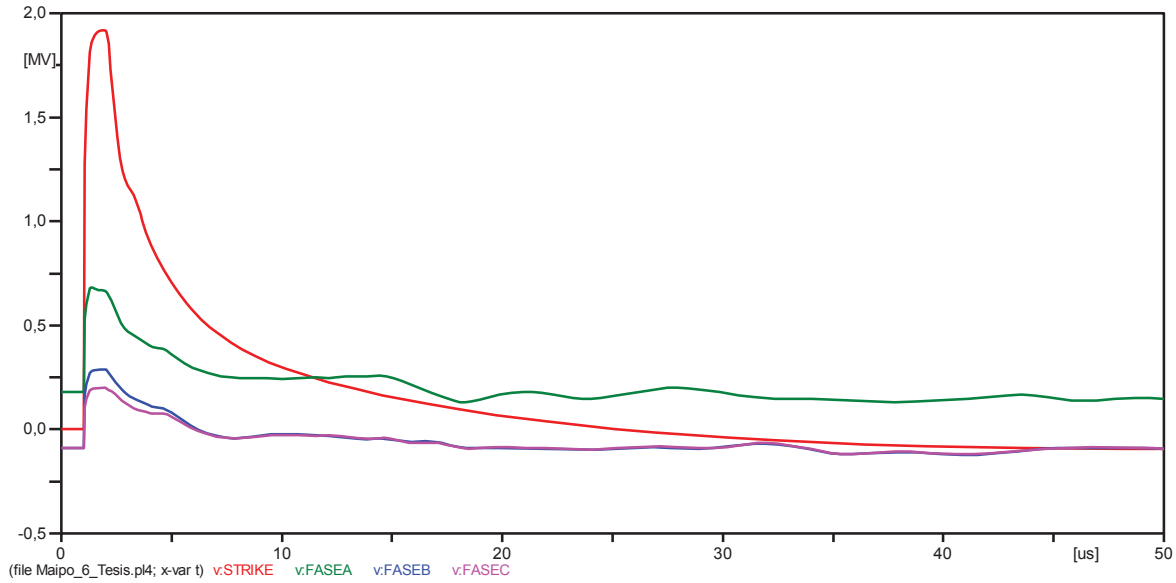


Figura apéndice C-4: Sobretensión medida con resistencia puesta a tierra R=200 ohm.

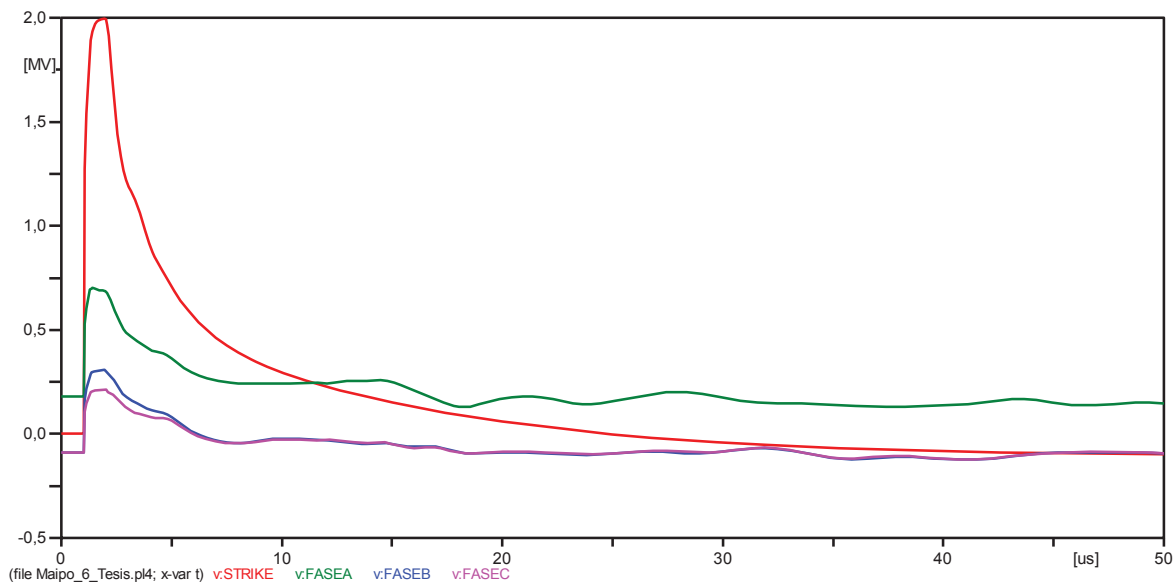


Figura apéndice C-5: Sobretensión medida con resistencia puesta a tierra R=300 ohm.

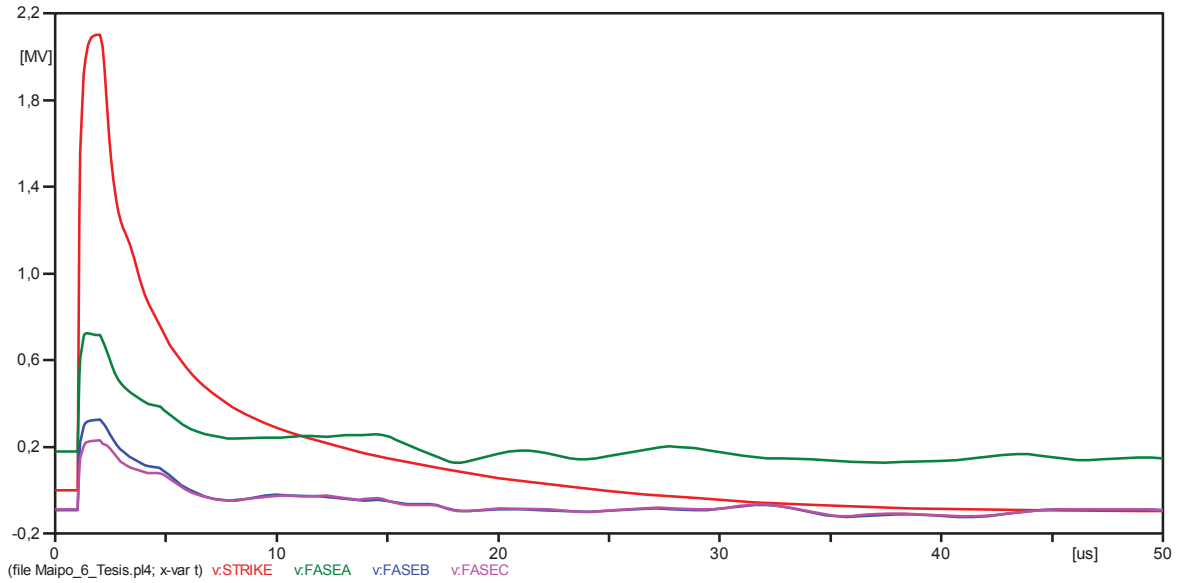


Figura apéndice C-6: Sobretensión medida con resistencia puesta a tierra $R=500$ ohm.

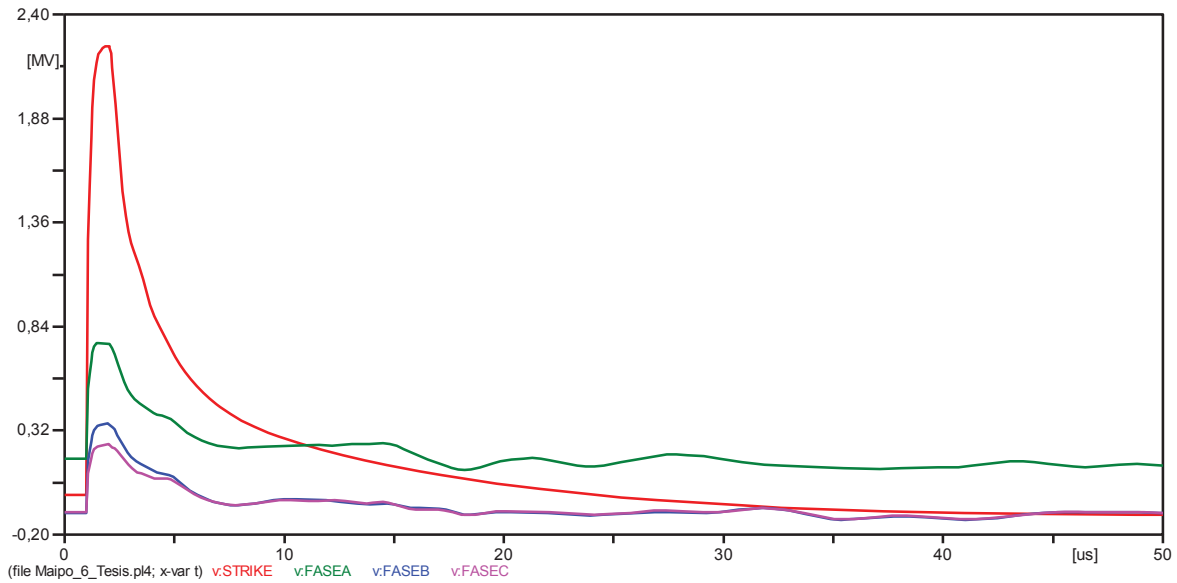


Figura apéndice C-7: Sobretensión medida con resistencia puesta a tierra $R=1000$ ohm.

D Características técnicas interruptor de poder

CONCEPTO	UM	VALOR	OBSERVACIÓN
INFORMACION TÉCNICA PARA ESTUDIOS DEL COORDINADOR			
4.3 Tipo de Interruptor (L:Línea, S:Seccionador, C:Compensación, A:Acoplador)	----	R	
4.4 Tensión nominal	[kV]	550	
4.5 Corriente nominal	[A]	3150	
4.6 Capacidad de ruptura simétrica [valores RMS]	[kA]	40	
4.6 Capacidad de ruptura asimétrica [valores RMS]	[kA]	50	
4.7 Capacidad de cierre en cortocircuito	[kA]	100	
4.8 Ciclo de operación nominal (señalar la secuencia de operación en caso de falla)	----	O-0.3s-CO-3min-CO	
4.9 Modo de accionamiento (monopolar o tripolar)	----	MONOPOLAR	
4.10 Operación en vacío o con carga	----	C	
4.11 Nombre del elemento conectado al interruptor	----		
4.12 Tiempo de Apertura	[ciclos]	2	
4.13 Tiempo de Cierre	[ciclos]	4,5	
4.14 Sistemas de protección	[Anexo]	No Aplica	
4.15 Fecha de entrada en operación	[dd-mm-aa]	15-11-1992	

Tabla D-1: Características técnicas interruptor de poder 500 kV [Infotecnica Coordinador Eléctrico Nacional]

D Características técnicas interruptor de poder

CONCEPTO	UM	VALOR	OBSERVACIÓN
INFORMACION TÉCNICA PARA ESTUDIOS DEL COORDINADOR			
4.3 Tipo de Interruptor (L:Línea, S:Seccionador, C:Compensación, A:Acoplador)	----	L	
4.4 Tensión nominal	[kV]	245	
4.5 Corriente nominal	[A]	1250	
4.6 Capacidad de ruptura simétrica [valores RMS]	[kA]	50	
4.6 Capacidad de ruptura asimétrica [valores RMS]	[kA]	50	
4.7 Capacidad de cierre en cortocircuito	[kA]	135	
4.8 Ciclo de operación nominal (señalar la secuencia de operación en caso de falla)	----	O ? 0.3 s ? CO ? 3 min ? CO	
4.9 Modo de accionamiento (monopolar o tripolar)	----	MONOPOLAR	
4.10 Operación en vacío o con carga	----	C	
4.11 Nombre del elemento conectado al interruptor	----		
4.12 Tiempo de Apertura	[ciclos]	1.75+0.2	
4.13 Tiempo de Cierre	[ciclos]	2.75+0.4	
4.14 Sistemas de protección	[Anexo]	No Aplica	
4.15 Fecha de entrada en operación	[dd-mm-aa]	22-06-2013	

Tabla D-1: Características técnicas interruptor de poder 220 kV [Infotecnia Coordinador Eléctrico Nacional]