



REPÚBLICA DEL ECUADOR

**Escuela Politécnica Nacional**

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

***Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.***

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y  
ELECTRÓNICA**

**COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN FORMA  
DETERMINÍSTICA, ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN  
SUBESTACIONES AISLADAS EN SF6. APLICACIÓN: PATIO DE  
230 kV DE LA SUBESTACIÓN SOPLADORA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**BOLIVAR ANDRÉS ESCOBAR LOMAS**

**[bolivar.escobar@outlook.com](mailto:bolivar.escobar@outlook.com)**

**DIRECTOR: ING RUALES CORRALES LUIS EDMUNDO**

**[luis.ruales@epn.edu.ec](mailto:luis.ruales@epn.edu.ec)**

**QUITO, MARZO 2015**

## **DECLARACIÓN**

Yo, Bolívar Andrés Escobar Lomas, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad intelectual vigente.

---

Bolívar Andrés Escobar Lomas

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Bolívar Andrés Escobar Lomas bajo mi supervisión.

---

**ING. LUIS RUALES**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTO**

*En primer lugar agradezco a Dios por haberme permitido llegar a estas instancias de mi vida y conseguir este sueño tan anhelado.*

*Al Ing. Luis Ruales, por ser la persona que me ayudo en este proyecto, por compartir sus conocimientos y guiarme para realizar un trabajo a la altura de un ingeniero de la Escuela Politécnica Nacional.*

*A la Escuela Politécnica Nacional, por haberme permitido obtener este título en la mejor universidad del Ecuador.*

## **DEDICATORIA**

A mis padres Bolívar Escobar y Narcisa Lomas por haberme brindado siempre todo lo que he necesitado, por ser el pilar fundamental de la persona en la que me he convertido.

A mis hermanos Vanessa y Christian por brindarme su apoyo en todo momento.

A mi esposa Andrea y a mi hija Samantha que han sido en estos años mi inspiración y mi ayuda para lograr este objetivo.

## CONTENIDO

<b>RESUMEN</b> .....	<b>V</b>
<b>PRESENTACIÓN</b> .....	<b>VI</b>
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>1</b>
1.1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.2 OBJETIVOS.....	1
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	1
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	1
1.3 ALCANCE .....	2
1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO .....	2
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>4</b>
2.1 CARACTERIZACIÓN DE AISLAMIENTO .....	4
2.2 SOBREVOLTAJES IMPUESTOS A SUBESTACIONES AISLADAS EN SF6 6	
2.3 SOBREVOLTAJES EN UN SISTEMA DE POTENCIA.....	8
2.3.1 SOBREVOLTAJES DE BAJA FRECUENCIA .....	11
2.3.1.1 Voltaje Permanente .....	11
2.3.1.2 Sobrevoltajes temporales .....	11
2.3.1.2.1 Fallas a Tierra .....	11
2.3.1.2.2 Pérdida de Carga .....	12
2.3.1.2.3 Resonancia y ferresonancia .....	12
2.3.1.2.4 Sobrevoltajes longitudinales durante la sincronización .....	13
2.3.1.2.5 Combinaciones de causas de sobrevoltajes temporales .....	13
2.3.2 SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS .....	13
2.3.2.1 SOBREVOLTAJES DE FRENTE LENTO.....	13
2.3.2.1.1 Energización y recierre de línea .....	14
2.3.2.1.2 Descargas atmosféricas en la línea de transmisión en una distancia lejana a la subestación.....	15
2.3.2.2 SOBREVOLTAJES DE FRENTE RÁPIDO .....	15
2.3.2.2.1 Líneas de transmisión .....	16
Líneas aéreas de transmisión .....	16
2.4 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	18

2.4.1	INTENSIDAD Y POLARIDAD .....	20
2.4.2	FORMA DE ONDA DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS .....	21
2.4.3	FRECUENCIA DE OCURRENCIA.....	22
2.4.4	ÁNGULO DE INCIDENCIA .....	22
2.4.5	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ...	22
2.4.5.1	Descarga directa en conductores .....	22
2.5	ONDAS VIAJERAS .....	25
2.5.1	ECUACIÓN DE LA ONDA VIAJERA .....	25
2.5.2	IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA .....	27
2.5.3	REFLEXIÓN Y REFRACCIÓN DE ONDAS VIAJERAS .....	28
2.5.4	DIAGRAMA DE BEWLEY.....	31
2.6	MODELO ELÉCTROGEOMETRICO.....	32
<b>CAPÍTULO 3.....</b>		<b>35</b>
3.1	PRINCIPIOS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	35
3.2	NOCIONES BÁSICAS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO .....	37
3.3	TIPOS DE AISLAMIENTO .....	37
3.3.1	AISLAMIENTO INTERNO.....	37
3.3.2	AISLAMIENTO EXTERNO .....	38
3.4	MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO. ....	38
3.4.1	PROCEDIMIENTO GENERAL. ....	39
3.5	SOBREVOLTAJES IMPUESTOS A SUBESTACIONES AISLADAS EN SF6	41
3.6	CORRECCIÓN ATMOSFÉRICA. ....	43
3.7	FACTORES DE SEGURIDAD.....	46
<b>CAPÍTULO 4.....</b>		<b>47</b>
4.1	ELEMENTOS NO AISLADOS EN SF6.....	47
4.1.1	LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	47
4.1.1.1	El Modelo JMarti.....	48
4.1.1.1.1	Descripción del modelo .....	49
4.1.1.1.2	Datos para la implementación de una línea utilizando el modelo JMarti	50
4.1.2	TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	53
4.1.3	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL .....	53



4.1.3.1	Transformador de potencial inductivo .....	53
4.1.3.2	Divisor capacitivo de potencial .....	54
4.1.4	PARARRAYOS.....	55
4.1.4.1	Pararrayos de óxido de Zinc. (Sin brecha).....	55
4.1.4.2	Pararrayos blindados o encapsulados .....	55
4.1.5	TORRE DE TRANSMISIÓN [18].....	57
4.1.6	RESISTENCIA DE PIE DE TORRE.....	57
4.1.7	CADENA DE AISLADORES .....	58
4.2	ELEMENTOS AISLADOS EN SF6.....	59
4.2.1	INTERRUPTORES .....	59
4.2.2	BUSHINGS.....	61
4.2.3	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL .....	62
4.2.3.1	Transformador de potencial inductivo .....	62
4.2.3.2	Divisor de potencial capacitivo .....	63
4.2.4	BARRAS AISLADAS EN SF6.....	63
4.2.5	CABLE SUBTERRÁNEO.....	66
4.2.6	DEMÁS ELEMENTOS.....	66
<b>CAPÍTULO 5</b>	<b>.....</b>	<b>67</b>
5.1	MODELACION DE LA CORRIENTE DEL RAYO .....	68
5.2	MODELAMIENTO DE LOS ELEMENTOS APLICADOS AL PATIO DE 230 KV DE LA SUBESTACIÓN DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO SOPLADORA 70	
5.2.1	LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	70
5.2.2	TORRE DE TRANSMISIÓN .....	73
5.2.3	RESISTENCIA DE PIE DE TORRE.....	73
5.2.4	CADENA DE AISLADORES .....	74
5.2.5	PARARRAYOS.....	74
5.2.6	DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL .....	76
5.2.7	INTERRUPTORES.....	76
5.2.8	BUSHINGS.....	76
5.2.9	BARRAS AISLADAS EN SF6 .....	76
5.2.10	CABLE SUBTERRÁNEO.....	78
5.3	SISTEMA MODELADO .....	80

5.4	CÁLCULO DEL BIL POR DESCARGA DIRECTA.....	81
5.4.1	PARARRAYOS.....	81
5.4.2	INTERRUPTORES.....	82
5.4.3	DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL.....	83
5.4.4	SISTEMA DE BARRAS.....	85
5.4.5	CABLE SUBTERRÁNEO.....	85
5.4.6	BUSHINGS DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	87
5.5	CALCULO DEL BIL POR DESCARGA INVERSA.....	88
5.5.1	PARARRAYOS.....	88
5.5.2	INTERRUPTORES.....	89
5.5.3	DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL.....	90
5.5.4	SISTEMA DE BARRAS.....	91
5.5.5	CABLE SUBTERRÁNEO.....	92
5.5.6	BUSHINGS DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	93
<b>CAPÍTULO 6.....</b>		<b>95</b>
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	95
	6.1.- CONCLUSIONES.....	95
	6.2.- RECOMENDACIONES.....	97
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>98</b>
<b>ANEXO A.....</b>		<b>100</b>

## RESUMEN

El avance de la tecnología en el mundo permite cada día disponer de nuevos dispositivos con mejores características aislantes y, a su vez, de programas computacionales con velocidades de procesamiento que ahorran tiempo en las simulaciones, con lo que la coordinación de aislamiento para subestaciones puede ser realizada mediante las características y dimensiones de los elementos a ser instalados.

En este proyecto se realiza una coordinación de aislamiento de forma determinística de una subestación aislada en SF<sub>6</sub>, se aplica al patio de 230 kV de la subestación Sopladora, cada uno de los elementos tiene su propio modelo dependiendo del tipo de voltaje y del aislamiento, se describen los elementos y los modelos utilizados para el programa ATP utilizados en el proceso.

ATP permite la simulación de los elementos en función de los parámetros distribuidos y la frecuencia.

Al tratarse de una coordinación de forma determinística se modela el patio en la peor de las condiciones para lograr obtener el mayor sobrevoltaje en cada uno de los elementos con lo cual se puede determinar el nivel de aislamiento interno y externo de los mismos.

Este proyecto se enfoca hacia los futuros proyectos eléctricos que se están por venir en el Ecuador, la aplicación de subestaciones aisladas en SF<sub>6</sub> se da debido al poco espacio del lugar donde se instala.

El proyecto sirve para referencia para futuros proyectos de titulación de coordinación de aislamiento en forma determinística de equipos aislados en SF<sub>6</sub>.

## PRESENTACIÓN

En el presente trabajo se determinan los niveles de aislamiento interno y externo para cada uno de los elementos del patio de 230 kV de la Subestación Sopladora mediante una coordinación de aislamiento determinística.

En el capítulo 1 se describe el proyecto de titulación, detallando objetivos, alcance y justificación del proyecto.

En el capítulo 2 se hace un análisis de las características aislantes del SF<sub>6</sub>, de los diferentes tipos de sobrevoltajes en un sistema de potencia tales como temporales, de maniobra, atmosféricos. Además este capítulo estará destinado a lo que es intensidad y polaridad, forma de onda, frecuencia y ángulo de incidencia de las descargas atmosféricas. Además se hace énfasis en las ondas viajeras a las descargas en líneas de transmisión y subestaciones, la clasificación, modelo electrogeométrico, descargas indirectas.

En el capítulo 3 se establecen los principios básicos de coordinación de aislamiento, tipos de aislamiento, métodos de coordinación de aislamiento, las sobretensiones impuestas a las subestaciones en SF<sub>6</sub>, la onda incidente a la subestación, márgenes de protección, etc.

En el capítulo 4 haciendo uso del programa ATP, se calculan los parámetros de las barras encapsuladas en SF<sub>6</sub> y se presentan los modelos aplicables a cada uno de los componentes de la subestación.

En el capítulo 5 se hace la aplicación específica al patio de 230 kV de la Subestación del Proyecto Hidroeléctrico Sopladora. Se hace una descripción del patio y se modela en ATP, con el objeto de calcular los máximos sobrevoltajes sobre cada uno de los equipos de la subestación y se determina el aislamiento correspondiente a impulso atmosférico de cada uno de los equipos.

En el capítulo 6 se tiene las conclusiones y las recomendaciones obtenidas durante la realización de este trabajo.

# **CAPÍTULO 1 GENERALIDADES**

## **1.1 INTRODUCCIÓN**

La situación actual en la cual se encuentra el Ecuador en el aspecto de desarrollo energético da como resultado una gran oportunidad para avanzar en la parte tecnológica.

En lo que se refiere a espacio físico nuestro país no dispone de grandes extensiones de tierra para poder construir con total libertad para lo cual en lo que se refiere a subestaciones tenemos las subestaciones aisladas en SF6 las cuales ocupan un menor espacio físico.

El presente proyecto se refiere a la coordinación de aislamiento ante descargas atmosféricas del patio de 230 kV de la subestación Sopladora, aislada en SF6, de manera determinística, con lo cual se va a dar a conocer por qué tan solo se realiza la coordinación ante descargas atmosféricas, las cuales vienen a ser las principales características de las ondas que ingresan a la subestación de tal manera que se puede conseguir una protección óptima que brinde seguridad tanto a las personas que trabajan en el sitio como a los equipos.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar un estudio de coordinación de aislamiento ante descargas atmosféricas para el patio de 230 kV de la subestación Sopladora mediante la utilización de un software especializado.

### **1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- a.** Analizar las descargas atmosféricas y sus parámetros. Caracterizar los sobrevoltajes presentes en los sistemas eléctricos.

- b. Aplicar el modelo electrogeométrico en las líneas de transmisión que ingresan al patio de 230 kV, con el objeto de determinar la onda de voltaje incidente.
- c. Modelar el patio de 230 kV, transformadores, líneas, interruptores, seccionadores de la subestación Sopladora en el programa ATP.
- d. Calcular los sobrevoltajes por efecto de descargas atmosféricas en cada uno de los equipos que conforman el patio de 230 kV de la subestación de elevación del proyecto hidroeléctrico Sopladora.
- e. Determinar el aislamiento a impulso atmosférico de los equipos.

### **1.3 ALCANCE**

Determinar la onda incidente a la subestación, producida por una descarga atmosférica.

Modelar cada uno de los equipos constitutivos del patio de 230 kV de la subestación Sopladora.

Utilizando el programa computacional ATP, se determinarán los voltajes en cada una de los elementos del patio de 230 kV, producidos por la onda incidente.

Con los resultados obtenidos, determinar los valores de aislamiento para cada uno de los equipos.

El análisis se realizará simulando las configuraciones más críticas, desde el punto de vista de maximizar los sobrevoltajes sobre los equipos del patio de 230 kV.

### **1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO**

Para la expansión de los sistemas eléctricos, no siempre es posible disponer de amplias superficies de terreno para la construcción de las subestaciones, siendo necesario recurrir a tecnologías de subestaciones aisladas en SF<sub>6</sub>, que constituye una solución que permite optimizar el uso del suelo.

Considerando que el aislamiento en SF<sub>6</sub>, cambia los parámetros eléctricos con relación a una subestación convencional en aire, es necesario analizar el comportamiento de este tipo de subestación ante las descargas atmosféricas.

Conforme pasa el tiempo y dado el uso intensivo del suelo, cada vez es más complicado conseguir extensiones de terreno en los cuales sea posible implantar una subestación convencional en aire, por lo que se estima que en el futuro se dispondrá cada vez de un mayor uso de subestaciones aisladas en SF<sub>6</sub>, es la intención que este trabajo puede ser tomado como referente para el análisis de coordinaciones de aislamiento.

## **CAPÍTULO 2**

### **CARACTERIZACIÓN DE AISLAMIENTO Y DE SOBREVOLTAJES, DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y FUENTES DE SOBREVOLTAJES**

#### **2.1 CARACTERIZACIÓN DE AISLAMIENTO**

La utilización de subestaciones aisladas en SF6 va creciendo en todo el mundo, a medida que se van tornando más económicas y más adecuadas que las subestaciones convencionales. Esto ocurre principalmente dentro de áreas metropolitanas con problemas de espacio. Otra gran aplicación de subestaciones aisladas en SF6 es en los centros de generación donde el espacio de terreno no está disponible, y a la vez se solicita la utilización de equipos que ocupen poco espacio, esta aplicación se da en subestaciones en cavernas [1].

Se conoce que una subestación aislada en SF6 ocupa el 25% del volumen y el 10% del área de una subestación convencional. Naturalmente mientras menor sea el voltaje nominal del sistema menor será el tamaño de la subestación.

Una gran ventaja de las subestaciones aisladas en SF6 son sus dimensiones extremadamente compactas. Los espacios típicos utilizados por este tipo de subestaciones son menores comparados con las subestaciones convencionales.

En la Figura 2.1 se tiene la vista del corte transversal de un terminal aislado en SF6 con una configuración doble barra principal.

En principio una subestación aislada en SF6 posee los mismos componentes que una subestación aislada en aire:



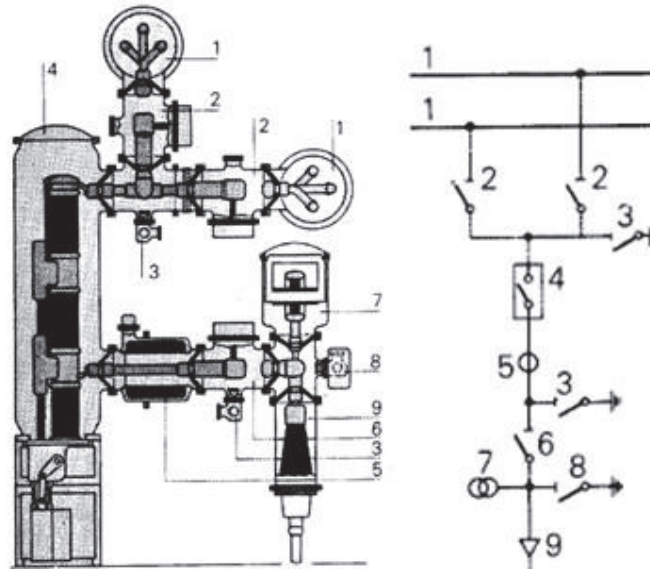


Figura 2. 1 Corte transversal de un terminal de una instalación aislada en SF6 [1].  
Configuración doble barra principal.

- 1.- Barra.
- 2.- Seccionadores selector de barra.
- 3.- Seccionador de puesta a tierra.
- 4.- Interruptor.
- 5.- Transformador de corriente.
- 6.- Seccionador.
- 7.- Transformador de voltaje.
- 8.- Seccionador de puesta a tierra.
- 9.- Línea de Transmisión.

Una cubierta metálica, formada por elementos tubulares, envuelve completamente las partes energizadas. Las partes energizadas se aíslan mediante aisladores que contienen gas SF6, a una determinada presión de servicio. Algunos de los elementos aislantes son protegidos como si fuesen barras, subdividiendo la subestación en compartimientos separados. Este tipo de esquema simplifica el trabajo de inspección y mantenimiento que se ejecutan en la subestación.

## 2.2 SOBREVOLTAJES IMPUESTOS A SUBESTACIONES AISLADAS EN SF6

Una subestación aislada en SF6 está expuesta a los mismos tipos de sobrevoltajes que una subestación convencional tales como sobrevoltajes temporales, sobrevoltajes de maniobra y sobrevoltajes atmosféricos [1].

De una manera genérica los sobrevoltajes temporales, de maniobra y atmosféricos, en un sistema eléctrico diseñado según los patrones habituales pueden tomar los siguientes niveles de voltajes mostrados en la Figura 2.2 [1].

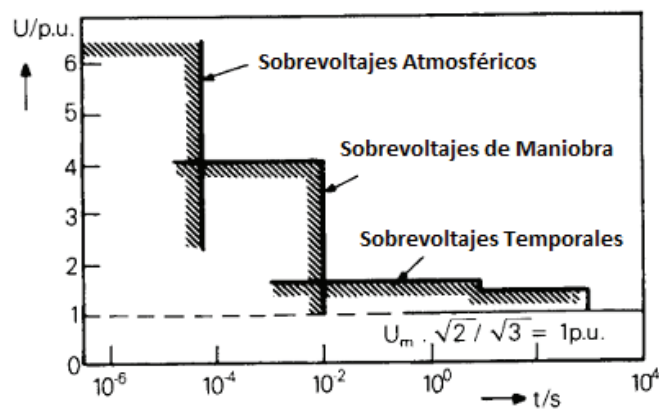


Figura 2. 2 Valores Típicos de los diferentes sobrevoltajes en un sistema eléctrico [1].

La Figura 2.3 indica la curva característica de voltaje vs tiempo de un aislamiento de aire.

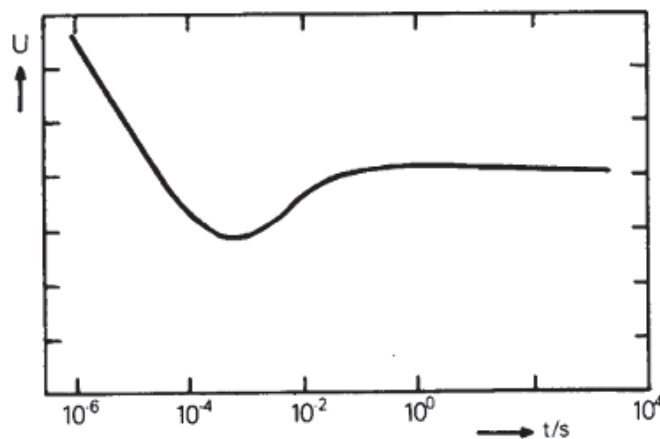


Figura 2. 3 Curva característica, Voltaje vs Tiempo de un aislamiento en aire [1].

La Figura 2.4 indica la curva característica de voltaje vs tiempo de un aislamiento de SF6.

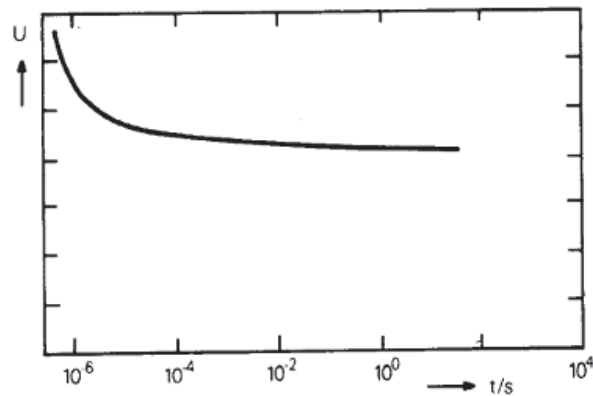


Figura 2. 4 Curva característica, Voltaje vs Tiempo de un aislamiento en SF6 [1].

En las Figuras 2.5 y 2.6 se muestra la superposición de las curvas de voltaje vs tiempo con la gráfica de sobrevoltajes que se espera tener en un sistema que deberá ser dimensionado siguiendo patrones habituales.

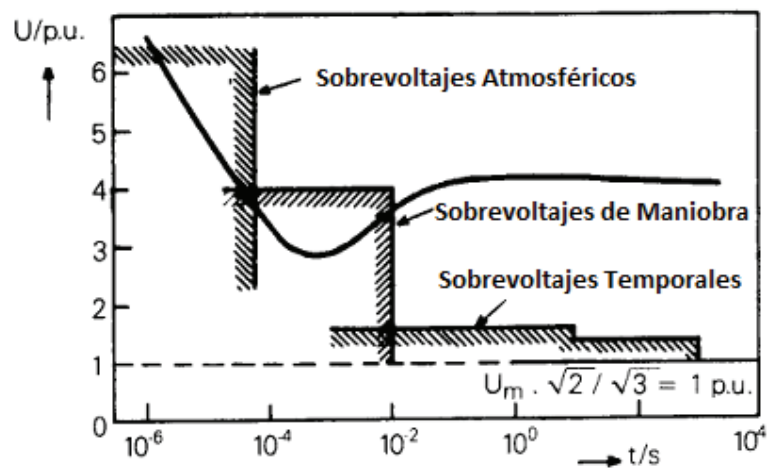


Figura 2. 5 Superposición de la característica de voltaje vs tiempo de un aislamiento en aire con el diagrama general de sobrevoltajes [1].

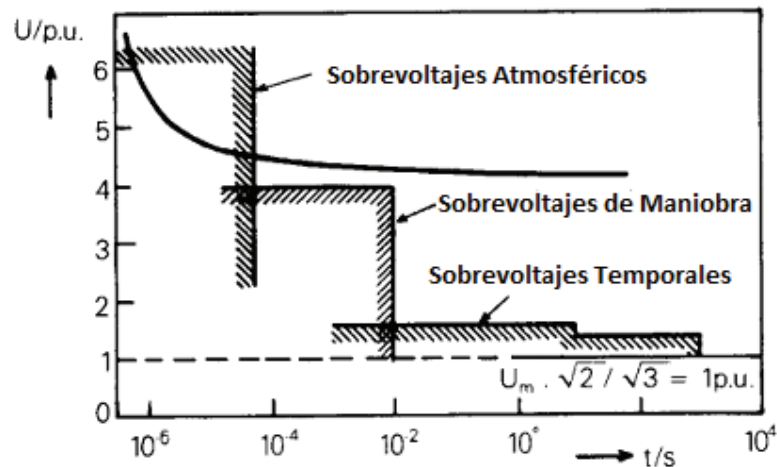


Figura 2. 6 Superposición de la característica de voltaje vs tiempo de un aislamiento en SF6 con el diagrama general de sobrevoltajes [1].

Las figuras de aislamiento en aire se refieren a las subestaciones convencionales las cuales necesitan una coordinación de aislamiento ante descargas atmosféricas y sobrevoltajes de maniobra.

Pero para el aislamiento en SF6 se observa que la curva característica voltaje vs tiempo la referencia de aislamiento es sobrepasada solamente por los sobrevoltajes atmosféricos. De este análisis se desprende que en la coordinación de aislamiento en subestaciones aisladas en SF6 solo se realiza para las descargas atmosféricas.

Los sobrevoltajes temporales son importantes porque determinan el voltaje nominal de los descargadores de sobrevoltaje, pararrayos y por consiguiente el nivel de protección. Son más importantes los sobrevoltajes temporales producidos a la superposición de fallas a tierra con rechazo de carga.

### 2.3 SOBREVOLTAJES EN UN SISTEMA DE POTENCIA

Los sobrevoltajes en los sistemas de potencia son el pilar fundamental para la realización de una coordinación de aislamiento, los cuales, en base a la coordinación, deberán ser controlados para que no superen la soportabilidad de los equipos y no causen daños a estos.

La importancia de conocer los orígenes de estos sobrevoltajes viene a dar como resultado su respectiva clasificación y explicación de los mismos.

La Tabla 2.1 da una idea de los tipos de sobrevoltajes y su caracterización.


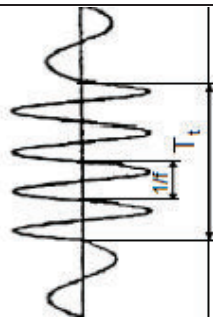
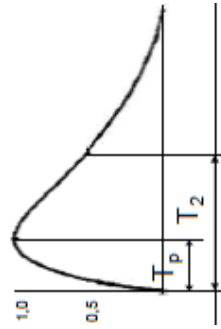

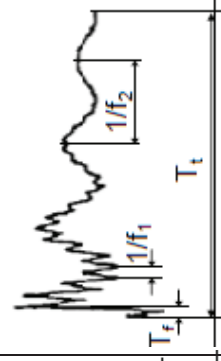
Clases de sobrevoltajes	Baja Frecuencia			Transitorios		
	Permanente	Temporal	Frente lento	Frente Rápido	Frente Muy Rápido	
Forma de onda de voltajes y sobrevoltajes						
Rango de formas de onda de voltajes y sobrevoltajes	$f=50 \text{ Hz}$ ó $60 \text{ Hz}$ $Tt \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq Tt \leq 3600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < Tp \leq 5000 \mu\text{s}$ $T2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T2 \leq 300 \text{ ms}$	$3 \text{ ns} < Tf \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f2 < 300 \text{ kHz}$ $Tt \leq 3 \text{ ms}$	
Parámetros de voltaje estandarizado	$f=50 \text{ Hz}$ ó $60 \text{ Hz}$ $Tt (*)$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $Tt = 60 \text{ s}$	$Tp = 250 \mu\text{s}$ $T2 = 2500 \mu\text{s}$	$T1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T2 = 50 \mu\text{s}$	(*)	
Ensayo de voltaje tolerado normalizado	(*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo de impulso tipo maniobra	Ensayo de impulso tipo rayo	(*)	
(*) a especificar por el comité del producto considerado						

Tabla 2. 1 Clases, formas de onda y rango de parámetros de voltajes y sobrevoltajes [3].

## **2.3.1 SOBREVOLTAJES DE BAJA FRECUENCIA**

### **2.3.1.1 Voltaje Permanente**

Este tipo de voltaje es al que está expuesto la gran mayoría del tiempo ya que es el voltaje de operación, tiene una frecuencia de 60 Hz para cierto SEP determinado.

### **2.3.1.2 Sobrevoltajes temporales**

Son considerados voltajes temporales a los que su tiempo de perturbación va desde 30 milisegundos hasta 3600 segundos, los sobrevoltajes temporales se caracterizan por la amplitud, forma de onda y duración [5].

Los sobrevoltajes temporales suelen ser de origen interno, es decir son producidos por fallas a tierra, pérdidas de carga, resonancia, ferroresonancia y fenómenos combinados [5].

A continuación se dan a conocer más a detalle las diferentes formas de que se produzca un sobrevoltaje temporal.

#### *2.3.1.2.1 Fallas a Tierra*

Las fallas a tierra son las que se producen con mayor frecuencia; estas fallas son fase a tierra, las mismas pueden producirse, por ejemplo, por una rama de un árbol en el conductor de fase, o por defectos de equipamiento; el resultado de estas da como resultado sobrevoltajes en las dos fases sanas.

La amplitud del sobrevoltaje resultante depende del tipo de conexión entre neutro y tierra y además de la ubicación de la falla.

La magnitud del sobrevoltaje depende del factor de falla a tierra ( $k$ ), el cual se encuentra definido como la relación entre el voltaje más elevado en las fases no fallidas en presencia de falla y el voltaje en condiciones normales en el punto de falla [6].

#### *2.3.1.2.2 Pérdida de Carga*

La pérdida de carga puede darse por una mala maniobra de un interruptor, esto da como resultado un sobrevoltaje en todo el sistema. Ese efecto se da ya que el momento en el que se da la pérdida de carga el flujo de corriente disminuye, el efecto capacitivo de las líneas se incrementa y la caída de voltaje en las inductancias disminuye [6].

El momento que se produce la pérdida de carga tanto los reguladores de voltaje como de velocidad de los generadores entran en funcionamiento disminuyendo los valores de voltaje tratando de llevar al sistema nuevamente a las condiciones normales de operación.

#### *2.3.1.2.3 Resonancia y ferresonancia*

La resonancia viene a ser un fenómeno que se genera cuando se tiene un sistema con capacitancias e inductancias lineales, los cuales funcionan a una frecuencia cercana a la frecuencia natural del sistema; este tipo de sistemas tiene un solo punto de resonancia.

La ferresonancia es un fenómeno similar al de la resonancia, lo que varía es que los elementos son de carácter no lineal, ejemplo se da con sistemas que tiene inductancias variables, por lo que el sistema puede tener varios puntos de resonancia y, a su vez aumenta la probabilidad de que este fenómeno ocurra. Este fenómeno provoca tanto presencia de armónicos como sobrevoltajes transitorios.

Existen ciertos requisitos para que pueda ocurrir la ferresonancia los cuales son: tener al menos una inductancia no lineal con circuito magnético saturable, un capacitor y una fuente de voltaje. En un sistema eléctrico la ferresonancia se da debido a la existencia de transformadores de potencia, transformadores de voltaje inductivos y reactancias en derivación, todos estos elementos vendrían a ser inductancias saturables, mientras que líneas eléctricas, cables y capacitores vienen a ser la capacitancia, esto hace que las redes eléctricas sean susceptibles a este efecto [6].



La causa principal de este fenómeno se da cuando existe la conexión y desconexión de transformadores o cargas, fallas y despeje de las mismas, estos eventos pueden provocar que un sistema en estado normal caiga en un estado ferroresonante, el cual viene acompañado de sobrevoltajes y armónicos peligrosos para los dispositivos.

#### *2.3.1.2.4 Sobrevoltajes longitudinales durante la sincronización*

Este tipo de sobrevoltajes se produce durante el proceso de sincronización entre dos redes con un interruptor abierto entre estas, si estos voltajes se encuentran en oposición de fases el sobrevoltaje longitudinal vendría a ser el doble del voltaje fase-tierra con una duración que puede ir desde varios segundos hasta algunos minutos [6].

#### *2.3.1.2.5 Combinaciones de causas de sobrevoltajes temporales*

Las combinaciones de causas más frecuentes son la de una falla fase-tierra y la desconexión de carga. Esta combinación puede darse cuando se procede a la desconexión de una carga prácticamente grande, lo cual podría provocar una falla a tierra en cualquiera de los extremos de la línea de transmisión [6].

### **2.3.2 SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS**

#### **2.3.2.1 SOBREVOLTAJES DE FRENTE LENTO**

Estos sobrevoltajes se originan debido a las siguientes causas:

- Energización y recierre de una línea de transmisión.
- Fallas y despeje de las mismas.
- Rechazo de carga.
- Establecimiento o interrupción de corrientes capacitivas o inductivas.
- Descargas atmosféricas en la línea de transmisión en una distancia lejana a la subestación.

Todos estos eventos producen fenómenos con la característica particular de sus frentes de onda pueden ir alguna decenas hasta algunos miles de microsegundos.

Los voltajes de prueba de impulso tipo maniobra muestran un frente de onda de entre 20 y 5000  $\mu\text{s}$  y un tiempo medio de cola menor a los 20 ms [5].

La forma de onda del sobrevoltaje de frente lento se puede observar en la Figura 2.7.

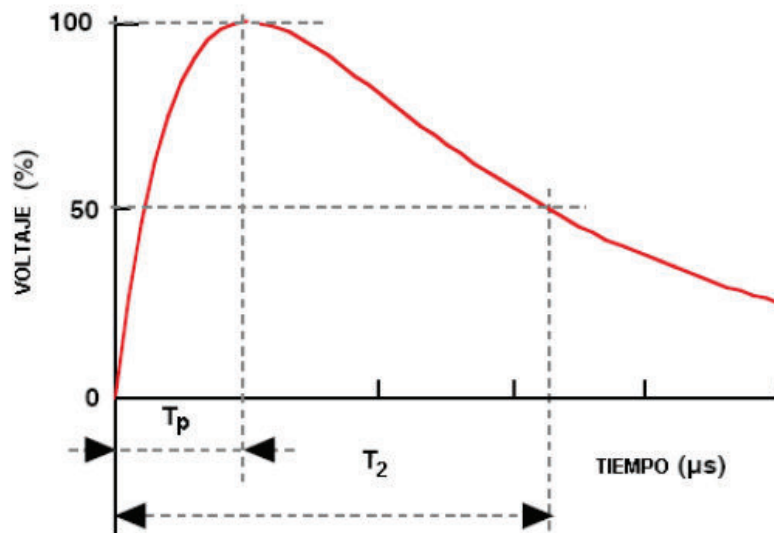


Figura 2.7 Forma de Onda del sobrevoltaje de frente lento [5].

A continuación la descripción de los eventos que provocan los sobrevoltajes de frente lento:

#### 2.3.2.1.1 Energización y recierre de línea

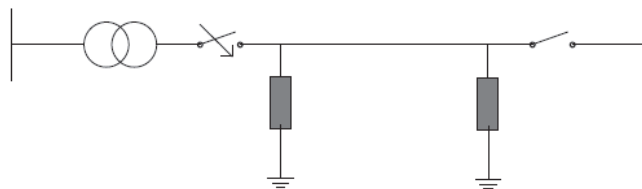


Figura 2.8 Energización de una línea en vacío [5].

El momento tanto de la energización como en el recierre de líneas se producen sobrevoltajes tanto fase – tierra como fase – fase.

La amplitud de los sobrevoltajes depende de varios factores:

1. La naturaleza y la potencia de cortocircuito desde donde se energiza la línea.
2. La compensación.
3. La longitud de la línea
4. Si al final la línea se encuentra abierta ó terminada en un transformador.
5. Del tipo de control de sobrevoltajes: si posee o no pararrayos, si se usa o no resistencias de preinserción en los interruptores de maniobra y del ángulo en el cual se produce el cierre del interruptor en la onda de voltaje.

El momento de la reenergización o recierre de líneas de transmisión pueden producirse sobrevoltajes altos de frente lento debido a la carga atrapada en la línea. La descarga o drenaje de la carga atrapada a través de los elementos conectados en la línea, conductividad superficial de los aisladores, de las condiciones del efecto corona de los conductores, del tiempo de recierre de la línea o por la presencia de transformadores de potencial inductivo en las barras de las subestaciones puede contribuir a disminuir la magnitud de estos sobrevoltajes [5].

#### *2.3.2.1.2 Descargas atmosféricas en la línea de transmisión en una distancia lejana a la subestación*

Para que se puedan considerar sobrevoltajes de frente lento producidos por descargas atmosféricas estas deben haberse producido a una distancia mínima de 100 km de la subestación [5].

Cuando estas condiciones surgen generalmente estos sobrevoltajes son de menor importancia o no son considerados debido a que el frente de onda no es crítico para el aislamiento comparando con otro tipo de sobrevoltajes de frente lento.

#### **2.3.2.2 SOBREVOLTAJES DE FRENTE RÁPIDO**

Este tipo de sobrevoltajes se caracterizan debido a su corta duración en su frente de onda que va desde 0,1 hasta 20  $\mu$ s, en su valor de cola hasta 300  $\mu$ s y con sus niveles de voltaje que llegan a ser varias veces el voltaje de operación de la red, la forma de onda está formada por componentes de alta frecuencia y picos de

voltaje altamente amortiguados. El impulso de voltaje según norma IEC para tipo rayo es de 1,2/50  $\mu$ s [5].

Las principales causas de los sobrevoltajes de frente rápido son las descargas atmosféricas cercanas a la subestación, y las maniobras de seccionadores en subestaciones aisladas en SF<sub>6</sub>, las cuales tienen un frente de onda muy rápido pero su magnitud no es considerable [5].

Cuando se trata de sobrevoltajes de origen atmosférico estos se pueden producir cuando la descarga se da directamente en la línea eléctrica, tanto en las fases como en el cable de guardia en la subestación, o cuando caen en las cercanías de los mismos; esto debe ser considerado en las líneas de distribución debido a los sobrevoltajes inducidos. Los sobrevoltajes inducidos en las líneas son generalmente inferiores a los 300 kV; en este caso de estudio, si son considerados por ser de la gama I [5].

A continuación se describe la importancia que existe de los sobrevoltajes de origen atmosférico en líneas aéreas, de transmisión y de distribución:

#### *2.3.2.2.1 Líneas de transmisión*

Estas líneas generalmente se encuentran protegidas ante descargas atmosféricas por el cable de guardia, esto no quiere decir que no se pueda producir un contorneo debido a descargas en el conductor de fase o en un cable de guardia, las descargas pueden también darse en la torre o en algún lugar del vano.

#### *Líneas aéreas de transmisión*

En la figura 2.8 se observa la caída de la descarga atmosférica ya sea en el cable de guardia en un punto en el vano o directamente en la torre.

Si el impacto se da en la mitad del vano, como se puede observar en la Figura 2.9, esto da origen a dos ondas de sobrevoltaje las cuales se propagan en sentidos opuestos en dirección de las torres más cercanas. Los sobrevoltajes originados en el cable de guardia y en el conductor de fase serán los que se muestran en las siguientes expresiones [5].

$$U_g = Z_g I_{max} / 2 \quad (2.1)$$

$$U_f = K U_g \quad (2.2)$$

Siendo:

$U_g$ : Sobrevoltaje en el cable de guardia.

$U_f$ : Sobrevoltaje en el conductor de fase.

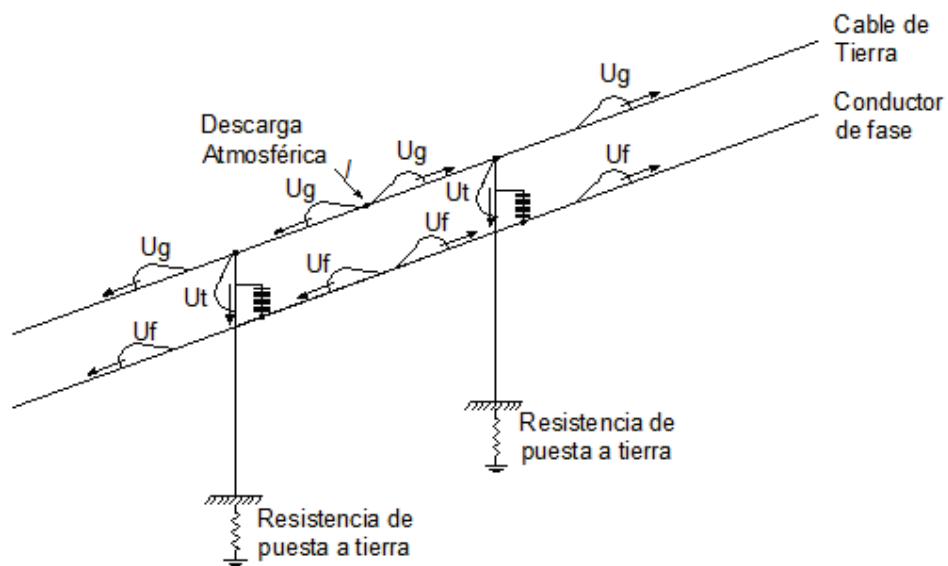
$Z_g$ : Impedancia característica del cable de tierra.

$I_{max}$ : Intensidad de cresta del rayo.

$K$ : Coeficiente de acoplamiento entre el cable de tierra y el conductor

$$U_g - U_f = (1 - K) U_g \quad (2.3)$$

Si la diferencia de voltaje es demasiado elevado, se da la disrupción a través de la cadena de aisladores, y el sobrevoltaje llega hasta el cable de fase y viaja a través de la línea, de igual forma como si la descarga fuese directamente en el cable de fase esta onda se divide en 2 con direcciones opuestas dirigiéndose a las torres más cercanas.



(a) Sobrevoltajes de impacto en un cable de guardia [5].

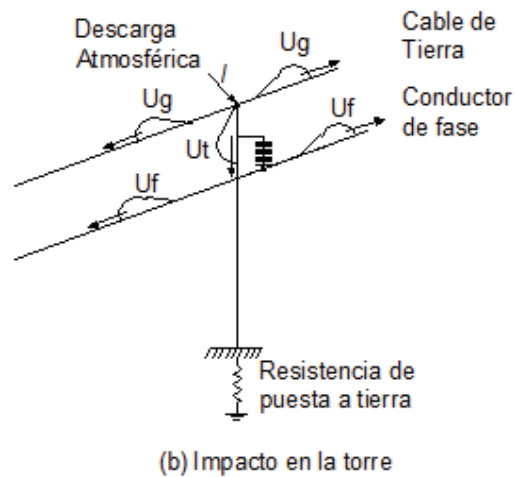


Figura 2.9 Sobrevoltajes de impacto en una torre [5].

## 2.4 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

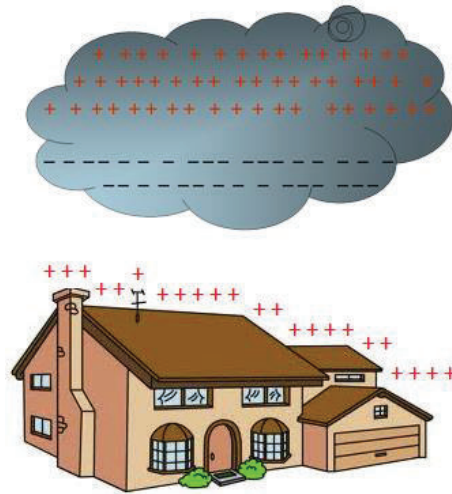
Las descargas atmosféricas son mejor conocidas para nosotros como los rayos, relámpagos o tormentas eléctricas; son algo muy común durante los periodos lluviosos, para la humanidad ha sido siempre algo que representa poder, como en Grecia representa la preciada arma del dios Zeus el cual era usado contra los mortales que no hicieran su voluntad.

Con el pasar de los años aparecieron personas que no tenían este tipo de creencias, al contrario, tenían cierta curiosidad acerca de demostrar de una manera lógica del por qué se producían este tipo de fenómenos. Puede decirse que la primera persona conocida en hacer experimentos con dichas descargas atmosféricas fue Benjamín Franklin, después de eso los avances tecnológicos y los grandes científicos nos dan a conocer la manera real de cómo se produce este fenómeno.

Este tipo de descargas se denominan a las cuales se producen entre nube y nube o entre nube y tierra, la principal característica de estas descargas son los enormes valores de voltajes que involucran estas y por la corta duración de las mismas.

La formación de los rayos puede ser explicada a continuación:

La atmosfera está compuesta tanto de iones positivos como negativos, debido a la interacción con el aire y la tierra la nube se puede cargar como se muestra en la Figura 2.10.



*Figura 2.10 Distribución de cargas estáticas [5].*

Para que exista la descarga se necesita que se produzca un camino ionizado para lo cual se produce lo siguiente:

Las corrientes de aire hacen que las capas de aire húmedo entre el suelo y las otras capas superiores más frías choquen entre si lo que provoca la formación de las nubes debido al enfriamiento, la acumulación de cargas es provocada debido al rozamiento que se forma entre las gotas de agua y el aire, de este fenómeno se forma entre la nube y tierra o en el interior mismo de la nube, como se puede observar en la Figura 2.11, el efecto de un capacitor.

Dada la polaridad que presentan la nube y la superficie de la tierra empieza a formarse un camino entre las dos, este camino siempre se produce entre la nube y el punto más cercano a la misma es decir el punto más alto en tierra, cuando la intensidad de campo eléctrico es lo suficientemente grande, es decir supere la rigidez dieléctrica del aire (500 kV/m) se produce la descarga directa entre la nube y tierra o en el interior de la misma nube.

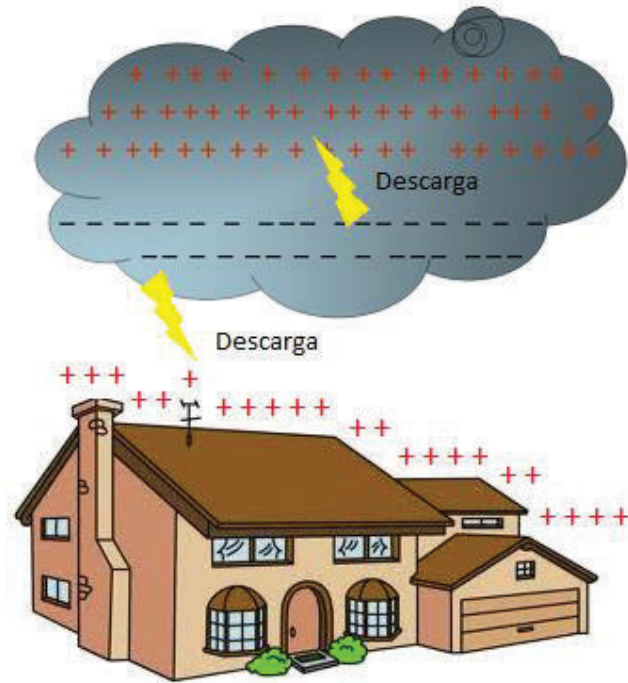


Figura 2.11 Descarga atmosférica debido a carga estática [5].

El campo eléctrico elevado provoca que surjan descargas previas de las nubes de 10 a 200 m; después de cierto tiempo el canal luminoso se apaga, esto dura alrededor de 0,1 milisegundos y después se forma la siguiente etapa algo más profunda o en otros casos, más lejos hacia la tierra, de tal forma que esta descarga previa, transcurrido 1 milisegundo, se prolonga hacia la tierra misma. Inmediatamente se forma la descarga principal que establece la compensación de cargas eléctricas entre nube y tierra.

Los principales parámetros de una descarga atmosférica son:

#### 2.4.1 INTENSIDAD Y POLARIDAD

Cerca del 90% de las descargas son de características negativas es decir nube negativa suelo positivo y el 10% de polaridad positiva y a su vez son descargas más rápidas [3]. Las amplitudes de las corrientes se han registrado valores que van desde los 5 hasta los 200 kA, ajustándose a una distribución normal.



## 2.4.2 FORMA DE ONDA DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

La velocidad de crecimiento de estas descargas está entre 10 y 80 kA/ $\mu$ s. El tiempo de frente de onda tiene un rango desde 1 hasta 5 microsegundos en cambio en tiempo de cola de la onda se encuentra en el rango de las centenas de microsegundos [12]. La forma de onda de una descarga atmosférica se caracteriza por su tiempo de frente de onda y su tiempo de cola, el tiempo de frente de onda viene a ser el tiempo en el cual la onda llega a su valor pico máximo y el tiempo de cola es hasta cuando la onda llega al 50% del valor pico máximo, un ejemplo de la descripción es la Figura 2.12 que se muestra a continuación:

Frente de Onda: 1.2  $\mu$ s

Tiempo de Cola: 60  $\mu$ s

Amplitud: 15368 A.

DATA	UNIT	VALUE
Amplitude	Ampere	15368
T_f	s	1.2E-6
tau	s	6E-5

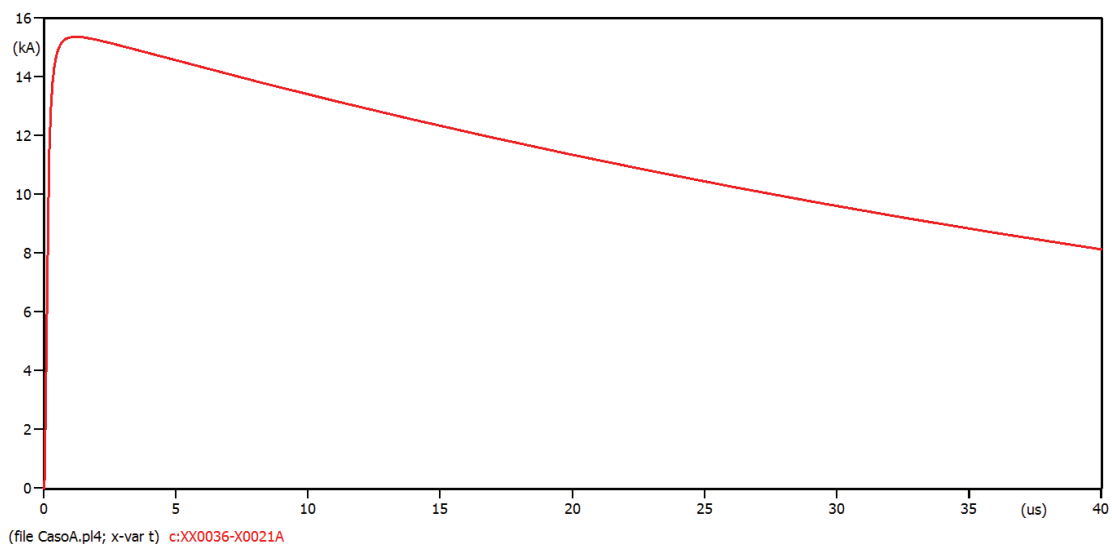


Figura 2. 12 Forma de Onda de una descarga atmosférica [7].

### **2.4.3 FRECUENCIA DE OCURRENCIA**

La densidad de descargas atmosféricas hacia tierra se expresa como número de rayos hacia tierra por kilómetro cuadrado por año.

Puede ser obtenida mediante el nivel cerámico de cada región lo que representa el número de días de tormenta por año que un observador ve u oye sin importar el número de descargas atmosféricas que se hayan dado en ese día [17].

La gran mayoría las descargas atmosféricas son múltiples, esto quiere decir que se producen varias veces a través del mismo canal ionizado.

### **2.4.4 ÁNGULO DE INCIDENCIA**

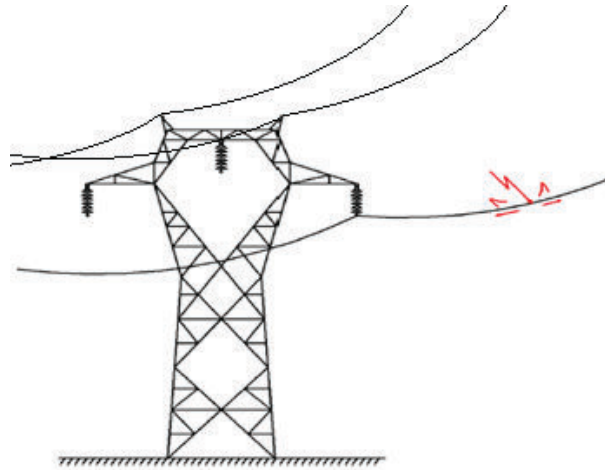
Siempre las descargas atmosféricas presentan un grado de inclinación con respecto a la vertical sin excepción, esto es de naturaleza estadística, el ángulo de incidencia varía para cada rayo, esto puede provocar errores en el blindaje en las líneas de transmisión y de subestaciones por medio de los cables de guardia.

### **2.4.5 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Existen diferentes tipos de descargas sobre las líneas de transmisión, todos estos tipos de descargas son descritos a continuación:

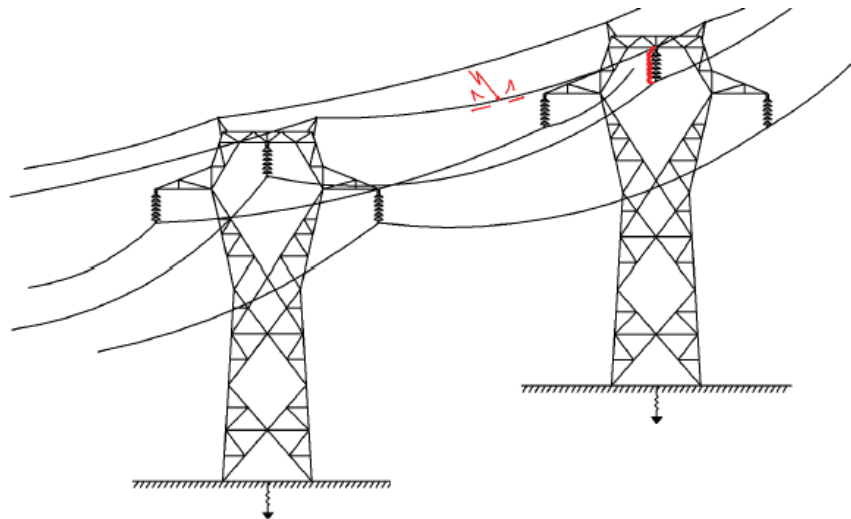
#### **2.4.5.1 Descarga directa en conductores**

Se denomina descarga directa a aquella que impacta directamente en el conductor de fase de una línea de transmisión, como se puede observar en la Figura 2.13, el sobrevoltaje viene dado por la ecuación (2.2), esto se da debido a una falla de apantallamiento.



*Figura 2.13 Descarga directa en conductor [8].*

#### **2.3.4.2.- Descarga directa en torres o cables de guardia**



*Figura 2.14 Descarga directa en el cable de guardia [8].*

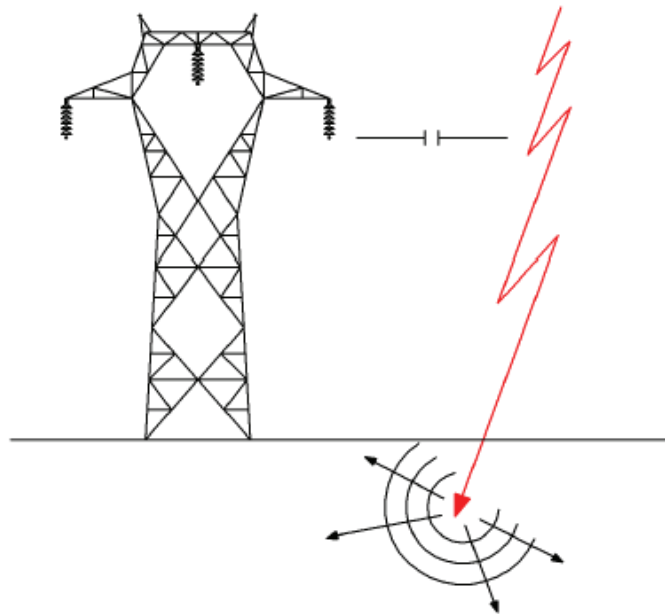
Cuando la descarga llega al cable de guardia este propaga a través de la línea en direcciones de sentido opuesto dirigiéndose a las torres más cercanas. Como se observa en la Figura 2.14.

También denominadas como descargas inversas para el conductor de fase, esta definición se explica a continuación: cuando la descarga es demasiado fuerte se producen sobrevoltajes muy elevados lo que puede provocar superar el voltaje de disrupción de la cadena de aisladores lo que provoca que la descarga se dirija

hacia el conductor de fase produciendo un efecto similar a una descarga directa en el conductor de fase.

Cuando la descarga se produce en la torre se produce un efecto similar solo que en este caso los sobrevoltajes se presentan en la cruceta de la línea y la cadena de aisladores de los conductores de fase, este tipo de descargas deben ser consideradas en la coordinación de aislamiento de sistemas de 230kV o menores, en los sistemas de voltajes superiores es decir en sistemas de extra alto voltaje la resistencia de aislamiento suelen ser mayor que la diferencia de potencial generado por las descargas.

#### 2.3.4.3.- Descargas cercanas a la línea de transmisión



*Figura 2.15 Descarga cercana a la línea de transmisión [8].*

Estas descargas se producen debido a que las nubes se encuentran acompañadas de un campo eléctrico muy intenso con respecto a la superficie terrestre, las líneas de transmisión forman cargas de compensación que son contrarias a las de las nubes lo cual puede producir descargas atmosféricas.

Estas descargas son disipadas rápidamente, pueden llegar a producir sobrevoltajes con rangos que pueden estar entre los 150 y los 500kV, estos

voltajes no representan ningún efecto para las líneas de alto voltaje, este tipo de descargas deben ser consideradas en líneas de 69 kV o inferiores.

Estas descargas se pueden observar en la Figura 2.15.

## **2.5 ONDAS VIAJERAS**

Por efectos de maniobras y descargas atmosféricas en una línea de transmisión, el voltaje, la corriente, la potencia y la energía se transmiten desde una fuente hacia una carga localizada a una distancia considerable, se propagan como ondas electromagnéticas con una velocidad finita, esto permite que en un corto tiempo la carga reciba dicha potencia. Este es el concepto que se le da de ondas viajeras en líneas de transmisión [9].

El momento en que una línea aérea de transmisión es sometida a una perturbación como una descarga atmosférica o una operación de maniobra se forman ondas de voltaje y de corriente que viajan a una velocidad cercana a la de la luz, el momento que estas ondas llegan a los terminales de las líneas dan lugar a la formación de ondas reflejadas y refractadas tanto de voltaje como de corriente, que regresan por la línea de transmisión sobrepuestas en las ondas iniciales, debido a la atenuación estas ondas desaparecen después de ciertas reflexiones.

### **2.5.1 ECUACIÓN DE LA ONDA VIAJERA**

La determinación de la ecuación de onda viajera se da mediante la Figura 2.16, donde la distancia  $x$  se mide a lo largo de la línea de transmisión desde el extremo generador hasta el elemento diferencial de longitud  $\Delta x$ . El voltaje ( $v$ ) y la corriente ( $i$ ) son funciones de la distancia ( $x$ ) y el tiempo ( $t$ ), se usarán derivadas parciales para su desarrollo.

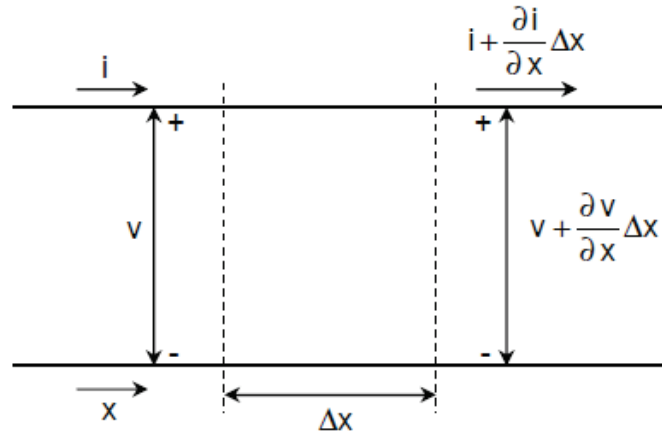


Figura 2. 16 Diagrama esquemático de una sección elemental de una línea de transmisión que muestra una fase y el neutro de retorno [4].

La caída de voltaje serie a lo largo del elemento longitudinal de la línea considerando las pérdidas es:

$$\Delta v = i(R\Delta x) + (L\Delta x)\frac{\partial i}{\partial t} \quad (2.4)$$

La expresión anterior se la puede escribir de la siguiente forma:

$$\frac{\partial v}{\partial x}\Delta x = -(Ri + L\frac{\partial i}{\partial t})\Delta x \quad (2.5)$$

El signo negativo se debe a que la suma algebraica del voltaje con su variación debe ser menor que el voltaje para positivos de corriente con su variación.

Se puede escribir también de manera análoga:

$$\frac{\partial i}{\partial x}\Delta x = -(Gv + C\frac{\partial v}{\partial t})\Delta x \quad (2.6)$$

Las ecuaciones anteriores pueden ser divididas para  $\Delta x$ , además considerando una que su resistencia y su conductancia sean cero es decir que no existan pérdidas se obtiene:

$$\frac{\partial v}{\partial x} = -L\frac{\partial i}{\partial t} \quad (2.7)$$

$$\frac{\partial i}{\partial x} = -C\frac{\partial v}{\partial t} \quad (2.8)$$

Para determinar la ecuación de onda viajera se procede a eliminar la corriente realizando la derivada parcial con respecto a  $x$  de ambas ecuaciones la 2.7 y 2.8. El desarrollo de este proceso viene a ser el siguiente:

$$\begin{aligned}\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} &= -L \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\partial i}{\partial t} \right) \\ \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} &= -L \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\partial i}{\partial x} \right) \\ \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} &= -L \frac{\partial}{\partial t} \left( -C \frac{\partial v}{\partial t} \right) \\ \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} &= \frac{1}{LC} \left( \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} \right)\end{aligned}\tag{2.9}$$

La ecuación (2.9) es también llamada ecuación de la onda viajera de una línea de transmisión sin pérdidas, esta expresión queda en función de la distancia, velocidad y tiempo.

La solución de esta ecuación para encontrar el voltaje es la siguiente:

$$V = f(x - vt)$$

Dónde:

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}}\tag{2.10}$$

$v$  = Velocidad de propagación de la onda en una línea de transmisión en m/s, esta velocidad se define como la velocidad a la cual debe viajar un observador a lo largo de la línea de transmisión para mantenerse sincronizado con la onda de voltaje progresiva o regresiva. Esta velocidad depende tanto de la inductancia y de la capacitancia que tienen las unidades de henrios por metro y faradios por metro, respectivamente.

### 2.5.2 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA

La impedancia característica de una línea de transmisión representa la relación entre el voltaje y la corriente en cualquier punto de la línea de transmisión [10].

Se calcula mediante la ecuación 2.11.

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.11)$$

Esta impedancia característica en conjunto con la velocidad de propagación caracterizan por completo a una línea de transmisión sin pérdidas, es decir ideal.

En las líneas de transmisión este valor depende de las constantes geométricas y del material aislador que separa a los conductores [10].

### 2.5.3 REFLEXIÓN Y REFRACCIÓN DE ONDAS VIAJERAS

Cualquier línea de transmisión es bidireccional, es decir tiene la capacidad de conducir en ambas direcciones. Los efectos denominados como reflexión y refracción se producen cuando una onda que viaja a través de una línea con una impedancia característica cambia de medio de transmisión, es decir por ejemplo el momento que ingresan a una subestación donde se encuentran con elementos con su propia impedancia característica la cual es diferente a la de la línea de transmisión.

A continuación un ejemplo considerando la unión de una línea aérea y de un cable, tomando en consideración que  $Z_1 > Z_2$

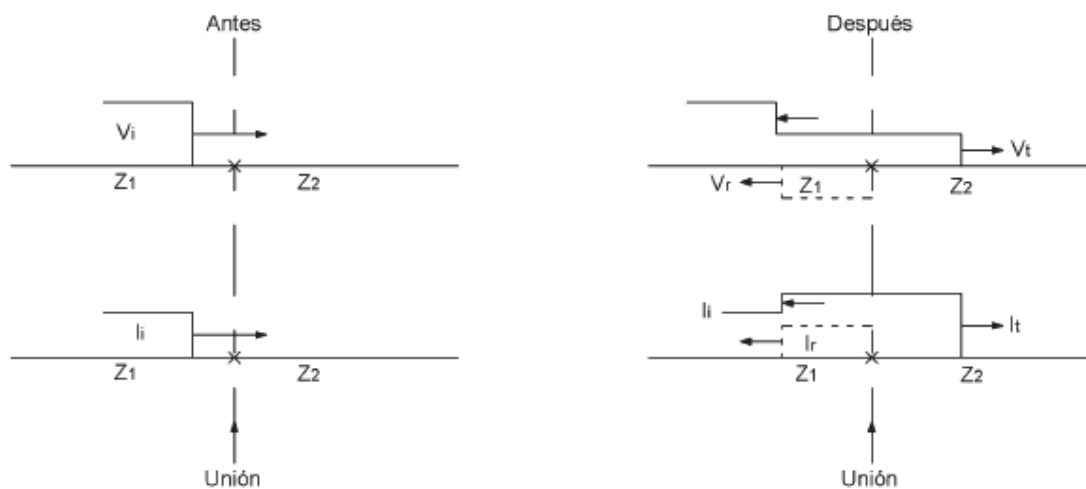


Figura 2. 17 Ondas de voltaje y corrientes incidentes, reflejadas y transmitidas entre una línea y un cable de impedancia  $Z_1$  y  $Z_2$  respectivamente [11].



El comportamiento del voltaje y de la corriente debido al cambio de impedancias se da de la forma como se observa en la Figura 2.17. Las impedancias características entre la línea y el cable se relacionan de la siguiente manera [9]:

$$\frac{v_i}{i_i} = Z_1 \quad (2.12)$$

$$\frac{v_r}{i_r} = -Z_1 \quad (2.13)$$

$$\frac{v_t}{i_t} = Z_2 \quad (2.14)$$

De esta manera se puede evidenciar que el voltaje transmitido ( $v_t$ ) está dado por la suma algebraica del voltaje incidente ( $v_i$ ) y el voltaje reflejado ( $v_r$ ) de la primera línea [9].

$$v_t = v_i + v_r \quad (2.15)$$

De la misma manera se tiene para la corriente:

$$i_t = i_i + i_r \quad (2.16)$$

A continuación se presentan las ecuaciones de voltaje y corriente transmitida y reflejada [9]:

Voltaje transmitido:

$$v_t = \frac{2 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} v_i \quad (2.17)$$

Voltaje reflejado:

$$v_r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} v_i \quad (2.18)$$

Corriente transmitida:

$$i_t = \frac{2}{Z_1 + Z_2} v_i \quad (2.19)$$

Corriente reflejada:

$$i_r = \frac{v_i}{Z_1} \cdot \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (2.20)$$

Las ecuaciones de voltaje reflejado y voltaje transmitido pueden ser resumidas a las siguientes expresiones:

$$v_t = \frac{2 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} v_i = \alpha v_i$$

$$v_r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} v_i = \beta v_i$$

En donde:

$$\alpha = \frac{2 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

Se denomina como coeficiente de transmisión, el cual puede estar entre cero y dos, esto depende de los valores relativos de  $Z_1$  y  $Z_2$

$$\beta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2}$$

Se denomina como coeficiente de reflexión, el cual puede estar entre menos uno y uno, esto depende de los valores relativos de  $Z_1$  y  $Z_2$ .

En la Figura 2.18 se puede observar varios ejemplos de la onda de voltaje dependiendo de los valores de  $Z_1$  y  $Z_2$ .

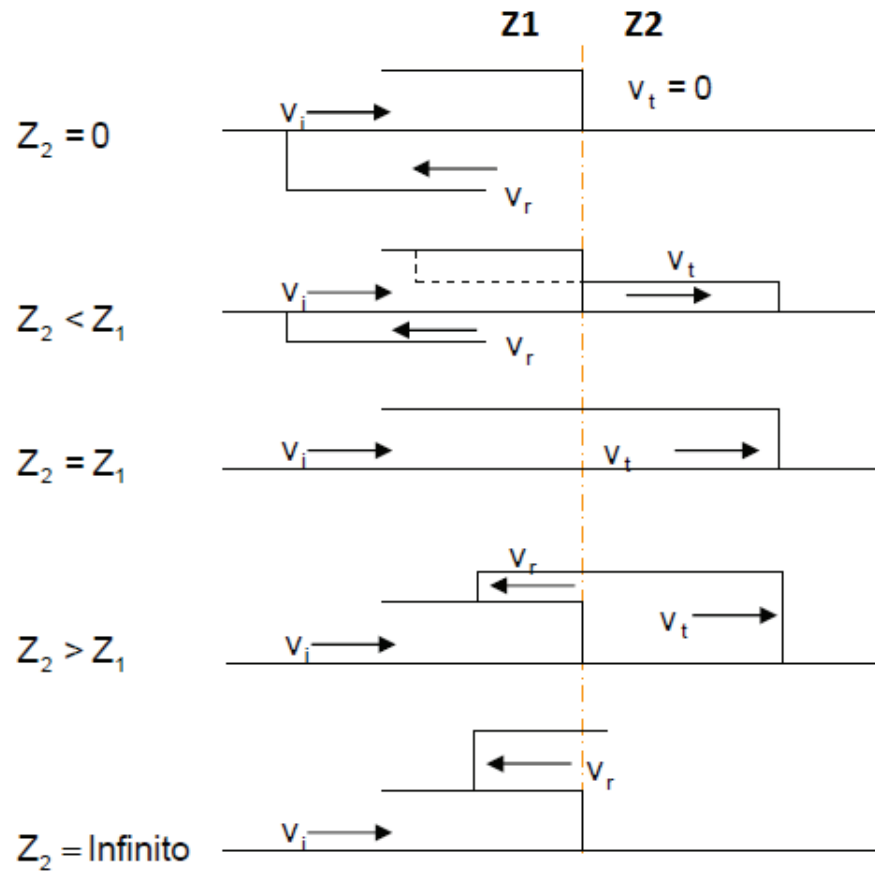


Figura 2.18 Onda de voltaje dependiendo de distintos valores de  $Z_1$  y  $Z_2$  [12].

#### 2.5.4 DIAGRAMA DE BEWLEY

Se considera un sistema de transmisión real en el cual se puede notar que todas las líneas desde que salen de la subestación hasta su destino no es una línea continua sin interrupciones sino varias líneas, para un caso donde se pueden considerar que una misma línea tiene varios vanos con diferentes tipos de cable, el diagrama de Bewley nos permite tener una idea de la cantidad de ondas iniciadas tan solo por una sola onda incidente:

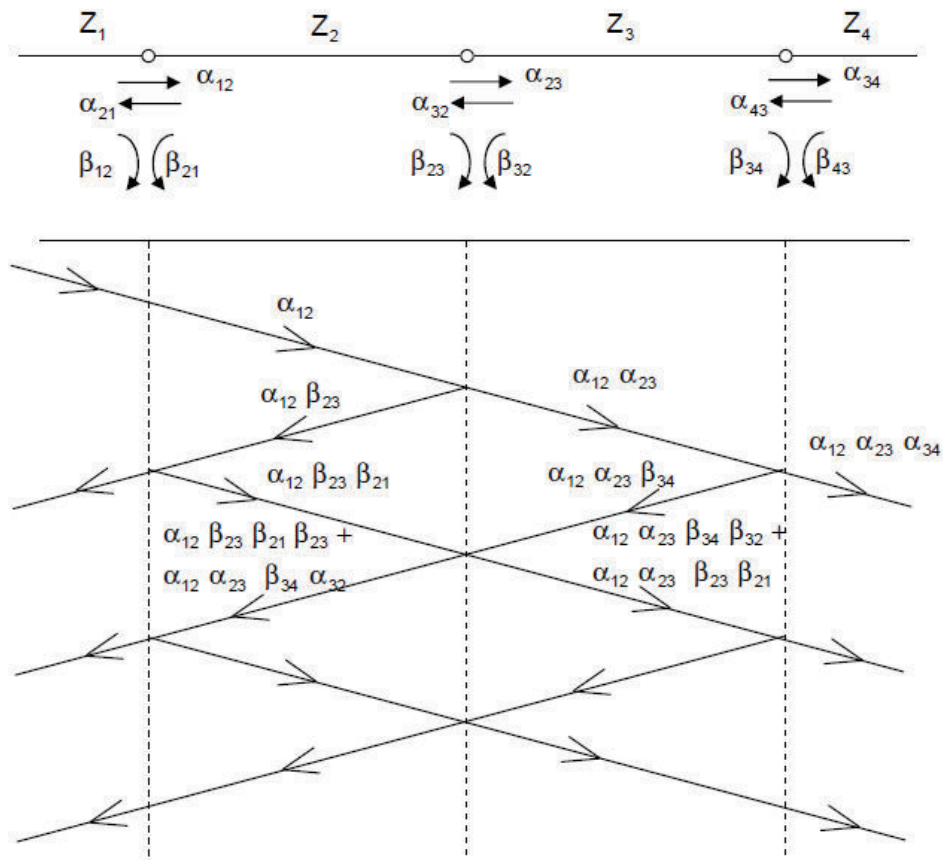


Figura 2.19 Diagrama de Bewley considerando varios tramos con distintos valores de impedancia característica creados por una sola onda incidente [12].

El voltaje en un punto cualquiera de la línea se lo determina mediante la suma algebraica de todas las ondas que pasan en ese punto [12].

## 2.6 MODELO ELÉCTROGEOMETRICO

Cuando una descarga atmosférica se acerca a la línea o a tierra a una distancia  $r$  la cual se la denomina como distancia de arqueo, la descarga puede impactar en el cable de guardia, en el conductor de fase o en la tierra [1].

La distancia de arqueo  $r$  se encuentra en función de la corriente, a continuación se muestra la ecuación que se usa para el cálculo de la distancia de arqueo [1].

$$r = 10I^{0.65} \quad (2.21)$$

En donde:  $r$  es la distancia de arqueo en metros.

$I$  es la corriente de la descarga en kA.

A continuación en la figura 2.21 se puede observar los tipos de descargas posibles en una línea de transmisión, aquí se puede deducir que para una distancia  $X_s$  diferente de cero se pueden producir fallas en el apantallamiento:

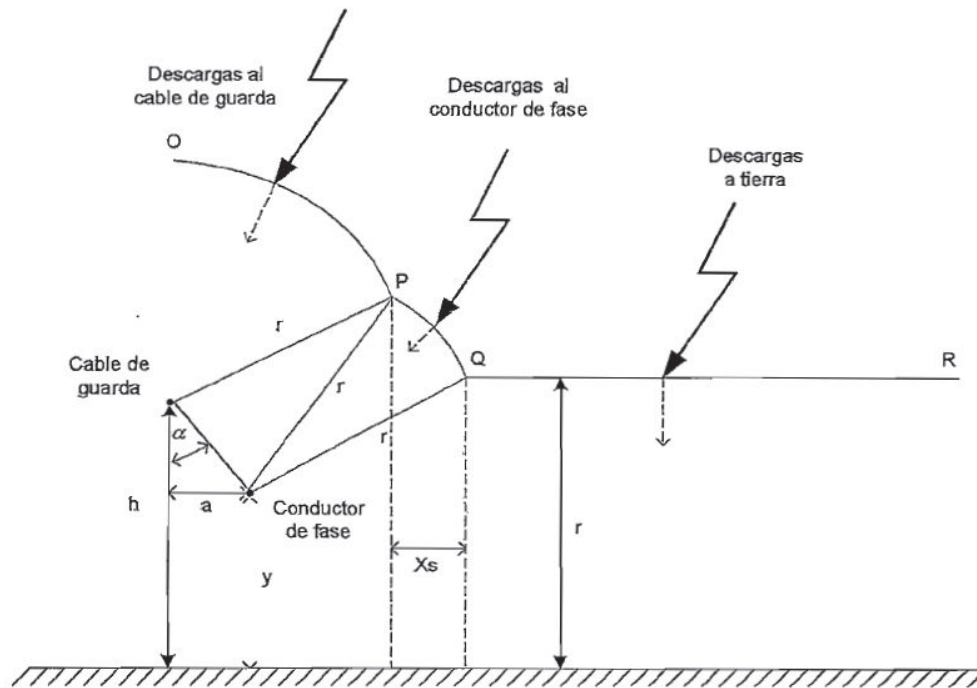


Figura 2.20 Apantallamiento incompleto [1].

El grado de apantallamiento de una línea de transmisión es el que determina que una descarga caiga o no sobre los cables de guarda.

En el diseño de las líneas de transmisión se considera el ángulo que se forma entre la vertical trazada desde el cable de guarda y el recta trazada desde el cable de guarda hasta el conductor de fase superior, este es denominado ángulo de apantallamiento  $\alpha$ , una línea de transmisión se encuentra mejor apantallada si el ángulo  $\alpha$  es muy pequeño.

El modelo electrogeométrico permite determinar la intensidad máxima que puede tener una descarga atmosférica para producir una falla de apantallamiento, esta corriente se la puede determinar mediante el cálculo de la máxima distancia de arqueo y ésta a su vez puede ser determinada mediante un análisis en la geometría de la torre.

Del análisis geométrico se obtiene la siguiente expresión:

$$a = \sqrt{h(2r - h)} - \sqrt{y(2r - y)} \quad (2.22)$$

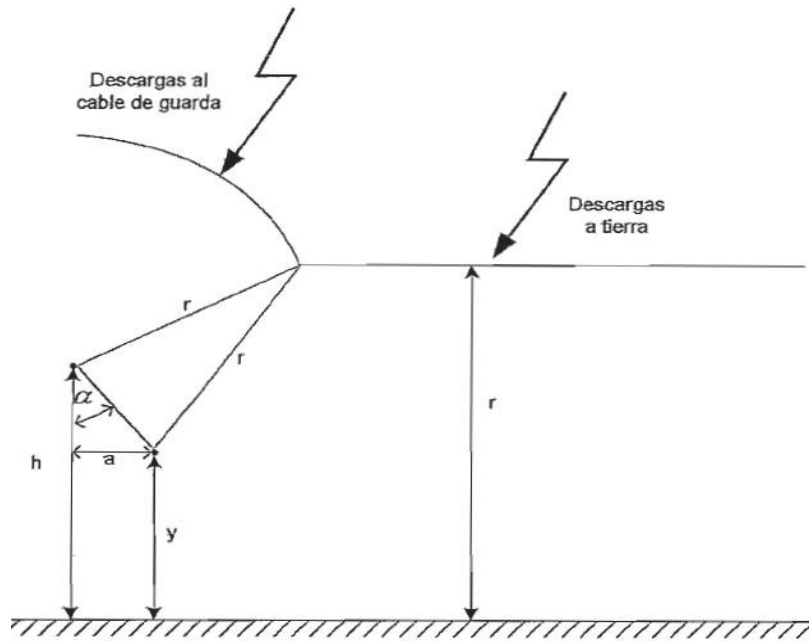


Figura 2. 21 Distancia máxima que produce fallo de apantallamiento [1].

Despejando  $r$  de la ecuación (2.22) se obtiene:

$$r = \frac{h + y}{2(1 - \text{sen}\alpha)} \quad (2.23)$$

Después de calcular el ángulo  $\alpha$  con la geometría de la torre, se procede a resolver la ecuación (2.21) de donde podemos calcular la magnitud de la corriente máxima que provocará la falla de aislamiento.

## **CAPÍTULO 3**

### **COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO**

Se establecen los principios básicos de coordinación de aislamiento, tipos de aislamiento, métodos de coordinación de aislamiento, los sobrevoltajes impuestos a las subestaciones en SF<sub>6</sub>, la onda incidente a la subestación, márgenes de protección, etc.

#### **3.1 PRINCIPIOS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO**

La coordinación de aislamiento es un conjunto de disposiciones tomadas con el objeto de evitar daños a los aparatos eléctricos debido a los sobrevoltajes. Estos objetivos se logran estableciendo una adecuada correlación entre las características dieléctricas del aislamiento, a que pueden estar sometidos en servicio y las características de los dispositivos de protección contra sobrevoltajes.

El estudio de sobrevoltajes y la selección de los aislamientos y dispositivos de protección, es el objeto de lo que se conoce como coordinación de aislamiento [13].

Los cambios de las condiciones atmosféricas son un factor muy importante ya que estos alteran las características dieléctricas por lo cual sus efectos deben ser tomados en cuenta en la coordinación del aislamiento.

Para conservar los niveles de aislamiento adecuados de cada equipo, se debe considerar el “Criterio de coordinación de aislamiento” [12].

Los sobrevoltajes esperados en el sitio de la coordinación junto con los factores externos pueden afectar el nivel de aislamiento de una manera negativa.

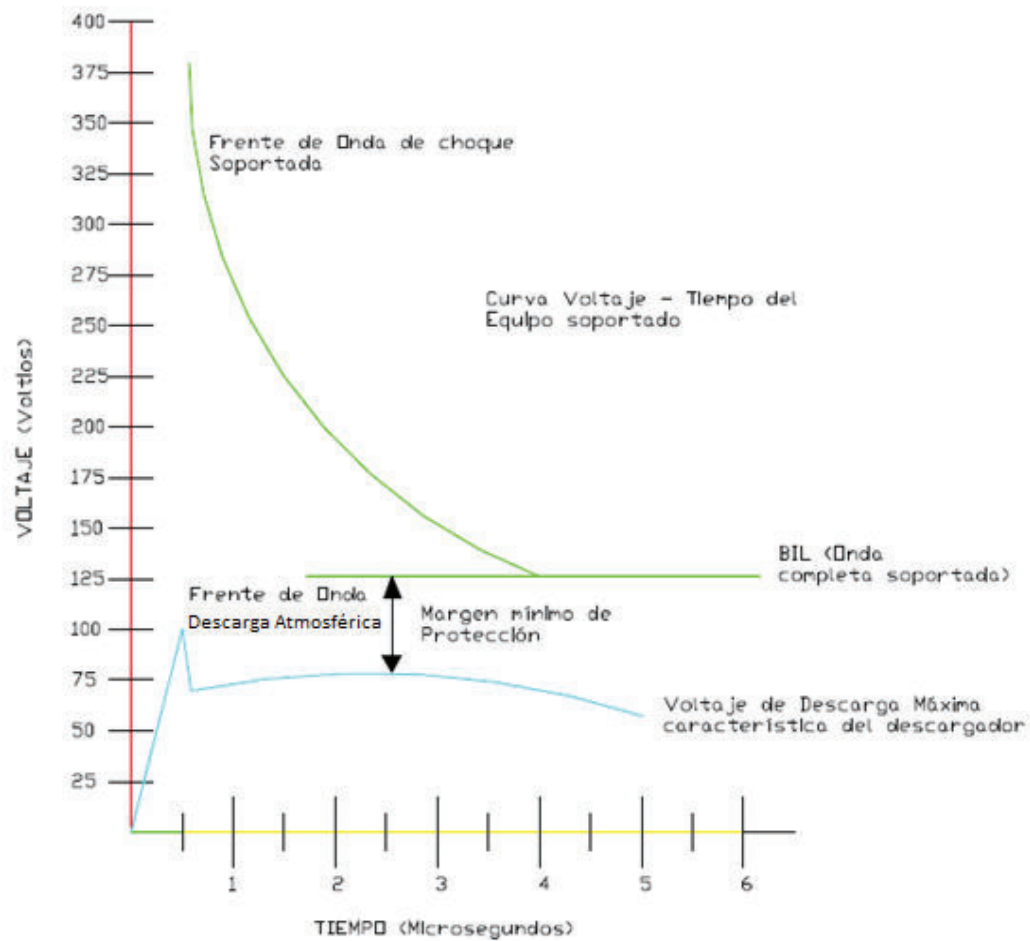


Figura 3.1 Comparación del BIL del transformador con voltaje del descargador para encontrar el mínimo margen de protección [15].

En la Figura 3.1 la disrupción del voltaje del descargador es comparado con el BIL de un transformador para encontrar el mínimo margen de protección.



## 3.2 NOCIONES BÁSICAS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Realizar una coordinación de aislamiento conlleva la selección de la rigidez dieléctrica de cada uno de los elementos, en relación con los sobrevoltajes que pueden aparecer en el sistema para los cuales el equipo está destinado, el medio ambiente y la altura donde se encuentra el equipo y las características de protección contra sobrevoltajes [15].

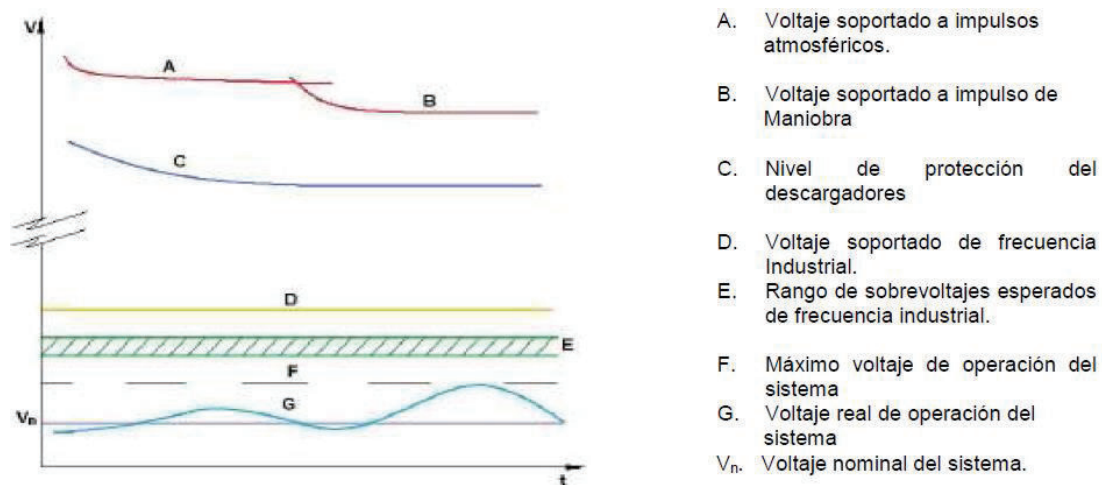


Figura 3. 2 Esquema general de coordinación de aislamiento individual [15].

En la Figura 3.2 se muestra de una manera más clara la coordinación de aislamiento aplicada en forma individual para cada equipo. El orden correcto de una coordinación de aislamiento se lo observa empezando por la parte superior de la Figura 3.2 donde se encuentra los voltajes soportados debido a impulsos atmosféricos y en la parte inferior se encuentran los voltajes soportados a frecuencia industrial.

## 3.3 TIPOS DE AISLAMIENTO

### 3.3.1 AISLAMIENTO INTERNO

Las partes internas de un aparato poseen un aislamiento propio del equipo el cual puede ser sólido, líquido o gaseoso. El conjunto de los aislamientos forman el

aislamiento del equipo el cual protege ante efectos atmosféricos tales como: contaminación, humedad y otras condiciones extremas.

### **3.3.2 AISLAMIENTO EXTERNO**

El aislamiento de las partes externas de un dispositivo es el cual en conjunto debe estar expuesto a los factores externos como polvo, impurezas, humedad. El aislante externo más común es el aire, la resistencia de aislamiento aumenta al aumentar la humedad absoluta pero disminuye al bajar la densidad del aire, lo que se da al aumentar la altura sobre el nivel del mar. Dado estos indicios se puede considerar la peor condición cuando se presenta: baja humedad absoluta, baja presión o densidad del aire y alta temperatura. En la vida real no se tiene las tres peores condiciones en el sitio de instalación.

El nivel de contaminación también debe ser tomado en cuenta debido a que degrada la rigidez dieléctrica ya que por este motivo se puede producir una descarga disruptiva. Esta es la principal causa por la cual se considera el nivel de contaminación del sitio de las redes aéreas.

La contaminación contribuye a la degradación de la rigidez dieléctrica del aislamiento externo, al proceso de descarga por contaminación el cual consiste en la formación de una capa de material contaminante sobre el aislamiento el cual al mezclarse con la lluvia y secarse forman bandas secas a las cuales se les está aplicando un voltaje mayor que al resto del aislante, es decir, se están formando caminos conductores sobre el aislante, este proceso al final provoca que se produzca la disrupción por la superficie del aislante.

### **3.4 MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.**

Existen dos métodos de coordinación de aislamiento, uno denominado determinístico y el otro denominado estadístico.

El método que se use para realizar la coordinación, depende de la cantidad de datos que se tiene, el nivel de voltaje de operación y de la precisión que se desea tener en la subestación.

Para sistemas de potencia que se encuentren en el rango de  $1\text{kV} \leq U_m \leq 245\text{ kV}$ , es recomendable usar el método determinístico ya que en esta gama de voltajes no se requiere un alto grado de precisión para la elección del nivel de aislamiento, también se debe considerar el tipo de instalación para seleccionar el método de coordinación [15].

Se debe tomar en cuenta que los sobrevoltajes que se originan en una red eléctrica de alto voltaje tienen una conducta estadística y se caracterizan mediante funciones de densidad de probabilidad. Lo que se considera para el presente estudio es que ya se conoce la máxima descarga atmosférica que puede afectar al sistema, la coordinación determinística considera el máximo sobrevoltaje que se genere en los elementos ya sea por descarga directamente en el cable de fase o por descarga inversa.

Cuando se usa el método de coordinación estadístico se obtiene una función de densidad de probabilidad de los sobrevoltajes representativos que se usan para determinar en nivel de aislamiento.

Si se toma en cuenta la función de probabilidad estadística y la distribución estadística de los sobrevoltajes, se puede calcular el riesgo o frecuencia de falla de un equipo frente a un determinado tipo de sollicitación dieléctrica; con este parámetro se puede dimensionar el aislamiento para que la frecuencia de falla esté dentro de los límites establecidos.

Se usa el método determinístico cuando no es posible conocer la distribución estadística de los sobrevoltajes, se selecciona el aislamiento por el máximo sobrevoltaje representativo que se puede originar.

#### **3.4.1 PROCEDIMIENTO GENERAL.**

El procedimiento a ser seguido para realizar una correcta coordinación de aislamiento está dado por la Figura 3.3:

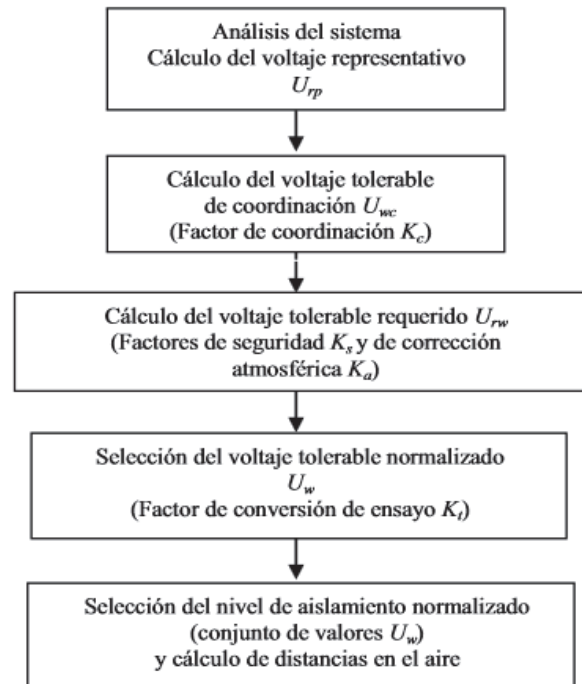


Figura 3. 3 Procedimiento general de la coordinación de aislamiento [16]

Para la realización de una correcta coordinación las normas IEC 60071-1 proporcionan un proceso del cual se puede resaltar los siguientes aspectos:

- a) Se debe realizar la estimación de voltajes representativos en los equipos o en la instalación a diseñar, tomando en cuenta los dispositivos de protección instalados y el voltaje máximo de operación:
  - Instalaciones de gama I se analizan sobrevoltajes temporales y de origen atmosférico.
  - Instalaciones de gama II se analizan sobrevoltajes de frente lento y de origen atmosférico.
- b) Determinar el voltaje tolerable de coordinación, es el voltaje tolerable que cumple los criterios de diseño que, en las condiciones de servicio, funcionarán los equipos o la instalación. La selección de voltajes tolerables de coordinación se basa en la tasa de riesgo aceptada y esto se lo determina multiplicando el voltaje representativo por el factor de coordinación,  $K_c$ , este valor depende del tipo de aislamiento (autoregenerable, no autoregenerable) y el método de coordinación determinístico o estadístico que se pueda aplicar.

- c) El voltaje tolerable de coordinación se transforma en un voltaje tolerable especificado o requerido, este es el voltaje normalizado de prueba que el aislamiento debe soportar para asegurar que se cumple el criterio de diseño. Este voltaje se calcula multiplicando el voltaje de coordinación tolerable por un factor de seguridad  $K_s$  lo cual compensa las diferencias entre las condiciones reales y las pruebas. Si se trata de un aislamiento externo también se multiplica por un factor de corrección atmosférico  $K_a$ , que considera las diferencias entre las condiciones ambientales de servicio y las normalizadas.
- d) Se escoge el grupo de voltajes tolerables normalizados que cumplan todos los voltajes tolerables especificados. El voltaje tolerable normalizado es el voltaje aplicado en una prueba de voltaje normalizado y su selección permite justificar que el aislamiento soporta los voltajes tolerables especificados que fueron calculados anteriormente. El voltaje tolerable normalizado se puede escoger de la misma manera que la forma de onda normalizada que el voltaje tolerable específico o para cualquier forma de onda distinta mediante la aplicación del factor de conversión de prueba  $K_t$ .
- e) Para terminar se selecciona el nivel de aislamiento normalizado es decir el nivel de aislamiento asignado a los voltajes tolerables normalizados que están asociados al voltaje de operación más elevado según la clasificación de la norma IEC.

### **3.5 SOBREVOLTAJES IMPUESTOS A SUBESTACIONES AISLADAS EN SF6**

Los sobrevoltajes a los cuales se somete una subestación aislada en SF6 vienen a ser los mismos sobrevoltajes a los cuales se somete una subestación convencional o una red aérea de distribución.

Los sistemas son sometidos a fenómenos transitorios producidos por descargas atmosféricas, fallas y por la operación de interruptores o seccionadores.

Los sobrevoltajes se producen entre fases, y entre fase y tierra.

La coordinación nos permite realizar el mejor ajuste técnico posible para la adecuada y certera protección tanto para el personal como para el equipamiento eléctrico del sitio.

Los valores que se establecen en por unidad (p.u.) de las amplitudes de los voltajes están referidos al voltaje fase-tierra del voltaje más elevado del sistema ( $V_{max}$ ), de la siguiente manera:

$$V_{p.u.} = \frac{\text{Valor real}}{\text{Valor Base}} \quad (3.1)$$

Los sobrevoltajes nunca son iguales, la caracterización que se les da, como lo son la duración y la amplitud, es una aproximación estadística.

Cuando el sobrevoltaje es mayor al diseñado en la coordinación lo más probable es que la descarga provoque la disrupción a través del elemento protegido, esto provoca la destrucción del mismo o la pérdida de las propiedades aislantes del material.

Teniendo todo esto establecido se dice que los sobrevoltajes que pueden presentarse en una subestación aislada en SF6 pueden ser los siguientes:

- Sobrevoltajes por descarga atmosférica.
- Sobrevoltaje de maniobra.
- Sobrevoltajes a frecuencia industrial.

Además estos sobrevoltajes los encontramos clasificados en función de la forma de onda y el tiempo de duración:

- Sobrevoltajes continuos
- Sobrevoltajes temporales
- Sobrevoltajes de frente lento
- Sobrevoltajes de frente rápido
- Sobrevoltajes de frente extra rápido

### 3.6 CORRECCIÓN ATMOSFÉRICA.

Mediante la corrección atmosférica se cubren las diferencias que existen entre el sitio en el cual va a funcionar el equipo y el sitio donde se realizaron las pruebas estandarizadas (nivel del mar).

La corrección atmosférica es aplicable únicamente al aislamiento externo ya que este es el aislamiento que se encuentra en contacto directo con la atmósfera. Para el aislamiento interno las variaciones de las condiciones atmosféricas no influyen en las propiedades aislantes, con lo que se define que el aislamiento interno es independiente de las variaciones externas.

La norma IEC 60071-2 establece que el factor de corrección atmosférico se define en función de la densidad relativa del aire y de la humedad de la siguiente manera:

$$K_t = k_1 * k_2 \quad (3.2)$$

Donde:

$K_t$  factor de corrección atmosférico.

$k_1$  factor de corrección en función de la densidad del aire.

$k_2$  factor de corrección en función de la humedad.

$k_1$  es función de la densidad del aire, como se describe en la ecuación (3.3).

$$k_1 = \delta^m \quad (3.3)$$

Donde:

$\delta$  densidad relativa del aire.

$m$  exponente experimental establecido por la norma IEC.

Dado que la variación de la rigidez dieléctrica depende principalmente de las variaciones de la densidad del aire, se asume que la humedad y la temperatura

permanecen constantes e iguales a los valores estandarizados, con esta deducción se obtiene  $k_2 = 1$ . Este factor de corrección atmosférico depende de la densidad del aire, esta dependencia se expresa de la siguiente manera:

$$K_t = k_1 = \left( \frac{b}{b_0} \right)^m \quad (3.4)$$

Donde:

- b presión atmosférica en el lugar de la instalación.
- $b_0$  presión atmosférica para condiciones estandarizadas (101.3 kPa).

Mediante pruebas experimentales se ha demostrado que la presión del aire decrece de una manera exponencial con la altura, con lo cual se concluye que la rigidez dieléctrica también decrece de una manera exponencial. A continuación el factor de decrecimiento de la rigidez dieléctrica:

$$K_a = e^{-m \left( \frac{H}{8150} \right)} \quad (3.5)$$

La disminución de la rigidez dieléctrica debe ser corregida en la determinación del voltaje que debe soportar. La expresión que se debe aplicar para corregir la rigidez dieléctrica por efecto de la disminución de la densidad del aire es la siguiente:

$$K'_a = \frac{1}{K_a} = e^{m \left( \frac{H}{8150} \right)} \quad (3.6)$$

Donde:

- $K_a$  Factor de corrección por la altura.
- $K'_a$  Factor con el cual decrece la rigidez dieléctrica
- H Altura en metros sobre el nivel del mar
- m Exponente experimental [20].



$m=1$  para voltajes soportados de coordinación a impulsos atmosféricos.

La ecuación (3.6) nos permite calcular la variación que existe en la rigidez dieléctrica pero debido a que existen rangos de voltajes estandarizados y tabulados en la Norma IEC 60071-2. Cualquier aislamiento externo sobre los 1000 msnm se corrige mediante la ecuación (3.7).

$$K'_a = e^{m \left( \frac{H-1000}{8150} \right)} \quad (3.7)$$

En la mayoría de los casos, el fabricante especifica el aislamiento hasta los 1000 msnm, con lo cual se deduce que el equipo funcionara de manera correcta desde los 0 hasta los 1000 msnm y a partir de esta altura se debe realizar la corrección mediante la ecuación (3.7).

La norma ANSI tiene su propio coeficiente de corrección por la altura. A continuación la tabla 3.1 donde se describe los coeficientes de corrección por la altura dependiendo de los metros sobre el nivel del mar al cual se encuentra ubicado, los factores se obtienen de aplicar la ecuación (3.7):

*Tabla 3. 1 Coeficientes de corrección por la altura dependiendo de los msnm [3].*

<b>Altura msnm</b>	<b>Factor de corrección Ka'</b>	<b>Factor de corrección Ka</b>
1000	1	1
1200	0.98	1.02
1500	0.95	1.052
1800	0.92	1.087
2100	0.89	1.123
2400	0.86	1.163
2700	0.83	1.204
3000	0.80	1.25
3600	0.75	1.333
4200	0.70	1.428
4500	0.67	1.492

### **3.7 FACTORES DE SEGURIDAD.**

La norma IEC 60071-2 establece los siguientes factores de seguridad tanto para el aislamiento externo como para el aislamiento interno:

Factor de seguridad para el aislamiento externo:  $K_s = 1.05$

Factor de seguridad para el aislamiento interno:  $K_s = 1.15$

## CAPÍTULO 4

### CÁLCULO DE SOBREVOLTAJES DEBIDOS A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Se debe recordar que el presente trabajo está enfocado en una coordinación de aislamiento ante descargas atmosféricas.

#### 4.1 ELEMENTOS NO AISLADOS EN SF6

A continuación se describe la modelación de cada uno de los elementos que se encuentran aislados en aire, se especifica el elemento y el modelo que debe ser utilizado en cada uno de los elementos. Se puede observar las diferencias que existen entre el modelamiento de los mismos elementos debido a la variación del nivel de voltaje.

##### 4.1.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Una línea de transmisión que sirve de vehículo para las ondas que afectan a la subestación es representada por su impedancia característica. El cálculo de la impedancia característica depende de la geometría de la misma [1].

En el ATP se selecciona el modelo de línea de la Figura 4.1 [18]:

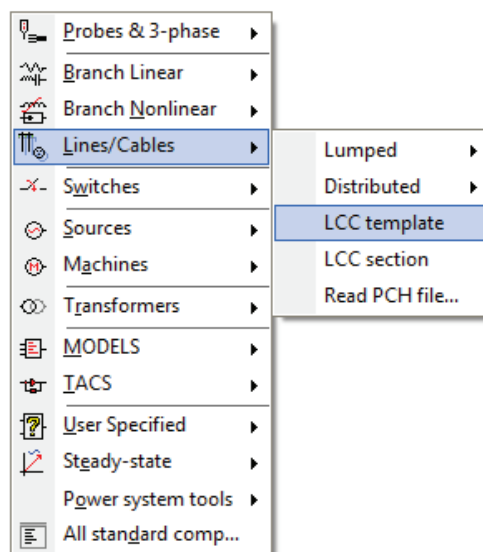
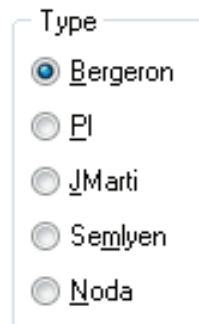


Figura 4. 1 Ingreso de una línea de transmisión LCC en ATP Draw.

Este modelo de línea nos permite escoger entre varios modelos descritos en la Figura 4.2:



*Figura 4. 2 Tipos de modelos de líneas de transmisión [1].*

Modelo Bergeron en versiones anteriores conocido como K.C. LEE.

- Modelo Pi.
- Modelo JMarti.
- Modelo Semlyen en versiones anteriores conocido como SEMLYEN SETUP.
- Modelo Noda en versiones anteriores conocido como TACA NODA SETUP.

Los modelos Bergeron y Pi se considera para líneas con parámetros distribuidos pero considerando las variables dependientes de la frecuencia como constantes, en cambio los modelos JMarti y Semlyen sí consideran parámetros dependientes de la frecuencia por medio de una descomposición nodal. El modelo Noda es similar a los dos anteriores pero el cálculo se lo realiza en componentes de fase.

Debido a que en este trabajo en subestaciones aisladas en SF6 solo se considera la protección ante descargas atmosféricas el modelo debe considerar las variaciones de frecuencia.

#### **4.1.1.1 El Modelo JMarti**

El modelo JMarti de líneas de transmisión, con parámetros en función de la frecuencia es el más utilizado para el cálculo de transitorios de alta frecuencia y como este estudio se centra en descargas atmosféricas el modelo se acopla

perfectamente a la aplicación. A continuación se describe el modelo de manera más exacta [18].

#### 4.1.1.1.1 Descripción del modelo

Los parámetros más importantes en la propagación de ondas son la impedancia característica dada por la ecuación (4.1).

$$Z_c = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad (4.1)$$

Constante de propagación:

$$\gamma = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \quad (4.2)$$

Los dos parámetros son función de la frecuencia. Siendo el factor de propagación:

$$A(\omega) = e^{-\gamma l} \quad (4.3)$$

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad (4.4)$$

El factor de propagación contiene el factor de atenuación  $e^{-\alpha l}$  y un cambio de fase  $e^{-\beta l}$ , ambos son función de la frecuencia.

La función racional que aproxima  $A(\omega)$  tiene la forma:

$$A_{aprox}(s) = e^{-s\tau_{min}} k \frac{(s+Z_1)(s+Z_2)\dots\dots(s+Z_n)}{(s+p_1)(s+p_2)\dots\dots(s+p_m)} \quad (4.5)$$

Si  $s=j\omega$  y  $n < m$ . La expresión es una aproximación del factor de propagación  $A(\omega)$  y puede representarse por fracciones parciales como :

$$k \frac{(s+Z_1)(s+Z_2)\dots\dots(s+Z_n)}{(s+p_1)(s+p_2)\dots\dots(s+p_m)} = \frac{k_1}{s+p_1} + \frac{k_2}{s+p_2} \dots \dots \dots \frac{k_m}{s+p_m} \quad (4.6)$$

De la misma manera la impedancia característica  $Z_c(\omega)$  se aproxima a la función racional de la siguiente forma:

$$Z_{C-aprox}(s) = k \frac{(s+Z_1)(s+Z_2)\dots\dots(s+Z_n)}{(s+p_1)(s+p_2)\dots\dots(s+p_m)} \quad (4.7)$$

$$Z_{C-aprox}(s) = k_0 + \frac{k_1}{s+p_1} + \frac{k_2}{s+p_2} \dots \dots \dots \frac{k_m}{s+p_m} \quad (4.8)$$

El modelo JMarti tiene éxito debido a la aproximación de funciones racionales para  $A(w)$  y  $Z_c(w)$ . Este modelo usa procedimientos de Bode para aproximar las magnitudes de las funciones

Una de las limitaciones que puede presentar este modelo es la de utilizar una matriz de transformación constante de valores de modo a valores de fase.

#### 4.1.1.1.2 Datos para la implementación de una línea utilizando el modelo JMarti

Para este estudio se usará el modelo JMarti el cual nos da la siguiente pantalla para el ingreso de variables de la pestaña Model como en la Figura 4.3.

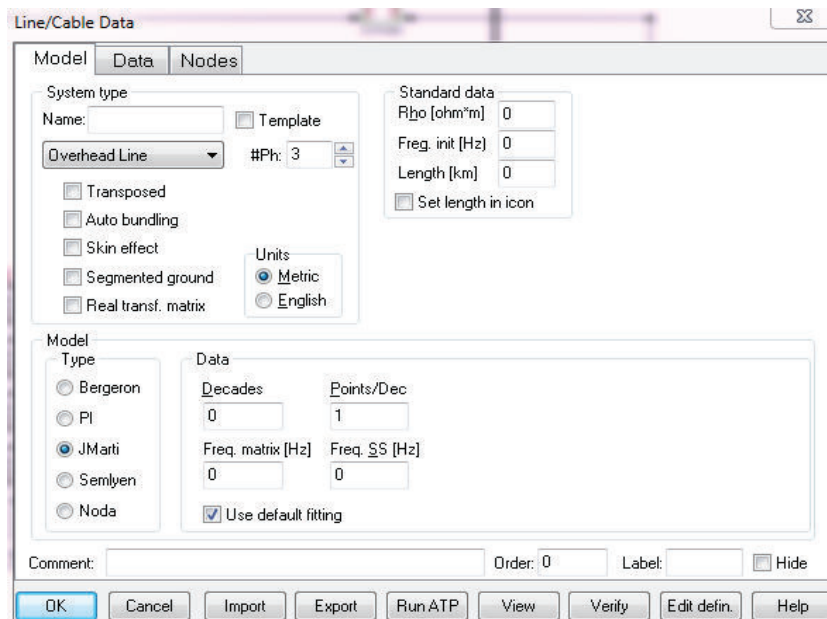


Figura 4. 3 Variables en el modelo JMarti en la pestaña Model de ATP Draw

A continuación se describe cada uno de los parámetros para la modelación de la línea aérea de entrada a la subestación [18]:

**Rho [ohm\*m]**, Resistividad del terreno en ohmios por metro de la base de la torre según la teoría de Carson.

**Freq init [Hz]**, Frecuencia industrial a la cual trabaja el sistema en condiciones normales.

**Length [km]**, Longitud de la línea aérea en kilómetros.

**Set length in icon**, Mostrar la longitud de la línea en el ícono.

**Metric/English**, Selecciona el sistema de unidades en el cual trabajar internacional o inglés.

**Transposed**, La línea aérea se asume que es transpuesta si el botón está marcado. No se encuentra disponible para líneas modeladas bajo el modelo pi.

**Auto bundling**, Si se encuentra marcado se considera por conductor o por fase.

**#Ph**, Número de fases a ser consideradas en la simulación.

**Skin effect**, Si está marcado se debe considerar el efecto piel.

**Segmented ground**, Si está marcado indica una puesta a tierra continua.

**Real transf. Matrix**, Si está marcado indica que los elementos de la matriz de transformación se modifican.

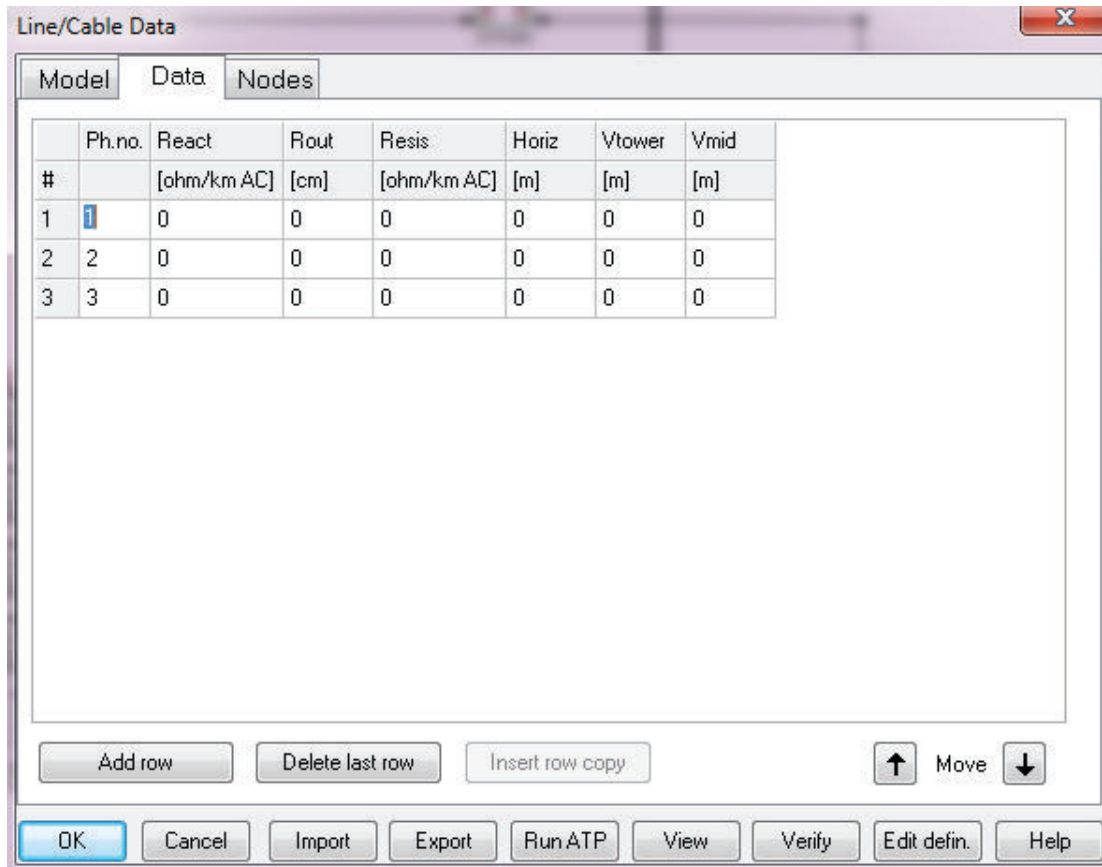
El modelo que va a ser utilizado es el el Jmarti debido a que se necesita el tipo de línea de parámetros distribuidos y en función de la frecuencia se tiene también:

**Decades**, Número de décadas de la escala logarítmica.

**Points/Dec**, Número de puntos de frecuencia por décadas.

**Freq. Matrix [Hz]**, Frecuencia en la que se calcula la matriz de transformación.

**Freq. SS [Hz]**, Frecuencia de inicio en la escala logarítmica.



*Figura 4.4 Geometría de la línea de transmisión*

Aquí se encuentra:

**Ph.no.** número de fase a la que corresponde el conductor, cero para cables de guardia.

**Rin**, radio interno del conductor.

**Rout**, radio externo del conductor.

**Resis**, aparece cuando se considera el efecto piel, corresponde al valor de resistencia DC del conductor.

**Horiz**, distancia del conductor o del haz de conductores desde el punto de referencia escogido.

**Vtower**, altura desde el suelo hasta el conductor o hasta el centro del haz de conductores.



**V<sub>mid</sub>**, distancia del suelo al conductor o al haz de conductores en la mitad del vano.

#### 4.1.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Los transformadores de potencia son representados por su capacitancia característica.

A continuación la tabla 4.1 de capacitancia característica de transformador de potencia [1].

*Tabla 4. 1 Capacitancias características de transformadores de potencia en función del voltaje de operación [1]*

<b>Voltaje Nominal (kV)</b>	<b>Capacitancia <math>C_T</math> (nF)</b>
362	1,5 – 4,0
420	1,5 – 6,0
425	1,5 – 8,0
765	1,5 – 10,0

Esta capacitancia varía en un rango de 1.5 a 10 nf, dependiendo del voltaje nominal de transformador. Este parámetro es crítico para el cálculo de los sobrevoltajes y valores aproximados que pueden ser utilizados.

En el ATP el modelamiento se representa mediante una capacitancia la cual se describe en la Figura 4.10.

#### 4.1.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

##### 4.1.3.1 Transformador de potencial inductivo

Estos equipos son colocados externamente en las barras SF6, pueden ser representados por una impedancia característica concentrada.

A continuación la Tabla 4.2 de valores característicos que pueden ser utilizados en estudios de coordinación de aislamiento [1].

*Tabla 4. 2 Capacitancias características de transformadores de potencial inductivo en función del voltaje de operación [1]*

<b>Voltaje Nominal (kV)</b>	<b>Capacitancia <math>C_{TP}</math> (nF)</b>
138	0,595
230	0,705
345	0,920
500	1,105
765	1,325

En el ATP el modelamiento se representa mediante una capacitancia la cual se describe en la Figura 4.10.

#### **4.1.3.2 Divisor capacitivo de potencial**

De la misma forma que cuando se encuentran colocados dentro de las barras de SF6, estos equipos pueden ser representados mediante una capacitancia característica.

A continuación la tabla 4.3 con los valores de las capacitancias características utilizadas en representación de divisores capacitivos de potencial.

*Tabla 4. 3 Capacitancias características de transformadores de potencial capacitivo en función del voltaje de operación [1]*

<b>Voltaje Nominal (kV)</b>	<b>Capacitancia <math>C_{DCP}</math> (nF)</b>
138	2,0 – 5,0
230	2,0 – 5,0
345	2,0 – 5,0
500	2,0 – 5,0
765	4,0

En el ATP el modelamiento se representa mediante una capacitancia la cual se describe en la Figura 4.10.

#### **4.1.4 PARARRAYOS**

##### **4.1.4.1 Pararrayos de óxido de Zinc. (Sin brecha)**

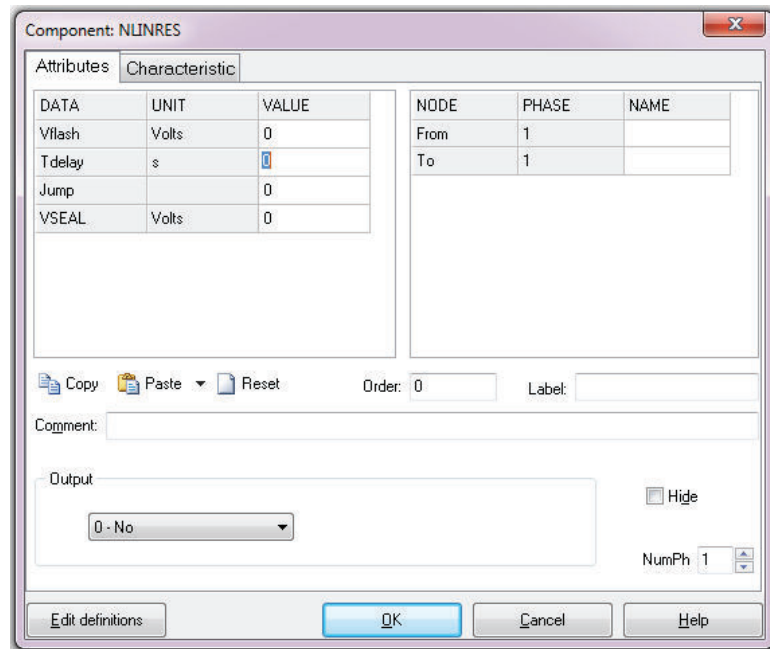
Estos pararrayos se encuentran constantemente conduciendo corriente del sistema, cuyo valor depende de las curva de descarga debido a que son resistencias no lineales. En estos pararrayos todo funciona de tal manera que solo permite el paso del voltaje para el cual está diseñado y los voltajes superiores a este son enviados a tierra [1].

##### **4.1.4.2 Pararrayos blindados o encapsulados**

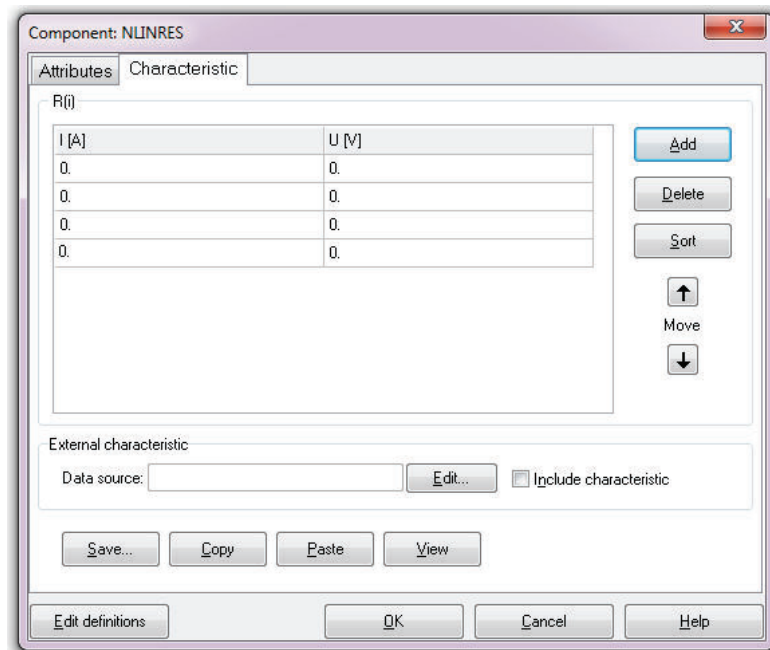
Los pararrayos a los cuales se refiere anteriormente (óxido de zinc), son los pararrayos utilizados en subestaciones convencionales. Para las subestaciones aisladas en SF6 pueden también ser pararrayos de estos tipos. Otro tipo de pararrayos son los encapsulados o blindados, que en realidad pertenecen al mismo tipo de pararrayos que los anteriores; la única diferencia es que son blindados e integrados a su propio sistema de barras aisladas en SF6 [1].

Para la representación de este tipo de pararrayos en estudios de coordinación de aislamiento, se necesita la misma información que para los pararrayos de óxido de zinc, la curva de descarga (voltaje vs corriente).

Todos los tipos de pararrayos se modelan mediante una resistencia no lineal, en este caso la resistencia no lineal type 99, la que nos permite el ingreso de la curva característica del pararrayos de voltaje vs corriente [1].



(a)



(b)

Figura 4. 5 Resistencia no lineal Type 99, (a) Atributos, (b) Curva característica

#### 4.1.5 TORRE DE TRANSMISIÓN

Para este estudio que se basa en fenómenos de atmosféricos se debe considerarla como una impedancia de impulso que varía a lo largo de la torre y que en cuya base se encuentra conectada una resistencia de pie de torre.

Existen varios modelos que se han propuesto para determinar la impedancia de impulso de las torres de transmisión, el modelo que va a ser utilizado para este caso es el modelo cónico que nos proporciona una impedancia constante para la torre. La impedancia de impulso para descargas atmosféricas está dada por la ecuación (4.9) [18]:

$$Z_t = 60 \ln \left( \sqrt{2} \frac{\sqrt{r^2 + h^2}}{r} \right) \quad (4.9)$$

Donde: h es la altura de la torre.

r es el radio de la base de la torre.

En el ATP se representa de la manera que se describe en la Figura 4.7

#### 4.1.6 RESISTENCIA DE PIE DE TORRE.

El pico de sobrevoltaje que se genera en la torre está relacionado directamente con la resistencia de pie de torre en el momento de la descarga, debido a la reflexión de la base de la torre aparente el momento de la descarga, y a que la reflexión de la torre puede llegar mucho más rápido que las reflexiones de las torres adyacentes. La influencia de la resistencia de pie de torre aparente sobre el voltaje en el tope de la torre es determinada por su respuesta que depende de la corriente y el tiempo.

La respuesta en el tiempo es importante solo cuando los contrapesos instalados superan los 30 metros de longitud de la base de la torre. La respuesta del tiempo es generalmente despreciada y la impedancia es determinada por la dependencia de la corriente establecida por la ecuación (4.10).

$$R_T = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (4.10)$$

Donde:

$R_o$  es la resistencia de pie de torre a baja frecuencia y baja corriente.

$I_g$  es la corriente máxima para iniciar una ionización suficiente del suelo.

$I$  es la corriente del rayo a través de la resistencia de pie de torre.

La corriente límite es función de la ionización del suelo y están dada por la ecuación (4.11).

$$I_g = \frac{E_o \times \rho}{2\pi R_o} \quad (4.11)$$

Donde:

$\rho$  es la resistividad del suelo en [ $\Omega$ m].

$E_o$  es el gradiente de ionización del suelo (300 kV/m).

#### 4.1.7 CADENA DE AISLADORES

En el ATP la cadena de aisladores se puede simular mediante un interruptor controlado por voltaje, como en la Figura 4.6, que debe ser colocado entre la cruceta de la torre y los conductores de fase de la línea de transmisión [1].

El interruptor controlado por voltaje debe ser normalmente abierto de tal manera que si supera cierto valor de voltaje se cierre, permanezca cerrado un tiempo y regrese a su estado normal simulando la regeneración del aislamiento.

DATA	UNIT	VALUE
T-cl		0
T-de		0.001
Imar		0
V-fl		10000

Figura 4.6 Interruptor controlado por voltaje

T\_cl: Tiempo de cierre del interruptor [s]

$T_{de}$ : Tiempo mínimo que el interruptor debe permanecer cerrado [s]

$I_{mar}$ : Corriente marginal [A]

El interruptor abre para  $T_{cl} > T_{de}$  si  $|I| < I_{mar}$

$V_{fl}$ : Voltaje de activación [V].

El interruptor cierra para  $t > T_{cl}$  si  $|U| > V_{fl}$

## 4.2 ELEMENTOS AISLADOS EN SF6

### 4.2.1 INTERRUPTORES

Los interruptores pueden ser representados a principio por su impedancia característica  $Z_c$  y su longitud. En el ATP el modelo aplicable a un interruptor es la línea monofásica distribuida transpuesta tipo Clark como se muestran en las Figuras 4.7 y 4.8 [1].

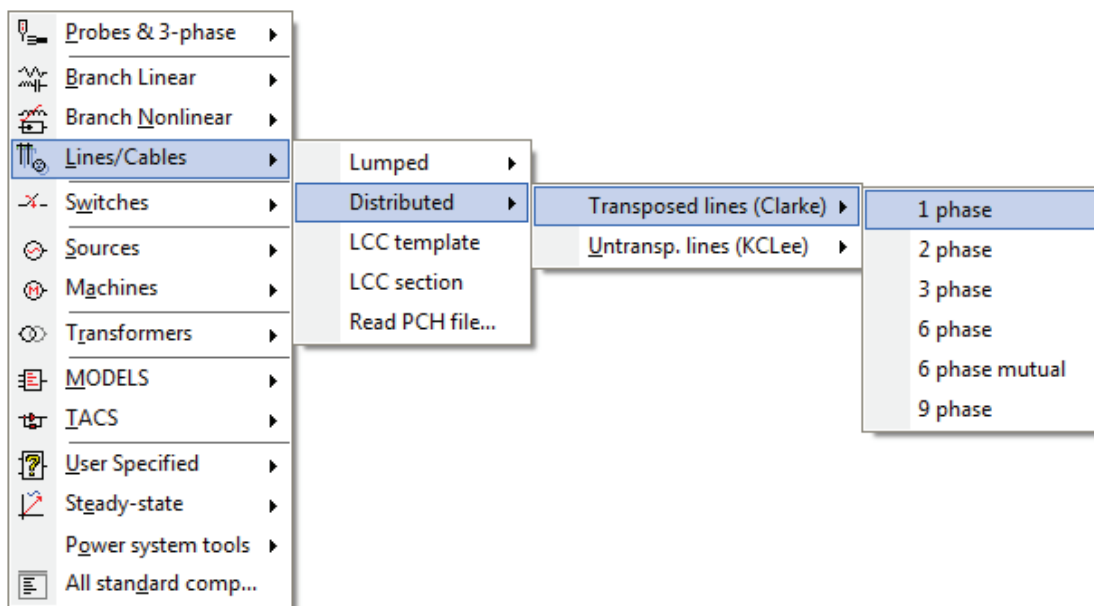


Figura 4.7 Ingreso de una línea monofásica distribuida transpuesta tipo Clark en ATP Draw.

Los interruptores llevan incluidos muchos dispositivos de conmutación y de extinción de arco y poseen un diámetro un poco mayor al de la barra. Consecuentemente la impedancia característica  $Z_c$  es un poco menor que la de la

propia barra aislada en SF6. La impedancia característica puede ser calculada por la ecuación (4.12) [1].

$$Z_c = \frac{l_c}{C_c v} \text{ ohms} \quad (4.12)$$

Dónde:

$l_c$  = longitud del disyuntor (en mm)

$C_c$  = capacitancia interna del interruptor.

$v$  = velocidad de propagación de la onda ( $v=300\text{m}/\mu\text{s}$ )

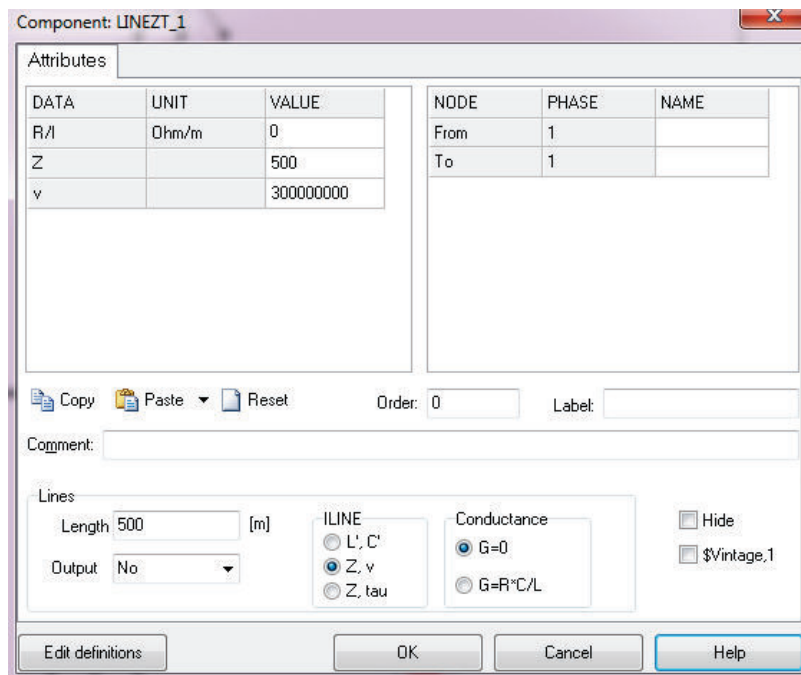


Figura 4.8 Línea monofásica distribuida transpuesta tipo Clark

Normalmente, en estudios prácticos, se considera que la impedancia característica del interruptor es la misma que la del resto de la barra [1].

Tabla 4. 4 Datos de interruptores de barras aisladas en SF6 [1].

Voltaje Nominal (kV)	Distancia $l_c$ (mm)	Capacitancia interna	Impedancia Característica $Z_c$
-------------------------	-------------------------	-------------------------	------------------------------------



		$c_c$ (pF)	(ohms)
66-72,5	1200-2000	200	20-33
123-170	1300-3300	150-300	26-79
245-300	1600-4000	160-400	33-79
362-550	2400-8000	210-800	33-86
800	4800	300	53

Los valores indicados en la Tabla 4.4 son obtenidos en pruebas de laboratorio que pueden ser considerados para realización de trabajos de coordinación de aislamiento.

#### 4.2.2 BUSHINGS

Los bushings pueden ser representados en el ATP mediante capacitores monofásicos como se indican en las Figuras 4.9 y 4.10 [1].

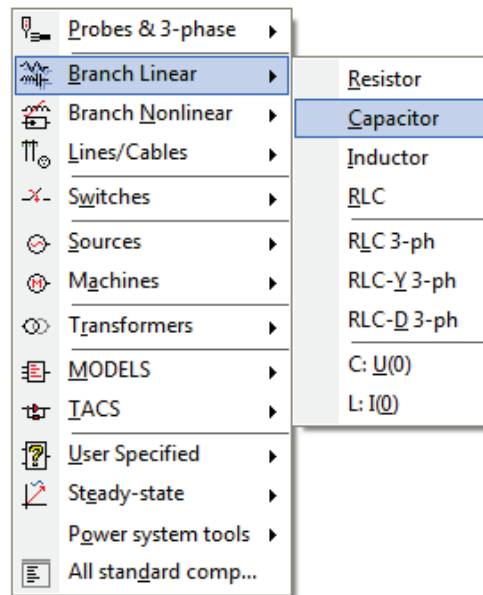


Figura 4.9 Ingreso de capacitor monofásico en ATP Draw

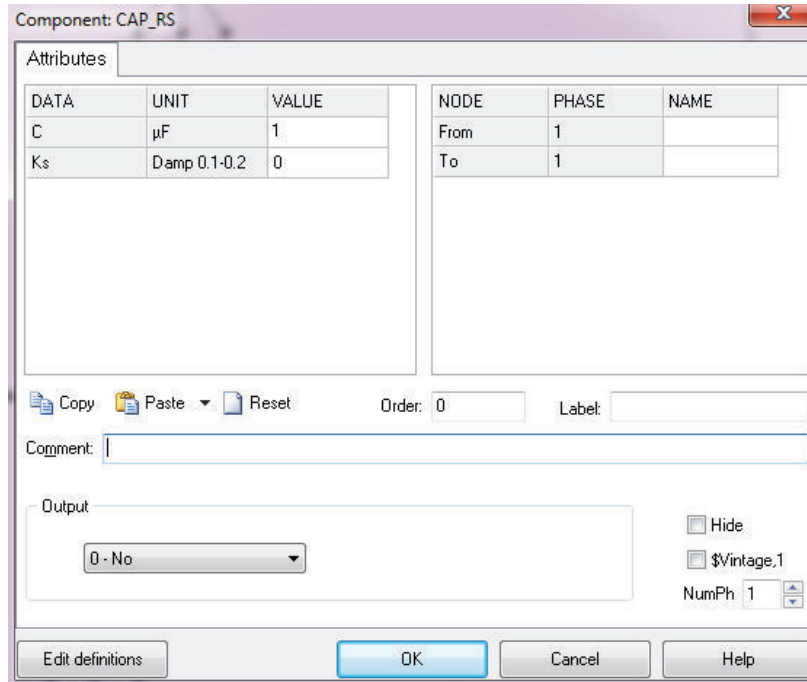


Figura 4. 10 Capacitor monofásico

Una conexión entre las barras aisladas en SF6 y las líneas aéreas, se hace a través de bushings especialmente contruidos para este fin [1].

En estudios realizados para coordinación de aislamiento, estos elementos son representados por capacitancias concentradas con los siguientes valores [1]:

- Bushings aislados en SF6  $C = 25 - 150$  pf.
- Bushings aislados en aceite-papel  $C = 100 - 1000$  pf.
- Bushings aislados en resina-papel  $C = 100 - 1000$  pf.
- Bushings aislados en SF6-aceite  $C = 190 - 550$  pf.

Los valores mayores son representativos para voltajes más elevados.

### 4.2.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

#### 4.2.3.1 Transformador de potencial inductivo

El circuito equivalente para la representación de este dispositivo se muestra en la Figura 4.11

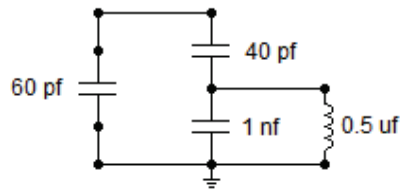


Figura 4. 11 Representación de un transformador de potencial inductivo [1]

Aislamiento en SF6 – Voltaje Nominal >145 kV.

#### 4.2.3.2 Divisor de potencial capacitivo

Se representa por una capacitancia concentrada de acuerdo a la tabla 4.5.

Tabla 4. 5 Representación de divisor capacitivo de potencial como capacitancias concentradas [1]

Voltaje Nominal (kV)	Capacitancia $C_{DCP}$ (nF)
145	16
245	8-11
362	8
420	4-7
550	5
800	2-3,5

En el ATP se representa de igual manera que los bushing que se describe en la Figura 4.4

#### 4.2.4 BARRAS AISLADAS EN SF6.

El modelamiento de las barras aisladas en SF6 se lo va a realizar mediante el modelo de línea LCC template de tipo Enclosing Pipe, que se observa en la Figura 4.12 [1]. Pero al igual que la línea aérea de utiliza el modelo JMarti ya que se necesita un modelamiento de parámetros distribuidos y en función de la frecuencia.

Line/Cable Data

Model Data Nodes

System type  
Name:   Template

Enclosing Pipe:  #Ph: 3

Number of cables: 1

Cables in:  
 Air  
 Surface  
 Ground

Cable Constants  
 Matrix output  
 Spiking

Standard data  
 Rho [ohm\*m] 0  
 Freq. init [Hz] 0  
 Length [m] 0  
 Set length in icon

Pipe data  
 Depth [m] Rin [m]  
 0 0  
 Rout [m] Rins [m]  
 0 0  
 Rho [ohm\*m] Mu (p)  
 0 1  
 Eps (in) Eps (out)  
 1 1

Pipe data  
 Ground  
 Infinite thickness

Model Type  
 Bergeron  
 Pl  
 JMartí  
 Semlyen

Data  
 Decades Points/Dec  
 0 1  
 Freq. matrix [Hz] Freq. SS [Hz]  
 0 0  
 Use default fitting

Comment:  Order: 0 Label:   Hide

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

(a)

Line/Cable Data

Model Data Nodes

Cable number: 1  Paste Copy Delete Move

	CORE
Rin [m]	0
Rout [m]	0
Rho [ohm*m]	0
mu	1
mu (ins)	1
eps (ins)	1

# cables: 1

Total radius  
R3 [m] 0

Core  
 Qn  Ground

Sheath  
 Qn  Ground

Position  
 Distance [m]  
 0  
 Angle [deg]  
 0

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

(b)

Figura 4. 12 Parámetros LCC template, Enclosing Pipe, Jmartí

(a) Model. (b) Data.

Se modela las barras mediante la subrutina de cable constante.

En lo que respecta al System type, Standar data, Model y Data son los mismos que se usa para el modelamiento de las líneas aéreas establecida en la sección 4.1.11.

En cuanto a Pipe data se tiene lo siguiente [19]:

#### **Pestaña Model**

**Depth**, distancia positiva entre el centro del conductor y la superficie de la tierra.

**Rin**, radio interno de la cubierta.

**Rout**, radio externo de la cubierta.

**Rins**, radio externo de todo el aislamiento en metros.

**Rho**, resistividad de la cubierta del conductor.

**Mu**, permeabilidad relativa de la cubierta.

**Eps (in)**, permitividad relativa del aislante interno (entre el cable y la cubierta).

**Eps (out)**, permitividad relativa del aislante externo (alrededor de la cubierta).

**Ground**, cubierta aterrizada.

**Infinite thickness**, cubierta infinita.

#### **Pestaña Data**

**Cable number**, permite cambiar de conductor para el ingreso de los parámetros.

**Rin**, radio interno del conductor.

**Rout**, radio externo del conductor.

**Rho**, resistividad del material conductor.

**Mu**, permeabilidad relativa del material del conductor.

**Mu (ins)**, permeabilidad relativa del material fuera del conductor.

**Eps (ins)**, permitividad relativa del material fuera del conductor.

**Total radius**, radio total del cable hasta el final del aislamiento.

**Sheat/Armour On**, activa la opción para armadura y cubierta extra para el conductor.

Position, posición relativa vertical y horizontal de la superficie que el usuario selecciona para los núcleos de los conductores.

#### **4.2.5 CABLE SUBTERRÁNEO**

El modelamiento es el mismo que el que se usa para el modelamiento de las barras aisladas en SF6 que se describe en la sección 4.2.4.

#### **4.2.6 DEMÁS ELEMENTOS**

La influencia de los demás elementos que se encuentran dentro de un sistema aislado en SF6 tales como seccionadores en posición cerrada y transformadores de corriente se desprecian debido a sus distancias pequeñas [1].

## **CAPÍTULO 5**

### **APLICACIÓN A LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DEL PATIO DE 230 kV DE LA SUBESTACIÓN DE SOPLADORA.**

La coordinación de aislamiento se la aplica al patio de 230 kV de la Subestación del Proyecto Hidroeléctrico Sopladora. Se describe el patio y se modela en ATP, con el objeto de calcular los máximos sobrevoltajes sobre cada uno de los equipos de la subestación y se determina el aislamiento correspondiente a impulso atmosférico de cada uno de los equipos. Las consideraciones que se tomaron en cuenta son aquellos en los que el sistema se encuentra en la peor de las condiciones las cuales son las siguientes:

- Máxima distancia de recorrido de barra.
- Conexión de una entrada al sistema de barras. (Transformador)
- Conexión de una salida al sistema de barras. (Línea de transmisión)
- Funcionamiento de una sola barra.
- La subestación se encuentra bajo estructuras metálicas.
- Máximas resistencias de puesta a tierra [23].

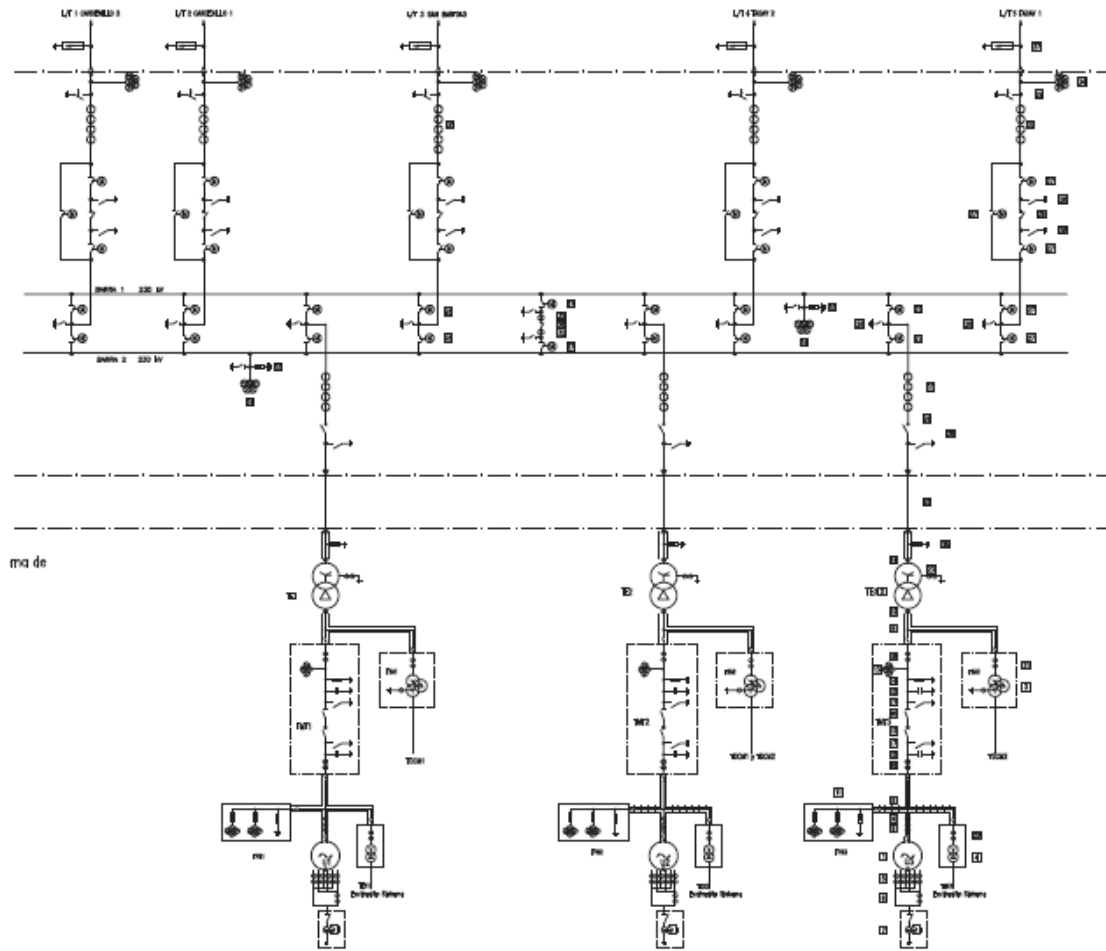


Figura 5. 1 Diagrama Unifilar Subestación Sopladora [22].

## 5.1 MODELACION DE LA CORRIENTE DEL RAYO

Para el cálculo de la corriente de rayo que provoca la falla de apantallamiento se utiliza el método electrogeométrico para determinar este valor, este método se lo especifica en la sección 2.4.

Los datos se necesitan para este cálculo son los siguientes:



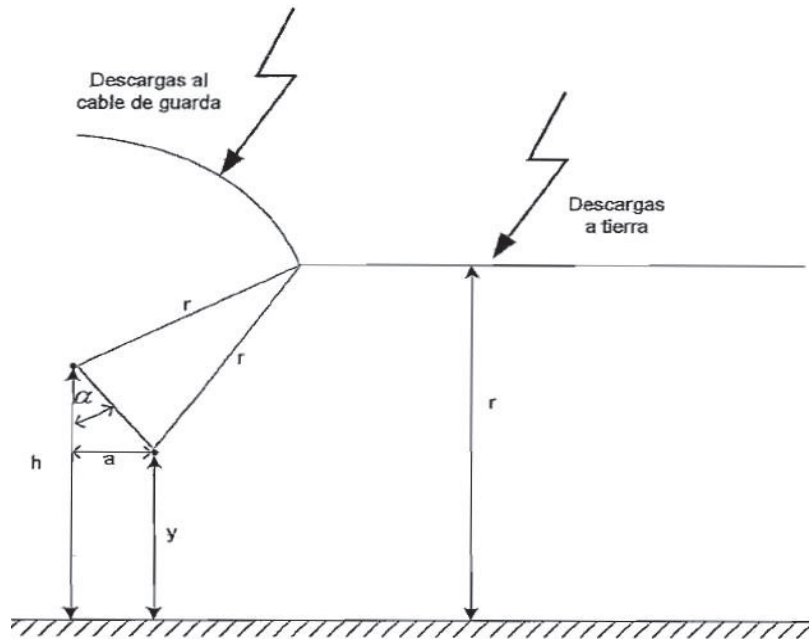


Figura 5. 2 Calculo de corriente de rayo que produce fallo en el aislamiento [1].

$$h = 50.6 \text{ m [22]}$$

$$y = 46.6 \text{ m [22]}$$

$$\alpha = 10.2^\circ \text{ [22]}$$

Con estos datos se obtiene:

$$r = 59.06 \text{ m}$$

Aplicando este valor a la ecuación (2.21) se obtiene la siguiente corriente:

$$I = 15368 \text{ A}$$

Esta es la máxima corriente que puede producir una falla de apantallamiento.

Una vez obtenida esta corriente se procede a completar las variables mediante lo siguiente:

$$\text{Amplitude} = 15368 \text{ [A]}$$

$$n = 2$$

$$T_f = 1.2 \cdot 10^{-6} \text{ [s]}$$

$$T_{\text{start}} = 0 \text{ [s]}$$

$$\tau = 5 \cdot 10^{-5} \text{ [s]}$$

$$T_{\text{stop}} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ [s]}$$

## **5.2 MODELAMIENTO DE LOS ELEMENTOS APLICADOS AL PATIO DE 230 kV DE LA SUBESTACIÓN DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO SOPLADORA**

### **5.2.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

Para el modelamiento de la línea de transmisión aérea se toma la línea Cardenillo-Sopladora la cuál es la que cumple con la peor de las condiciones que vienen a ser mayor distancia de recorrido de barras y el funcionamiento de uno solo de los transformadores [23]. Los conductores usados en esta línea son los ACSR 1113 45/7 para las fases y para el cable de guarda se utiliza un conductor de acero galvanizado de alta resistencia de 3/8", estos conductores tienen los siguientes parámetros [22].

Para el conductor de fase:

Resistencia máxima en DC= 0.051  $\Omega$ /km.

Diámetro externo: 32 mm.

Diámetro interno: 7.99 mm.

Para el cable de guardia:

Resistencia máxima en DC = 4.0452  $\Omega$ /km.

Diámetro: 9.144 mm.

Al tratarse de una configuración doble barra principal la torre es de dos circuitos y la configuración geométrica que se utiliza es la siguiente:

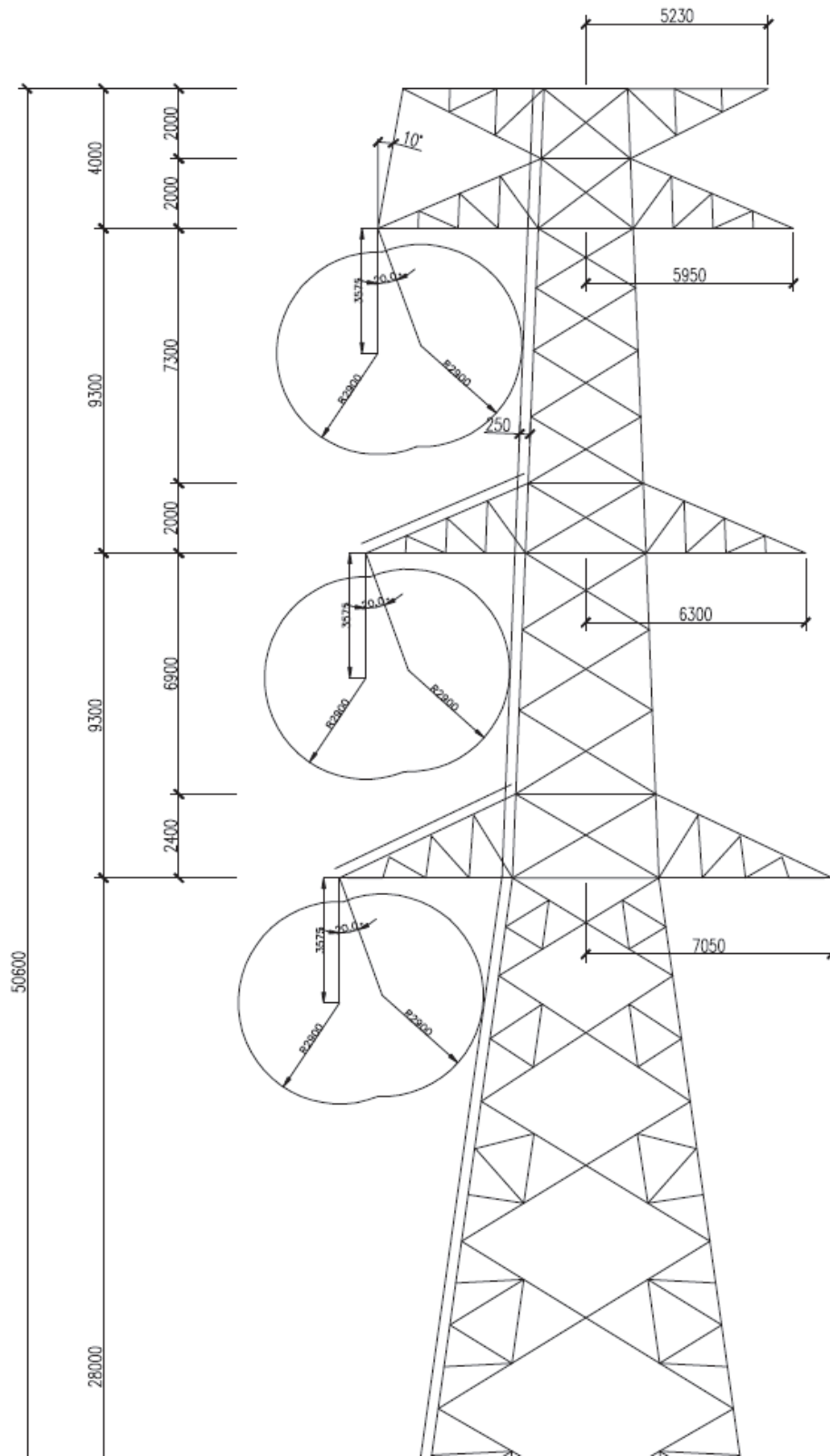


Figura 5. 3 Estructura de 230kV [22].

Los parámetros para las líneas aéreas son las siguientes:

Resistividad del terreno (Rho [ohm\*m]) = 10

Frecuencia industrial (Freq init [Hz])= 60

Longitud de la línea (Length [km]) = 25

Número de fases (#Ph) = 8, esto se debe a que se necesita simular cada uno de los conductores como una fase diferente.

Número de décadas (Decades) = 7.

Número de puntos de frecuencia (Points/Dec) = 10.

Frecuencia en la que se calcula la matriz de transformación (Freq. Matrix [Hz]) = 10000.

Frecuencia de inicio en la escala logarítmica (Freq. SS [Hz]) = 60.

Para la pestaña de Data se tiene la configuración indicada en la Figura 5.4.

	Ph.no	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
#		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]
1	1	0.3995	1.6	0.051	1.1	43.025	33.025
2	2	0.3995	1.6	0.051	0.75	33.725	23.725
3	3	0.3995	1.6	0.051	0	24.425	14.425
4	4	0.3995	1.6	0.051	14.1	24.425	14.425
5	5	0.3995	1.6	0.051	13.35	33.725	23.725
6	6	0.3995	1.6	0.051	13	43.025	33.025
7	7	0	0.4572	4.0452	1.82	50.6	40.6
8	8	0	0.4572	4.0452	12.28	50.6	40.6

Figura 5. 4 Datos de los conductores y de la línea Sopladora – Cardenillo

### 5.2.2 TORRE DE TRANSMISIÓN

Para modelar cada uno de los segmentos de la torre de transmisión se calcula la impedancia de impulso, la cual depende de la geometría de la torre, para este cálculo se utiliza la ecuación (4.9) donde se necesita los siguientes datos:

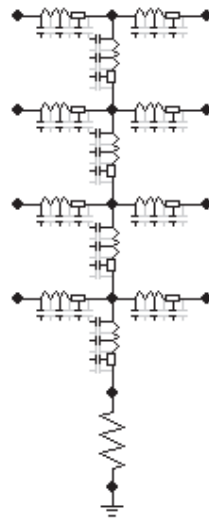
Altura de la torre (h)= 50.6 m.

Radio de la base de la torre (r)= 7.05 m.

Con estos parámetros y aplicándolos a la ecuación (4.9) se obtiene una impedancia de impulso de:

Impedancia de impulso (Z) = 139.63  $\Omega$ /m.

La modelación de toda la torre se da mediante segmentos de torre compuestos por líneas monofásicas distribuidas y contemplando la resistencia de pie de torre como se puede observar en la Figura 5.5.



*Figura 5. 5 Modelo de torre de transmisión en ATPDraw*

### 5.2.3 RESISTENCIA DE PIE DE TORRE.

Ya que la aplicación es para el peor de los casos se considera la peor condición de resistencia de pie de torre la cual es 10 [ $\Omega$ ] [23].

### 5.2.4 CADENA DE AISLADORES

Para la cadena de aisladores se considera que el número de aisladores son 21 aisladores tipo 53-2 para el cual se tiene los valores de la Tabla 5.1 de Critical Flash Over (CFO).

Tabla 5.1 CFO de la cadena de aisladores [17].

Número de aisladores	CFO [kV] (Positivo)	CFO [kV] (Negativo)
21	1825	1870

Se contempla que este voltaje es en condiciones atmosféricas de prueba, el cual debe ser corregido mediante el factor de corrección atmosférico. La altura a la cual trabaja la subestación es 1500 msnm:

$$CFO_F = CFO_1 \times Ka'$$

$$CFO_F = 1825 \text{ kV} \times 0.95$$

$$CFO_F = 1733.75 \text{ kV}$$

Los parámetros considerados

Tiempo de cierre del interruptor ( $T_{cl}$ ) = 1[s]

Tiempo mínimo que el interruptor debe permanecer cerrado ( $T_{de}$ ) = 0.001[s]

Corriente marginal ( $I_{mar}$ ) = 0[A]

Voltaje de activación ( $V_{fl}$ )= 1733750[V]

### 5.2.5 PARARRAYOS.

El cálculo del voltaje del pararrayo se da de la relación entre el máximo voltaje de operación y el factor de puesta a tierra [5].

La información de Data para el pararrayo es la siguiente:

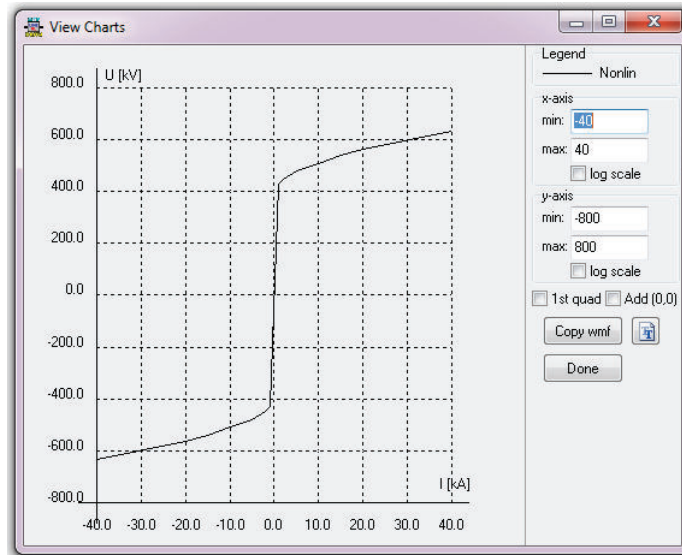
Voltaje de activación ( $V_{flash}$ ) = 173000 [V].

Tiempo que permanece cerrado ( $T_{delay}$ )= 2 [s].

Jump= 0

VSEAL= 1 [V].

Lo más importante en un pararrayo es su curva de voltaje vs corriente, la curva mencionada es la de la Figura 5.6.



(a)

I [A]	U [V]
1000	431100
2000	448200
5000	481500
10000	508950
15000	540000
20000	564300
40000	636300

(b)

Figura 5. 6 Modelamiento de pararrayo. (a) Curva Voltaje vs Corriente. (b) Valores de la Curva Voltaje vs Corriente

### 5.2.6 DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL

Al tratarse de un sistema eléctrico de 230 kV y ser divisores capacitivos de potencial aislados en SF6 los datos que se requieren son los indicados en la Tabla 5.2.

Tabla 5. 2 Valor de capacitancias aplicadas a la subestación Sopladora

Voltaje Nominal (kV)	Capacitancia $C_{DCP}$ (nF)
245	8-11

### 5.2.7 INTERRUPTORES.

Los interruptores se modelan mediante líneas monofásicas distribuidas cuyos valores se indican en la Tabla 5.3.

Tabla 5. 3 Datos de interruptor aislado en SF6 [1].

Voltaje Nominal (kV)	Distancia $l_c$ (mm)	Capacitancia interna $c_c$ (pF)	Impedancia Característica $Z_c$ ( $\Omega$ )
245	1600	160	33

### 5.2.8 BUSHINGS

Los bushings de los transformadores se modelan mediante capacitancias concentradas para la modelación se utiliza la siguiente capacitancia:

- Bushings aislados en SF6  $C = 100 \text{ pF}$

### 5.2.9 BARRAS AISLADAS EN SF6

Para el modelamiento de las barras aisladas en SF6 se tiene los siguientes datos:

Los parámetros para las líneas aéreas son las siguientes:

Resistividad del terreno (Rho [ohm\*m]) =  $627E-8$

Frecuencia industrial (Freq init [Hz]) = 60

Longitud de la línea (Length [km]) = depende de la longitud de la barra

Número de fases (#Ph) = 1



Número de décadas (Decades) = 7.

Número de puntos de frecuencia (Points/Dec) = 10.

Frecuencia en la que se calcula la matriz de transformación (Freq. Matrix [Hz]) = 10000.

Frecuencia de inicio en la escala logarítmica (Freq. SS [Hz]) = 60.

Pestaña Model

Altura sobre el suelo (Depth [m]) = 3

Radio interno del aislante superficial (Rin [m])= 0.247313

Radio externo del aislante superficial (Rout [m])= 0.2818287

Radio externo del aislante total (Rins [m]) = 0.2762212

Resistividad del material conductor (Rho[m])= 1E-6

Permeabilidad relativa del material conductor ( $\mu$ ) = 1

Permitividad relativa del material aislante en el interior del conductor (Eps (in))= 1

Permitividad relativa del material aislante que recubre el conductor Eps (out)= 1

Para la pestaña de Data se tiene la Figura 5.7.

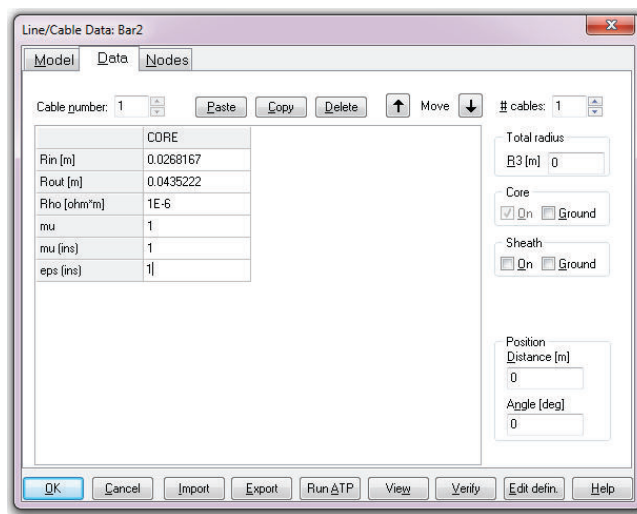


Figura 5. 7 Pestaña para modelación de barras aisladas en SF6

### 5.2.10 CABLE SUBTERRÁNEO

El modelamiento es el mismo que el que se usa para el modelamiento de las barras aisladas en SF6 que se describe en la sección 4.2.4.

Los parámetros son los siguientes:

Resistividad del terreno (Rho [ohm\*m]) = 627E-8.

Frecuencia industrial (Freq init [Hz]) = 60

Longitud de la línea (Length [km]) = 12

Número de fases (#Ph) = 1

Número de décadas (Decades) = 7.

Número de puntos de frecuencia (Points/Dec) = 10.

Frecuencia en la que se calcula la matriz de transformación (Freq. Matrix [Hz]) = 10000.

Frecuencia de inicio en la escala logarítmica (Freq. SS [Hz]) = 60.

Pestaña Model

Profundidad del cable (Depth [m]) = 3

Radio interno del aislante superficial (Rin [m]) = 0.247313

Radio externo del aislante superficial (Rout [m]) = 0.2818287

Radio externo del aislante total (Rins [m]) = 0.2762212

Resistividad del material conductor (Rho[m])= 1E-6

Permeabilidad relativa del material conductor  $\mu= 1$

Permitividad relativa del material aislante en el interior del conductor (Eps (in))= 1

Permitividad relativa del material aislante que recubre el conductor Eps (out)= 1

Para la pestaña de Data se tiene la configuración de la Figura 5.8.

Line/Cable Data: Solid

Model Data Nodes

Cable number: 1     Move  # cables: 1

	CORE
Rin [m]	0
Rout [m]	0.0137
Rho [ohm*m]	1E-6
mu	1
mu (ins)	1
eps (ins)	1

Total radius  
R3 [m] 0

Core  
 On  Ground

Sheath  
 On  Ground

Position  
Distance [m]  
0

Angle [deg]  
0

Figura 5. 8 Pestaña para modelación de cable subterráneo.

### 5.3 SISTEMA MODELADO

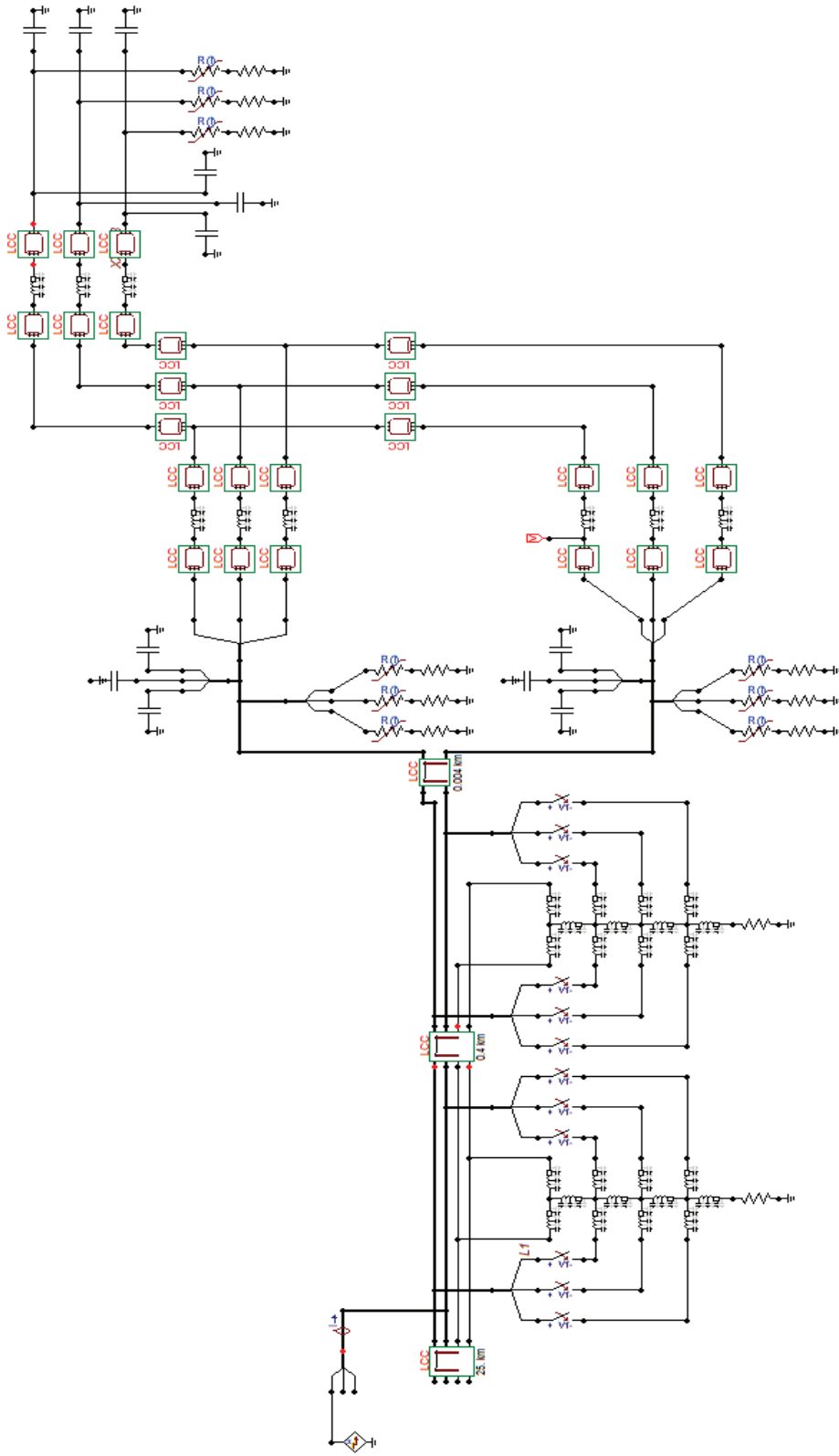


Figura 5. 9 Diagrama del patio de maniobras de 230kV de la Subestación Sopladora en ATPDraw considerando las peores condiciones

Mediante la simulación se obtienen los máximos voltajes que pueden soportar los equipos, de los cuales se calcula el Nivel Básico de Aislamiento (BIL) de los siguientes elementos:

Pararrayos.

Interruptores.

Divisores capacitivos de potencial.

Sistema de barras.

Cable subterráneo.

Bushings de transformador de potencia.

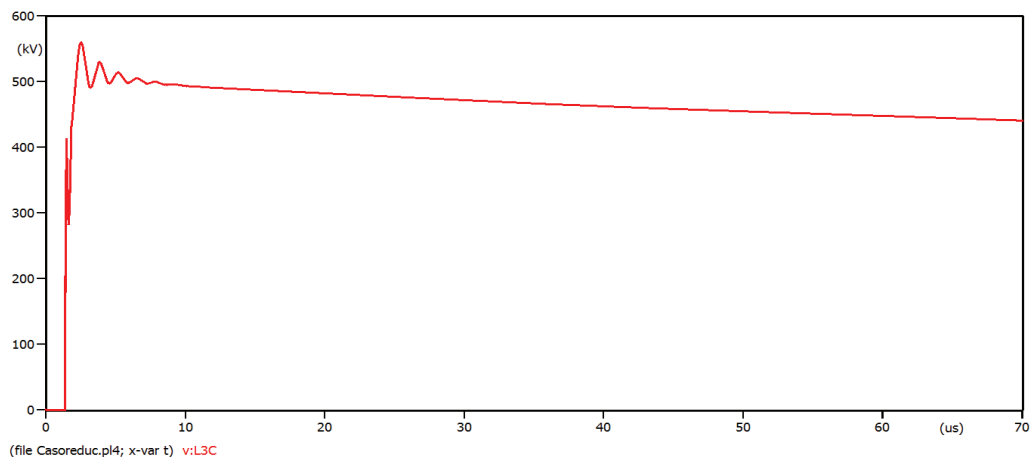
Se debe considerar las respectivas correcciones tanto para el aislamiento interno como para el aislamiento externo y la corrección por causas atmosféricas.

#### **5.4 CÁLCULO DEL BIL POR DESCARGA DIRECTA**

Para el cálculo del BIL se considera una descarga atmosférica directamente en el conductor de fase con una corriente de 15368 A, ésta es la máxima corriente que puede provocar una falla de apantallamiento.

##### **5.4.1 PARARRAYOS**

El máximo sobrevoltaje en la entrada de la subestación es el que se muestra en la Figura 5.10.



*Figura 5. 10 Sobrevoltaje máximo a la entrada de la subestación*

El máximo voltaje que se va a presentar en la entrada de la subestación de acuerdo a la simulación viene a ser 560 kV. A este voltaje se le aplica el respectivo factor de corrección atmosférico y factor de seguridad:

Aislamiento:

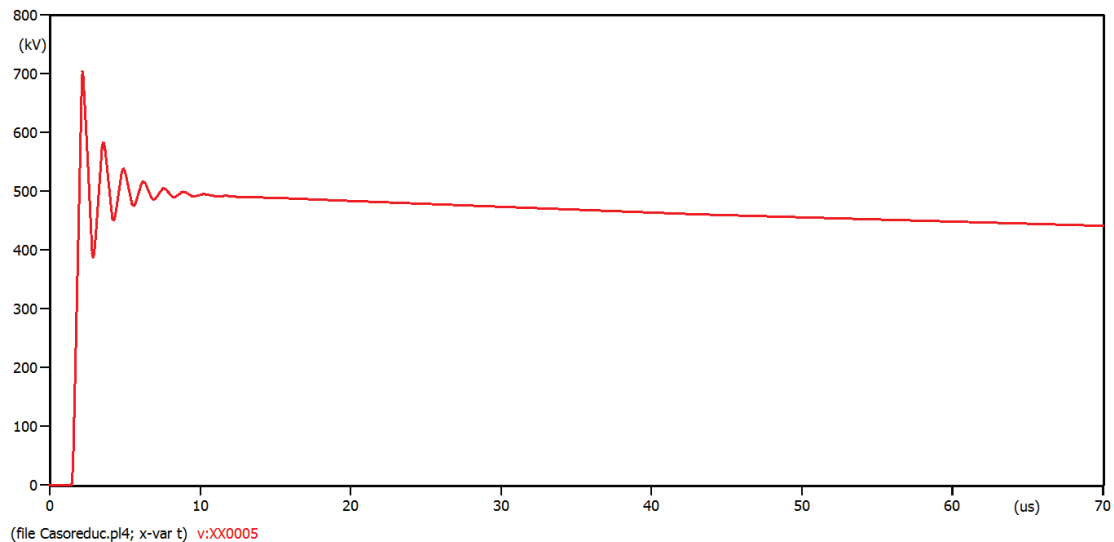
$$BIL = V_{mx} \times K_s \times K_t$$

$$BIL = 560kV \times 1.05 \times 1.052$$

$$BIL = 619 kV$$

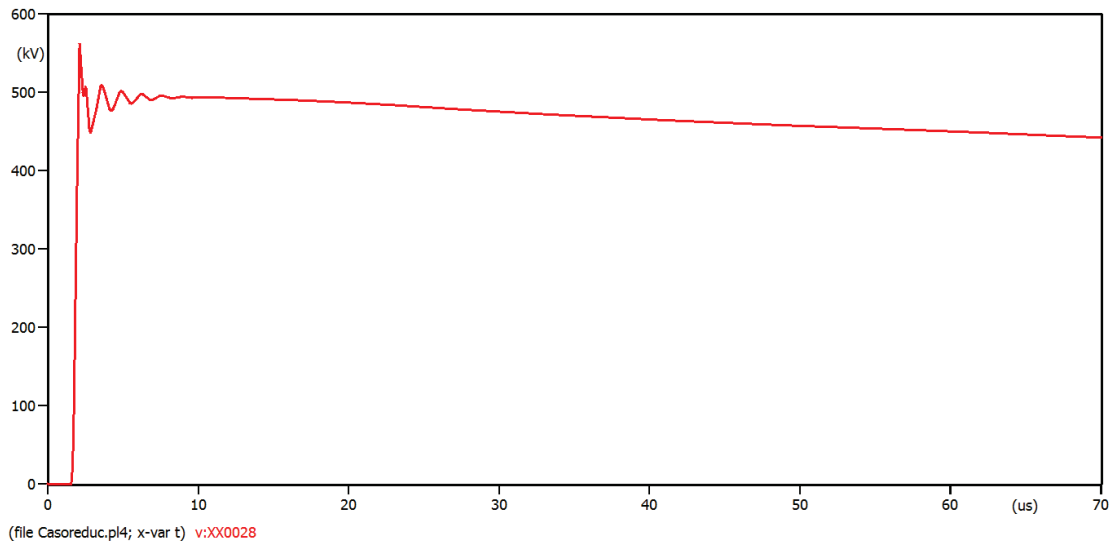
#### 5.4.2 INTERRUPTORES

Se tiene un interruptor tanto del lado de la línea aérea como del lado del transformador de potencia, se verifica en cuál de los dos interruptores se obtiene el voltaje más elevado entre la Figura 5.11 y 5.12, se procede a tomar este valor para establecer el BIL de ambos interruptores.



*Figura 5. 11 Voltaje en el interruptor de la línea aérea*

$$V_{max} = 710 kV$$



*Figura 5. 12 Voltaje en el interruptor del lado del transformador*

$$V_{max} = 565 \text{ kV}$$

El máximo de los voltajes se produce en el interruptor del lado de la línea aérea por lo cual se utiliza el voltaje de 710 kV para el cálculo.

Aislamiento:

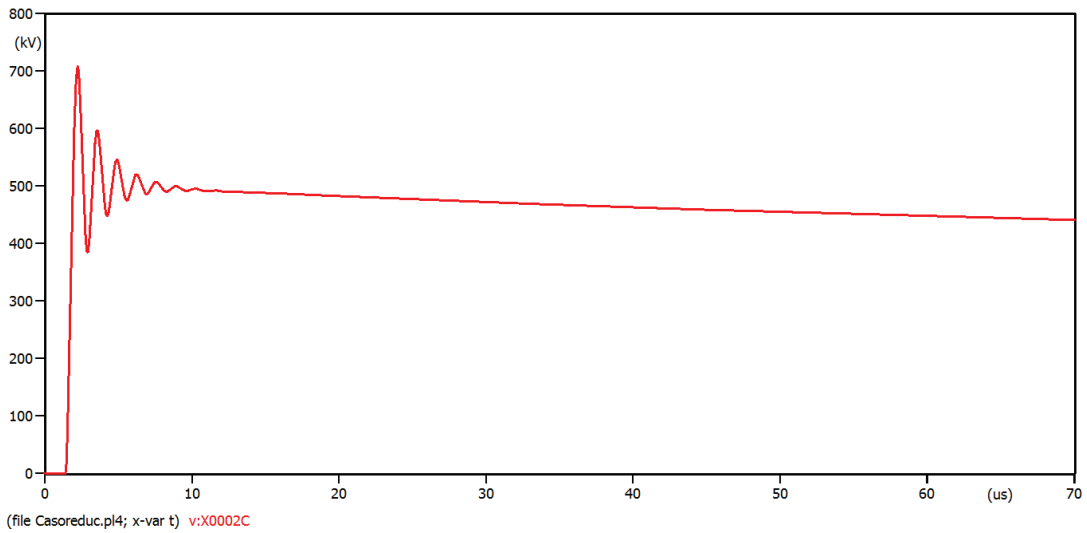
$$BIL = V_{max} \times K_s$$

$$BIL = 710 \text{ kV} \times 1.15$$

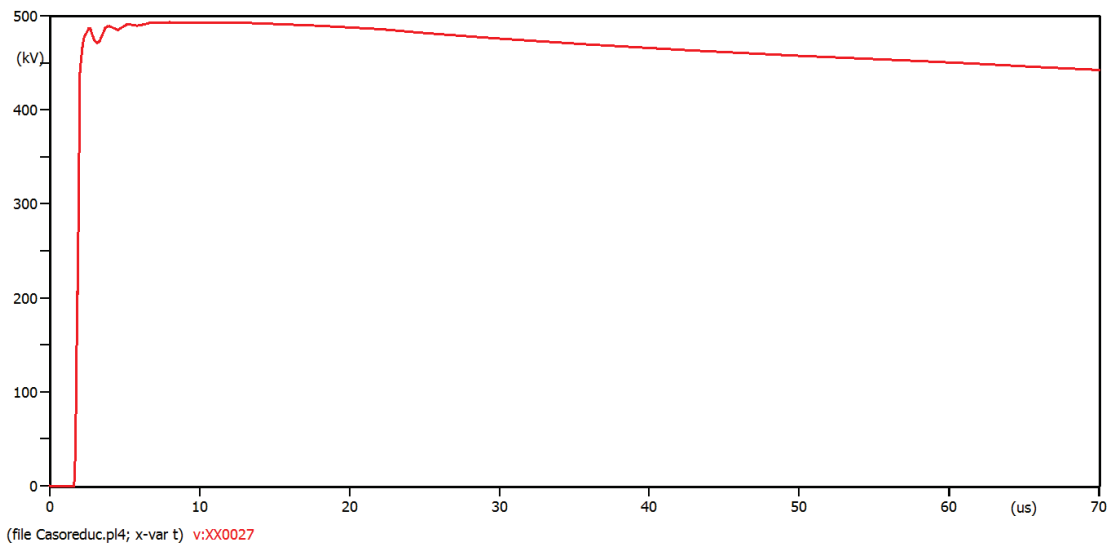
$$BIL = 816.5 \text{ kV}$$

#### 5.4.3 DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

De la misma manera que los interruptores hay un grupo de divisores capacitivos de potencial tanto en el lado de la línea aérea y otro en el lado del transformador de potencia. En las Figuras 5.13 y 5.14 se tiene las gráficas obtenidas de la simulación.



*Figura 5. 13 Voltaje en el divisor capacitivo de potencial en el lado de la línea aérea*



*Figura 5. 14 Voltaje en el divisor capacitivo de potencial en el transformador*

El voltaje pico del primer caso es 710 kV, el voltaje del segundo caso es 500 kV

Debido a que el divisor capacitivo de potencial es un dispositivo aislado en SF6 solo se calcula el aislamiento interno.

$$BIL = V_{max} \times K_s$$

$$BIL = 710kV \times 1.15$$

$$BIL = 816.5 kV$$



#### 5.4.4 SISTEMA DE BARRAS

Para el sistema de barras se utiliza el sobrevoltaje de la barra más cercana a la línea aérea. El resultado de la simulación se indica en la Figura 5.15.

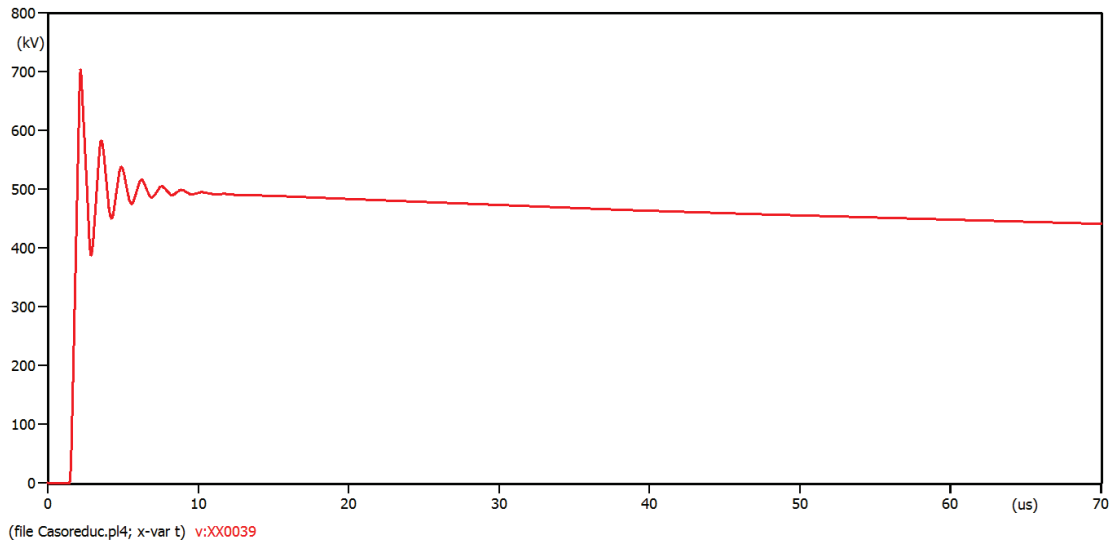


Figura 5. 15 Sobrevoltaje en el sistema de barras aisladas en SF6

Aislamiento:

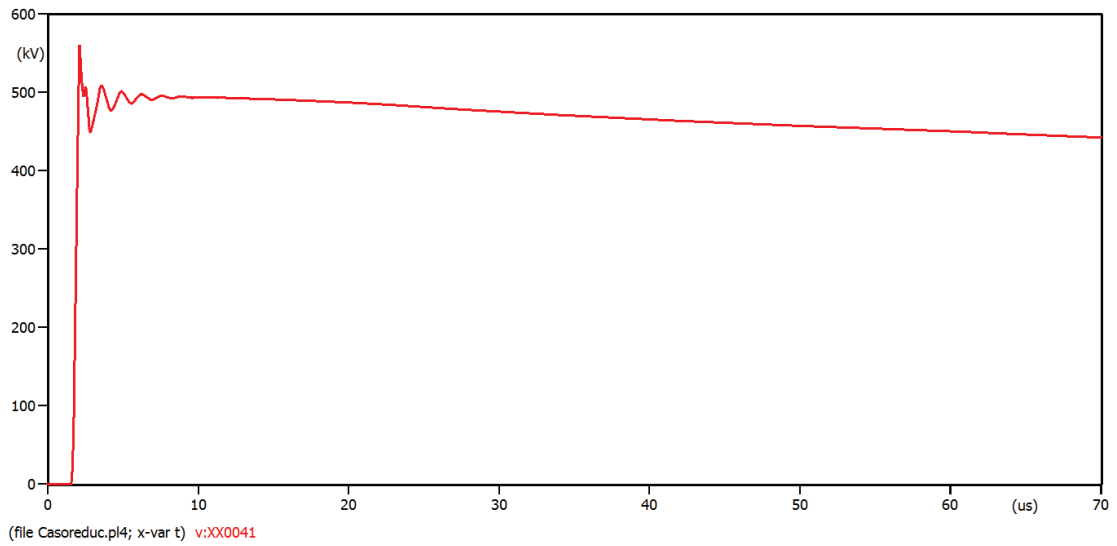
$$BIL = V_{max} \times K_s$$

$$BIL = 700 \text{ kV} \times 1.15$$

$$BIL = 805 \text{ kV}$$

#### 5.4.5 CABLE SUBTERRÁNEO

El cable subterráneo está ubicado a la salida del sistema aislado en SF6 en el lado del transformador. El resultado de la simulación se indica en la Figura 5.16.



*Figura 5. 16 Sobrevoltaje en el cable subterráneo*

El voltaje máximo que se presentara en el cable subterráneo viene a ser 560 kV, se procede a realizar el cálculo del BIL.

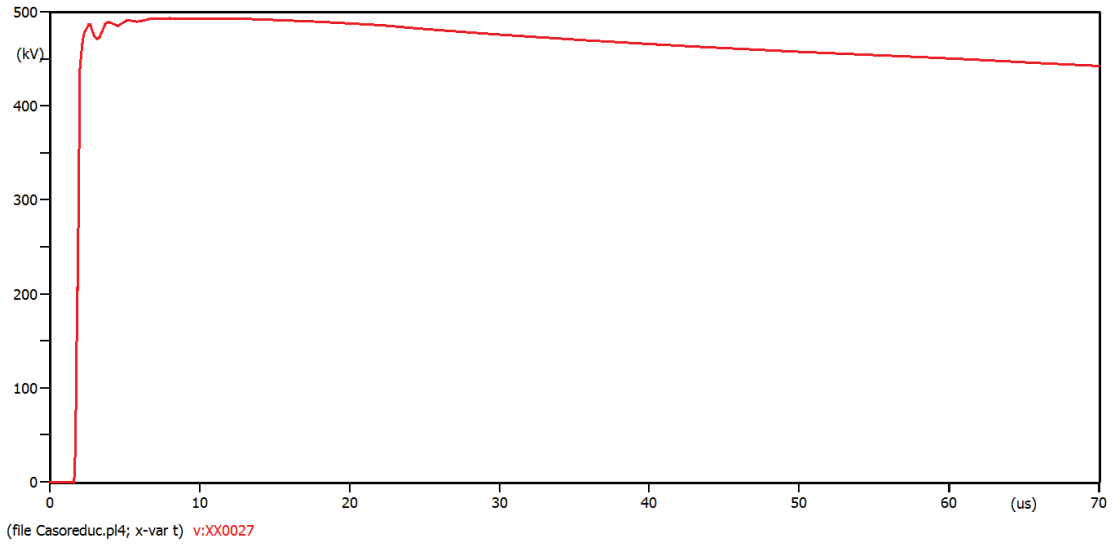
Aislamiento:

$$BIL = V_{max} \times K_s \times K_t$$

$$BIL = 700 \text{ kV} \times 1.05 \times 1.052$$

$$BIL = 773 \text{ kV}$$

#### 5.4.6 BUSHINGS DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA



*Figura 5. 17 Sobrevoltaje en los bushings del transformador de potencia*

El máximo sobrevoltaje que se encuentra en los bushings del transformador de potencia se observa en la Figura 5.17 que viene a ser 500 kV. Se procede al cálculo del BIL:

Aislamiento:

$$BIL = V_{mx} \times K_s \times K_t$$

$$BIL = 500 \text{ kV} \times 1.05 \times 1.052$$

$$BIL = 553 \text{ kV}$$

## 5.5 CALCULO DEL BIL POR DESCARGA INVERSA

Para el cálculo del BIL se considera una descarga atmosférica directamente en el conductor de cable de guardia pero debido a su magnitud produce una disrupción a través de la cadena de aisladores, esta descarga atmosférica tiene una magnitud de 171 kA, este valor se obtiene de los datos estadísticos de la mayor densidad de corriente eléctrica de la zona considerando un aumento del 10% [17].

### 5.5.1 PARARRAYOS

El máximo sobrevoltaje en la entrada de la subestación es el que se muestra en la Figura 5.17.

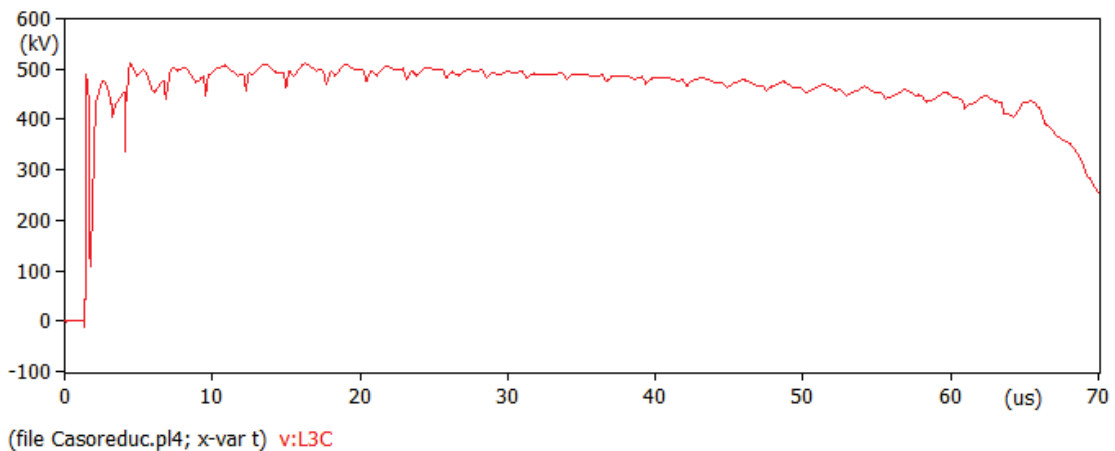


Figura 5. 18 Sobrevoltaje máximo a la entrada de la subestación

El máximo voltaje que se va a presentar en la entrada de la subestación viene a ser 510 kV, a este voltaje se le aplica el respectivo factor de corrección atmosférico y factor de seguridad correspondiente:

Aislamiento:

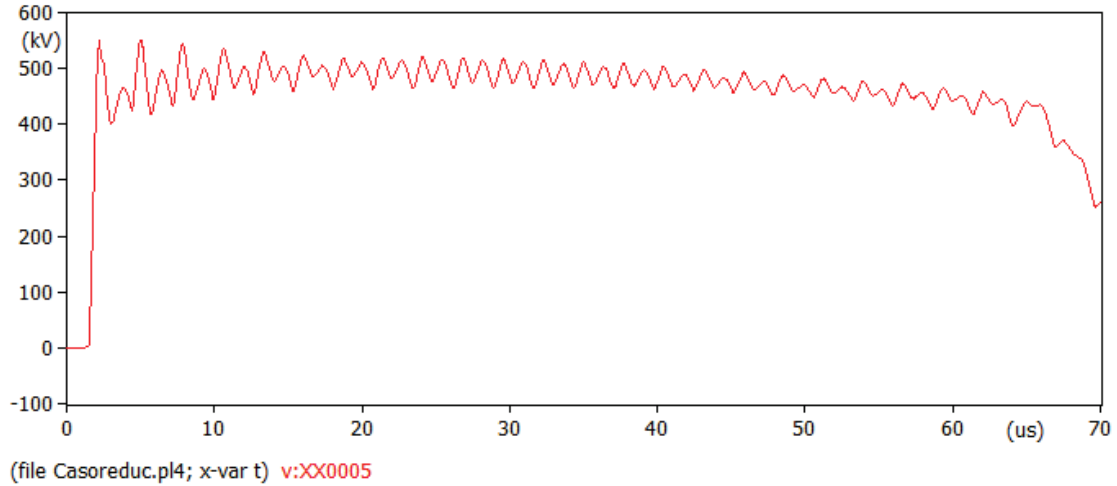
$$BIL = V_{max} \times K_s \times K_t$$

$$BIL = 510 \text{ kV} \times 1.05 \times 1.052$$

$$BIL = 563 \text{ kV}$$

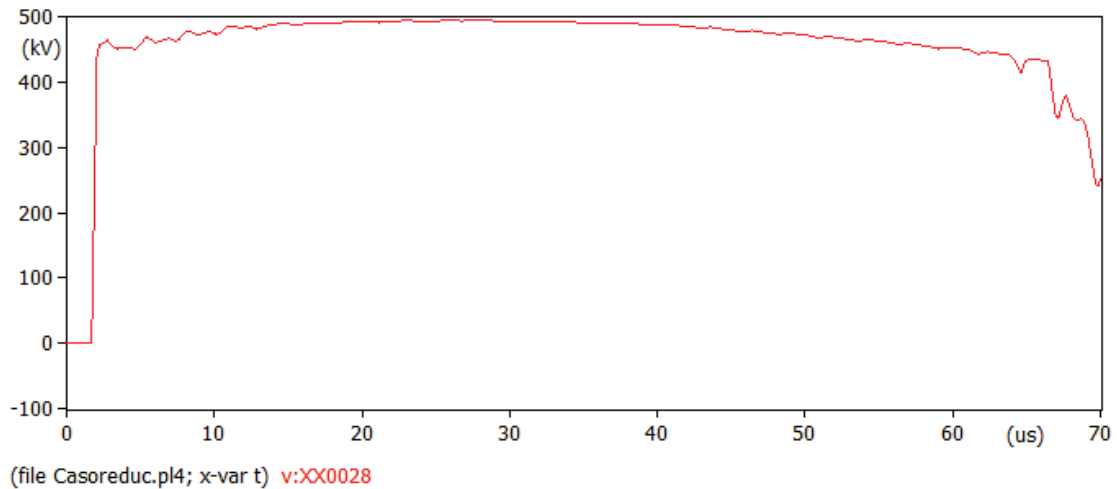
### 5.5.2 INTERRUPTORES

Se tiene un interruptor tanto del lado de la línea aérea como del lado del transformador de potencia, se verifica en cuál de los dos interruptores se obtiene el voltaje más elevado en cual se elige entre las Figura 5.19 y 5.20 y se procede a tomar este valor para el cálculo del BIL de ambos interruptores.



*Figura 5. 19 Voltaje en el interruptor de la línea aérea*

$$V_{max} = 540 \text{ kV}$$



*Figura 5. 20 Voltaje en el interruptor del lado del transformador*

$$V_{max} = 500 \text{ kV}$$

El máximo de los voltajes se produce en el interruptor del lado de la línea aérea por lo cual se utiliza el voltaje de 540 kV para el cálculo, al tratarse de interruptores se calcula el BIL para el aislamiento interno.

Aislamiento:

$$BIL = V_{max} \times K_s$$

$$BIL = 540 \text{ kV} \times 1.15$$

$$BIL = 621 \text{ kV}$$

### 5.5.3 DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

De la misma manera que los interruptores hay un grupo de divisores capacitivos de potencial tanto en el lado de la línea aérea y otro en el lado del transformador de potencia, a continuación las gráficas obtenidas de la simulación:

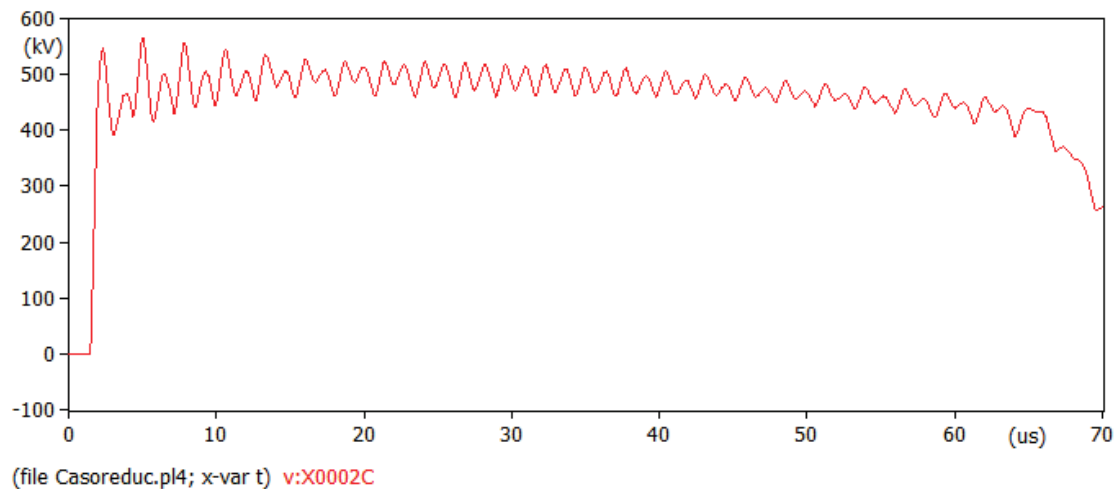
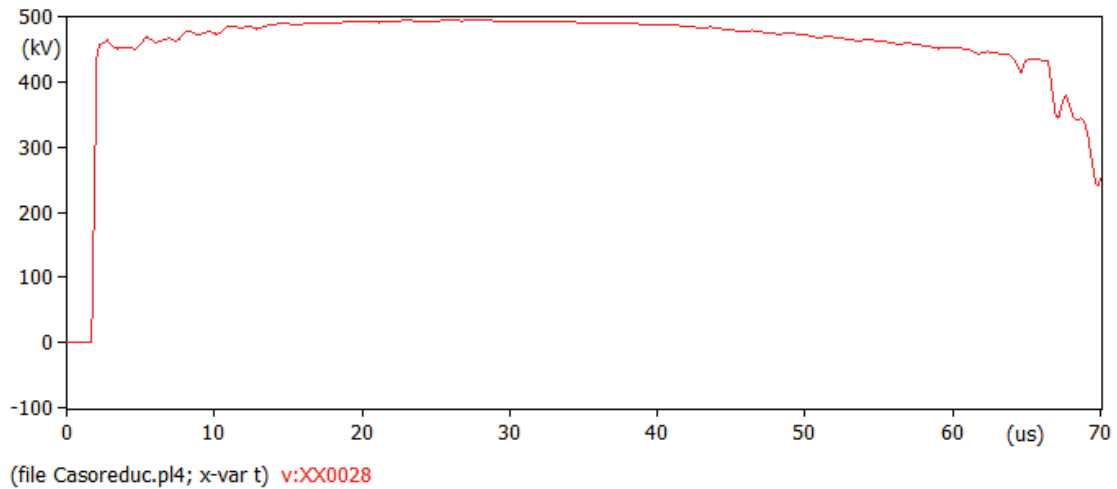


Figura 5. 21 Voltaje en el divisor capacitivo de potencial en el lado de la línea aérea



*Figura 5. 22 Voltaje en el divisor capacitivo de potencial en el transformador*

El voltaje pico del primer caso es 570 kV, el voltaje del segundo caso es 500 kV

Debido a que el divisor capacitivo de potencial es un dispositivo aislado en SF6 solo se calcula el aislamiento interno.

Aislamiento:

$$BIL = V_{max} \times K_s$$

$$BIL = 570 \text{ kV} \times 1.15$$

$$BIL = 656 \text{ kV}$$

#### **5.5.4 SISTEMA DE BARRAS**

Para el sistema de barras se utiliza el sobrevoltaje de la barra más cercana a la línea aérea. El resultado de la simulación se encuentra en la Figura 5.23.

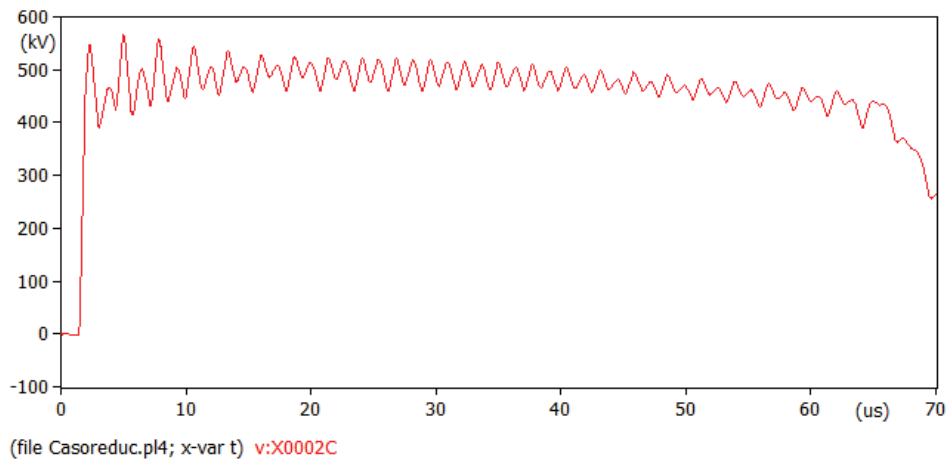


Figura 5. 23 Sobrevoltaje en el sistema de barras aisladas en SF6

$$BIL = V_{max} \times K_s$$

$$BIL = 570 \text{ kV} \times 1.15$$

$$BIL = 656 \text{ kV}$$

### 5.5.5 CABLE SUBTERRÁNEO

El cable subterráneo está ubicado a la salida del sistema aislado en SF6 en el lado del transformador.

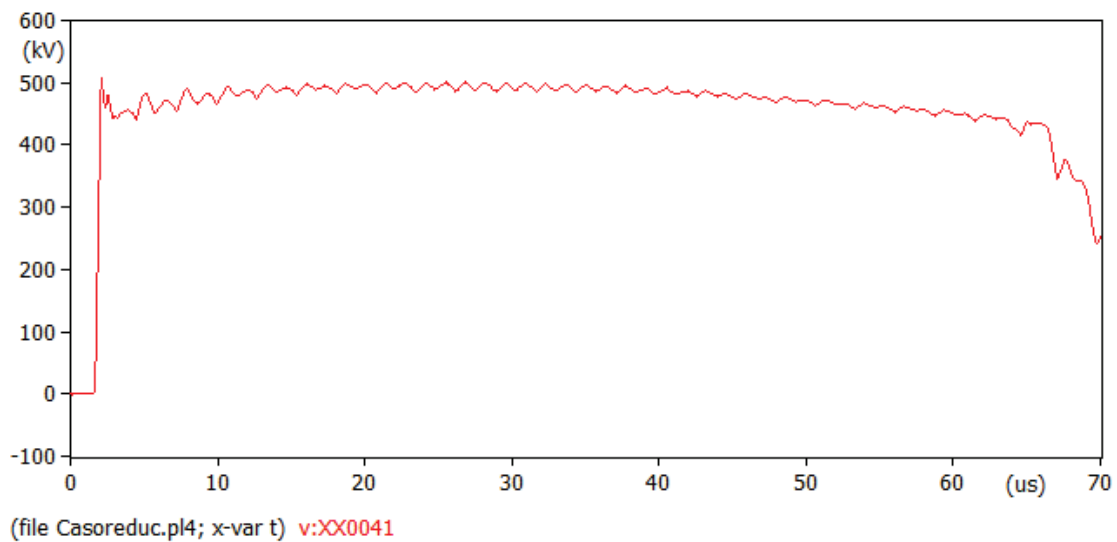


Figura 5. 24 Sobrevoltaje en el cable subterráneo



El voltaje máximo que se presentara en el cable subterráneo viene a ser 505 kV, el cual se observa en la Figura 5.24, se procede a realizar el cálculo del BIL.

Aislamiento:

$$BIL = V_{mx} \times K_s \times K_t$$

$$BIL = 505 \text{ kV} \times 1.05 \times 1.052$$

$$BIL = 558 \text{ kV}$$

### 5.5.6 BUSHINGS DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

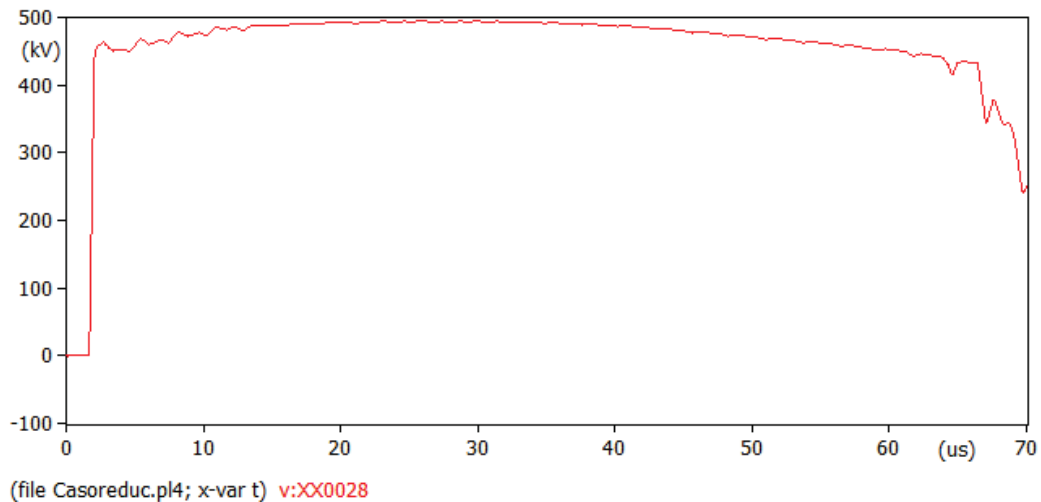


Figura 5. 25 Sobrevoltaje en los bushings del transformador de potencia

El máximo sobrevoltaje que se encuentra en los bushings del transformador de potencia, que se observa en la Figura 5.25, viene a ser 493 kV, se procede al cálculo del BIL:

Aislamiento:

$$BIL = V_{mx} \times K_s \times K_t$$

$$BIL = 493 \text{ kV} \times 1.05 \times 1.052$$

$$BIL = 545 \text{ kV}$$

La norma IEC 60071-2 establece los niveles de aislamiento estandarizados de impulsos de voltaje indicados en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4 Niveles de aislamiento estandarizados en kV [16]

Niveles de Aislamiento estandarizados [kV]			
20	250	950	1950
40	325	1050	2100
60	380	1175	2250
75	450	1300	2400
125	550	1425	2550
145	650	1550	2700
170	750	1675	2900
200	850	1800	3100

Mediante los voltajes resultantes de la simulación tanto de la descarga directa como de la descarga inversa se escoge el mayor sobrevoltaje con el cual se realiza la selección mediante los niveles de aislamiento estandarizados.

En las Tablas 5.5 y 5.6 se muestra cada elemento con los sobrevoltajes tanto para descarga directa como descarga inversa, la selección del mayor de estos voltajes y el nivel de aislamiento asignado.

Tabla 5.5.- Aislamiento externo de los dispositivos a proteger.

AISLAMIENTO EXTERNO				
ELEMENTO	SOBREVOLTAJE POR		MAYOR SOBREVOLTAJE	NIVEL DE AISLAMIENTO ESTANDARIZADO
	DESCARGA DIRECTA	DESCARGA INVERSA		
Pararrayos	619	563	619	650
Cable subterráneo	773	558	773	850
Bushing de transformador de potencia	553	545	553	650

Tabla 5.6.- Aislamiento interno de los dispositivos a proteger.

AISLAMIENTO INTERNO				
ELEMENTO	SOBREVOLTAJE POR		MAYOR SOBREVOLTAJE	NIVEL DE AISLAMIENTO ESTANDARIZADO
	DESCARGA DIRECTA	DESCARGA INVERSA		
Interruptores	816,5	621	816,5	850
Divisores Capacitivos de Potencial	816,5	656	816,5	850
Sistema de Barras	805	656	805	850

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1.- CONCLUSIONES.

- Las características aislantes que presenta el SF6 permite realizar una coordinación de aislamiento sin tener la necesidad de preocuparnos por los sobrevoltajes producidos por maniobra.
- El modelamiento de los elementos puede ser usado también para elementos con diferente tipo de aislamiento (aire, aceite) pero se debe considerar el tipo de sobrevoltaje del cual se protege al sistema.
- Una descarga atmosférica directamente en la ubicación de la subestación no generaría ningún sobrevoltaje debido al modelo de construcción, por lo cual se considera las descargas atmosféricas que producen fallas en el apantallamiento y efecto de descarga inversa en las líneas de transmisión conectadas a la subestación.
- El momento de producirse el evento de descarga atmosférica inversa se producen sobrevoltajes en las cadenas de aisladores de las 3 fases lo que genera la disrupción dependiendo de la intensidad de la descarga atmosférica.
- La corriente del rayo es directamente proporcional a los sobrevoltajes que se generan en los dispositivos de la subestación.
- El valor de los capacitores que representan a varios elementos modelados varían los sobrevoltajes que se producen en el interior de la subestación y puede variar el nivel de aislamiento dependiendo del tipo de aislamiento de estos.

- La distancia a la cual impacta la descarga atmosférica de la subestación es inversamente proporcional al sobrevoltaje que se genera, esto es debido a la atenuación que se produce debido a la resistencia del conductor.

## **6.2.- RECOMENDACIONES.**

- Usar el modelo JMarti en casos en los cuales sea estrictamente necesario que los parámetros de las líneas de transmisión sean función de la frecuencia debido a problemas en el almacenamiento del programa.
- Tomar en cuenta el momento de activación y el tiempo que permanezcan cerrados de los interruptores controlados por voltaje modelados como cadena de aisladores.
- El momento de modelar una línea de transmisión con varios circuitos se debe contemplar a cada conductor como una fase distinta para poder colocar los elementos como divisores capacitivos, pararrayos.

## BIBLIOGRAFÍA

1. D'AJUZ Ary, FONSECA S. Cláudio, CARVALHO S., FILHO Jorge, DIAS Nora, PEREIRA Marco, ESMERALDO Paulo, VAISMAN Roberto, FRONTIN Sérgio, Transitorios Eléctricos e Coordenação de Isolamento – 181 Aplicação em Sistemas Eléctricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Eléctricas S.A., Brasil, 1987.
2. ORILLE F. Ángel Luis, Centrales Eléctricas III, Barcelona, Edición Universidad Politécnica de Cataluña, Primera Edición, año 1993.
3. INTERNATIONAL STANDARD IEC 60071-1, Insulation Co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules. Seventh Edition, 1993-12.
4. GRAINGER John J., STEVENSON William D. Jr., Análisis de Sistemas de Potencia, México: Editorial McGraw Hill, 1996.
5. MARTINEZ VELASCO Juan Antonio, Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión.
6. MORALES Náthali, Coordinación de Aislamiento en Subestaciones a Nivel de 500 KV, EPN, Agosto 2008.
7. PRIKLER László, HANZ Kristian, ATP Draw version 5.6 for windows 9x/NT/2000/XP/Vista. Noviembre 2009.
8. RAMIREZ Díaz Jorge, MARTINEZ Lozada Miguel, Influencia de las sobretensiones por descargas atmosféricas y comportamiento de los sistemas de puesta a tierra en líneas aéreas de transmisión y distribución, Grupo de investigación en Alta Tensión, Universidad Simón Bolívar.
9. SAILEMA Kléber Fabián, PROAÑO Javier Alfonso, Análisis de sobrevoltajes a frecuencia industrial y por maniobra en líneas de transmisión a nivel de 500 kV. EPN, Noviembre 2010.
10. BORJA ESBERT Vicente E., RODRIGO PEÑARROCHA Vicent M., SOTO PACHECO Pablo, SAN BLAS OLTRA Ángel A., BACHILLER MARTIN Carmen; Líneas de transmisión, Volumen 2; Editorial Universidad Politécnica de Valencia, 2002.
11. GREENWOOD Allan, Electrical Transient in Power Systems second edition, Mexico

12. AYORA, Paul, Selección y Coordinación de Aislamiento de Diseño de Medio Voltaje, año 2002.
13. MONTALUISA Diego, Análisis de coordinación de aislamiento para primarios de distribución. EPN, Septiembre 2011.
14. VILLACIS PAZMIÑO, Efecto de sobretensiones, año 1995.
15. VACA VARGAS Pamela, Verificación de la coordinación de aislamiento de la subestación Cotocollao de la EEQ.S.A. EPN, Mayo 2011.
16. IEC 60071-1. Insulation Co-ordination Part 1: Definitions, principles and rules. Ginebra: International Electrotechnical Commission, 1993. CEI/IEC 71-1: 1993.
17. VÁSQUEZ OCAÑA Klever, Cálculo de sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas en líneas de transmisión utilizando el ATP – Aplicado a la Línea de Transmisión Santa Rosa-Pomasqui a 230 kV.
18. MARTINEZ, Juan; CASTRO, Ferley. Análisis de sobretensiones de origen atmosférico en líneas aéreas de transporte. Parte 2: Cálculo estadístico de sobretensiones. Revista Iberoamericana del ATP, Volumen 4, Octubre 2002.
19. LÁSZLÓ Prikler, Hans KRISTIAN Høidalen; ATPDRAW version 5.6 for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista Users' Manual, Noviembre 2009.
20. INTERNATIONAL STANDARD IEC 60-1, High – Voltage Test Techniques – Part 1: General Definitions and Test Requirements, 1989.
21. INTERNATIONAL STANDARD IEC 60071-2, Insulation Co-ordination – Part 2: Application guide. Third Edition, 1996-12.
22. CELEC EP. Información Proyecto Hidroeléctrico Sopladora.
23. IEEE Std 80-2000. Guide for Safety in AC Substation Grounding. January 2000.

## **ANEXO A**

# **DESCRIPCIÓN BÁSICA Y MANUAL DEL FUNCIONAMIENTO BÁSICO DEL SOFTWARE ESPECIALIZADO**



## **A.1 DESCRIPCIÓN BÁSICA Y MANUAL DEL FUNCIONAMIENTO BÁSICO DEL SOFTWARE ESPECIALIZADO.**

El software utilizado en la realización de este proyecto de titulación es el ATPDraw 5.9p4.

Las últimas versiones de este programa son generalmente muy similares en lo relacionado a la interfaz de usuario, en este Anexo se va a dar a conocer los pasos básicos para la utilización de este programa.

Se debe tomar en cuenta que la persona que vaya a utilizar este programa debe tener conocimientos de Ingeniería Eléctrica.

## **A.2 DESCRIPCIÓN DE LA VENTANA DE TRABAJO.**

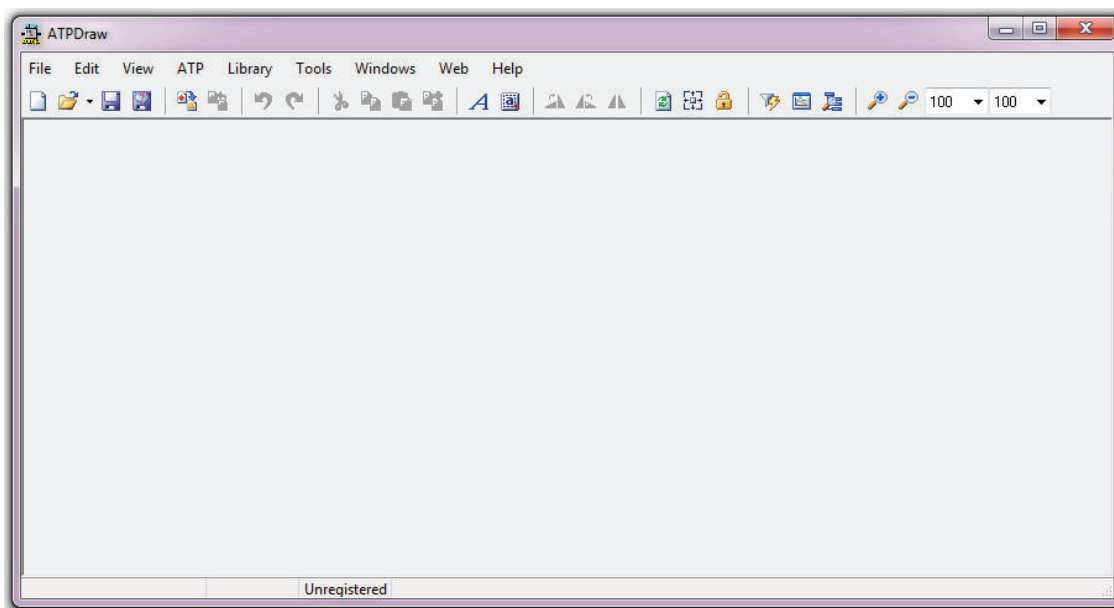


Figura A1.- Ventana principal de ATPDraw.

Las pestañas que tiene el programa son las típicas que en cualquier otro programa las cuales son:

File.- pestaña que nos permite abrir, cerrar, guardar, exportar, importar.

Edit.- pestaña que nos permite cortar, pegar, copiar, girar.

View.- pestaña que nos permite activar o desactivar las barras del programa.

ATP.- pestaña que nos permite tener acceso a los parámetros principales de ATP que serán mencionados más adelante.

Library.- pestaña que nos permite utilizar modelos ya creados o crear nuestros propios modelos.

Tools.- pestañas para configuración en el ATP.

Windows.- pestaña que nos permite configurar las opciones de las ventanas del programa.

Web.- pestaña que nos permite interactuar con la página web del programa.

Help.- pestaña de ayuda del programa.

### A.3 INGRESO DE ELEMENTOS PARA SIMULACIÓN.

Si se pulsa el click derecho del programa se despliega la ventana para el ingreso de elementos

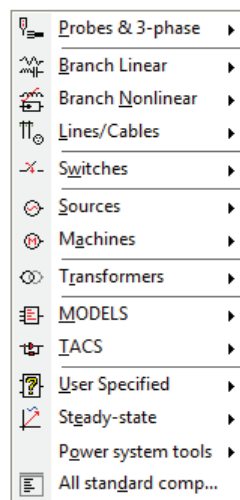


Figura A.2.- Ventana Principal de Ingreso de Elementos.

*La primera pestaña nos permite colocar los dispositivos de pruebas.*

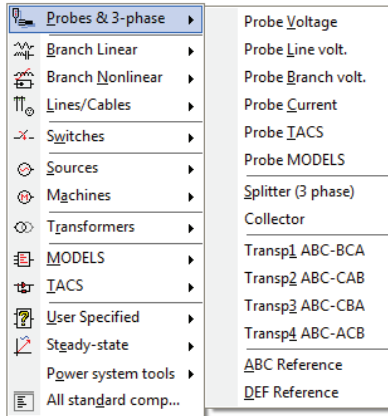


Figura A3.- Pestaña de Pruebas.

Para graficar ondas de voltaje y corriente de las líneas que se necesite, también nos da la opción de obtener un splitter en cual nos sirve para seccionar una línea trifásica en 3 líneas monofásicas, esta opción es principalmente para el ingreso de elementos monofásicos, nos da opciones de transposición para líneas de transmisión trifásicas.

### A.3.1 LA SEGUNDA PESTAÑA ES BRANCH LINEAR.

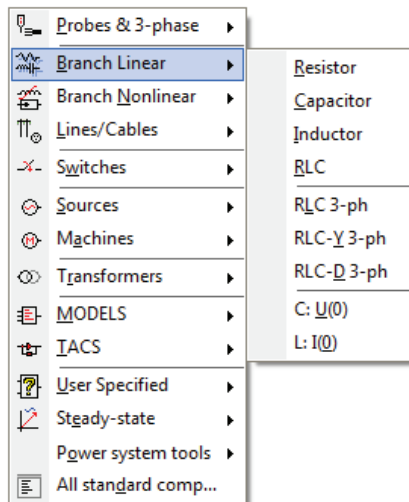


Figura A4.- Pestaña Branch Linear.

Esta pestaña nos da acceso a elementos como resistencias, capacitancias, inductancias y combinaciones entre estos, todos estos elementos son lineares, estos elementos tienen valores puntuales.

### A.3.2 LA TERCERA PESTAÑA ES BRANCH NONLINEAR.

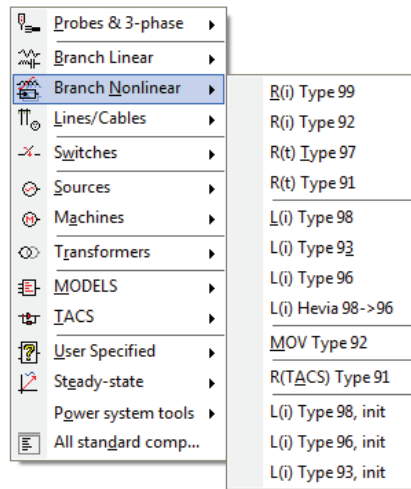


Figura A5.- Pestaña Branch Nonlinear.

Esta pestaña nos permite el ingreso de elementos como resistencias e inductancias variables, nos permiten el ingreso de curvas características para simular por ejemplo pararrayos, cada tipo tiene aplicaciones específicas, estas especificaciones se las puede obtener mediante el Rulebook de ATP.

### A.3.3 PESTAÑA DE LÍNEAS Y CABLES.

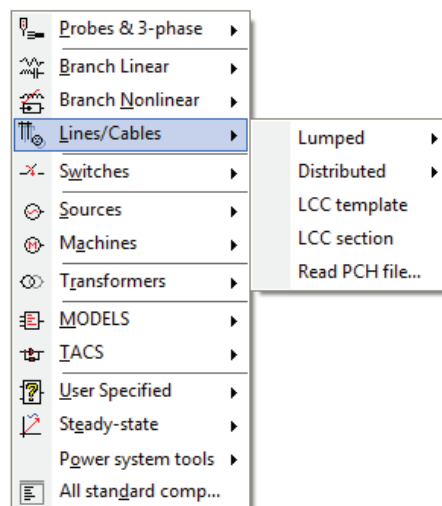


Figura A6.- Pestaña Lines/Cables.

Esta pestaña nos permite el ingreso de líneas y cables, el tipo depende del modelamiento que se le asigne al elemento a ser modelado.

### A.3.4 PESTAÑA DE SWITCHES

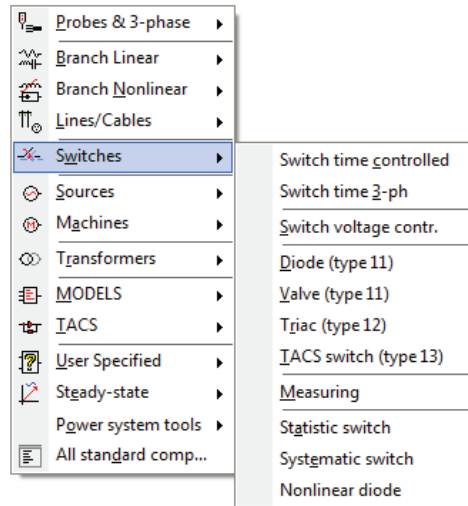


Figura A7.- Pestaña de Switches

Nos da la opción a la selección de dispositivos de switcheo, estos pueden ser controlados por voltaje, diodos, triacs, válvulas, diodos no lineales.

### A.3.5 PESTAÑAS DE FUENTES

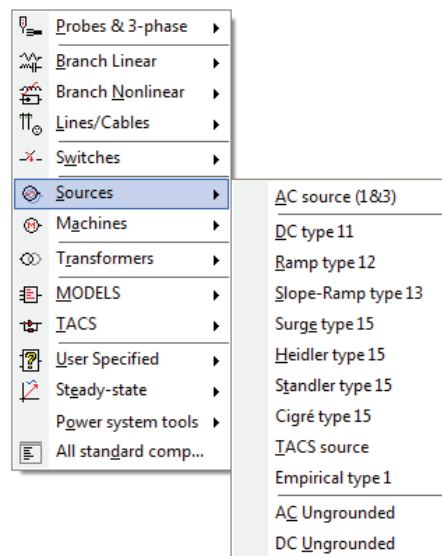


Figura A8.- Pestaña de Fuentes.

En esta pestaña se tiene la variedad de fuentes que tanto en AC como en DC, también se puede simular descargas atmosféricas como en el caso de este proyecto de titulación.

### A.3.6 PESTAÑA DE MÁQUINAS.

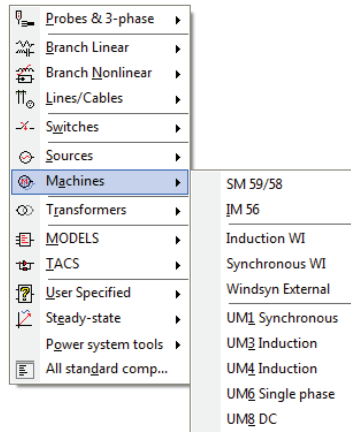


Figura A9.- Pestaña de Máquinas.

Esta pestaña contiene motores de inducción, sincrónicos.

### A.3.7 PESTAÑA DE TRANSFORMADORES

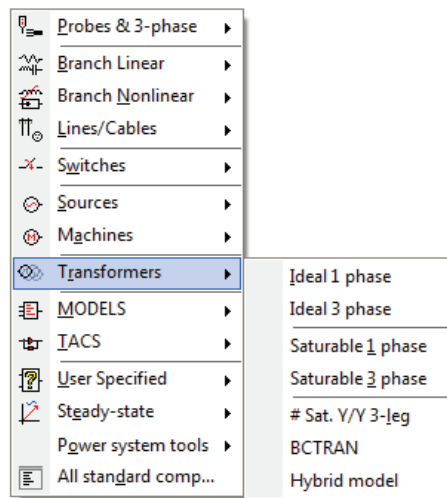


Figura A10.- Pestaña de Transformadores.

Esta pestaña nos permite el ingreso de transformadores, tanto ideales como saturables.

## A.4 VALORES SETTINGS PARA LA SIMULACIÓN.

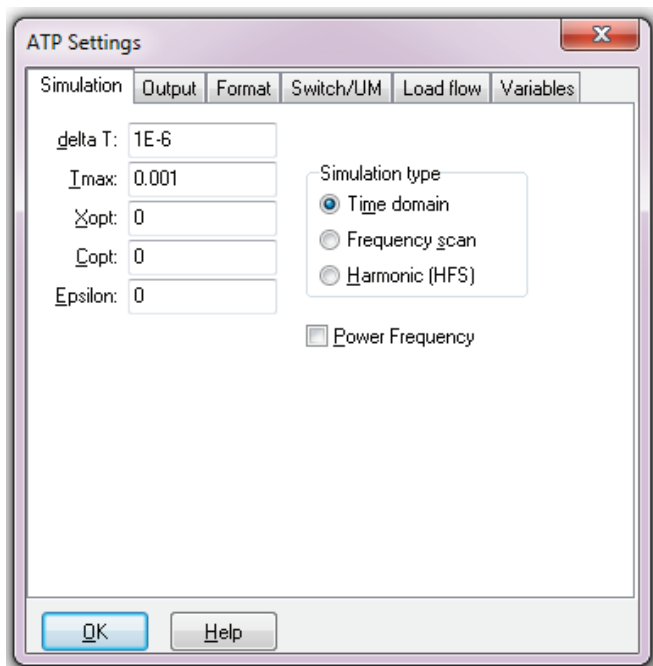


Figura A11.- ATP Settings.

Los valores de la ventana ATP Settings de la pestaña ATP nos van a dar las variables para la simulación para la aplicación que se le dio solo se contemplan las dos primeras variables:

Delta T: paso de integración mínimo, este valor va a depender principalmente del segmento más pequeño ya que este valor tiene que ser menor al tiempo que se demore una onda con la velocidad de la luz en atravesar este segmento.

Tmax: Tiempo que se desea que dure la simulación.

El resto de variables pueden variar dependiendo de la aplicación que se le vaya a dar, se puede obtener más detalles de estas en el manual de ATP.

El tipo de simulación de igual manera dependerá de la aplicación que vaya a ser simulada.

## A.5 CORRIDA DE FLUJO

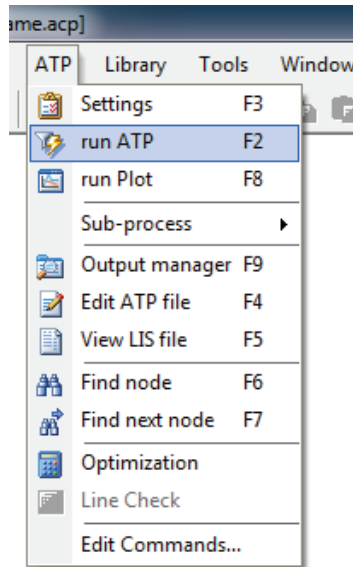


Figura A12.- Run ATP.

Una vez que se tiene todo el circuito simulado se procede a realizar la corrida de flujo por así decirlo se procede a la pestaña de ATP a la opción “run ATP”.

Si el circuito se encuentra correctamente realizado se obtendrá un archivo .LIS el cual nos da todos los detalles tanto de los puntos de conexión como de los valores que se generan, si el archivo no corre debido a algún error un archivo se mostrara automáticamente indicando el error.

## A.6 DATOS DE SALIDA.

Los datos de salida que se obtiene mediante las simulaciones y los probadores ubicados en los diferentes sitios del circuito. Tomar en cuenta que para obtener estos datos es obligatorio colocar los probadores e identificar los nodos.

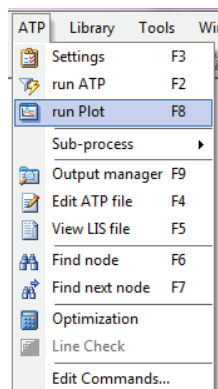




Figura A13.- Run Plot.

Se debe considerar que si el circuito no se encuentra correctamente realizado no se produce el archivo .pl4 por lo cual no se obtendra ningún dato de salida. La ventana que nos permite graficar estos datos es la siguiente:

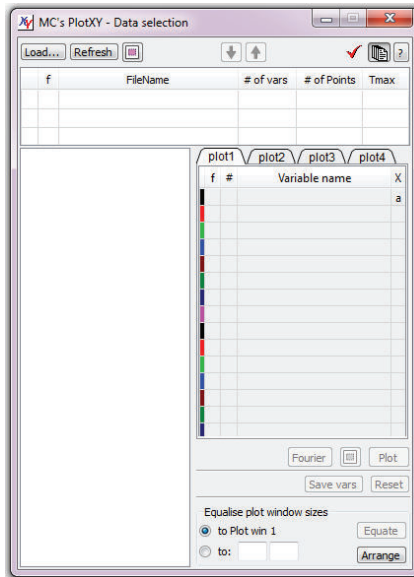


Figura A14.- Plot XY.