



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**  
**INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE POTENCIA.**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE EXTRA ALTA  
TENSIÓN A 500 KV DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE  
ECUADOR MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN ATP DRAW.**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico  
en Sistemas Eléctricos de Potencia.

**Autor:**

Calle Guaña John Henry

**Tutor:**

Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio Ms.C

**Latacunga-Ecuador**

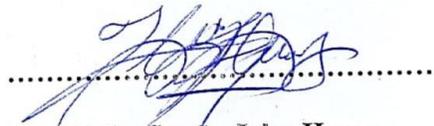
**Marzo 2022**



## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo **CALLE GUAÑA JOHN HENRY** declaro ser autor del presente proyecto de investigación: “**ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE EXTRA ALTA TENSIÓN 500 KV DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN ATP DRAW**”, siendo el Ing. **GUAMÁN CUENCA WILIAN PATRICIO** el tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.



**Calle Guaña John Henry**

**C.C. 1804603254**



## AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

**“ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE EXTRA ALTA TENSIÓN 500 KV DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN ATP DRAW.”**, de **Calle Guaña John Henry** , de la carrera **Ingeniería Eléctrica**, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de **Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas** de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, marzo, 2022

El Tutor

Firma

MSc. Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca

C.I: 0603578956



## APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la FACULTAD de Ciencias de la ingeniería y Aplicadas.; cuanto, el postulante **CALLE GUAÑA JOHN HENRY** con el título de Proyecto de titulación: “**ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE EXTRA ALTA TENSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN ATP DRAW**” han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, marzo 2022

Para constancia firman:

  
.....  
**Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón**  
CC: 0301893889

  
.....  
**Ing. Cabrera Celi Gabriela Cristina**  
CC: 1104683873

  
.....  
**Ing. Quinatoa Caiza Carlos Iván**  
CC: 0503287864

## **AGRADECIMIENTOS**

Primeramente, agradezco al Creador por brindarme las fuerzas, la inteligencia y el amor para poder salir victorioso de cada reto que se ha presentado en el camino.

Agradezco profundamente a mi madre, mi hermana y mi querido hijo, que gracias a su paciencia, amor y perseverancia han sido un gran ejemplo para mi vida y la fuente de inspiración de mis sueños y metas.

Muestro mi gratitud a la Universidad Técnica de Cotopaxi por brindarme la oportunidad de realizar mis estudios superiores con calidad y excelencia, especialmente al Ing. Wilian Guamán tutor de esta investigación, que gracias a su gran conocimiento y paciencia me ha enseñado el valor del estudio y me ha guiado a culminar mis estudios superiores

Agradezco a cada una de las personas que formaron parte de mi formación académica y personal en esta etapa universitaria.

## **DEDICATORIA**

Dedicado a las personas soñadoras e inquebrantables que luchan día a día por comprender y mejorar el mundo que los rodea, especialmente para ti hijo mío que eres la fuerza que mueve mi mundo. David Alejandro Calle G.

*“Entreguen sus Corazones”*

Erwin Smith

## ÍNDICE GENERAL

1.	INFORMACIÓN GENERAL.....	1
2.	INTRODUCCIÓN .....	2
2.1	EL PROBLEMA .....	2
2.1.1	Situación Problemática.....	2
2.1.2	Formulación del Problema .....	3
2.2	OBJETO Y CAMPO DE ACCION .....	3
2.3	BENEFICIARIOS.....	4
2.3.1	Beneficiarios Directos.....	4
2.3.2	Beneficiarios indirectos.....	4
2.4	JUSTIFICACIÓN .....	4
2.5	HIPÓTESIS.....	5
2.6	OBJETIVOS .....	6
2.6.1	Objetivo general .....	6
2.6.2	Objetivos Específicos.....	6
2.7	SISTEMA DE TAREAS.....	6
3.	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	8
3.1	ANTECEDENTES.....	8
3.2	SOBRETENSIONES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA .....	11
3.2.1	Origen y Clasificación de Sobretensiones .....	12
3.3	SOBRETENSIONES TEMPORALES.....	14
3.3.1	Efecto Ferranti.....	14
3.3.2	Pérdida de Carga.....	15

3.3.3	Fallas a Tierra.....	15
3.3.4	Resonancia y Ferresonancia .....	17
3.4	<b>SOBRETENSIONES POR MANIOBRA O FRENTE LENTO .....</b>	<b>18</b>
3.4.1	Energización de Líneas de Transmisión .....	19
3.4.2	Recierre de Líneas de Transmisión.....	20
3.4.3	Voltaje Transitorio de Recuperación TRV.....	21
3.4.4	DISTRIBUCIÓN ESTADÍSTICA DE SOBRETENSIONES .....	24
3.5	<b>SOBRETENSIONES POR DESCARGA ATMOSFERICA O FRENTE RÁPIDO.....</b>	<b>26</b>
3.5.1	Flashover .....	27
3.5.2	Back Flashover.....	28
3.5.3	Apantallamiento en Líneas de transmisión .....	28
4.	<b>METODOLOGÍA .....</b>	<b>35</b>
4.1	<b>NORMATIVAS Y REGULACIONES .....</b>	<b>35</b>
4.2	<b>COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO .....</b>	<b>37</b>
4.2.1	Sobretensiones Representativas $V_{rp}$ .....	38
4.2.2	Tensiones Soportadas de Coordinación $V_{cw}$ .....	39
4.2.3	Tensión de Soportabilidad Requerida o Especificada ( $V_{rw}$ ).....	43
4.2.4	Selección del Aislamiento .....	45
4.3	<b>MODELADO DEL SEP EN ATP DRAW .....</b>	<b>46</b>
4.3.1	Configuraciones Generales.....	48
4.3.2	Elementos de Transmisión en el Sistema de 500 kV .....	49
4.3.3	Interconexión Ecuador- Perú a 500 kV.....	50
4.3.4	Sistema de Transmisión Santiago.....	53
4.3.5	Equivalente de Red.....	54

4.3.6	Modelo de Línea de Transmisión .....	56
4.3.7	Interruptores Estadísticos.....	58
4.3.8	Banco de Reactores .....	60
4.3.9	Transposición de Línea .....	63
4.3.10	Modelo De Descarga Atmosférica .....	63
4.3.11	Modelo Resistencia de Puesta a Tierra .....	65
4.3.12	Modelo de Estructura de Transmisión .....	66
4.3.13	Modelo de Cadena de Aisladores .....	68
4.4	VALIDACIÓN DEL MODELO EN ATP DRAW.....	69
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	72
5.1	INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ .....	72
5.2	SISTEMA DE TRANSMISIÓN SANTIAGO .....	89
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	92
6.1	CONCLUSIONES.....	92
6.2	RECOMENDACIONES.....	95
7.	BIBLIOGRAFIA .....	97
8.	ANEXOS .....	100

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Clasificación de Transitorios de acuerdo a su Frecuencia [17].	11
Figura 3.2. Representación de ondas de sobretensiones en comparación de la onda de tensión nominal.	12
Figura 3.3. Clasificación de sobretensiones [15].	13
Figura 3.4. Representación de capacitancia entre conductores y entre conductores con neutro [19].	14
Figura 3.5. Esquema de circuito RL.	17
Figura 3.6. Representación de ondas incidente y onda reflejada de tensión y corriente en líneas de transmisión [22].	20
Figura 3.7. Representación de TRV al despejar una falla [23].	21
Figura 3.8. Representación de curva de ganancia de rigidez dieléctrica en comparación con la tensión resultante del interruptor [33].	23
Figura 3.9. Histograma de Sobretensiones [1].	25
Figura 3.10. Función de densidad de probabilidad de Sobretensiones [13].	26
Figura 3.11. Impacto de descarga atmosférica del conductor de fase.	28
Figura 3.12. Representación de Back Flashover	28
Figura 3.13. Modelo Electro-geométrico de línea con dos conductores de guarda [1].	29
Figura 3.14. Vista ampliada de conductor de fase y cable de guarda [1].	31
Figura 4.1. Curva de densidad de sobretensiones [9].	38
Figura 4.2. Función de distribución acumulativa del aislamiento [12].	40
Figura 4.3. Distribución estadística de sobretensiones y distribución acumulativa del aislamiento [9].	42
Figura 4.4. Tasa de fallo o Riesgo de falla del aislamiento.	42
Figura 4.5. Riesgo de falla, a) método fase-cresta y b) método caso-cresta [15].	43

Figura 4.6.Pestaña de <i>Settings</i> de simulación para parámetros simulación.....	49
Figura 4.7 Configuración <i>Settings</i> de simulación estadística.....	49
Figura 4.8 Estructura estándar de transmisión a 500 kV en metros [35].....	50
Figura 4.9 Circuito Equivalente del modelo de línea J Martin [37]. ....	56
Figura 4.10 Oscilaciones en línea monofásica ideal [1].....	57
Figura 4.11 Oscilaciones en línea trifásica dependientes de la frecuencia [1]. ....	57
Figura 4.12.Características y disposición de fases de línea de transmisión Pasaje-Piura. ....	58
Figura 4.13 Función de distribución normal [1].....	59
Figura 4.14.Función de distribución uniforme. ....	60
Figura 4. 15 Representación de Reactores entremos de línea y conectado a la Barra [41]. ....	61
Figura 4. 16 Distribución de corrientes en falla monofásica en compensación reactiva de 4 inductores [8]. ....	62
Figura 4.17.Transposición de Líneas de Transmisión [43]. ....	63
Figura 4.18.Fuente Heidler para descargas atmosféricas .....	64
Figura 4.19 Forma de onda de corriente de descarga atmosferica [25].....	64
Figura 4.20.Descarga en varilla de puesta a tierra de estructura, hemisferio de varilla [28]. ....	66
Figura 4.21.Modelo eléctrico de torre de transmisión [17]. ....	67
Figura 4.22 Comportamiento de aisladores en función del tiempo [30]. ....	68
Figura 4.23.Modelo de cadena de aisladores [13]. ....	69
Figura 4.24.Curvas de densidad de sobretensiones y distribución disruptiva del aislamiento.....	71
Figura 5.1.Tensión al inicio y final de la línea 210 km. ....	72
Figura 5.2.Tensión al inicio y final de la línea 311 km. ....	72
Figura 5.3.Pérdida de carga 400 MW en barra Piura .....	73
Figura 5.4.Pérdida de carga 400 MW en barra Pasaje.....	74

Figura 5.5.Pérdida de carga 600 MW en barra Piura .....	74
Figura 5.6.Pérdida de carga 600 MW en barra Pasaje.....	74
Figura 5.7.Tensión bornes del interruptor con una falla de $R=0.1$ ohm.....	75
Figura 5.8.Tensión en bornes del interruptor con $R=50$ ohm.....	75
Figura 5.9.Tensión bornes del interruptor con una falla de $R=0.1$ ohm con resistencias PIR. ....	76
Figura 5.10.Falla Kilométrica en Barra Piura.....	76
Figura 5.12.Tensiones en Barra Pasaje con re cierre en $T=0.2$ s.....	80
Figura 5.13. Tensiones en Barra Pasaje con re cierre en $T=0.45$ . ....	80
Figura 5.14. Tensiones en Barra Pasaje con re cierre en $T=0.8$ s.....	81
Figura 5.15.Resultados estadísticos de recierre.....	81
Figura 5.16.Corriente en aisladores debido a un impacto directo con corriente de descarga de 5 kA. 84	
Figura 5.17.Corriente en aisladores por impacto directo con corriente de descarga de 16 kA .....	85
Figura 5.18.Corriente de impacto inverso en la cadena de aisladores de 20 kA .....	85
Figura 5.19.Corriente de impacto inverso en la cadena de aisladores de 20 kA .....	86
Figura 5.20.Comparación entre sobretensión aplicada en la fase C y soportabilidad de aislamiento.....	87
Figura 5.21 Soportabilidad de aislador de menor longitud con tensión aplicada de rayo .....	88
Figura 5.22 Corrientes a través de aislador seleccionado de 4.80 m de longitud.....	88
Figura 5.23 Corrientes a través de aislador de 1.20 m de longitud .....	88
Figura 5.24.Tensión de rayo en comparación con tensiones resultantes en las estructuras .....	89
Figura 5.25.Tensión en Barra Zamora.....	89

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Valores de referencia de factor de defecto a tierra k [1] .....	16
Tabla 3.2. Características de sobretensiones de frente lento .....	19
Tabla 3.3. Parámetros de TRV para interruptores de 500 kV para fallas terminales [33]. .....	23
Tabla 3.4 Características de las sobretensiones de frente rápido [18].....	27
Tabla 3.5. Ecuaciones de parámetros de distancias de ruptura [1].....	30
Tabla 3.6. Formula Q de la distribución acumulada CIGRE [28].....	33
Tabla 3.7. Media y desviación estándar logarítmica [28].....	33
Tabla 3.8. Tasas máximas de salidas por origen atmosférico [4].....	34
Tabla 4.1. Clasificación de Gammas de voltaje para estudios de coordinación de aislamiento [18]. 37	
Tabla 4.2. Valores estadísticos de aislamiento [13]. .....	41
Tabla 4.3. Factores de conversión de ensayo [18].....	45
Tabla 4.4. Límite de elementos admisibles en ATP Draw [34]. .....	47
Tabla 4.5. Altitud sobre el nivel del mar de las provincias de ruta de la L/T Chorrillos-Pasaje [3] 51	
Tabla 4.6. Datos de líneas de transmisión para la interconexión Ecuador-Perú [32].....	51
Tabla 4.7 Transferencia de potencia entre Ecuador y Perú [37] .....	52
Tabla 4.8 Datos de líneas de transmisión que se incluyen a la Interconexión Ecuador-Perú [38]..	52
Tabla 4.9 Datos del sistema de Transmisión Santiago [32]. .....	54
Tabla 4.10 Valores de equivalentes de red en barra de Generación CCS. ....	55
Tabla 4.11 Equivalentes de Red. ....	56
Tabla 4.12 Datos de impedancia de la estructura .....	67
Tabla 5.1. Tensiones antes de la pérdida de carga.....	73

Tabla 5.2.Tensiones después de la pérdida de carga .....	73
Tabla 5.3 Tensión en barras antes de la energización. ....	77
Tabla 5.4 Valor medio $\mu$ y desviación estándar $\sigma$ de estudio estadístico .....	77
Tabla 5.5 Voltajes fase-tierra $V_{e2}$ de la interconexión Ecuador-Perú .....	78
Tabla 5.6 Voltaje fase-fase $V_{p2}$ de Interconexión Ecuador-Peru .....	78
Tabla 5.7.Tensiones de truncamiento $V_{et}$ .....	78
Tabla 5.8.Tensiones de truncamiento $V_{pt}$ .....	78
Tabla 5.9.Parámetros estadísticos del aislamiento y tensiones de soportabilidad.....	78
Tabla 5.11 Factor de coordinación estadístico $K_{sc}$ .....	79
Tabla 5.12.Riesgo de falla en % .....	79
Tabla 5.13 Numero y longitud de aisladores considerando contaminación para perfil estándar ..	82
Tabla 5.14.Numero y longitud de aisladores considerando contaminación para perfil tipo niebla	82
Tabla 5.15 Resultados de selección de aislamiento según su tipo de perfil. ....	82
Tabla 5.16.Comparación de resultados obtenidos con trabajos anteriores [13]. ....	83
Tabla 5.17.Corrientes mínimas de ruptura de apantallamiento con distintas formulas.....	83
Tabla 5.18.Parámetros de apantallamiento para una amplitud de corriente de 5 kA parte 1. ....	83
Tabla 5.19.Parámetros de apantallamiento para una amplitud de corriente de 5 kA parte 2. ....	84
Tabla 5.20.Parámetros de apantallamiento para una amplitud de corriente de 16 kA .....	84
Tabla 5.21.Parámetros de apantallamiento para una amplitud de corriente de 19.304 kA .....	85
Tabla 5.22.Parámetros de apantallamiento para una amplitud de corriente de 127 kA .....	86
Tabla 5.23.Tasas de cebado directo e inverso de la interconexión Ecuador-Perú.....	87
Tabla 5.24 Tensiones $V_{e2}$ fase-tierra Sistema de Transmisión Santiago.....	90
Tabla 5.25 Tensiones $V_{p2}$ fase-fase L1 Sistema de Transmisión Santiago.....	90
Tabla 5.26.Tensiones $V_{et}$ fase-tierra Sistema de Transmisión Santiago .....	90

Tabla 5.27.Tensiones $V_{pt}$ fase-fase Sistema de Transmisión Santiago .....	90
Tabla 5.28.Factor Estadístico de Coordinación $K_{cs}$ .....	90
Tabla 5.29 Distribución estadística de sobretensiones en la línea de trasmisión la Niña-Piura....	91

## RESUMEN

**Tema:** “ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE EXTRA ALTA TENSIÓN A 500 KV DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN ATP DRAW”.

**Autor:**

Calle Guaña John Henry

El presente proyecto de investigación propone un modelo del sistema de transmisión a 500 kV del Sistema Nacional Interconectado incluyendo la interconexión Ecuador-Perú y el futuro sistema de transmisión Pasaje-Santiago, con el propósito de evaluar las sobretensiones temporales (TOV), de maniobra (SOV) y asociadas a descargas atmosféricas (LOV), que podrían producirse por eventos internos o externos en la red.

Basándose en la infraestructura expuesta en el Plan de Expansión de la Transmisión y en los criterios de coordinación de aislamiento presentados en las normativas IEC 60071-1, IEC 60071-2, IEC 60071-4 e IEEE Std 1313, se realizó la construcción del modelo de red en el software ATP Draw. Luego, se evaluaron las amplitudes de las sobretensiones bajo diferentes escenarios de operación y se compararon dichas magnitudes con los niveles referenciales del aislamiento utilizado en el sistema de 500kV.

Finalmente, se determinaron las sobretensiones representativas, el riesgo de falla R a través del método estadístico simplificado y la selección de la cadena de aisladores aplicando factores de corrección a las tensiones soportadas de coordinación, selección que fue sometida a una descarga atmosférica que contribuye a determinar la tasa de cebado directo e inverso. Los resultados del análisis muestran que la mejor estrategia para el control de sobretensiones es la utilización de bancos de reactores y también se muestra que la tasa de salidas por descarga atmosférica es aceptable al ser menor a la unidad.

**Palabras Clave:** Interconexión, Resistencia de Aislamiento, Sobretensiones Representativas, Riesgo de Falla.

## ABSTRACT

**Theme:** “ANALYSIS OF OVERVOLTAGES IN THE 500 KV EXTRA HIGH VOLTAGE LINE OF THE NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM OF ECUADOR USING THE ATP DRAW SIMULATION TOOL”.

**Author:**

Calle Guaña Jhon Henry

The research project proposes a model of the 500 kV transmission system of the National Interconnected System, including the Ecuador-Peru interconnection and the future Pasaje-Santiago transmission system to evaluate temporary overvoltages (TOV), maneuver (SOV) and associated with atmospheric discharges (LOV), which could be produced by internal or external events in the network.

After that, based on the infrastructure exposed in the Transmission Expansion Plan and on the insulation coordination criteria presented in the IEC 60071-1, IEC 60071-2, IEC 60071-4, and IEEE Std 1313 standards, the construction of the model was carried out in the ATP Draw software. Then, the amplitudes of the overvoltage are under different operating scenarios were evaluated and these magnitudes were compared with the reference levels of the insulation used in the 500kV system.

Finally, representative overvoltages were determined. The risk of failure R through the simplified statistical method and the selection of the insulator chain applying elimination factors to the coordination withstand voltages, a selection that was subjected to an atmospheric discharge that contributed to determining the rate of direct and reverse striking. The results of the analysis show that the best strategy for the control of overvoltages is the use of reactor banks and it is also shown that the rate of outputs per discharge is acceptable as it is less than the unit.

**Keywords:** Interconnection, Insulation Resistance, Representative Overvoltages, Stroke Rat



Universidad  
Técnica de  
Cotopaxi

CENTRO DE IDIOMAS

## *AVAL DE TRADUCCIÓN*

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen del proyecto de investigación al idioma Inglés cuyo título versa: **“ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE EXTRA ALTA TENSIÓN A 500 KV DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN ATP DRAW”**, presentado por **Calle Guaña John Henry**, estudiante de la carrera de **Ingeniería Eléctrica** perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas** lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimare conveniente.

Latacunga, 29 de marzo del 2022.

Atentamente,



EDISON MARCELO  
PACHECO PRUNA

Lic. Edison Marcelo Pacheco Pruna Mg.  
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS  
C.C. 050261735-0



CENTRO  
DE IDIOMAS

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

**Título:** ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE EXTRA ALTA TENSIÓN 500 KV DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN ATP DRAW

**Fecha de inicio:** octubre 2021

**Fecha de finalización:** febrero 2022

**Lugar de ejecución:** No aplica

**Facultad que auspicia:** Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

**Carrera que auspicia:** Carrera de Ingeniería Eléctrica.

**Proyecto Macro Asociado:** Desarrollo de Sistemas Eficientes para el Abastecimiento y uso de Energía Eléctrica a Nivel Local, Regional o Nacional.

### **Equipo de Trabajo:**

Grupo de Investigación de Sistemas Eléctricos de Potencia

- **Tutor de Titulación:**  
Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio Ms.C
- **Estudiante:**  
John Henry Calle

**Área de Conocimiento:** 07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

**Línea de investigación:** Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

**Sublíneas de investigación de la Carrera:** Explotación y Diseño de los Sistemas Eléctricos de Potencia

### **Sublínea 3:**

#### **Grupos Temáticos:**

- Diseño en Alto Voltaje

## 2. INTRODUCCIÓN

En este capítulo introductorio se presentan las bases en las cuales se va a desarrollar la investigación de sobretensiones en el sistema de transmisión a 500 kV. Iniciando en la sección 2.1 se plantea el contexto en el que se va a desarrollar el estudio. En las secciones **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y 2.2 se expone el campo de acción y los beneficiarios directos e indirectos de esta investigación. En la sección 2.4 se presentan las razones principales de la necesidad de un estudio de investigación de este tipo y teniendo más claro el panorama del proyecto de investigación en la sección 2.5 se plantea la hipótesis sobre el tema. Por último, en las secciones 2.6 y 2.7 se presentan los objetivos y el sistema de estudio que se debe seguir a cabalidad para cumplir con el desarrollo del análisis de sobretensiones.

### 2.1 EL PROBLEMA

#### 2.1.1 Situación Problemática

De acuerdo con el “Plan Maestro de Electrificación 2018 – 2027” y favoreciendo el crecimiento tendencial de la demanda, la incorporación de nuevas cargas especiales, reformas en la matriz energética-productiva del país y la interconexión entre Ecuador y Perú, además de añadir el sector petrolero al Sistema Nacional de Trasmisión (SNT) se espera que la demanda en el Ecuador crecerá hasta el año 2027 crecerá en al menos 3% y como máximo en 6%. Por ello, se requiere ampliar el diseño la red eléctrica para satisfacer de manera exitosa la demanda creciente mediante la planificación e incorporación de proyectos destinados para este fin.

Para realizar un diseño correcto y confiable de las nuevas instalaciones de expansión que se implementaran al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y cumpliendo con los niveles establecidos de servicio de acuerdo a las normativas locales e internacionales se deben realizar estudios entre los cuales destacan: Flujos de potencia, análisis de contingencias, estudio de cortocircuito, coordinación de protecciones, coordinación de aislamiento, entre otros. Este último es fundamental para determinar el nivel de aislamiento, así como las estrategias, medios o dispositivos de protección para contrarrestar los niveles elevados de tensión que se puede presentar en el sistema.

Con la ampliación de las redes eléctricas aumenta la posibilidad que ocurra una perturbación del equilibrio de la red dando como resultado variaciones instantáneas de corriente y voltaje debido a la interacción de energías almacenadas en campos eléctricos y magnéticos, cambiando repentinamente la configuración en especial en redes energizadas, esto se conoce como transitorios electromagnéticos y su resultado es la aparición de sobretensiones en el sistema.

Para reducir las magnitudes y la probabilidad de ocurrencia de las sobretensiones se debe predecir el origen de estas solicitaciones y conocer el comportamiento del aislamiento dieléctrico frente a las sobretensiones producidas obteniendo como resultado las bases para seleccionar adecuadamente los valores de resistencias de aislamiento. Por ello, surge la necesidad de modelar el sistema de 500kV de Ecuador, para someterlo a eventos puntuales de sobretensiones temporales (TOV), frente lento (SOV), frente rápido (LOV), obteniendo valores que servirán para realizar el dimensionamiento de las protecciones dieléctricas, así evitando procedimientos empíricos basados en sistemas anteriores o ajenos al modelo de estudio, lo que conllevaría una selección del aislamiento deficiente o sobredimensionada.

### **2.1.2 Formulación del Problema**

Se requiere de un modelo detallado del sistema de 500 kV para evaluar su comportamiento ante la presencia de sobretensiones.

## **2.2 OBJETO Y CAMPO DE ACCION**

El presente proyecto investigación tiene como objeto el estudio de las sobretensiones que se producen en el sistema de transmisión de extra alta tensión a 500 kV.

Según la nomenclatura internacional UNESCO esta investigación se basará en los campos de ciencia y tecnología:

330000 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.09 Transmisión y Distribución

## **2.3 BENEFICIARIOS**

### **2.3.1 Beneficiarios Directos**

El personal de CELEC TRANSELECTRIC podría aprovechar esta investigación, si se tomara en cuenta como un método actualizado para la determinación sobretensiones, lo que servirá para estudios de coordinación de aislamiento en el sistema de transmisión a 500 kV, al contribuir con la simulación del sistema y los datos recabados para futuras maniobras y expansiones.

Los estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi se beneficiarán al conocer el proceso de simulación de sobretensiones, selección de aislamiento y utilización del software ATP Draw, contribuyendo a los temas de estudio en la materia de Alto Voltaje.

### **2.3.2 Beneficiarios indirectos**

Los lectores finales que se encuentren realizando estudios de sobretensiones y coordinación de aislamiento al utilizar conceptos y procedimientos útiles mostrados en esta investigación. Además, el proyecto potencialmente podría beneficiar a los consumidores finales de energía eléctrica, ya que se busca mejorar la calidad de producto disminuyendo las salidas de la línea por sobretensiones.

## **2.4 JUSTIFICACIÓN**

Esta investigación se encuentra vinculada con el proyecto macro formativo: “Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional” de la carrera de Electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC), la cual se enfoca en el estudio de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) específicamente en sistemas de abastecimiento y el uso de energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los consumidores finales, además forma parte del grupo de investigación de Sistemas Eléctricos de Potencia. Por lo que, esta investigación será de gran aporte en el estudio de la transmisión de energía eléctrica asociado al proyecto macro formativo. Además, el proyecto de investigación surge respondiendo a la necesidad de modelar el sistema de 500 kV y someterlo a distintos escenarios de operación dirigidos al análisis de las sobretensiones para verificar si el sistema está preparado para

las solicitaciones dieléctricas que se producirán con la nueva energización de líneas y transformadores contempladas en el plan de expansión 2018-2027.

Los métodos que se pueden distinguir en el análisis de sobretensiones y coordinación de aislamiento son: determinista y estadístico, y su aplicación depende de la información disponible y de los valores que se puedan estimar sobre el sistema de estudio. Por ello, en esta investigación se utiliza el método estadístico y determinista debido a que las sobretensiones fundamentales para la selección del nivel de aislamiento se caracterizan de manera aleatoria mediante una función de densidad de probabilidad gaussiana; así mismo, la rigidez dieléctrica del aislamiento no tiene un comportamiento estático, sino que depende de la forma de onda de tensión aplicada lo que conlleva a estimar que también es de carácter estadístico. El software ATP Draw permite realizar un análisis estadístico de las sobretensiones por maniobra y también permite modelar la forma de onda de descargas atmosféricas inyectada al sistema que permite analizar tanto el comportamiento de sobretensiones como la rigidez del aislamiento requerido.

Al realizar de manera correcta el análisis de solicitaciones que se presentan en la red se puede optimizar la selección del nivel de resistencia del aislamiento que requiere el sistema para evitar daños en los equipos y líneas de transmisión, reduciendo así los costos asociados en opciones y estrategias para reducir estas sobretensiones. Al reducir los valores picos de sobretensiones la seguridad en la red aumenta y al optimizar el aislamiento de los equipos en base a estos valores, se aumenta la confiabilidad del sistema, contribuyendo a la calidad de la energía que se entrega a los usuarios finales cumpliendo con la demanda establecida en Plan Expansión de la Transmisión (PET). Finalmente, presentar el procedimiento de modelado de la red y someterlo a eventos transitorios, aporta al conocimiento de los estudiantes de la carrera de ingeniería eléctrica en la asignatura de diseño de alto voltaje, dado que de este trabajo se generarán casos de estudio con fines académicos.

## **2.5 HIPÓTESIS**

La implementación y operación de nuevas líneas de transmisión en el sistema de transmisión de 500 kV pueden producir sobretensiones que podrían provocar fallos en el aislamiento.

## 2.6 OBJETIVOS

### 2.6.1 Objetivo general

Desarrollar estudios de sobretensiones asociados a la línea de extra alta tensión 500 kV del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador para evaluar las sobretensiones producidas y seleccionar el aislamiento eléctrico.

### 2.6.2 Objetivos Específicos

- Investigar sobre el origen y distribución de las sobretensiones temporales y transitorias junto con sus implicaciones en los sistemas eléctricos de potencia para aplicar este conocimiento al sistema de transmisión de 500 kV.
- Modelar mediante el software ATP Draw el sistema de transmisión de 500 kV para someterlo a sobretensiones temporales, frente lento y frente rápido.
- Realizar el análisis de sobretensiones y coordinación de aislamiento tomando como referencia los resultados que arroja la simulación de ATP Draw.

## 2.7 SISTEMA DE TAREAS

Objetivos Específicos	Actividades (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas , Medios o instrumentos
<b>Investigar sobre el origen y distribución de las sobretensiones temporales y transitorias junto con sus implicaciones en los sistemas eléctricos de potencia para aplicar este conocimiento al sistema de transmisión de 500 kV.</b>	Revisión bibliográfica sobre los eventos transitorios en sistemas de potencia, analizando los parámetros que intervienen en estas perturbaciones.	- Información sobre los eventos que ocasionan sobretensiones en el sistema. - Parámetros que se deben evaluar para consideración en la selección de aislamiento.	- Artículos - Tesis - Revistas Tecnológicas (GAMMA, Revista Energía) - Informes - Bibliografía Especializada - Normativas: (IEC 60071-2, IEEE 1313 )

## UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI-CARRERA DE ELECTRICIDAD

<p><b>Modelar mediante el software ATP Draw el sistema de transmisión de 500 kV para someterlo a sobretensiones transitorias temporales, frente lento y frente rápido.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Recopilación de información sobre los parámetros eléctricos y mecánicos de la línea de trasmisión de 500 kV para aplicarlos al software de simulación.</li> <li>- Aplicación de un modelo de simulación con los datos recopilados y calculados sobre el sistema de 500 kV en el software ATP DRAW</li> <li>- Modelado tanto del sistema de transmisión ecuatoriano y peruano mediante equivalentes estáticos.</li> <li>- Adición de MODELS al sistema creado para ejecución de cálculos avanzados en ATP DRAW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Base de datos de especificaciones de la línea de 500 kV con ubicación de rutas e información de parámetros eléctricos propios de la línea de 500 kV.</li> <li>- Archivos ejecutables en formato (.atp) y (.acp) para simulación en ATP DRAW versión 7.2</li> <li>- Graficas de las variaciones de corriente y voltaje en los diferentes tipos de sobretensiones.</li> <li>- Informe estadístico del estudio de sobretensiones del sistema.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Plan De expansión 2018-2027</li> <li>- Anteproyectos CELEC, Tesis Revistas Tecnológicas</li> <li>- Manual de uso ATP Draw</li> <li>- Programa de simulación ATP Draw (Alternative Transient Program)</li> </ul>
<p><b>Realizar el análisis estadístico de sobretensiones tomando como referencia los resultados que arroja la simulación de ATP Draw.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cálculo de sobretensiones representativas utilizando funciones estadísticas propias del programa.</li> <li>- Comparación de niveles de aislamiento ante sobretensiones aplicadas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Archivo en formato (.xls) que presente el informe numérico del análisis de sobretensiones y niveles de aislamiento en la línea de 500 kV.</li> <li>- Informe final de las sobretensiones más representativas para la selección de aislamiento.</li> <li>- Comparación de sobretensiones con niveles de aislamiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Herramienta de cálculo de coordinación de aislamiento desarrollada en Microsoft Excel</li> <li>- Programa de simulación ATP Draw 7.2 (Alternative Transient Program)</li> </ul>

### **3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA**

En este capítulo se presentan las bases teóricas en las cuales se basa este proyecto para desarrollar el análisis de sobretensiones. Iniciando en la sección 3.1 se detalla bibliografía que guarda relación con el tema tratado, destacando sus aspectos más importantes y la importancia que tienen estas fuentes para el estudio. En la sección 3.2 se presentan conceptos de transitorios electromagnéticos junto con el origen y clasificación de las sobretensiones que son catalogadas en base a bibliografías y normativas especializadas en el tema. Después, en la sección 3.3 se exponen las sobretensiones temporales haciendo énfasis en las causas que lo producen y parámetros de estudio. Luego, en la sección 3.4 se muestran los fundamentos de las sobretensiones de frente lento o maniobra enfocándose en los eventos que las causan y su desarrollo en las líneas de transmisión, además de incluir el tópico de Tensión Transitoria de Recuperación (TRV) para evaluar el comportamiento de los interruptores cuando se realiza una maniobra, como último punto de esta sección también se abarca la distribución estadística de sobretensiones que permite un análisis más preciso de estas solicitaciones dieléctricas. Por último, en la sección 3.5 se estudia a las sobretensiones por descarga atmosférica o de frente rápido, haciendo énfasis en los eventos de descarga directa e inversa, incluyendo el modelo electrogeométrico para el análisis del apantallamiento de en la línea de transmisión.

#### **3.1 ANTECEDENTES**

El dimensionamiento del aislamiento de los sistemas eléctricos, antes de 1920 se realizaba de manera empírica, utilizando el producto de la tensión de servicio a frecuencia industrial por un factor de seguridad elegido según la experiencia de las instalaciones anteriores, obteniendo así un valor cercano a la máxima tensión de servicio, pero en el momento que las nuevas redes eléctricas requería niveles de tensiones superiores a 100 kV, es cuando se exigió una mayor especificación del problema de sobretensiones y con la ayuda de los ensayos de impulso se comprobó que los aislamientos no podían seleccionarse solo por su capacidad de soportar las sobretensiones a frecuencia industrial; por ello, el estudio de coordinación de aislamiento en la actualidad se refiere al dimensionamiento de los aislamientos de acuerdo a criterios como los materiales que los componen, las solicitaciones dieléctricas y los equipos de protección contra sobretensiones [1].

El Plan Maestro de Electricidad [2] y la Descripción detalla del Proyecto de 500 kV [3] describen el SNI actual, detallando los parámetros eléctricos necesarios para modelar el sistema de transmisión de extra alta tensión 500 kV, como la ubicación y descripción electromecánica de las líneas de transmisión. Así también, se presentan los futuros proyectos de expansión entre los cuales destacan la interconexión Ecuador-Perú, además de nuevas subestaciones 500/230 kV. Para complementar la información sobre la interconexión Ecuador –Perú a 500 kV , se obtienen datos de suma importancia en [4] que contiene como finalidad definir alcances y lineamientos técnicos para el desarrollo del proyecto de integración eléctrica regional.

En [1] especialmente en el capítulo 12 contiene información sobre simulaciones el software ATP DRaw que es una excelente opción para recrear el comportamiento de sistemas eléctricos de potencia ante sobretensiones y para realizar una simulación efectiva de sobretensiones la red eléctrica se debe ejecutar una representación matemática estricta. Por ello, [5] brinda directrices de representación del SNI para el tipo de evento transitorio que se desea estudiar, ya que el modelamiento de cada componente es diferente, tal es el caso de las líneas de transmisión donde se consideran parámetros distribuidos, en transformadores se debe considerar los efectos de saturación y pérdidas de hierro y cobre, y por último en fuentes de generación se aprecia a través de un equivalente estático Thevenin y sin considerar el modelamiento de los controladores electromecánicos. Por lo tanto, el estudio presentado en [6] ofrece estimaciones de equivalentes de la red de 500 kV. Adicionalmente se utilizan las investigaciones [7] y [8] para obtener información del banco de reactores instalados en el sistema de transmisión a de 500 kV y valores de compensación referenciales de la interconexión Ecuador-Perú.

En [9] “Coordinación de aislamiento en subestaciones de 500 kV” se presentan conceptos de los un procedimientos determinista y estadístico para obtener las posibles sobretensiones que aparecen en la subestación de Extra Alta Tensión (EHV). Además, el trabajo aplica el procedimiento de selección del pararrayos relacionando las sobretensiones más elevadas del sistema y el efecto del pararrayos con el comportamiento deseado del aislamiento, obteniendo la tensión soportada de coordinación ( $V_{cw}$ ), tanto para aislamiento interno y externo obtenido los valores mínimos de tensión soportada requerida ( $V_{rw}$ ) el procedimiento aplicado en esta investigación servirá para realizar los cálculos de sobretensiones.

El estudio [10] “Coordinación óptima de aislamiento en líneas de transmisión de alto voltaje considerando condiciones de contaminación” brinda un procedimiento óptimo de coordinación de aislamiento al establecer el número óptimo de la cadena de aisladores para diferentes niveles de tensión desde 138 kV, 230 kV y 500 kV . Además, toma en cuenta las condiciones ambientales, todo ello comparando sus resultados con los valores ya establecidos en las estructuras del SNI, valores que servirán para el modelamiento de la cadena de aisladores.

De [11],[12] el trabajo de investigación “Análisis estadístico de sobretensiones y estudio de coordinación de aislamiento para una línea de transmisión de 500 kV “ , desarrolla un enfoque más sofisticado y preciso para calcular la tasa de destellos por sobretensión de conmutación (SSFOR) , también se analiza la distribución de la sobretensión de conmutación a lo largo de la línea de transmisión en diferentes condiciones del sistema, utilizando métodos modernos de coordinación de aislamiento usando conceptos probabilísticos y procedimientos estadísticos en especial para los sistemas de gamma II; ya que el dimensionamiento del aislamiento para tensiones máximas de sistemas mayores a 245 kV se realizan en base especialmente a las sobretensiones por maniobra al ser de una magnitud más elevada que las sobretensiones temporales y también a que su probabilidad de ocurrencia que tiene un rango mayor en comparación con las descargas atmosféricas [1], exceptuando algunas regiones con un nivel cerámico más elevado.

Al no encontrar factible modelar la descarga atmosférica de acuerdo a su forma de onda estandarizada (impulso tipo rayo 1.2/50  $\mu$ s) ya que al ser utilizada en ensayos de laboratorio no brindaría una respuesta acertada en los sistemas reales. Por esta razón, se opta por la opción que se presenta en [13], donde se explica la naturaleza probabilística estandarizada de las descargas atmosféricas, cual contribuye al modelamiento de la forma de onda de descarga dependiendo su probabilidad de ocurrencia para poder obtener un resultado más aproximado de cómo se comportaría la línea de transmisión en condiciones reales sometida a este estrés dieléctrico.

Para el estudio de sobretensiones por descarga atmosférica debido a que su naturaleza aleatoria de características físicas y eléctricas depende del ambiente por la presencia de una diferencia de potencial de elevada magnitud en la atmosfera, se debe considerar el nivel cerámico de la región donde se desee evaluar el fenómeno para determinar la densidad de descargas totales sobre la línea de transmisión , valor de gran utilidad para modelar el impacto que se puede dar en la línea de transmisión 500 kV [14].

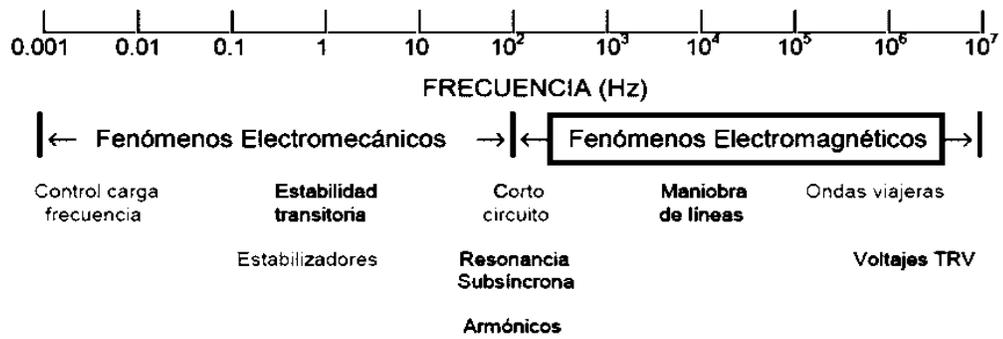
El estudio [13], “Estudio de sobretensiones por descargas atmosféricas en líneas aéreas de transmisión”, utiliza como objeto de estudio el sistema de transmisión boliviano a 230 kV mostrando la influencia de los parámetros de descarga que en las sobretensiones que se producen en este sistema y su importancia en este trabajo de investigación radica en el diseño del sistema en el software ATP DRAW el cual se modificara para aplicarlo en la línea de transmisión 500 kV del SNI.

### **3.2 SOBRETENSIONES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

En un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) puede ocurrir un cambio de sus condiciones iniciales tras sufrir una perturbación, como consecuencia de esto el sistema pasa de un sistema estable a uno transitorio provocando la variación de sus parámetros normales de operación, como lo son: voltaje, corriente, frecuencia, potencia, etc. Dependiendo de su configuración puede o no volver a sus valores estables de operación. Por ello, el sistema se configura en función a la clasificación de los fenómenos transitorios que se puedan presentar en la red, tomando en cuenta la frecuencia de operación como lo mostrado en la

Figura **3.1**, estos fenómenos se dividen en:

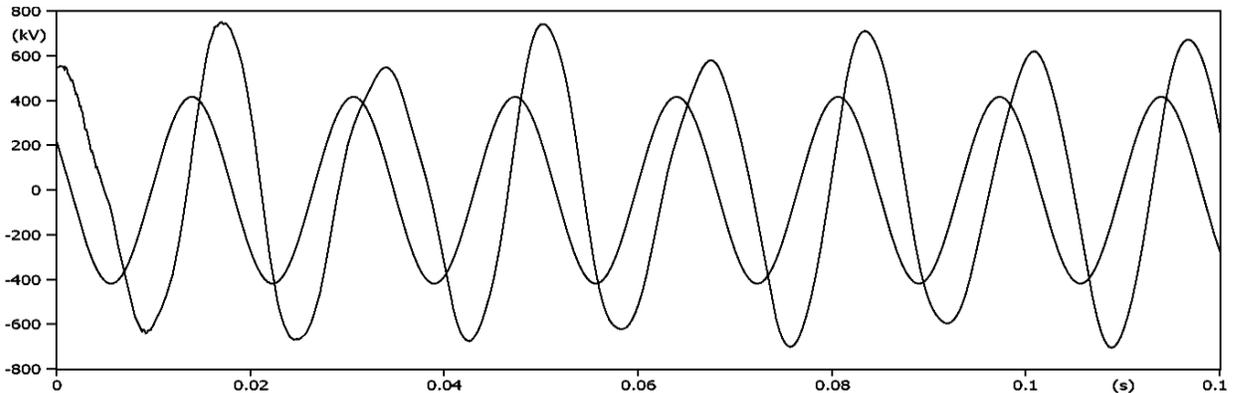
- **Transitorios Electromecánicos:** Tras producirse una perturbación interactúan los elementos eléctricos y mecánicos, por ejemplo: para que el sistema recupere su estabilidad después de una falla influye la inercia de la máquina que depende de la composición física del rotor en los generadores.
- **Transitorios Electromagnéticos:** Después de una perturbación a la red se producen intercambios de energía almacenadas en campos eléctricos y magnéticos que pertenecen a los elementos capacitivos e inductivos del SEP.



**Figura 3.1.** Clasificación de Transitorios de acuerdo a su Frecuencia [17].

Los fenómenos transitorios en la red son causados por operaciones de maniobra, fallas y descargas atmosféricas en líneas de transmisión y como respuesta del sistema se presentan sobrecorrientes y sobrevoltajes. Estas sobretensiones o sollicitaciones dieléctricas se definen como la elevación de tensión en comparación con el nivel de tensión nominal del sistema, como se muestra en la Figura 3.2, esta elevación del valor pico de voltaje provoca desgaste o daños en el aislamiento de los equipos y aunque el funcionamiento normal de las redes se produce en un estado permanente o cuasi permanente las sollicitaciones dieléctricas que se producen durante los procesos transitorios son las que definen el nivel de aislamiento. Para analizar sobretensiones se debe tener en cuenta los siguientes objetivos [1]:

- Establecer el origen y el tipo de sobretensión que se pueda presentar.
- Determinar la distribución estadística de aquellas sobretensiones que se utilizaran para seleccionar el aislamiento.
- Evaluar en que escenarios se producen las mayores sobretensiones al establecer un valor de referencia.



**Figura 3.2.** Representación de ondas de sobretensiones en comparación de la onda de tensión nominal.

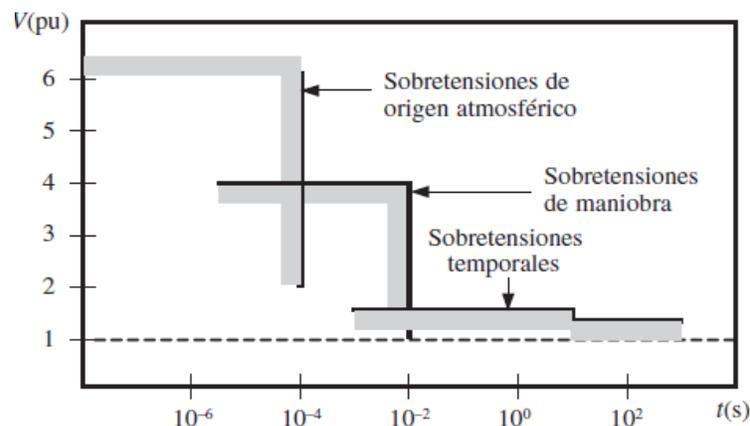
### 3.2.1 Origen y Clasificación de Sobretensiones

Para comprender el comportamiento de las sollicitaciones dieléctricas en el SEP se debe clasificar a las sobretensiones según su origen, características y parámetros que influyen en sus valores de amplitud, según su origen se tiene [18] :

- **Sobretensiones internas:** son producidas internamente en el sistema por variaciones de las condiciones iniciales de operación al realizar maniobras en el sistema. Pueden ser temporales o de maniobra.
- **Sobretensiones externas:** son producidas por situaciones impropias del sistema eléctrico, principalmente se encuentran las descargas atmosféricas.

Para una clasificación más completa de las sobretensiones se miden parámetros como su duración a frecuencia industrial y también la forma de onda del efecto que estas tienen sobre el aislamiento o los sistemas de protección. Según las normativas internacionales IEC 60071-2 [15] e IEEE 1313-1 [16], las sobretensiones también se pueden clasificar según su magnitud y duración en :

- Voltaje de operación continuo
- Sobretensiones Temporales
- Sobretensiones de conmutación o sobretensiones de frente lento
- Sobretensiones por descarga atmosférica o sobretensiones de frente rápido
- Sobretensiones de frente muy rápido (GIS).



**Figura 3.3.** Clasificación de sobretensiones [15].

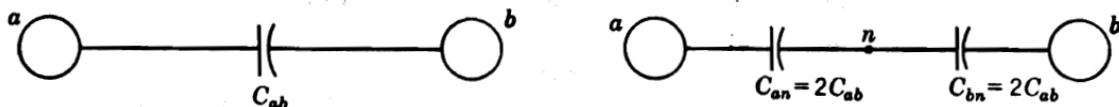
En cuanto, a las sobretensiones producidas en laboratorios se utilizan con el objetivo de verificar el comportamiento de los aislamientos cuando se los expone a los diferentes tipos de sobretensiones controladas midiendo su comportamiento mediante ondas que se conocen como formas de onda normalizada, como se muestran en el Anexo F [1], [15]. Las cuales se utilizan como base para realizar pruebas en aislamiento brindando impulsos de tensión con un tiempo subida hasta el valor de creta y el tiempo de cola que varía dependiendo el pulso de sobretensión que se le determina, simulando así el comportamiento que tendría el aislamiento al momento de la puesta en operación [15]. Aun así, su comportamiento en campo es diferente ya que las sobretensiones dependen de varios factores particulares externos para alcanzar valores de amplitud y también el comportamiento del aislamiento cambia en el tiempo. Para relacionar la tensión insertada al aislamiento en campo y el comportamiento del aislamiento en laboratorios, aparecen las llamadas sobretensiones representativas y se obtiene su valor cuando se realizan procesos en los cuales se ajustan a las sobretensiones a valores que cumplan las condiciones de resistencia tanto en operación como en laboratorio.

### 3.3 SOBRETENSIONES TEMPORALES

Las sobretensiones temporales o TOV (*Temporal OverVoltage*) suelen ser de origen interno y su duración es relativamente larga, cuentan con un amortiguamiento algo reducido y su frecuencia es similar a la frecuencia fundamental. Los eventos que aportan al surgimiento de estas sobretensiones temporales se presentan a continuación.

#### 3.3.1 Efecto Ferranti

Todas las cargas eléctricas tienen naturaleza inductiva y por ello consumen energía reactiva de las líneas de transmisión y esto provoca una caída de tensión en la línea, mientras que a lo largo de la ruta se tiene un efecto capacitivo entre conductores y entre conductor-tierra como se muestra en la Figura 3.4. Este efecto se considera al analizar líneas de transmisión media y larga.



**Figura 3.4.** Representación de capacitancia entre conductores y entre conductores con neutro [19].

El Efecto Ferranti se produce cuando la corriente consumida por la capacitancia distribuida de la propia línea de transmisión es mayor en comparación con la corriente de la carga en el receptor y se debe a que la caída de tensión en la inductancia de la línea está en fase con los voltajes finales de envío. Las elevaciones de voltaje dependerán de la longitud de la línea y el valor de voltaje de envío [20].

$$V_s = A \cdot V_r + I_r \cdot B \quad (3.1)$$

$I_r$  es igual aproximadamente 0 cuando una línea está en vacío o con baja carga, desapareciendo de la expresión (3.1), lo que resulta en las siguientes expresiones:

$$V_r = A \cdot V_e \quad (3.2)$$

$$V_r = \frac{V_s}{A} \quad (3.3)$$

Donde:

$V_r$  Voltaje en el extremo receptor

$V_e$  Voltaje en el extremo emisor

$A$  y  $B$  parámetros de análisis en líneas largas y medias [19].

### 3.3.2 Pérdida de Carga

Cuando el sistema tiene un corte brusco de carga se produce una elevación en todo el sistema ya que se reduce el flujo de corriente y la caída de tensión se ve reducida en la impedancia provocando que el efecto capacitivo aumente sobre todo en los instantes después de la desconexión cuando aún no actúan los reguladores de tensión [18]. En cuanto al generador que atiende a estas cargas el efecto que se tiene al disparo del interruptor es que la potencia cedida por el generador pase de un valor de operación normal a un valor cero abruptamente lo que provoca elevación de tensión en los bornes del generador y en la línea de conexión con el resto del sistema. Las magnitudes de estas sobretensiones causadas por rechazo de carga dependen de la carga desconectada, del comportamiento de la red después del corte de corriente y de las características

de la fuente de energía, lo que se cataloga como la potencia de cortocircuito de la subestación, velocidad y regulación de tensión de los generadores, etc. Se obtiene magnitudes de sobretensiones por pérdida de carga desde 1,2 p.u. hasta 2,5 p.u. [21] ,estas amplitudes varían dependiendo de los parámetros antes mencionados.

### 3.3.3 Fallas a Tierra

Es una de las causas más comunes de sobretensiones temporales en el SEP, como consecuencia de sobrecargas, cebados de aisladores o fallas humanas, entre otros; inicia con una falla monofásica o una falla bifásica a tierra que da paso a la aparición de un transitorio resultando en una sobretensión a frecuencia industrial manteniendo casi la misma forma de onda sinusoidal, para el análisis de sobretensiones por fallas a tierra basta con tomar los resultados de una falla monofásica que se ha comprobado que causa las mayores sobretensiones temporales en el sistema. El valor de cresta de estas sobretensiones depende del factor por defecto a tierra  $k$ , este valor está condicionado para una ubicación y configuración de red específica. También se lo puede calcular con la relación entre la tensión eficaz máxima entre fase y tierra en una fase sana durante una falta a tierra y la tensión eficaz entre fase y tierra en esa ubicación antes de la falla [18]. El valor pico de la tensión en las fases sanas se calcula por la siguiente expresión:

$$k \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot V_s \quad (3.4)$$

Donde  $V_s$  es la tensión eficaz fase-fase en el momento de ocurrir la falla y el valor del factor a tierra  $k$  depende de las características de impedancia de secuencia positiva  $Z_1$  y cero  $Z_0$  , para líneas de transmisión. Si no es posible acceder a los datos necesarios de impedancias de secuencia del sistema, la Tabla 3.1 muestra valores representativos del factor de defecto a tierra en función del aterrizaje en la red donde se origina la falla.

**Tabla 3.1.** Valores de referencia de factor de defecto a tierra  $k$  [1]

Conexión Del Neutro	$k$
Neutro rígido a tierra	1.4
Neutro no rígido a tierra	1.7
Neutro Aislado	1.9

Al momento de originarse una falla monofásica en el sistema y despejarla se producen sobretensiones a consecuencia del cambio de tensión desde la tensión de servicio a la sobretensión temporal, afectándose las fases sanas y otra razón que contribuye a la sobretensión es el retorno desde un valor próximo a cero en la fase fallada, estas sobretensiones se pueden representar de manera conservadora en las siguientes expresiones [1]:

Inicio de falla

$$V_{et} = (2k - 1)V_s \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (3.5)$$

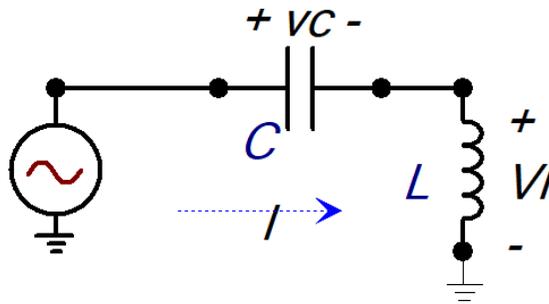
Despeje de falla

$$V_{et} = 2 \cdot V_s \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \quad (3.6)$$

Por lo general, las sobretensiones temporales aparecen combinadas, ya sea iniciado con una falla a tierra y posteriormente la desconexión de carga por causa de los interruptores o en un caso extremo la desconexión de las grandes cargas produce sobretensiones temporales que provoca una falla a tierra al resto de la red.

### 3.3.4 Resonancia y Ferroresonancia

Se pueden dar sobretensiones temporales cuando se tiene elementos que contienen parámetros inductivos y capacitivos con características de magnetización no lineales. Si se analiza la Figura 3.5, se tiene un circuito LC sin resistencia, lo que significa que no está amortiguado, entonces se obtiene las siguientes expresiones:



**Figura 3.5.**Esquema de circuito RL.

$$V_L = jX_L \cdot I \quad (3.7)$$

$$V_C = -jX_C \cdot I \quad (3.8)$$

$$E = V_L + V_C = j(X_L - X_C) \cdot I \quad (3.9)$$

$$I = \frac{E}{j(X_L - X_C)} \quad (3.10)$$

La tensión en el condensador se representa como:

$$V_C = \frac{E}{(1 - \omega^2 LC)} \quad (3.11)$$

Como el valor de  $V_C$  depende de la frecuencia, se le denomina frecuencia de resonancia, en el que el término del denominador se anula y la tensión en el condensador puede alcanzar un valor infinito. Aunque en un caso real la energía se disipa ya que viene limitada por la resistencia propia del circuito.

$$\omega_r = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (3.12)$$

Una sobretensión temporal causada por resonancia puede alcanzar valores muy elevados, pero pueden ser limitados en el diseño del sistema mediante cambios de configuración de resistencias de amortiguamiento. Es importante señalar no se deben considerar como base para la selección de la tensión asignada de pararrayos o para estudios de coordinación de aislamiento [1]. En lo referente al fenómeno de ferresonancia es un fenómeno de resonancia no lineal, y se produce con el intercambio de energía entre las capacitancias distribuidas a lo largo de la red y las inductancias no lineales y al depender de la variabilidad de la inductancia puede alcanzar una banda ancha de

frecuencia, para que se de este fenómeno es necesario que se cumplan las siguientes condiciones, las cuales son [18]:

- Conexión de condensadores y bobinas de inductancia no lineal.
- Existencia dentro de la red de al menos un punto cuyo potencial no es fijo.
- Componentes de la red poco cargadas o fuentes pequeñas de potencia de cortocircuito.

### 3.4 SOBRETENSIONES POR MANIOBRA O FRENTE LENTO

Las sobretensiones de maniobra o SOV (*Switching Overvoltage*) en su mayoría son originadas por la acción de los interruptores de potencia, esta acción cambia el estado y la configuración del sistema generándose fenómenos transitorios en donde el valor de la amplitud de la sobretensión es resultado de considerar la superposición de una componente transitoria a la componente en régimen permanente. Las características principales se muestran en la Tabla 3.2, para analizar su comportamiento pueden determinarse dos eventos puntuales, los cuales son:

- La energización de líneas de transmisión, transformadores, reactores o bancos de condensadores.
- El corte y reenganche de energía de líneas de transmisión, transformadores, reactores o bancos de condensadores.

**Tabla 3.2.**Características de sobretensiones de frente lento

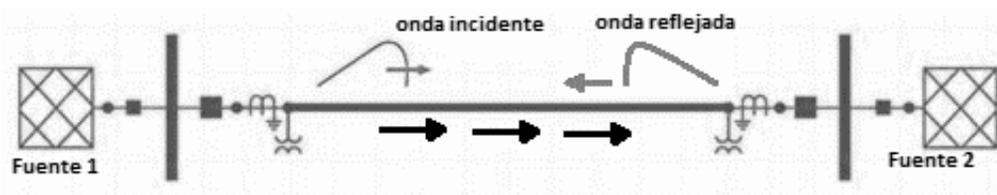
<b>Naturaleza</b>	Oscilatoria
<b>Duración</b>	De cientos de <i>us</i> a varios <i>ms</i>
<b>Frecuencia</b>	Entre 2 y 20 <i>kHz</i>
<b>Forma de onda normalizada</b>	250/2 500 <i>us</i>
<b>Magnitud</b>	Varía dependiendo del elemento de acción de maniobra y tiempo de acción

Como se indica en la Tabla 3.2 el máximo valor de la sobretensión de frente lento depende del tiempo en el que se realiza la maniobra, ya que este influye en el accionar de los interruptores, porque se verifica la posición en la onda de tensión sinusoidal y por lo general las menores magnitudes de sobretensión aparecen cuando se realiza una maniobra en el llamado cruce por cero de la onda de tensión. Una vez determinados los picos de tensión y si estos superan los rangos establecidos se puede acudir a estrategias para limitar las sobretensiones por maniobra, las cuales tienen como objetivo controlar o alterar el proceso transitorio que se origina. Para realizar este

control se pueden encontrar las siguientes estrategias: utilizar interruptores con cierre sincronizado que se basa en escoger el momento más adecuado para realizar el cierre de un interruptor y también resistencias de pre-inserción (PIR) en serie con interruptores de línea a través de las cámaras de interrupción, ya que ayudan principalmente a limitar sobretensiones debido a conexión de líneas y maniobras con corrientes inductivas.

### 3.4.1 Energización de Líneas de Transmisión

La energización de líneas depende principalmente de la tensión en cada fase en la cual los polos del interruptor cerraran , una vez cerrada la primera fase aparecen ondas de voltaje y corriente que viajan a lo largo de la línea en forma de onda electromagnética que se propagan en ambos sentidos a través de los conductores con una velocidad de propagación de onda aproximada a la velocidad de la luz, cuando estas ondas llegan al extremo de la línea en vacío se reflejan y retroceden a su punto inicial, esto provoca una que se adicione el valor de ondas que se reflejan al final de la línea con las ondas incidentes iniciales, se conocen como ondas reflejadas de corriente y de voltaje que se pueden atenuar y hasta desaparecer después de algunas reflexiones dependiendo de las pérdidas en la línea [18]. Al reflejarse las ondas de tensión en el extremo de la línea abierta se producen las mayores sobretensiones; por tanto, su análisis se debe tener en cuenta la línea en vacío y también las sobretensiones fase-fase que se producen debido al acoplamiento existente entre las fases.



**Figura 3.6.** Representación de ondas incidente y onda reflejada de tensión y corriente en líneas de transmisión [22].

### 3.4.2 Recierre de Líneas de Transmisión.

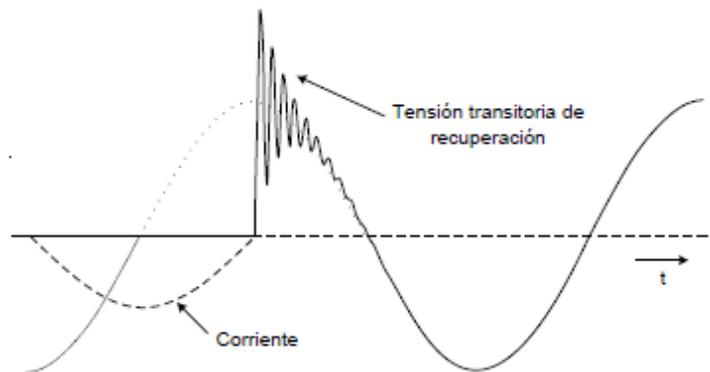
Esta maniobra se caracteriza por ser ejecutada posteriormente a la desconexión de la línea, generalmente al interrumpir una falla monofásica, y antes de establecer una nueva conexión entre el sistema esta maniobra está condicionada por un tiempo de espera conocido como “tiempo

muerto”. Este tiempo muerto es relevante ya que se debe esperar que la tensión residual que se encuentra en la línea sea drenada o caso contrario la diferencia de potencial aun existente en la línea de transmisión suele provocar altas tensiones. El tiempo de espera para descargar tensiones residuales en la línea puede variar de 2 a 5 minutos cuando se produce una salida con la línea en vacío, dependiendo de las condiciones ambientales y configuración del SEP. Mientras que, para maniobras causadas por fallas a tierra el tiempo muerto para re cierres de línea de transmisión es de 0.5 s propuesto en [4]. Para drenar la carga atrapada la línea de transmisión utiliza un reactor en derivación , esto provoca que la carga residual retenida en las capacitancias de la línea tome una forma oscilatoria dependiendo del grado de compensación en paralelo [18]. Adicionalmente las amplitudes de las sobretensiones por estas causas dependen de numerosos factores como:

- Configuración del sistema de alimentación, simple o mallado
- Tipo de interruptor, monopolar o trifásico
- Potencia de cortocircuito de las barras a partir de la línea que se conecta
- Niveles de compensación
- Grado de carga conectada
- Longitud de la línea
- Condiciones en el extremo receptor de la línea, si se encuentre en vacío o presencia de un transformador.

### **3.4.3 Voltaje Transitorio de Recuperación TRV**

Al momento de detectar la falla a tierra las protecciones del sistema despejan la falla al separar los contactos de los interruptores y por consecuencia desenergizando la fase fallada, cuando esto ocurre aparece entre los polos del interruptor lo que se denomina tensión transitoria de recuperación TRV (*Transient Recovery Voltage*). Al momento de la apertura del sistema se tiene dos partes las cuales se divide entre la parte de fuente y carga, el TRV es la diferencia de tensión entre estos lados, y en algunas ocasiones se presenta el arco de corriente que intenta evitar la apertura del interruptor.



**Figura 3.7.**Representación de TRV al despejar una falla [23].

Si la interrupción del circuito se hace de forma exitosa la corriente de arco se auto-extingue y la tensión se establece igual a la de la fuente; sin embargo, en ocasiones no es posible una interrupción de corriente exitosa ya que el medio dieléctrico que se encuentra entre los polos del interruptor no es capaz de extinguir la corriente y la tensión entre los bornes del interruptor, que es mayor a la tensión máxima que soporta el equipo, dando paso a una ruptura dieléctrica que tiene como resultado el establecimiento de la onda de corriente, esto se le denomina reencendido de arco y produce daños destructivos en los interruptores [23]. Para realizar nuevamente una apertura del sistema se debe esperar a que la corriente tenga de nuevo un cruce por cero y así evitar altas tensiones que provoquen un reencendido. Si un interruptor sometido a TRV's excede su capacidad, entonces no cumple con los requerimientos. Por ello, para su análisis se dividen a las faltas en: Fallas kilométricas y Fallas en terminales, en función de esto se obtiene las gráficas de pruebas de interruptores que relacionan la corriente nominal de este elemento de interrupción con la corriente de cortocircuito. Los parámetros que definen un TRV son [24]:

- $U_r$  tensión nominal
- $K_{pp}$  factor de primer polo
- $k_{af}$  factor de amplitud
- $t_1$  Tiempo de subida del primer polo
- $t_2$  Tiempo de subida del segundo pico de voltaje específicamente para fallas terminales
- $RRRV$  Tasa de subida de voltaje de recuperación.

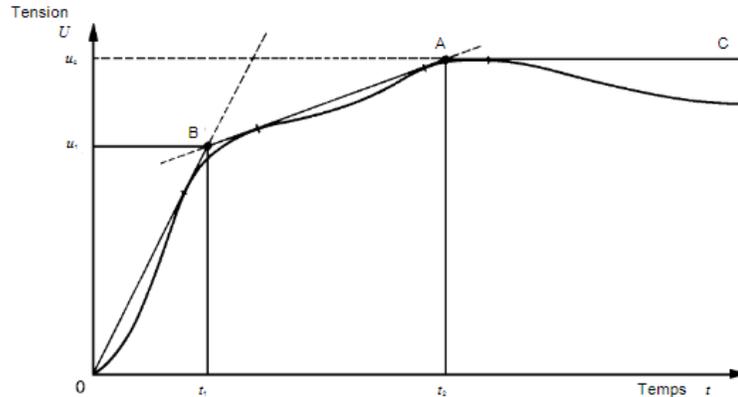
Las curvas de ganancia de rigidez dieléctrica en interruptores se representan con la letra T y a su lado el porcentaje de corriente nominal del interruptor, es decir si para un interruptor de 50 kA ocurre una falla con  $I_{cc} = 25 \text{ kA}$  entonces para el análisis de TRV se podría emplear una curva T60. Es importante mencionar que para T10 y T30 se utilizan la curva de 2 parámetros, mientras que para T60, T100 y la curva para análisis de fallas en terminales se utiliza 4 parámetros, esta diferencia se muestra en el Anexo H. Los valores necesarios para graficar estas curvas vienen dados por el fabricante ya que se somete a pruebas en fabrica para obtenerlos; sin embargo, la normativa IEC 62271-100 [24], presenta valores de referencia con los parámetros de análisis de TRV.

**Tabla 3.3.** Parámetros de TRV para interruptores de 500 kV para fallas terminales [33].

Tensión Asignada <i>Ur KV</i>	Servicio de prueba	Factor de primer polo <i>kpp p.u.</i>	Factor de amplitud <i>Kaf p.u.</i>	Primera tensión de referencia <i>u1 kV</i>	Time <i>t1 us</i>	TVR Peak Value <i>Uc kV</i>	Time <i>t2 or t3 us</i>	Time Delay <i>td</i>	Voltage <i>u' kV</i>	Time <i>t' us</i>	Rate of rise <i>u1/t1 Uc/t3 kV/us</i>
<b>550</b>	T 100	1.3	1.4	438	219	817	876	2-(61)	219	111-171	2
	T 60	1.3	1.5	438	146	876	876	2-(44)	219	75-117	3
	T 30	1.3	1.53	-	-	899	180	27	300	87	5
	T 10	1.3	0.9-1.7	-	-	103	128	19	298	62	7
	Op1-Op2	2	1.25	674	438	112	876-1752	2-(44)	337	221-253	1.54

El objetivo de un estudio de TRV es verificar que las características de TRV no excedan la capacidad del interruptor como se muestra en la Figura 3. 8; ya que, cada interruptor tiene una capacidad de TRV especificada en curvas de voltaje en función del tiempo disponible en o en catálogo de proveedores dependiendo a las pruebas que está sometido se dividirá en T10, T30, T60 y T100. Los resultados de un estudio de TRV presentan curvas de voltaje transitorio

más críticos en conjunto con las curvas de referencia para verificar la capacidad TRV del interruptor y así evitar reencendido de arco en el sistema.



**Figura 3. 8** Representación de curva de ganancia de rigidez dieléctrica en comparación con la tensión resultante del interruptor [33].

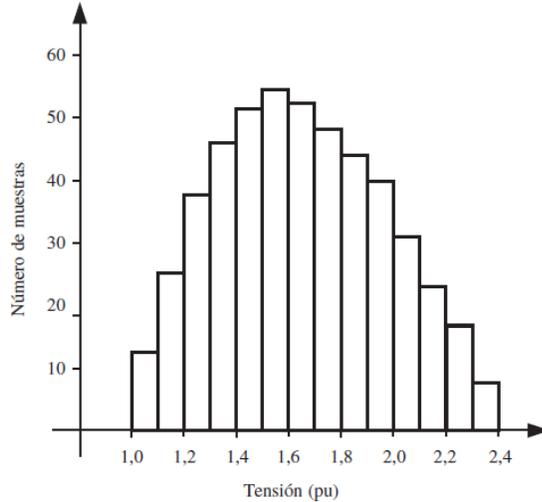
### 3.4.4 DISTRIBUCIÓN ESTADÍSTICA DE SOBRETENSIONES

En general, las sobretensiones originadas por maniobras y las causadas por descarga atmosférica tienen un carácter aleatorio ya que contienen muchos parámetros y variables importantes en el análisis de estas sobretensiones. Las distribuciones estadísticas obtenidas son aplicables para determinar el nivel de aislamiento en líneas de alta tensión (HV) y extra alta tensión (EHV), obteniendo así el valor riesgo de fallo que proporcionaría la fuerza eléctrica del aislamiento [25]. Para realizar el cálculo de la distribución estadística se debe tener en cuenta tres pasos [1]:

- Selección de una distribución estadística para todas las variables y parámetros aleatorios.
- Desarrollo de un modelo matemático para el sistema en estudio, considerando la sobretensión a calcular.
- Aplicación de un procedimiento de cálculo estadístico, por lo general basado en el método de Monte Carlo.

Para obtener una distribución estadística de sobretensiones para la energización de una línea, basándose en el método de Monte Carlo que ejecuta operaciones estadísticas mediante la generación de números aleatorios para diferentes distribuciones de probabilidad, obteniéndose así valores de tensión de cresta que se ordenan en forma creciente o decreciente dependiendo el intervalo de tiempo en el que se hallaron estos valores de cresta, básicamente se analiza el número

de muestras obtenidas en un determinado intervalo de tiempo y se lo representa en forma de histograma como la Figura 3. 9 , siendo  $u$  el valor inicial y  $u + \Delta u$  el valor final.



**Figura 3. 9.**Histograma de Sobretensiones [1]

La probabilidad de que ocurra una sobretensión  $u$  con valor dentro del intervalo de tiempo evaluado se puede aproximar con la siguiente expresión:

$$P[u < U < u + \Delta u ] = \frac{\eta_u}{\eta_{total}} \quad (3.13)$$

Donde:

$\Delta u$  representa en número muestras que contiene el valor fijo o aproximado de la sobretensión  $U$

$\eta_{total}$  representa el número total de muestras que se obtuvieron en el análisis

Para que exista una convergencia más precisa del método de Monte Carlo se deben generar valores aleatorios necesario para variables aleatorias y así poder obtener los valores analizados en el intervalo de tiempo; por ello, se debe repetir estos pasos tantas veces como sea posible. Y con estos antecedentes la función de densidad de probabilidad es el resultado de aumentar el número de muestras totales indefinidamente. Para un estudio con valores aceptables se recomienda de 100 a 300 muestras para tener un resultado aproximado en la simulación [1].

$$fs(u) = \lim_{\eta_{total} \rightarrow \infty} \frac{\eta_u}{\eta_{total}} \quad (3.14)$$

La distribución estadística de sobretensiones también se puede representar mediante la función de densidad de probabilidad gaussiana que tiene una forma similar a una campana y que responde a la ecuación [11]:

$$f_s(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(-\frac{(u - \mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (3.15)$$

Donde

$u$  valor de tensión asignado

$\mu$  valor medio

$\sigma$  desviación estándar

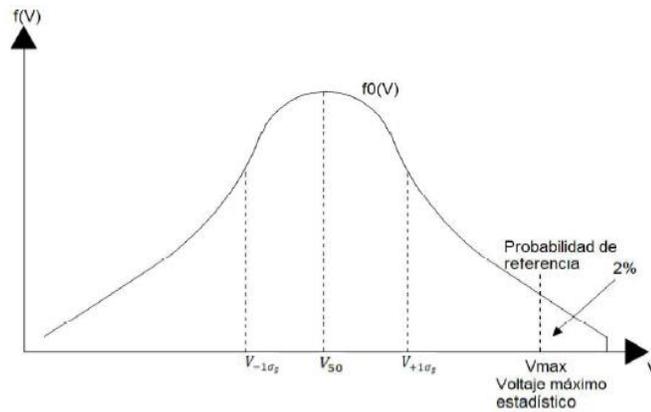
La distribución estadística de sobretensiones se suele representar también por su función complementaria o función de distribución acumulativa, que se obtiene con la integración de la función de densidad de probabilidad

$$F_s(u) = P(U > u) = \int_u^{\infty} f_s(U) dU \quad (3.16)$$

Lo que se indica en (3.15) es la probabilidad de que la sobretensión que se origine tenga un valor de cresta mayor a un valor de tensión asignado. La función de densidad de probabilidad suele presentar una distribución normal o gaussiana cuando se trata de sobretensiones por maniobra Figura 3.10. Es importante indicar que cada distribución Gaussiana se caracteriza por su valor medio del 50% o  $V_{50}$  y la respectiva desviación estándar  $\sigma_s$ .

$$V_{max} = V_{50}(1 + 2.05 \sigma_s)V_{1+\sigma_s} \quad (3.17)$$

$V_{max}$  representa el máximo voltaje estadístico el cual tiene una probabilidad referencial del 2%



**Figura 3.10.**Función de densidad de probabilidad de Sobretensiones [13].

### 3.5 SOBRETENSIONES POR DESCARGA ATMOSFERICA O FRENTE RÁPIDO

Las líneas aéreas ya sea de transmisión o distribución están expuestas a descargas atmosféricas, las cuales producen sobretensiones de frente rápido o LOV (*Lightning Overvoltage*) que dependiendo de su intensidad terminan en un cebado de los aisladores si se supera su nivel de aislamiento. Las situaciones que le dan su origen son de carácter externo y se producen por fuertes concentraciones de carga eléctrica en las capas inferiores de la atmosfera produciéndose entre los 5 y 12 *km* de altura, mientras mayor carga tengan se forman potenciales que pueden llegar al valor de 300 *MW* entre la tierra y las nubes. Debido a lo mencionado anteriormente y a la aparición de las primeras redes eléctricas de 220 *kV* surge la necesidad de estudiar estos fenómenos midiendo su intensidad y probabilidad de ocurrencia, aplicándolo a un mapa cerámico que indica el número aproximado de tormentas por año que se dan en una zona [26] (ver Anexo D). Por ello, el primer paso es caracterizar la actividad tormentosa de la zona por donde pasara la ruta de transmisión, que está relacionada con la densidad de descargas a tierra  $Ng$  [13].

$$Ng = 0.04 \cdot Td^{1.25} \tag{4.1}$$

$Td$  representa el número de tormenta por año conocido como nivel cera único de la zona

$Ng$  es la densidad de rayos a tierra por  $km^2$ .

Se puede clasificar a las descargas según el lugar de impacto que tengan en la línea, como:

- Descargas Directas o Flashover.

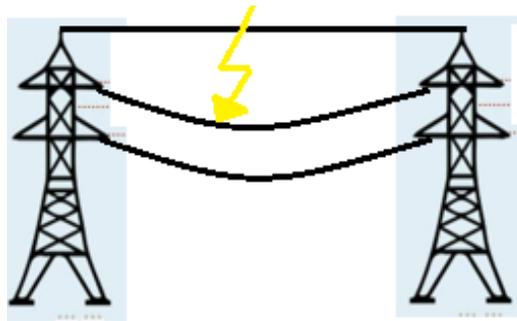
- Descargas Indirectas o Back Flashover.

**Tabla 3.4** Características de las sobretensiones de frente rápido [18]

<b>Naturaleza</b>	Oscilatoria
<b>Duración</b>	En el orden de los <i>us</i>
<b>Frecuencia</b>	De 20 <i>kHz</i> a 1 <i>MHz</i>
<b>Forma de onda normalizada</b>	1,2/50 <i>us</i>
<b>Magnitud</b>	Asumido por una distribución de probabilidad y depende de factores ambientales

### 3.5.1 Flashover

Si falla el sistema de apantallamiento implementado la descarga atmosférica impactara de lleno en el conductor de fase, esto no solo provocara inestabilidad en el sistema debido a los impulsos de corriente, sino también daños físicos en líneas, aisladores y estructuras en consecuencia de la tensión muy elevada entre el conductor y las crucetas, provocando desconexiones por fallas a tierra al estar en contacto con tierra [26].

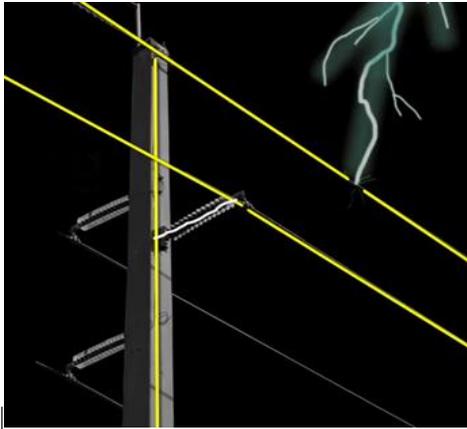


**Figura 3.11** Impacto de descarga atmosférica del conductor de fase.

### 3.5.2 Back Flashover

El flameo inverso se produce cuando la descarga atmosférica se da en un conductor de guarda o directamente en la torre, generando impulsos de corriente y de tensión que se dirige a la puesta a tierra, que dependiendo de su eficiencia y también de la magnitud de la descarga de corriente puede o no disipar esta descarga; si esto no se logra el suelo se ioniza y la corriente regresa por la torre

generando una sobretensión entre los extremos de la cadena, provocando cebado en el aislador y resultando en una falla a tierra por la conexión con la torre y conductor de fase.



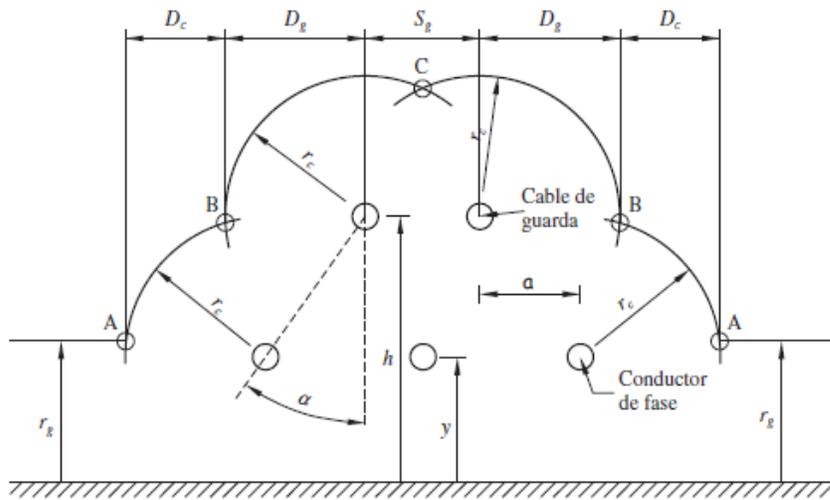
**Figura 3.12.**Representación de Back Flashover [26].

### 3.5.3 Apantallamiento en Líneas de transmisión

Las sobretensiones por descarga atmosférica son una de las principales causas de falla en los sistemas de transmisión, y dependiendo de la intensidad de descarga pueden impactar en cables de guarda o en los conductores de fase; si bien, no se puede controlar una descarga atmosférica se puede reducir el número de interrupciones que estas causan en las redes eléctrica, es ahí donde surge el apantallamiento de líneas aéreas, que tiene como objetivo brindar un camino de descarga a tierra evitando así que se produzca Back Flashover y prevenir cebado en la cadena de aisladores para resguardar la estabilidad e integridad del SEP. Para disminuir el número de incidencias en la línea es habitual instalar cables de guarda OGW (*Overhead Ground Wire*) en la parte superior de la estructura, esto con el fin de que la descarga atmosférica impacte en el cable de guarda que se encuentran conectados directamente a tierra, esto provee un camino de descarga de las sobreintensidades producidas. Un diseño de apantallamiento depende principalmente de la geometría de la torre y de la zona por donde cruza la ruta de transmisión, y en base a esto se pueden definir los parámetros de incidencia [27].

Para el estudio de las descargas atmosféricas en líneas de transmisión se utiliza el modelo electrogeométrico, que se basa en la geométrica de la torre y en la corriente eléctrica del rayo, en la Figura 3.13 se muestra un ejemplo de apantallamiento con dos conductores de guarda y se distingue el dominio que tiene la disposición de los conductores de fase y cables de guarda en las

intersecciones entre los centros de los arcos que son los conductores de fase con la línea horizontal paralela a tierra marcados como puntos A; las intersecciones entre arcos de los cuales sus centros son conductores de fase y los también los centros que tienen su origen en los cables de guarda están marcados como B; y la intersección entre los arcos en sus centros marcados con A y B impactaran sobre el conductor de fase, las que alcancen el arco B y C impactaran sobre el cable de guarda y en los puntos restantes se tendrá una descarga directo a tierra [1].



**Figura 3.13.** Modelo Electro-geométrico de línea con dos conductores de guarda [1].

La probabilidad de ocurrencia de una descarga atmosférica de cierta amplitud se define mediante una distribución fraccional presentada en la expresión (3.18). La normativa IEEE Std. 1410 expone valores referenciales de  $nc = 2.6$  y  $I_{50} = 31 \text{ kA}$  [1]

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left[ \frac{I}{I_{50}} \right]^{nc}} \quad (3.18)$$

Basándose en el modelo electrogeométrico se puede calcular las distancias críticas de ruptura, las cuales son: en el cable de guarda ( $r_s$ ) con la expresión (3.19), conductor de fase ( $r_c$ ) expresada en (3.20) y tierra ( $r_g$ ) que se basa dependiendo la formulación a utilizar de la Tabla 3.5. También se puede medir la distancia crítica que arco  $r_{gm}$  que sirve para identificar la distancia de protección máxima que abarca el cable de guarda en función a la geometría.

$$r_s = y_s \cdot r_g \quad (3.19)$$

$$r_c = y_c \cdot r_g \quad (3.20)$$

$$r_{gm} = \frac{h + y}{2(1 - \text{sen } \alpha)} \quad (3.21)$$

Para el cálculo de los parámetros  $y_c$ ,  $y_s$  y  $r_g$  se distinguen las fórmulas de Young, CIGRE, e IEEE 998-1996 presentadas en la Tabla 3.5.

**Tabla 3.5.** Ecuaciones de parámetros de distancias de ruptura [1].

Young	CIGRE	Love	IEEE Std 998
$r_g = 27 \cdot I^{0.32}$	$r_g = 6.4 \cdot I^{0.75}$	$r_g = 10 \cdot I^{0.65}$	$r_g = 8 \cdot I^{0.65}$
$y_s = \frac{444}{462 - h}$	$y_s = 1 + \frac{h - 18}{108}$	$y_s = 1$	$y_s = 1$
$y_c = \frac{444}{462 - y}$	$y_c = 1 + \frac{y - 18}{108}$	$y_c = 1$	$y_c = 1$

Los valores de distancias críticas contribuyen con el cálculo de distancias de exposición de conductores de fase  $D_c$  y los cables de guarda  $D_g$ , se encuentran en función de los ángulos principales de apantallamiento de la estructura.

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{a}{h - y} \quad (3.22)$$

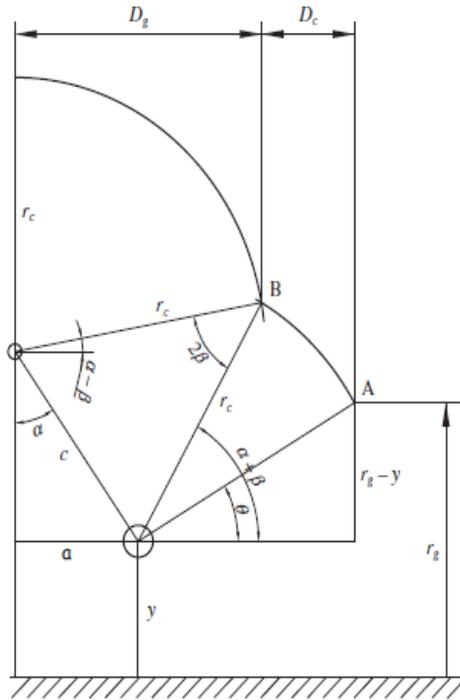
$$\theta = \text{sen}^{-1} \frac{r_g - y}{r_c} \quad (3.23)$$

$$\beta = \text{sen}^{-1} \frac{h - y}{2 \cdot r_c \cdot \cos \alpha} \quad (3.24)$$

Una vez determinados estos ángulos se puede determinar las distancias exposición  $D_g$  y  $D_c$ :

$$D_c = r_c \cdot [\cos \theta - \cos(\alpha + \beta)] \quad (3.25)$$

$$Dg = r_c \cdot \cos(\alpha - \beta) \quad (3.26)$$



**Figura 3.14.** Vista ampliada de conductor de fase y cable de guarda [1].

El grado de protección se define con la probabilidad de que la descarga se de en el cable de guarda, esto se determina mediante las distancias críticas de ruptura en base del modelo electro geométrico de las líneas de transmisión y considerando descargas verticales se puede calcular la probabilidad de que la descarga se dará en el cable de guarda se presentan las siguientes expresiones [1]:

- Probabilidad de que la descarga se de en el cable de guarda:

$$P_{cg} = \frac{2 \cdot Dg + Sg}{2 \cdot Dc + 2 \cdot Dg + Sg} \quad (3.27)$$

- Probabilidad de que la descarga se de en el conductor de fase:

$$P_{cf} = \frac{2 \cdot Dc}{2 \cdot Dc + 2 \cdot Dg + Sg} \quad (3.28)$$

Una vez determinadas las probabilidades de descarga en conductores de fase o cables de guarda se puede determinar la tasa de cebados directos e inversos al obtener las corrientes que inciden en la línea y en el cable de guarda, para establecer un límite de descargas que impacten en el cable de guarda o de fase se usa la corriente máxima de ruptura de apantallamiento determinado por la fórmula de LOVE, ya que dicha fórmula es aplicada de manera recurrente en [1], [28].

$$I_m = \left( \frac{r_{gm}}{10} \right)^{1/0.65} \quad (3.29)$$

Las amplitudes de corriente inyectadas mayores a la corriente  $I_m$  tienen mayor probabilidad de impactar en el cable de guarda, mientras que valores menores impactarían en el cable de fase  $I_c$ ; cabe aclarar que solo causarían cebado directo las corrientes que superen a la soportabilidad de la cadena de aisladores. Las amplitudes de corriente que causan cebado se pueden calcular de manera convencional o de una manera más efectiva mediante simulación. Para obtener la tasa de cebados directos se debe aplicar expresión de SFFOR (*Shielding Failure FlashOver Risk*).

$$SFFOR = 2 \cdot Ng \cdot L \cdot \int_{I_c}^{I_m} Dc \cdot f(I) \quad (3.30)$$

La integral relaciona la probabilidad que una descarga impacte en conductor de fase y también cause cebado directo; en cuanto a la distancia  $Dc$  toma un valor aproximado a 0 cuando la corriente de descarga directa tiene un valor igual o superior a  $I_m$ , entonces se supone que el valor promedio de  $Dc$  en el intervalo de amplitudes de  $I_c$  e  $I_m$ , es la mitad del valor de  $Dc$  en  $I_c$ , convirtiéndose en un valor constante y saliendo de la integral, dando como resultado las siguientes expresiones:

$$SFFOR = 2 \cdot Ng \cdot L \cdot \frac{Dcc}{2} \cdot P(I_m > I > I_c) \quad (3.31)$$

$$SFFOR = 2 \cdot Ng \cdot L \cdot [F(I_m) - F(I_c)] \quad (3.32)$$

$$SFFOR = 2 \cdot Ng \cdot L \cdot \frac{Dcc}{2} \cdot [Q(I_c) - Q(I_m)] \quad (3.33)$$

Si se considera una distribución acumulativa de las descargas atmosféricas se aplica la expresión (3.34) y las ecuaciones aproximadas del valor  $Q(I)$  en función del rango de amplitudes de corriente inyectada, se muestran en la Tabla 3.6.

$$Q(I) = 1 - F(I) \quad (3.34)$$

**Tabla 3.6.**Formula Q de la distribución acumulada CIGRE [28].

Rangos de corriente en KA	Ecuación aproximada Q
3<I<20	$Q = 1 - 0.31e^{-\frac{Z^2}{1.6}}$
20<I<60	$Q = 0.50 - 0.35 \cdot Z$
60<I<200	$Q = 0.278e^{-\frac{Z^2}{1.2}}$

El parámetro Z obedece a la expresión (3.35) y establece una relación entre la corriente aplicada , la media  $M_1$  y la desviación estándar logarítmica  $\beta_1$  para la distribución propuesta por CIGRE para rangos de corriente establecidos y mostrados en la Tabla 3.7. En [28] se recomienda que la tasa de cebados directos sea menor a 0.05 flash/100 km al año.

**Tabla 3.7.** Media y desviación estándar logarítmica [28]

Rangos de corriente en KA	Media	Desviación estándar
3<I<20	61.1	1.33
20<I	33.3	0.605

$$Z = \frac{\text{Ln}\left(\frac{I}{M_1}\right)}{\beta_1} \tag{3.35}$$

Mientras que para determinar la tasa de cebados inversos se debe tener en cuenta la impedancia de apoyo o torre  $Z_T$ , la resistencia de puesta a tierra  $R_g$  y nivel básico de aislamiento para impulsos tipo rayo de la cadena de aisladores, además de la dependencia de las impedancias características del cable de guarda  $Z_g$ , que en valores generales se obtienen hasta 700 ohm, también se debe tener en cuenta la corriente de cebado inverso  $I_{ci}$  obtenida por simulación [1]. Teniendo claro estas parámetros y al obtener la corriente mínima  $I_{ci}$  se aplica el procedimiento de tasa de cebado inverso BFR ( *Back Flash Rate*) presentado en [28]. Donde se relaciona la distribución fraccional de una corriente o la probabilidad de aparición de la descarga atmosférica con el número de descargas que inciden en la línea  $Nl$ , se construye en base al nivel cerámico de la zona y de la geometría de la línea y mostrada en la expresión (3.37).

$$BFR = 0.6 \cdot Nl \cdot P(I_{ci}) \tag{3.36}$$

$$Nl = \frac{Ng}{1000} (28 \cdot h^{0.26} + b) \cdot L \quad (3.37)$$

Donde:

$h$  altura de la estructura en m

$b$  separación de cables de guarda en m

$Ng$  densidad de descargas a tierra km<sup>2</sup>-año

En la Tabla 3.8 se muestran valores referenciales de tasas de salida por origen atmosférico proporcionados en [4] en el que se indica que deben ser iguales o menores a los valores planteados. Cabe aclarar que estos valores solo

**Tabla 3.8.** Tasas máximas de salidas por origen atmosférico [4].

Tensión Nominal (kV)	Fallas de Origen Atmosférico de un circuito/100 km/año	
	Por falla de blindaje	Total
<b>138</b>	0.02	3
<b>220</b>	0.01	2
<b>500</b>	0.01	1

#### 4. METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la metodología para la construcción del modelo en ATP Draw, empezando en la sección 4.1 en la que se presenta el resumen de las normativas y regulaciones utilizadas que aportan con información de los temas de estudio y brindan para directrices de presentación de cada elemento. La sección 4.2 muestra la aplicación de los valores de sobretensiones obtenidos de las simulación al compararlos con el comportamiento del aislamiento, para obtener riesgo de fallo conforme al método estadístico simplificado. Una vez presentado el procedimiento y teniendo en cuenta los parámetros de evaluación, en la sección 4.3 se expone el modelado a detalle de los elementos utilizados para la simulación de sobretensiones y también las configuraciones que se debe realizar en el programa ATP Draw para simular de manera correcta los eventos propuestos. Por último, en la sección 4.4 se describe a detalle los casos de estudio a los que se verá sometido el circuito y lo resultados a analizar al momento de finalizar la simulación y procesar la información.

## 4.1 NORMATIVAS Y REGULACIONES

**IEC 60071-1,1996 Coordinación de aislamiento parte 1 [21]:** Definiciones generales, pruebas y requisitos. Esta normativa aplicable a redes de transmisión eléctrica trifásica que superan el 1 kV, entrega definiciones sobre las sobretensiones que se presentan de acuerdo a valores evaluados en casos previos según su el nivel de tensiones, además presenta los parámetros involucrados en este evento transitorio y también el procedimiento de selección de tensiones soportadas normalizadas para escoger el aislamiento ya sea fase tierra, fase-fase y longitudinal.

**IEC 60071-2, 1996 Coordinación de aislamiento parte 2:** Guía de Aplicación [15]. Es una continuación del procedimiento de coordinación de aislamiento presentado en [21], aunque su estructura y temas tratados son similares, esta versión brinda opciones para aplicar este proceso a líneas de transmisión con un análisis de distribución estadística de sobretensiones y profundiza en el origen y las clases de sobretensiones. Además, incluye gráficos y diagramas de flujo que detallan los conceptos que rigen el proceso de coordinación de aislamiento estableciendo niveles de resistencia requeridos.

**IEC 60071-4, 2004 Coordinación de aislamiento parte 4 [29]:** Guía computacional para el modelado del aislamiento en redes eléctricas. Esta referencia técnica brinda orientación sobre la realización de estudios de coordinación de aislamiento que proponen recomendaciones reconocidas internacionalmente, que sirven para el modelado numérico del SEP y la implementación de los métodos probabilísticos y deterministas adaptados al uso de programas numéricos. El objetivo es aportar con la información del modelado de los elementos del SEP en función del procedimiento presentado en IEC 60071-2 en base a las definiciones establecidas en IEC 60071-1.

**IEC 62271-100, 1996 Interruptores automáticos de corriente alterna en alta tensión [24]:** Presenta el diseño de interruptores automáticos AC trifásico en sistemas mayores a 1 kV, incluye el modelo matemático, el proceso para conocer las pruebas y comportamientos de los interruptores, para este trabajo de investigación esta normativa fue utilizada para la construcción de las curvas de resistencia dieléctrica que sirve para verificar si los interruptores son capaces de recuperar su aislamiento interno (TRV) al despejar una falla o realizar una maniobra, para esto brinda las directrices y parámetros del modelo de curvas de resistividad dieléctrica.

**IEEE Std 1313.2, 1999, Guía para la aplicación de coordinación de aislamiento** [16], [28]: Definiciones principales y reglas, proporciona el método de cálculo para la selección de aislamiento de fase-tierra y fase-fase y aislamiento longitudinal, muestra un procedimiento más enfocado a la distribución de probabilidad de sobretensiones para establecer en base a esto la coordinación de aislamiento, es un proceso un tanto diferente a IEC 60071-2 pero tienen el mismo objetivo aunque debido a sus diferentes directrices los resultados pueden variar.

**IEEE Std 1234, 1997, Guía para la mejora del rendimiento de rayos en líneas de transmisión** [30] : Esta guía está enfocada a líneas de transmisión, las cuales se caracterizan por tener un nivel de tensión mayor a 69 kV y una altura media de 10 m sobre el suelo, aplicable tanto para red AC y HVDC, es una buena opción para el diseño o rediseño de líneas de transmisión ya que presenta factores limitantes para considerar en el diseño de red que mejorara el rendimiento ante descargas atmosféricas.

Los datos necesarios para crear el modelo del sistema de transmisión se han tomado de la Consultoría de Desarrollo del proyecto de Interconexión Ecuador-Perú el cual determina términos de referencia para este tipo de estudios sobre la interconexión [4] y en base a la información del Plan de Expansión de la Transmisión [31] se ha modelado las nuevas instalaciones de 500 kV.

## **4.2 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO**

Los estudios de coordinación de aislamiento son fundamentales para la determinación de los niveles de resistencia de aislamiento en relación con los voltajes que manejan los elementos del SEP. Actualmente para realizar un estudio de coordinación de aislamiento se dispone de dos métodos los cuales son: el método estadístico y determinista; lo que los diferencia es disponibilidad de resultados de una distribución estadística de sobretensiones y la información del comportamiento estadístico del aislamiento. El procedimiento estadístico de sobretensiones permite dimensionar óptimamente el aislamiento, tanto desde el punto de vista económico como de la continuidad del servicio. El primer paso para la aplicación del método estadístico es establecer un riesgo de falla aceptable, el cual surge de un análisis técnico y económico de instalaciones anteriores, aunque por lo general este riesgo se considera menor al 3% [9]. Para evaluar el riesgo de fallo se debe analizar los sucesos significativos que causan esfuerzos por sobretensiones, obtener las sobretensiones representativas a través de una función de densidad de probabilidad y analizar

la función de distribución acumulada del aislamiento, todo este proceso es aplicado a conceptos de coordinación de aislamiento en líneas de transmisión. Dicho procedimiento es similar al aplicado a subestaciones, pero se debe tener en cuenta que no son aplicables las tablas de tensión soportada normalizada y finaliza con el cálculo de las tensiones soportadas especificadas, entre otras diferencias [1]. Adicionalmente, se debe tener en cuenta la gamma o categoria en el que se desarrolla este estudio que se encuentra en funcion con el nivel de tension que se maneja y asocia las sobretensiones que prodrian causar daños significativos en las instalaciones, esta consideracion se debe realizar en base a la Tabla 4.1.

**Tabla 4.1.** Clasificación de Gammas de voltaje para estudios de coordinación de aislamiento [15].

Categoria	Niveles de tension	Caracteristicas
<b>Gamma I</b>	$1kV < V_s < 245 kV$	Asociada con la tension soportada normalizada a frecuencia indstrial y la tension soportada normalizada a impulsos tipo rayo
<b>Gamma II</b>	$245 kV < V_s$	Se asocia con tensiones soportadas normalizadas a impulsos tipo maniobra y la tension soportada normialzada tipo rayo

Y como última consideracion previa al procedimiento se debe escoger el método estadisitco que se especifica en base a los valores obtenidos por la distribucion estadistica de sobretensiones, los cuales son:

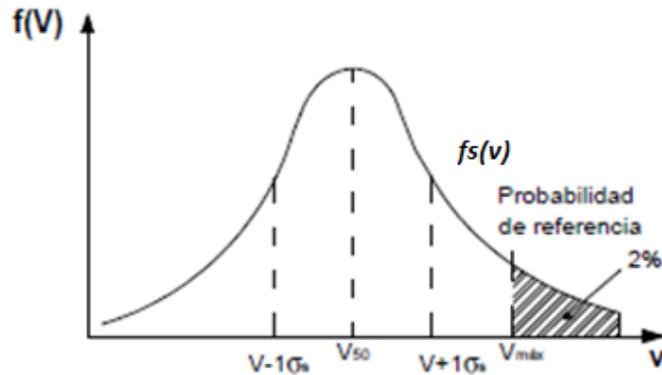
- **Método fase-cresta:** con cada maniobra se obtiene tres valores de la función de densidad de sobretensiones de fase-tierra para cada una de las fases.
- **Método caso-cresta:** solo se tiene en cuenta la fase que en cada maniobra da lugar a la sobretensión fase-tierra más elevada lo que contribuye que con cada maniobra se presenta un solo valor más elevado para la distribución de probabilidad de sobretensiones representativas.

El analisis de sobretension en p.u.. se lo hace refererido al voltaje pico fase-tierra de la tension mas elevada del sistema  $V_s$ , a cual pertenece al 10% del voltaje nominal (ver Anexo E) [9].

$$V_{base} = V_s \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (4.2)$$

#### 4.2.1 Sobretensiones Representativas $V_{rp}$

Estas sobretensiones demuestran como el sistema se comporta ante un eventos que causen las sollicitaciones dieléctricas con las amplitudes más elevadas, llamadas también sobretensiones representativas  $V_{rp}$ , si no se considera el uso de descargadores de sobretensión ( $DST$ ) [15] se realiza su análisis en base al valor de 2% de que ese valor de sobretensión sea sobrepasado, llamadas también  $V_{e2}$  y  $V_{p2}$ , fase tierra y fase-fase respectivamente, y las sobretensiones de truncamiento que son las más altas que se presenta en el sistema, expresadas como  $V_{et}$ , tensión de truncamiento fase-tierra y  $V_{pt}$ , tensión de truncamiento fase-fase.



**Figura 4.1.** Curva de densidad de sobretensiones [9].

Las sobretensiones  $V_{e2}$  y  $V_{p2}$  se obtienen a través de una distribución de probabilidad de las amplitudes de las sobretensiones que se obtiene mediante programas de simulación especializados como ATP Draw (*Alternative Transient Program*). Para hallar las sobretensiones de truncamiento  $V_{et}$  y  $V_{pt}$  se utilizan factores de corrección los cuales están en función al método escogido, para este trabajo de investigación se escogió el método caso-cresta [15]:

Para el método fase-cresta:

$$V_{et} = 1.25 \cdot V_{e2} - 0.25 \quad (4.3)$$

$$V_{pt} = 1.25 \cdot V_{p2} - 0.43 \quad (4.4)$$

Para el método caso-cresta:

$$V_{et} = 1.13 \cdot V_{e2} - 0.13 \quad (4.5)$$

$$V_{pt} = 1.14 \cdot V_{p2} - 0.24 \quad (4.6)$$

#### 4.2.2 Tensiones Soportadas de Coordinación $V_{cw}$

Para análisis de tensiones de coordinación sin consideración de pararrayos el valor de factor de coordinación convencional  $K_{cd}$  toma el valor que se muestra en (4.7), Por lo que las tensiones de truncamiento  $V_{et}$  y  $V_{pt}$  son las sobretensiones representativas y las tensiones de coordinación en estos casos.

$$K_{cd} = 1 \quad (4.7)$$

Para Fase-Tierra

$$V_{cw} = V_{et} \quad (4.8)$$

Para Fase-Fase

$$V_{cw} = V_{pt} \quad (4.9)$$

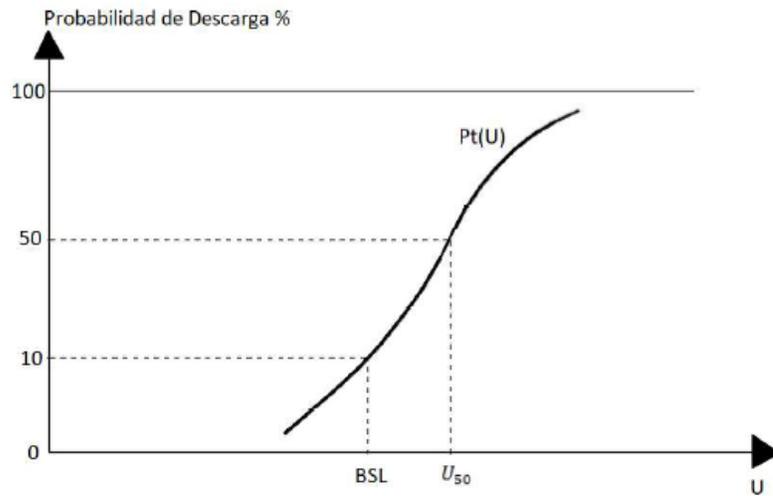
Sin embargo, al utilizar el método estadístico se tiene en cuenta que toda clase de aislamiento tiene un comportamiento como una función de densidad de probabilidad gaussiana que obedece a la siguiente expresión:

$$f_a(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left[-\frac{(u - \mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (4.10)$$

Pero se suele representar como una función de distribución gaussiana acumulada  $F_a(u)$  que indica la probabilidad de que la tensión disruptiva sea igual o inferior a un valor de sobretensión determinado; en otras palabras, indica el porcentaje de resistencia dieléctrica que tendrá el aislamiento ante un determinado nivel de tensión.

$$F_a(u) = \int_0^u f_a(u) du \quad (4.11)$$

Estos valores se obtienen de pruebas que se realizan al aislamiento al aplicarle distintos niveles de tensión y se verifica su comportamiento aleatorio obteniéndose un carácter estadístico, representado en la Figura 4.2 como la función distribución acumulada del aislamiento.



**Figura 4.2.**Función de distribución acumulativa del aislamiento [12].

Los parámetros que representan esta función de distribución acumulativa de probabilidad del aislamiento son: *BSL* Que representan el nivel básico de aislamiento de impulso de conmutación muestra el máximo valor de sobrevoltaje de maniobra donde el aislamiento presenta una probabilidad del 90% de soportarlo y 10% de fallar y el  $V_{50}$  o *Critical flash Over* (CFO) que corresponde al 50% de probabilidad de falla de aislamiento ante un impulso.

$$V_{cw} = V_{10} = BSL = CFO \left( 1 - 1.28 \cdot \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \quad (4.12)$$

Los datos de referencia para la función de distribución para el aislamiento se construyen en base a las pruebas dieléctricas realizadas en laboratorio y proporcionadas en [13] y [30], que ofrecen valores de referencia del comportamiento del aislamiento para compararlos con las sobretensiones obtenidas en simulación, estos valores del aislamiento se presentan en la Tabla 4.2

**Tabla 4.2.**Valores estadísticos de aislamiento [12].

<b>KV</b>	<b>Fa(v)</b>
<b>765</b>	0.00135
<b>810</b>	0.02275
<b>855</b>	0.15865
<b>900</b>	0.49999
<b>945</b>	0.84134
<b>990</b>	0.97724
<b>1035</b>	0.99868
<b>1080</b>	0.9996

Una vez obtenida la distribución estadística de sobretensiones y la función de distribución acumulativa descarga disruptiva del aislamiento, se puede encontrar el valor del riesgo de falla que corresponde a la expresión:

$$R = \int_0^{\infty} f_s(v) \cdot Fa(V) dV \quad (4.13)$$

Donde:

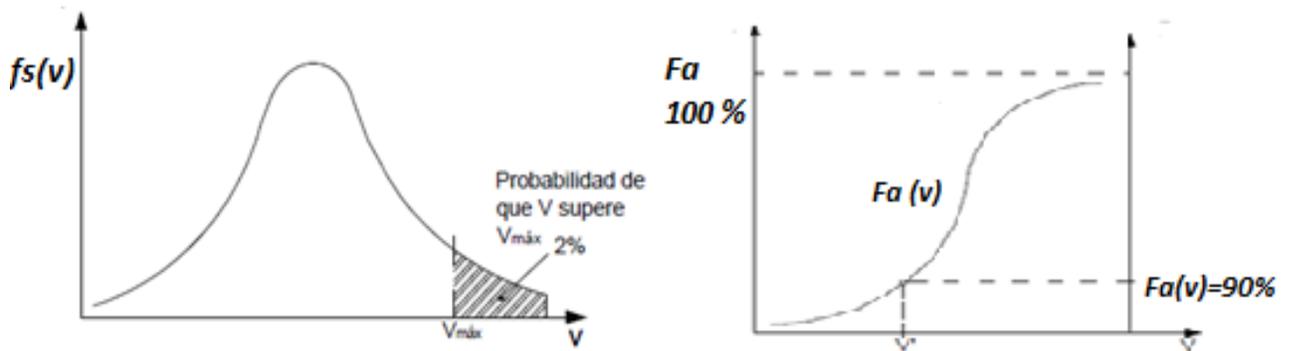
$f_s(v)$  función de distribución de frecuencia de sobretensiones.

$Fa(v)$  función de distribución acumulada del aislamiento.

$R$  Riesgo de falla de aislamiento.

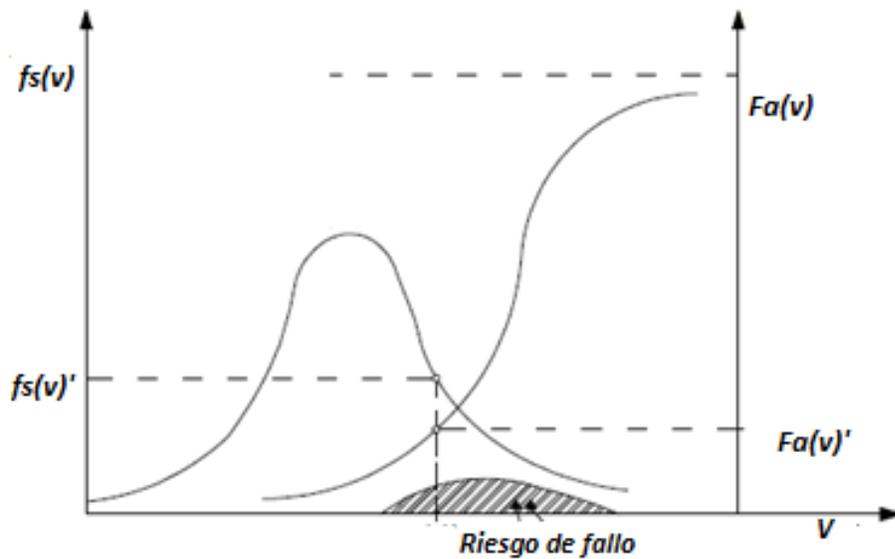
Los límites de integración en (4.13) son diferentes en la práctica ya que no se puede esperar una tensión de disrupción nula y tampoco existe una sobretensión máxima infinita así que la expresión se reescribe así:

$$R = \int_{V_{cw}}^{V_{max}} f_s(v) \cdot Fa(V) dV \quad (4.14)$$



**Figura 4.3.**Distribución estadística de sobretensiones y distribución acumulativa del aislamiento [9].

Al multiplicar  $f_s(v)$  entre  $Fa(v)$  se obtiene una función resultante donde se encuentra el riesgo de falla del aislamiento.



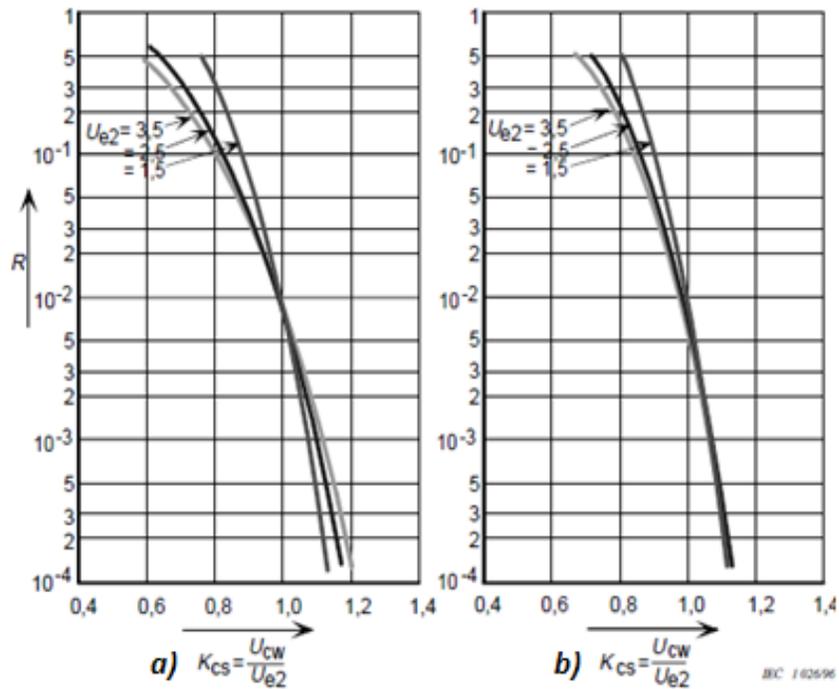
**Figura 4.4.**Tasa de fallo o Riesgo de falla del aislamiento

Debido a que el riesgo de falla depende directamente de los valores de sobretensión y de los valores de soportabilidad dieléctrica se puede tener control del riesgo de falla y disminuir este riesgo aplicando 2 estrategias [9].

- Trasladar la curva  $Fa(V)$  hacia la derecha, que en la práctica significaría a aumentar el nivel de resistencia del aislamiento y por ende un aumento de las dimensiones físicas del aislamiento.
- Deslizar la curva  $fs(v)$  hacia la izquierda o lo que se traduce como disminuir la magnitud de las sobretensiones del sistema a través de medidas que limiten las sobretensiones.

Se puede aplicar un método estadístico simplificado, en el cual por medio del factor estadístico de coordinación se puede obtener el Riesgo de falla de los equipos al relacionar la tensión de coordinación y el valor de sobretensión con una probabilidad de ser superado del 2%.

$$K_{sc} = \frac{V_{cw}}{V_{e2}} \quad (4.15)$$



**Figura 4.5.**Riesgo de falla, a) método fase-cresta y b) método caso-cresta [15].

#### 4.2.3 Tensión de Soportabilidad Requerida o Especificada ( $V_{rw}$ )

Se define como la tensión normalizada de ensayo que el aislamiento debe soportar para asegurar que este cumplirá con los criterios de comportamiento, su valor depende las tensiones soportadas de coordinación multiplicado por factores que compensen las diferencias entre las condiciones reales de servicio y el comportamiento que se tiene en los ensayos con las formas de onda de tensión normalizada. Los factores por los cuales se corrigen deben cumplir la compensación de las diferencias en el montaje del material, la dispersión en la calidad de producción, la calidad de la instalación, el envejecimiento del aislamiento y demás factores que interviene en la integridad y seguridad del aislamiento. Sin embargo, todos los casos mencionados no se pueden calcular independientemente, por lo que se opta por un único factor que refiera la seguridad y calidad del aislamiento, llamado factor de seguridad  $K_s$ .

- Para aislamiento interno

$$K_s = 1,15 \quad (4.16)$$

- Para aislamiento externo

$$K_s = 1.05 \quad (4.17)$$

En aislamientos externos debe aplicarse el factor por corrección de altitud  $K_a$ , que tome en consideración las diferencias entre condiciones ambientales normalizadas y condiciones ambientales no estandarizadas [15].

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (4.18)$$

Donde:

$m$  es igual a 1 para voltajes soportados de impulso de rayo de coordinación

$m$  es igual a 1 para tensiones tolerantes de frecuencia de potencia de corta duración

$H$  altura sobre el nivel del mar (*m. s. n. m.*).

Como última fase del proceso para determinar las soportabilidades del aislamiento de la línea de transmisión, se debe realizar una conversión de los voltajes soportados requeridos a aquellas formas de voltaje para las cuales se especifican voltajes soportados estándar, esto es de suma importancia para selección de tipo y longitud de cadena de aisladores. El factor de conversión de pruebas se determina a partir de resultados existentes para proporcionar un valor estándar a los voltajes obtenidos en una distribución estadística, esto para la selección de materiales que soporten dichos impulsos y compararlos con catálogos de fabricantes [9], [15]. Los factores se dividen en función al medio ambiente y estado del aislamiento.

**Tabla 4.3.** Factores de conversión de ensayo [18].

<b>Aislamiento secos y limpios</b>	<b>Tensión de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración</b>	<b>Tensión de soportabilidad a impulso tipo rayo</b>
Fase-Tierra	$0.6 + \frac{V_{rw}}{12700}$	$1.5 + \frac{V_{rw}}{6000}$
Fase-Fase	$0.6 + \frac{V_{rw}}{8500}$	$1.5 + \frac{V_{rw}}{9000}$

Aislamientos bajo lluvia y limpios	0.6	1.3
---------------------------------------	-----	-----

#### 4.2.4 Selección del Aislamiento

La selección de aislamiento para líneas de transmisión a más de hacerse en base a las soportabilidades para diferentes impulsos que se presenta en el sistema, también se debe considerarse la distancia de fuga mínima normalizada mostrada en el Anexo O [15], [16] y que presenta valores estandarizados basados en la ubicación donde se desarrollan los proyectos de transmisión, esta información normada se aplica para aisladores de vidrio o porcelana y si se tiene zonas con mayores niveles de contaminación se recomienda engrasar o lavar periódicamente los aisladores para precautelar su integridad evitando una mayor polución en el aislador [1]. Para optimizar el aislamiento se debe considerar también aspectos más específicos, como el ambiente al que será sometido la cadena de aisladores que influye al momento de preservar su integridad, ya que una de las causas más comunes de contorneo en el aislamiento se produce por contaminación. Por esta razón al momento de selección de aislamiento debe hacerse en base a las soportabilidades obtenidas en función a los impulsos tipo maniobra con sus respectivas conversiones, especialmente en gamma II, y también en base al procedimiento presentado en [10], que optimiza el estudio de coordinación de aislamiento considerando condiciones de contaminación. El número de aisladores considerando grados de contaminación se puede obtener mediante la expresión:

$$N_{aisladores} = \frac{V_{l-n} \cdot D_{fo}}{D_{fuga} \cdot \delta^n} \quad (4.19)$$

Donde:

$V_{l-n}$  voltaje línea- tierra del máximo voltaje de operación (kV)

$D_{fo}$  distancia de fuga determinado por contaminación (mm/kV)

$D_{fuga}$  distancia de fuga de cada aislador (mm)

$\delta$  densidad relativa del aire

$n$  factor de corrección de densidad, usualmente es 0.9

La densidad relativa del aire depende de la ubicación y temperatura:

$$\delta = \frac{3.92 * Pb}{273 + T} \quad (4.20)$$

Donde:

$Pb$  presión barométrica (cm/Hg)

$T$  temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ )

$$Pb = \frac{0.885^{kmsnm} * 760}{10} \quad (4.21)$$

La tensión  $Vl - n$  es el voltaje fase-tierra máximo de operación del sistema, se expresa:

$$V_{l-t} = \frac{V_s}{\sqrt{3}} * 1.05 \quad (4.22)$$

En la expresión (4.21) en el exponente de altitud se debe ingresar en km sobre el nivel del mar. La distancia de fuga de cada aislador se debe seleccionar en catálogo de fabricantes basado en los valores presentadas en el Anexo N según la zona en la que se desarrolla el proyecto y también se eligen teniendo en cuenta la soportabilidad requerida especificada a frecuencia industrial en ambientes secos o lluviosos y también considerando la tensión soportada a impulsos tipo rayo [32].

### 4.3 MODELADO DEL SEP EN ATP DRAW

La simulación de los sistemas de potencia en parte fundamental de la Ingeniería Eléctrica ya que permite someter a la red a distintos escenarios de operación y así encontrar la mejor situación para operarlos, optimizando los recursos disponibles para la generación y consumo de energía eléctrica. Para el modelado del sistema de transmisión de 500 kV se utiliza el programa ATP Draw (*Alternative Transient Program*) desarrollado por EMTP, que se especializa en la simulación y estudio de transitorios electromagnéticos y electromecánicos del SEP. El modelo del sistema de transmisión a 500 kV, incluye líneas aéreas trifásicas, interruptores trifásicos, equivalentes de red, cargas y bancos de reactores, entre otros elementos adicionales para el estudio de sobretensiones, cada uno de estos elementos tiene relación directa con la respuesta que se arroja de la simulación

y una buena construcción del modelo aportara con respuestas coherentes y fiables para los estudios de alta frecuencia.

Uno del software más usados para este tipo de estudios es ATP Draw, que entre sus principales aplicaciones se tiene: Estudios de sobrevoltajes por rayo; transitorios por maniobras y fallas; estudios de sobretensiones estadísticos y deterministas; transitorios de alta frecuencia en GIS; modelo de máquinas; estabilidad transitoria; dispositivos FACTS, STATCOM, SVC, entre otros [33]. ATP Draw dispone de una lista muy compleja de componentes necesarios para representar un SEP en código ATP que es el lenguaje escrito que se presenta cuando el usuario captura iconos gráficos y edita sus parámetros. La simulación en ATP se divide en 3 pasos [33], [34]:

- ATP Draw sirve para crear y editar archivos de entrada
- TPBIG para simular redes eléctricas en el dominio del tiempo y la frecuencia
- Un post procesador gráfico que permita visualizar los resultados de simulación como Plot XY.

**Tabla 4.4.** Límite de elementos admisibles en ATP Draw [33].

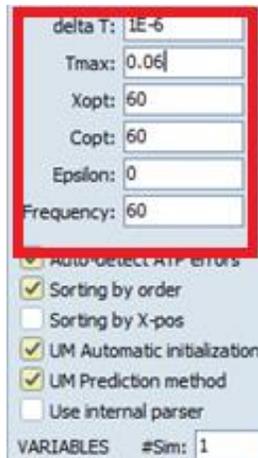
<b>Elementos</b>	<b>Limite</b>
<b>Bus</b>	6 000
<b>Ramas</b>	10 000
<b>Interruptores</b>	1 200
<b>Fuentes</b>	900
<b>Elementos no lineales</b>	2 250
<b>Maquinas síncronas</b>	90

Para realizar estudios de sobretensiones en ATP Draw, el rango de frecuencias es el principal parámetro a analizar al momento de modelado del SEP; entre otros parámetros adicionales, que para la construcción de un correcto modelo del sistema eléctrico se distinguen tres determinaciones fundamentales [1]:

- Selección la zona del sistema que se va a representar.
- Escoger la representación más adecuada para cada componente incluido el modelo de la zona de estudio.
- Determinar los parámetros a especificar en el modelo de cada componente.

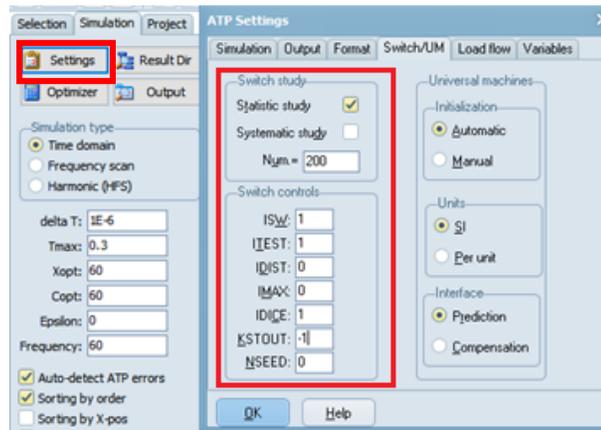
### 4.3.1 Configuraciones Generales

Dependiendo del tipo de estudio de sobretensión que se vaya a realizar se deben tomar consideraciones propias del programa ATP Draw; por lo que configurar los tiempos de simulación es un paso fundamental en la representación de los eventos que causan sobretensiones, ya que definen el tiempo desarrollo de cálculos y graficas de resultados, para esta configuración se debe ajustar la opción “*Settings*” que se muestra en Figura 4.6 y que son útiles para que el programa analice el efecto completo y real que se den en los escenarios de simulación, una opción fundamental del programa es “*delta T*”, en la cual se configuran los pasos de simulación y que para estudios de sobretensiones de maniobra se optó por  $1E - 6$  s y para estudios de sobretensiones causadas por descarga atmosférica se opta  $1E - 9$  s, este cambio es debido que la velocidad de propagación de onda en las sobretensiones de frente rápido. El tiempo máximo “*Tmax*” dependerá del intervalo de tiempo requerido para analizar los eventos que ocurran en la red y también influye en las gráficas de simulación; por lo tanto, para los eventos que se analizan en este trabajo de investigación se usaron tiempo de un rango entre 0.003 y 2 s. Mientras más tiempo máximo de simulación se configure, mayor será el panorama que se puede analizar, pero una limitante es el tiempo de demora que el programa toma en realiza los cálculos correspondientes, en especial en redes grandes con diversos elementos de análisis. Los parámetros “*Xopt*” y “*Copt*” se configuraron con el valor de la frecuencia que se analiza que es 60 Hz, ya que al realizar esta acción cualquier elemento que posea componentes inductivas y capacitivas se puede ingresar los valores en reactancias inductivas en *ohm* y susceptancias capacitivas en *uS*, sino se realiza este cambio las unidades de valores de ingreso de estas componentes se realizaran para inductancias en *mH* y para capacitancias en *uF*.



**Figura 4.6.** Pestaña de *Settings* de simulación para parámetros simulación

Para una simulación estadística se debe configurar la opción “*Settings*” con el número de maniobras a realizarse, con el voltaje base de 450 kV, cambiando las opciones “*ATP Output*” en la barra de herramientas como se muestra en la Figura 4.7. Es importante mencionar que las simulaciones estadísticas solo funcionan cuando son configuradas de manera correcta y específicamente para este fin, mas no para un análisis gráfico, pero si se analizan  $n$  simulaciones la representación gráfica únicamente se presentara en el tiempo medio del interruptor, pero no se muestra la gráfica del comportamiento con la mayor sobretensión.



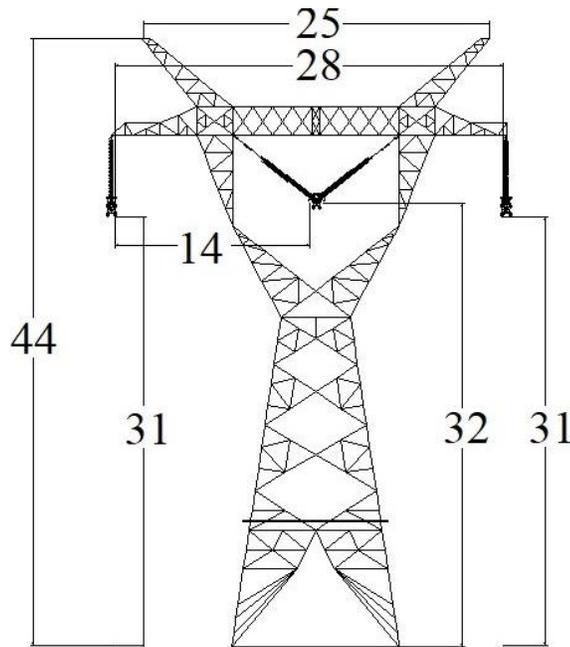
**Figura 4.7** Configuración *Settings* de simulación estadística.

### 4.3.2 Elementos de Transmisión en el Sistema de 500 kV

Los nuevos proyectos en SNI a nivel de tensión de 500kV, se justifican a partir del crecimiento de la oferta de generación hidroeléctrica y con la culminación del tramo Tisaleo-Chorillos se ha

completado el sistema de 500kV para uso local. La información de la red de 500kV implementada hasta el momento se la encuentra en

Anexo B. La Figura 4.8 muestra una torre típica que se usa en niveles de tensión a 500 kV simple circuito y con dimensiones promedio ya que en diferentes tramos de la línea y dependiendo la necesidad se pueden usar torres que varían en su tamaño. En el Anexo A [31] se presenta la ubicación y rutas para una mejor perspectiva del sistema de 500kV, además de la topografía de todo el SNI hasta el año 2018.



**Figura 4.8** Estructura estándar de transmisión a 500 kV en metros [35].

### 4.3.3 Interconexión Ecuador- Perú a 500 kV

El Ecuador está seriamente comprometido con una integración energética regional basados en acuerdos comerciales regulatorios; por ello, es necesaria la construcción y puesta en marcha de una nueva interconexión entre Ecuador y Perú que es un proyecto de carácter binacional, la cual se realiza a nivel de 500kV mejorando las condiciones de calidad del servicio del SNI permitiendo el suministro de energía en periodos de estiaje en Ecuador lo que reduce los costos altos de energía no suministrada (CENS), como efecto de esta acción se previenen perjuicios a los finales usuarios del SNI en especial a los grandes consumidores. Esta interconexión toma una ruta que atraviesa las

zonas mostradas en la Tabla 4.5, y en base a estos datos la altitud media seleccionada de la ruta de transmisión es 1500 msnm según [3].

**Tabla 4.5.**Altitud sobre el nivel del mar de las provincias de ruta de la L/T Chorrillos-Pasaje [3].

<b>Provincia / Altitud (msnm)</b>	<b>Mínima</b>	<b>Media</b>	<b>Máxima</b>
<b>Guayas</b>	0	50	1000
<b>Azuay</b>	2000	2100	4485
<b>El oro</b>	0	1000	3750

El proyecto además contempla la ampliación de la subestación Chorrillos 500 kV con la incorporación de 1 reactor trifásico de 160 Mvar en la subestación Pasaje para la línea Piura-Pasaje 500 kV que incluye una reserva monofásica de 53.33 Mvar con reactor neutro, 2 reactores trifásicos de 110 Mvar en los extremos de la línea Pasaje y Chorrillos 500 kV con reserva monofásica de 53.33 Mvar incluyendo su reactor neutro y un reactor trifásico 100 Mvar para el nodo en pasaje 500kV añadiendo una reserva monofásica de 33.3 Mvar. Es importante aclarar que solo el primero de los dos circuitos será tendido y energizado por el momento como se indica en [31], aunque la estructura este diseñada para doble circuito ya que se espera ver los resultados de esta interconexión y de la puesta en operación de la central Santiago, para analizar si se debe realizar el tendido del circuito faltante y determinar el número de conductores por fase, tipo de conductor, etc. También cabe mencionar que lo que se denomina “Frontera” en el PET no es una barra en sí, más bien es un punto de referencia en el que se indica que la línea de transmisión está abandonando la frontera ecuatoriana para adentrarse en territorio peruano.

**Tabla 4.6.**Datos de líneas de transmisión para la interconexión Ecuador-Perú [31]

<b>Línea de Transmisión</b>	<b>Nivel de tensión (kV)</b>	<b>Distancia (Km)</b>	<b>Numero de circuitos</b>	<b>Haz de conductores</b>
Chorrillos – Pasaje	500	211	2 ( montaje inicial 1)	4
Pasaje-Frontera	500	74	2 ( montaje inicial 1)	4

Los estudios eléctricos de la interconexión Ecuador-Perú se actualizaron en septiembre de 2019, que se realizó por el Comité de Operación Económica Del Sistema Nacional Interconectado, Perú (COES), CENACE y CELEC EP TRANSELECTRIC. Esta etapa de estudio de la Interconexión principalmente determino los valores máximos de importación y exportación de potencia tomando

en cuenta factores limitantes entre ambos países [36]. Con esta actualización de estudio de pre operatividad se estima que el ingreso de la línea de transmisión Pasaje-Piura se energice en el año 2024, pero los estudios de estimación de demanda se realizaron hasta el año 2022 y se espera que los resultados sean similares a cuando ingrese la línea de transmisión; por lo tanto, la estimación de la demanda se realizó para este año y los resultados se muestran en la Tabla 4.7. Además, se utilizara un factor de potencia de 0.96 establecido en PET [31] y estudio realizados por COES [36] en base a la demanda prevista para el año 2024 a 2026.

**Tabla 4.7** Transferencia de potencia entre Ecuador y Perú [36]

<b>Año</b>	<b>Demanda</b>	<b>Máxima Transferencia</b>
<b>2022</b>		<b>(MW)</b>
<b>Avenida</b>	Máxima	400
	Media	600
	Mínima	600
<b>Estiaje</b>	Máxima	600
	Media	600
	Mínima	600

Mientras que por el lado peruano el proyecto para la interconexión que se desarrolla es una línea de transmisión de 500 kV que conecta la subestación La Niña con la nueva subestación Piura Nueva con una longitud de 87 km, la cual en este trabajo de investigación también se incluirá para el análisis de sobretensiones abriendo la posibilidad de verificar la respuesta de toda la red de 500 kV.

**Tabla 4.8** Datos de líneas de transmisión que se incluyen a la Interconexión Ecuador-Perú [37].

<b>Línea de Transmisión</b>	<b>Nivel de tensión (kV)</b>	<b>Distancia (Km)</b>	<b>Numero de circuitos</b>	<b>Haz de conductores</b>
<b>La Niña-Piura Nueva</b>	500	87	1	4
<b>Piura Nueva - Frontera</b>	500	238	2 (montaje inicial 1)	4

Los datos básicos de la línea de transmisión Piura – La Niña son los siguientes [37]:

- Tensión de operación:500 kV

- Tensión máxima de operación  $V_s$ : 550 kV
- Disposición horizontal de un solo circuito
- Numero de estructuras por km: 2.49
- Número de conductores por fase: 4 en disposición cuadrada y una separación de 457 mm
- Tipo de conductor: ACAR 800 MCM (18/19)
- Resistencia de los pies de torre: 25 ohm
- Aisladores de vidrio templado recubiertos con silicona con dimensiones de paso de 159 mm, diámetro 330 mm y con una distancia de fuga de 620 mm

La subestación Piura Nueva cuenta con una configuración de interruptor y Medio en 500 kV, y se instalarán los siguientes equipos en el patio de 500 kV [37]:

- Un reactor trifásico de línea de 500 kV de 3x20 MVAR que se dirige hacia la S/E La Niña y también cuenta con una reserva monofásica de 20 MVAR.
- Un equipo automático de compensación Reactiva 1500/300 MVAR a 500 KV.

#### 4.3.4 Sistema de Transmisión Santiago

En la región suroriental del Ecuador específicamente sobre el río Santiago en la provincia de Morona Santiago se desarrolla el proyecto hidroeléctrico más grande en la historia del Ecuador, el proyecto hidroeléctrico Santiago, el cual contará con una capacidad de 2400 MW y según el Plan de Expansión de la Generación (PEG) [2], se dividirá en dos etapas: la primera entrará en operación en el año 2026 con 1200 MW y la segunda etapa con los restantes 1200 MW en el año 2027, se estima que su producción de energía limpia y renovable anual será de aproximadamente 15 154 *GWh*. Esto gracias a que contará con ocho unidades de generadoras, de 304.10 MW cada una, con turbinas tipo Francis [38]. Debido a la magnitud de este proyecto se requerirá dos líneas de transmisión de extra alto voltaje de 500 kV presentadas en la Tabla 4.9, esto para evacuar la energía desde la central Santiago hasta el SNI. La capacidad de los elementos de compensación y los dispositivos a añadirse en las subestaciones que abarca el sistema de transmisión Santiago se los presenta en la Tabla B.5 del

Anexo B. Con todos estos proyectos enfocados al nivel de tensión de 500 kV se realizan con el fin de construir un gran corredor eléctrico que permita las transferencias de electricidad entre los países de la región: Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú. Lo cual significa un gran aporte a la integración eléctrica regional y un gran refuerzo al SNI, en el Anexo C se puede encontrar el esquema geográfico del SNI previsto para el año 2027.

**Tabla 4.9** Datos del sistema de Transmisión Santiago [31].

Línea de Transmisión	Nivel de tensión (kV)	Distancia (Km)	Numero de circuitos	Haz de conductores	Tipo de conductor
Zamora-Pasaje L1	500	203	1	4	ACAR 1100 MCM
Zamora-Pasaje L2	500	203	1	4	ACAR 1100 MCM
Zamora-Taday L1	500	90	1	4	ACAR 1100 MCM
Zamora-Taday L2	500	90	1	4	ACAR 1100 MCM

#### 4.3.5 Equivalente de Red

Es la reducción de la red por medio de elementos circunstanciales y de control que tiene como objetivo replicar el comportamiento del sistema en un punto específico, se usa para realizar diversos cálculos debido a que no es practico modelar completamente una red para la mayoría de análisis. La selección y ajuste del tipo de equivalente de red colaboran con la obtención de simulaciones y resultados congruentes, y dependiendo de cuál es la necesidad de estudio, en cuantos escenarios se va a someter al circuito el equivalente puede ser simple o complejo, por ello los aspectos a considerar en un equivalente son los siguientes [33]:

- Nivel de tensión.
- Impedancia de secuencia en estado estable.
- Conexión del sistema, Y o D o combinaciones sobre todo en eventos que provoquen circulación de corriente a tierra.

El nivel de tensión y su ángulo se pueden obtener mediante simulación de flujos de potencia y las impedancias de secuencia se puede obtener mediante estudios de corto circuito. Las cuales responden a las siguientes ecuaciones:

$$R1 = \frac{V_L}{\sqrt{3} \cdot I_{cc3\phi} \cdot \sqrt{1 + (X/R)^2_{3\phi}}} \quad (4.23)$$

$$X1 = \frac{(X/R)_{3\phi} \cdot V_L}{\sqrt{3} \cdot I_{cc3\phi} \cdot \sqrt{1 + (X/R)^2_{3\phi}}} \quad (4.24)$$

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot V_L}{I_{cc1\phi} \cdot \sqrt{1 + (X/R)^2_{1\phi}}} - \frac{2 \cdot V_L}{\sqrt{3} \cdot I_{cc3\phi} \cdot \sqrt{1 + (X/R)^2_{3\phi}}} \quad (4.25)$$

$$X_0 = \frac{(X/R)_{1\phi} \cdot \sqrt{3} \cdot V_L}{I_{cc1\phi} \cdot \sqrt{1 + (X/R)^2_{1\phi}}} - \frac{2 \cdot (X/R)_{3\phi} \cdot V_L}{\sqrt{3} \cdot I_{cc3\phi} \cdot \sqrt{1 + (X/R)^2_{3\phi}}} \quad (4.26)$$

Los equivalentes de red se obtuvieron mediante el programa de simulación PowerFactory 15.1 en el archivo “500kV Ecuador.pfd” los cuales se pueden avalar desde la generación ya que en [8] se presentan los valores de impedancias RL de cada generador proporcionados por CELEC TRANSELECTRIC. En la Tabla 4.10 se compara los valores de equivalentes de red.

**Tabla 4.10** Valores de equivalentes de red en barra de Generación CCS.

Datos (ohm/m)	Valor de investigación	Valores de simulación	Error %
<b>R<sub>0</sub></b>	0.932	0.935	0.3
<b>L<sub>0</sub></b>	0.06	0.09888	3.888
<b>R<sub>+</sub></b>	0.01	0.0024	0.76
<b>L<sub>+</sub></b>	0.17	0.168	0.2

El equivalente de red para este análisis de sobretensiones se realizó en la subestación Tisaleo, en lo que respecta a la barra de generación de la central de generación Santiago y el equivalente en la barra Taday se obtuvieron para el año 2027, pero en este último se obtuvo el equivalente de red en el lado de 230 kV, por lo que se añadió un transformador saturable para conectarlo con el sistema

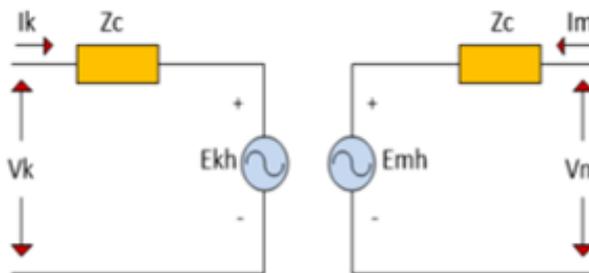
de 500 kV. Adicionalmente se obtuvo el equivalente de red del SEIN en la barra la Niña 500 kV obteniendo los resultados de equivalente de red en la Tabla 4.11.

**Tabla 4.11** Equivalentes de Red.

Barra	$R_0$	$X_0$	R	X
Tisaleo	6.272	61.89	6.492	123.995
Niña	5.87	106.22	33.917	144.696
Zamora	0.146	0.948	0.003	20.647
Taday	0.3249	5.303	0.7423	9.090

#### 4.3.6 Modelo de Línea de Transmisión

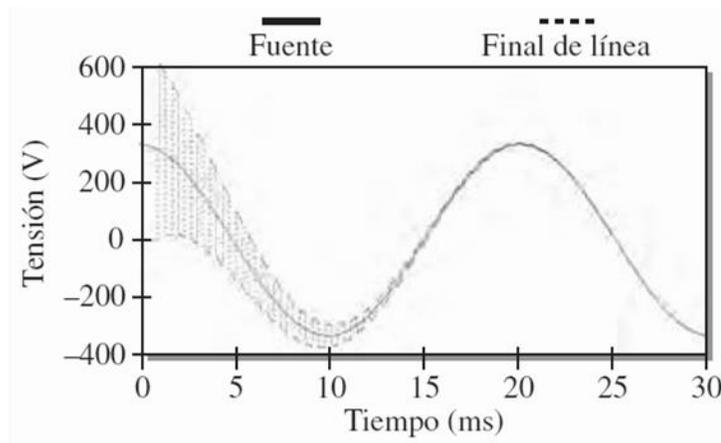
El modelo de líneas con parámetros dependientes de la frecuencia se usa en análisis de transitorios electromagnéticos ya que permiten evaluar de una manera más precisa la contribución natural distribuida de las pérdidas en una línea de transmisión. En modelos de parámetros concentrados las variaciones de R, L y C se desprecian en el análisis, mientras que al utilizar un modelo dependiente de la frecuencia utiliza el mismo principio del circuito equivalente CP (Parámetros Constantes). El modelo J Martin es el más usado en simulaciones en ATP Draw y su circuito equivalente se muestra en Figura 4.9.



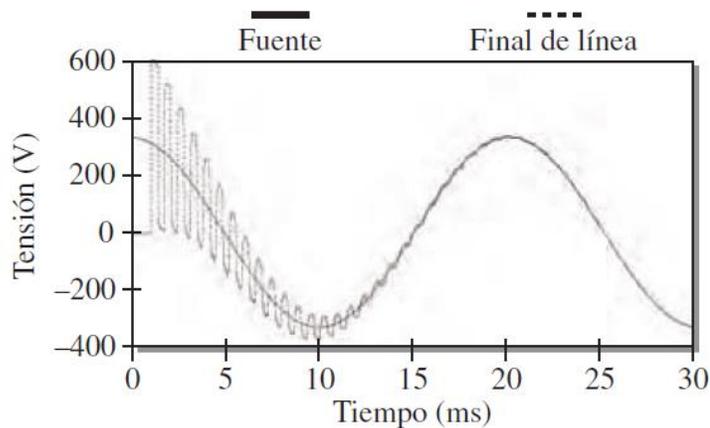
**Figura 4.9** Circuito Equivalente del modelo de línea J Martin [37].

El modelo con parámetros distribuidos es más preciso ya que el resultado obtenido con un modelo basado en parámetros concentrados no brinda una simulación aproximada de todas las

gammas de frecuencia que se presentan en la fuente; además, algunos parámetros eléctricos de la línea aérea dependen de la frecuencia del proceso transitorio, esta dependencia es muy importante para la resistencia e inductancia pero su efecto es nulo en la capacitancia de la línea debido al efecto pelicular en los conductores de la línea y de las corrientes de retorno por tierra. Incluir la dependencia de parámetros con la frecuencia se traduce en un mayor amortiguamiento en la representación de las oscilaciones pero no se aprecia un cambio en los valores máximos de las sobretensiones y en las frecuencias de oscilación naturales como se observa en Figura 4.10 y Figura 4.11, que representan la comparación de una línea trifásica con parámetros dependientes de la frecuencia y una línea monofásica sin considerar dependencia de la frecuencia y sin acoplamiento entre fases. Adicionalmente se presenta en el Anexo U, una simulación de comparación en ATP Draw de la línea de transmisión Pasaje-Piura, analizando los resultados gráficos en diferentes frecuencias de los modelo J Martin, Pi y Bergeron.



**Figura 4.10** Oscilaciones en línea monofásica ideal [1]



**Figura 4.11** Oscilaciones en línea trifásica dependientes de la frecuencia [1].

En ATP Draw existe diversidad de opciones para el modelo de una línea desde modelos circuitales PI hasta modelos dependientes de la frecuencia, el modelo adecuado se realiza en función a la necesidad de parámetros de estudio ya que la línea cuenta con resistencias, inductancias, capacitancias, acoplamientos, entre otros. ATP Draw permite modelar la línea de transmisión en base a la geometría de la torre y las características constantes del material. Para el modelo de transmisión de las líneas de transmisión se menciona en [39] y [4], que la disposición de fases es de tipo vertical y la estructura estará diseñada para dos circuito, pero como se recalca en [2], se realizara el tendido y energización del primer circuito en la etapa inicial, en el programa ATP Draw se puede modelar la distribución de fases en la estructura de acuerdo a estas consideraciones. La torre se transmisión de doble circuito se construyó en base a los datos proporcionados por [12], para las estructuras del proyecto transmisión Santiago las torres de 500kV simple circuito se usó como base las medidas de la estructura presentada en la Figura 4.8. Las características de materiales como cables de guarda y de conductores de fase se modelaron en base a información de fabricantes [12], [37], [40], [5].

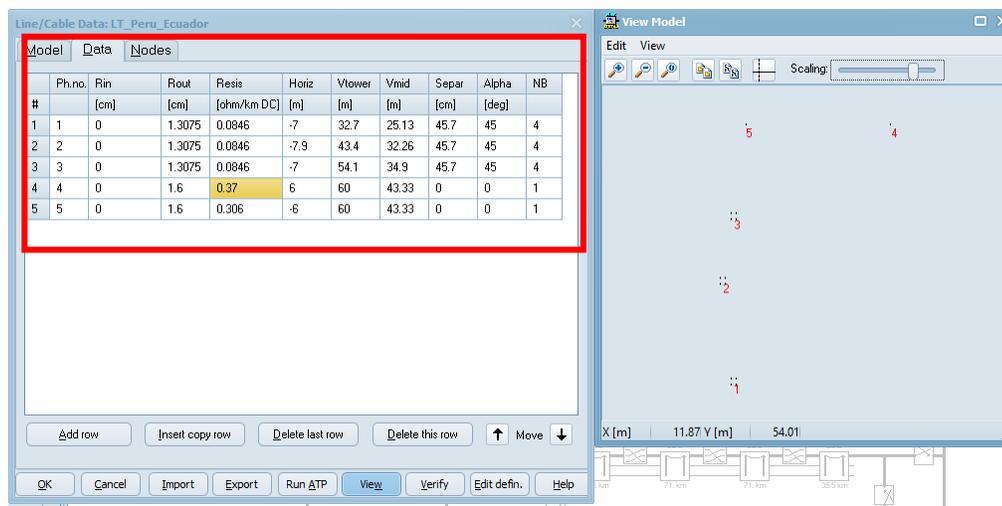


Figura 4.12. Características y disposición de fases de línea de transmisión Pasaje-Piura.

### 4.3.7 Interruptores Estadísticos

ATP Draw brinda la opción de interruptores controlados en función de tiempo, voltaje o incluyendo alguna función condicional, pero para estudios estadísticos de sobretensiones desatacan dos opciones para representar los interruptores [34]:

- **Interruptores Sistemáticos:** los cierres se realizan de un tiempo mínimo a un tiempo máximo en incrementos de tiempo uniforme.
- **Interruptores Estadísticos:** su cierre es calculado de forma aleatoria con una función de densidad de probabilidad.

Un interruptor trifásico puede ser representado como tres interruptores monofásicos con funciones de probabilidad independiente, aunque generalmente sus contactos suelen estar unidos mecánicamente de manera que su cierre es simultáneo; por lo tanto, un interruptor trifásico puede ser representado por un interruptor master y dos interruptores dependientes o esclavos, en los cuales los instantes de cierre se obtiene a partir del tiempo de cierre del interruptor master [1], [33] .

$$T_{cierre(esclavo)} = T_{cierre(master)} + T_{random} \quad (4.27)$$

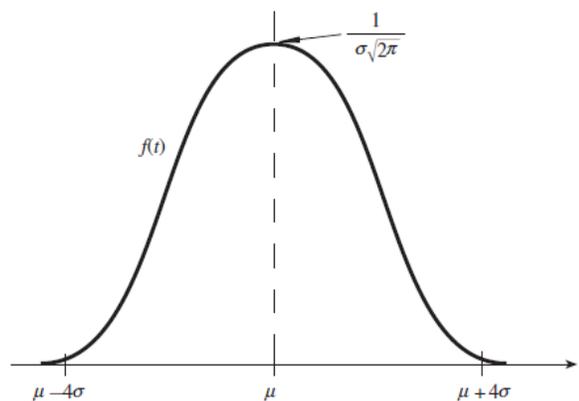
Donde:

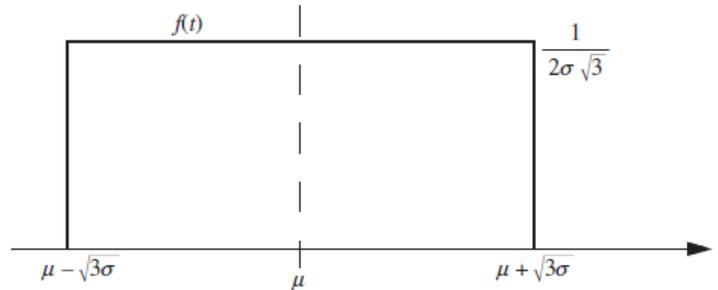
$T_{random}$  es el retardo obtenido de forma aleatoria teniendo en cuenta la función de probabilidad asumida para los tres polos del interruptor, usando un valor medio y una desviación estándar.

El valor medio y desviación estándar tienen su origen al establecer el tiempo de cierre del interruptor master, el modelo de interruptor se configuro para operar en medio ciclo

$$\Delta t = \frac{1}{2} ciclo = 8.33 ms \quad (4.28)$$

$$\sigma_{int} = \frac{\Delta t}{2\sqrt{3}} = \frac{8.33 ms}{2\sqrt{3}} = 2.4 ms \quad (4.29)$$



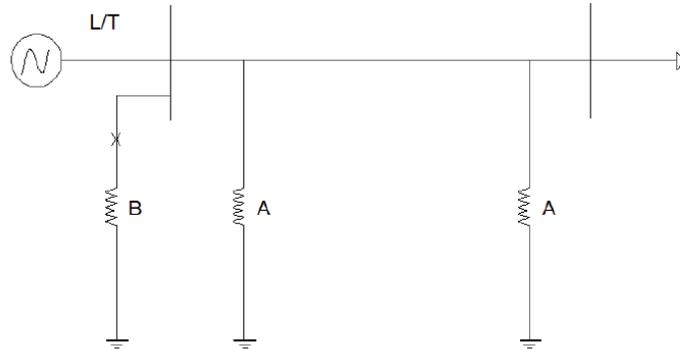
**Figura 4.13** Función de distribución normal [1].**Figura 4.14.** Función de distribución uniforme.

El uso de interruptores estadísticos en ATP Draw es una excelente opción para analizar la distribución estadística de sobretensiones ya que permite repetir la simulación del proceso transitorio que origina la sobretensiones tantas veces como el usuario lo requiera y en cada simulación cumple con la ley de variación estadística, la cual consiste en cambiar en cada iteración los parámetros que se requieran, al finalizar el programa ATP Draw arroja valores con los cuales es posible construir la función de densidad de probabilidad de sobretensiones [34].

#### 4.3.8 Banco de Reactores

Existen elementos dentro del SEP que ayudan a controlar el voltaje, como es el caso de los generadores que mediante sistemas de control automáticos de voltaje ayudan a reducir los niveles de tensión, y esta es la práctica más común pero también existen otros elementos que ayudan a este control que se dividen en compensadores pasivos y compensadores activos. Los elementos que contribuyen con una compensación activa se encuentran los compensadores síncronos y compensadores estáticos como los SVC (*Static Var Compensation*), que ayuda a absorber o producir reactivos para mantener niveles de voltaje en rangos de operación normal. Los capacitores y reactores se encuentran en la clasificación de compensadores pasivos, que según el requerimiento de compensación pueden estar conectados en serie o en derivación shunt y la ventaja de conectarlos en derivación es la maniobrabilidad que se tiene según lo necesite el sistema [41]. Los reactores en derivación o shunt principalmente son usados para compensar efectos capacitivos de la línea de transmisión cuando esta se encuentre en vacío o con baja carga lo que provoca sobretensiones temporales y sobretensiones al momento de la energización, pero con bancos de reactores se puede

limitar estas sobretensiones. Dependiendo el caso de estudio los bancos de reactores shunt pueden conectarse en los extremos de la línea para limitar sobretensiones a frecuencia industrial, también se pueden conectar directamente en las barras para limitar sobretensiones por apertura y recierre de líneas y la última forma de conectarlos es en el devanado terciario del transformador, esto para condiciones de baja carga [8].



**Figura 4. 15** Representación de Reactores entremos de línea y conectado a la Barra [41].

Para determinar el valor de reactancia de compensación conectada en Y debe aplicar la siguiente expresión:

$$X_{compensacion} = \frac{(V_L)^2}{Q_{comp}} \quad (4.30)$$

Donde:

$V_l$  voltaje fase-fase (kV)

$Q_{comp}$  Potencia reactiva de compensación (MVA)

Para obtener recierres exitosos en el SEP después de una falla a tierra se debe tener en cuenta el arco primario que se produce por el acoplamiento entre fases sanas y el arco secundario que se produce después del tiempo muerto, si después de esta esperar el aire vuelve a perder su rigidez se produce un reencendido de arco provocando daños en el aislamiento de los equipos y un fracaso en el recierre. Para mitigar estos arcos secundarios existen varios métodos, pero la practica más económicamente común es aumentar la impedancia de secuencia cero del reactor shunt por medio de un reactor monofásico adicional conectado entre el neutro del reactor y tierra, pero durante la operación normal del sistema el reactor de neutro se encuentra sin carga. En caso de una operación de recierre este reactor se carga por unos segundos entre 15% y 25% de la tensión del sistema.

Esta cargabilidad depende de los parámetros de la línea y de los reactores shunt a los que este conectados a la línea de transmisión, por lo que para determinar su valor se toma en cuenta estos parámetros [42] :

$$X_{rn} = \frac{1}{3} \left[ \frac{100 - \left(1 - \frac{C_0}{C_1}\right)}{C\% - 100 \left(1 - \frac{C_0}{C_1}\right)} \right] \cdot \frac{100 \cdot Nr}{C\% \cdot b_1 \cdot L} \quad (4.31)$$

$$C\% = \frac{Q_l}{Q_c} \cdot 2 \cdot 100 \quad (4.32)$$

Donde:

$C_0$  capacitancia de secuencia cero (uF/Km)

$C_1$  capacitancia de secuencia positiva (uF/Km)

$C\%$  porcentaje de compensacion

$Q_l$  potencia reactiva que aporta la linea (MVA)

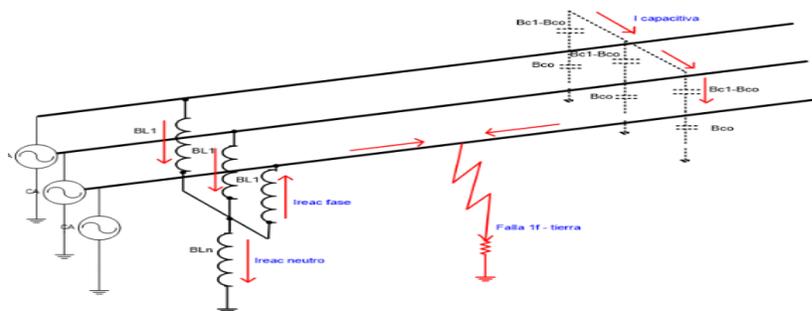
$Q_c$  potencia de compensacion de banco de reactores (MVA)

$Nr$  numero de banco de reactores

$b_1$  susceptancia capacitiva (uS/Km)

$L$  longitud de la linea de transmision.

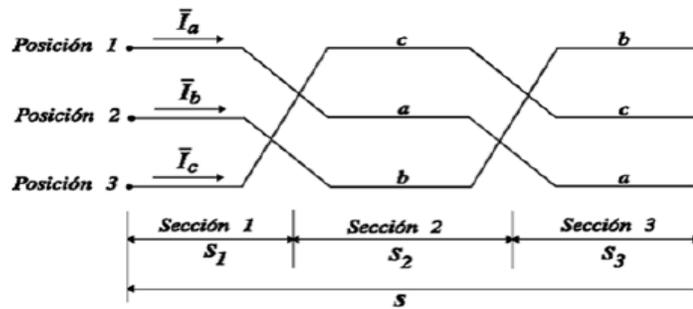
A diferencia de los reactores de barra, los reactores de línea deben poseer un reactor neutro dimensionado para optimizar las condiciones de re cierre unipolar y que cuente con su celda y contenga al interruptor y seccionador [4].



**Figura 4. 16** Distribución de corrientes en falla monofásica en compensación reactiva de 4 inductores [8].

### 4.3.9 Transposición de Línea

Las líneas de transmisión además de estar sometidas a efecto Joule, están expuestas a desequilibrios electrostáticos y electromagnéticos entre las fases lo que provoca enlaces de flujo diferentes por fase y por lo tanto inductancias diferentes debido a su disposición asimétrica de los conductores de fase en las estructuras, estas variaciones ocasionan tensiones y corrientes desbalanceadas en el SEP [43]. Las líneas de transmisión con longitudes de 70 km hasta 250 km deberán ser transpuestas mediante un ciclo completo de transposición a 1/6; 3/6 y 5/6 del extremo de la línea, mientras que para longitudes mayores a 250 km las líneas deberán ser transpuestas en 2 ciclos 1/12; 3/12; 5/12; 7/12; 9/12 y 11/12 y en caso de líneas de transmisión doble circuito, los ciclos de transposición deberán realizarse en sentidos opuestos [4].

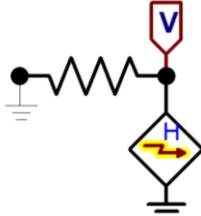


**Figura 4.17.** Transposición de Líneas de Transmisión [43].

### 4.3.10 Modelo De Descarga Atmosférica

Para modelar una descarga atmosférica en los sistemas reales se debe tener en cuenta efectos no lineales como: ionización del suelo, respuesta de torre y reflejos de torres aledañas antes descargas atmosféricas, estos parámetros distorsionan la onda de sobretensiones de frente rápido normalizada, lo que se ve reflejado en el comportamiento del aislador en sistemas ya en operación. Para analizar si las descargas atmosféricas producen o no Back Flashover se pone a prueba una línea para verificar si su apantallamiento y aisladores cumplan con su objetivo de resistencia dieléctrica, si no se cumple ocurrirá un flameo inverso el cual produce que las ondas de  $V$  e  $I$  atraviesen el aislamiento de la torre y se dirija hacia los conductores de fase, las variables involucradas son las siguientes:

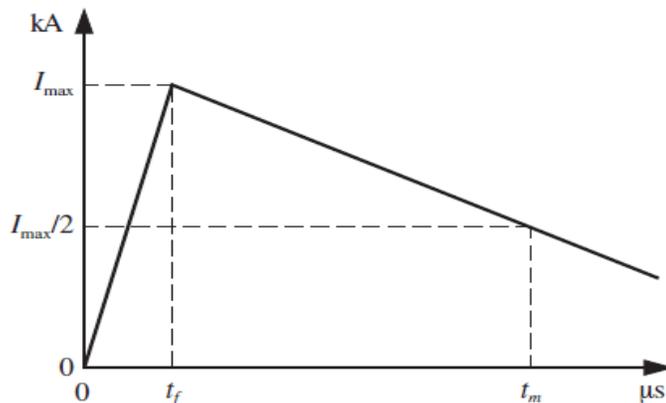
- Corriente de rayo  $I_c$
- Resistencia de puesta a tierra  $R_{ap}$
- Comportamiento transitorio de la cadena de aisladores.
- Modelo eléctrico de la Estructura



**Figura 4.18.** Fuente Heidler para descargas atmosféricas

Para modelar la forma de onda de descarga no existe un modelo único, pero se pueden representar mediante una doble exponencial o una onda triangular como lo indica la Figura 4.19, en cuanto a los tiempos de subida los parámetros que se considera son el valor de la corriente pico ( $I_p$ ) el tiempo de frente o de subida  $t_f$  está condicionado por la magnitud de corriente de descarga y el tiempo de semicola que puede llegar a ser de 50% de  $I_p$  o como lo indicado en [34] puede considerarse el 37%. Además se añade una resistencia en paralelo de 400 ohm, denominada resistencia de canal de descarga que sirve para simular el efecto que tiene que pasar el rayo antes de impactar en el conductor o cable de guarda.

$$t_f = 0.154 \cdot I^{0.625} \quad (4.33)$$



**Figura 4.19** Forma de onda de corriente de descarga atmosférica [25]

#### 4.3.11 Modelo Resistencia de Puesta a Tierra

Las resistencias de puesta a tierra están definidas por la soportabilidad de varillas a tierra o contrapesos ubicados en promedio a 15 m de la base de la torre y cuando ocurre una descarga atmosférica las altas magnitudes de la corriente que fluyen por la resistencia de puesta a tierra disminuyen su resistencia si supera el gradiente crítico, y a medida que aumenta la corriente la humedad del suelo se evapora, creando así un hemisferio alrededor del elemento afectado, como lo muestra la Figura 4.20 [28]. Este comportamiento transitorio de la resistencia de puesta a tierra contribuye a que se produzca Back Flashover afectando al aislamiento y luego a la estabilidad del SEP. Los parámetros que tiene relevancia en la propagación de esta corriente son: el valor de puesta a tierra que depende de la corriente inyectada al terreno, de la resistencia de puesta a tierra de la estructura medida a frecuencia industrial con bajas corrientes, la resistividad del terreno y el gradiente de disrupción. La expresión (4.34) muestra la resistencia a altas intensidades de corriente.

$$R_f = \frac{Rg}{\sqrt{1 + \frac{I_R}{Ig}}} \quad (4.34)$$

Donde

$Rg$  resistencia de baja corriente

$I$  intensidad de corriente

$Ig$  intensidad de corriente de descarga

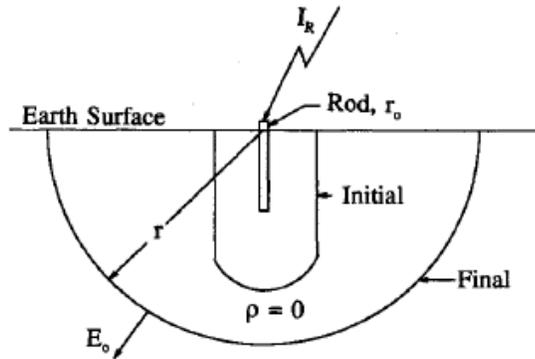
La corriente requerida para superar el gradiente del suelo:

$$Ig = \frac{1}{2\pi} \left[ \frac{E_0 \cdot \rho}{Rg^2} \right] \quad (4.35)$$

Donde

$E_0$  es el gradiente de disrupción tiene un valor estimado de 400 kV/m

$\rho$  resistividad del terreno



**Figura 4.20.** Descarga en varilla de puesta a tierra de estructura, hemisferio de varilla [28].

#### 4.3.12 Modelo de Estructura de Transmisión

Para el modelo de la estructura la normativa técnica de referencia IEC 60071-4 [29] indica que la línea tiene un comportamiento representado por impedancia, las cuales dependen de su geometría materiales de construcción. A continuación, se presenta una modelo general de modelado de la torre de transmisión para determinar los parámetros eléctricos que permitan verificar la respuesta del sistema ante una descarga atmosférica.

$$Z_{t1} = 220 \text{ ohm} \quad (4.36)$$

$$Z_{t4} = 150 \text{ ohm.} \quad (4.37)$$

$$r = -2 \cdot Z_{t1} \cdot \ln\left(\frac{0.8944}{h_1 + h_2 + h_3}\right) \quad (4.38)$$

$$r_4 = -2 \cdot Z_{t4} \cdot \ln\left(\frac{0.8944}{h_4}\right) \quad (4.39)$$

$$R_i = r_4 \cdot h_4 \quad (4.40)$$

$$Li = 2 \cdot Ri \cdot \frac{H}{c} \tag{4.41}$$

Donde:

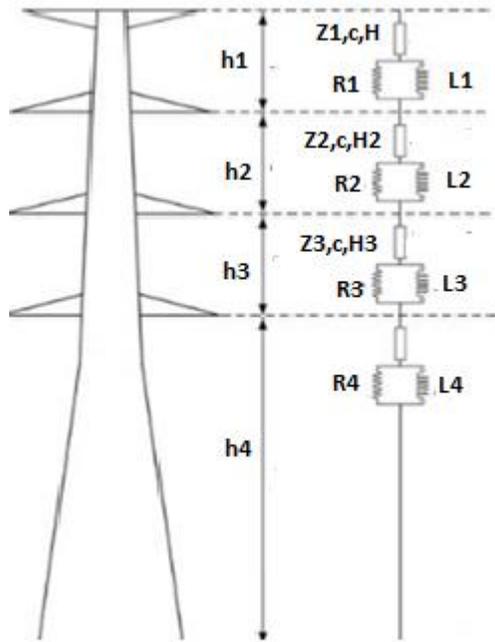
$Ri$  resistencia de torre (*ohm*)

$Li$  inductancia de torre (*uH*)

$hi$  altura de cada conductor (*m*)

$c$  velocidad de propagación  $3 \cdot 10^8$  *m/s*

$H/c$  propagación de onda desde el cable de guarda al pie de la torre



**Figura 4.21.** Modelo eléctrico de torre de transmisión [17].

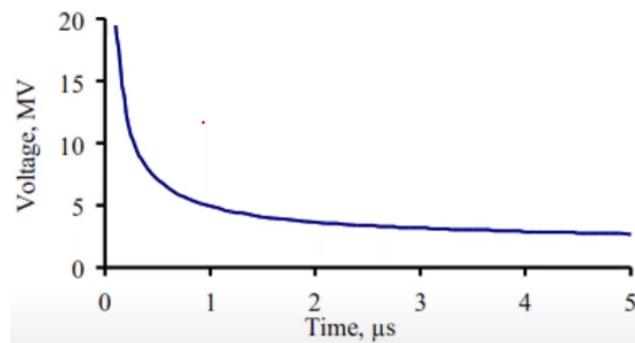
Los parámetros de la torre de transmisión utilizadas para esta investigación se muestran en la Tabla 4.12

**Tabla 4.12** Datos de impedancia de la estructura

<b>Z<sub>ti</sub></b>	220	220	220	150
<b>h<sub>i</sub> (m)</b>	5.90	10.70	10.70	32.70
<b>R<sub>i</sub> (ohm)</b>	11.13	11.34	45.26	138.32
<b>L<sub>i</sub> (ohm)</b>	0.00376	0.00682	0.00682	0.0208

### 4.3.13 Modelo de Cadena de Aisladores

La rigidez dieléctrica de los aisladores de línea bajo condiciones de sobretensión de frente rápido depende de la forma de onda, la magnitud y la polaridad del impulso ;por lo general, el rendimiento dieléctrico del aislamiento en líneas de transmisión cuando se sometía a sobretensiones por descarga atmosférica se evalúa analíticamente o experimental en los laboratorios al someter al aislamiento a formas de onda normalizadas (1,2/50  $\mu s$ ). A medida que aumenta el impulso al cual está sometido el aislamiento existe un nivel de voltaje en el cual se tiene una probabilidad de fallo de 50% de las pruebas, también llamado CFO la muestra el comportamiento transitorio de la cadena al recibir un impulso, se comporta de una manera que dependiendo del tiempo de impulso la soportabilidad de la cadena se irá reduciendo conforme transcurre el tiempo de impulso de descarga atmosférica [13], [26].



**Figura 4.22** Comportamiento de aisladores en función del tiempo [30].

La rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores varía en función del tiempo y la onda de tensión aplicada, obedece a la siguiente expresión [13]:

$$Vflash(t) = \left( 400 + \frac{710}{t^{0.75}} \right) \cdot Lcad \quad (4.42)$$

Donde:

$Lcad$  representa la longitud de la cadena de aisladores ( $m$ )

$t$  tiempo de impulso de rayo  $\mu s$ .

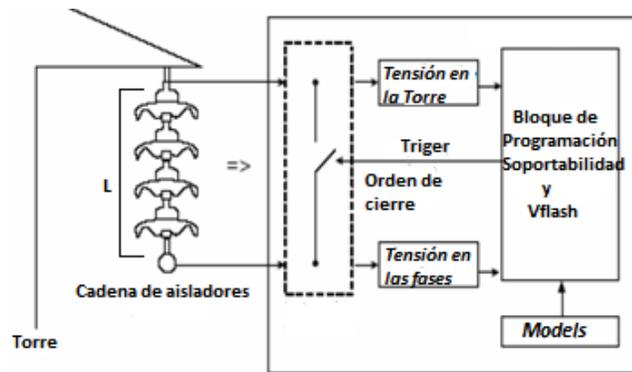


Figura 4.23. Modelo de cadena de aisladores [13].

#### 4.4 VALIDACIÓN DEL MODELO EN ATP DRAW

A continuación, se explican los casos de estudio a los cuales se someterá a las líneas de la interconexión Ecuador-Perú y del sistema de Transmisión Santiago, mediante simulaciones de sobretensiones en el programa ATP Draw. Primero se hará evidente mediante graficas el efecto Ferranti en líneas de transmisión y se determina el valor de potencia reactiva aportada por la línea, luego se someterá a una pérdida de carga y se verifica la sobretensión que se produce en las barras Pasaje y Piura; adicionalmente, se somete al sistema a fallas a tierra donde se observa su comportamiento gráfico y determinación del factor  $k$ , además se analizara la tensión entre los polos del interruptor comparándolo con las curvas TRV para verificar si recuperan su aislamiento antes de realizar maniobras de recierres, comparándolo con diferentes tiempos de recierre. Después, se realizará un análisis estadístico de sobretensiones de frente lento causadas por energización del caso base que es la interconexión Ecuador-Perú y posteriormente se analizan las líneas del sistema de transmisión Santiago, los eventos de energización se dividen en 3 casos los cuales son:

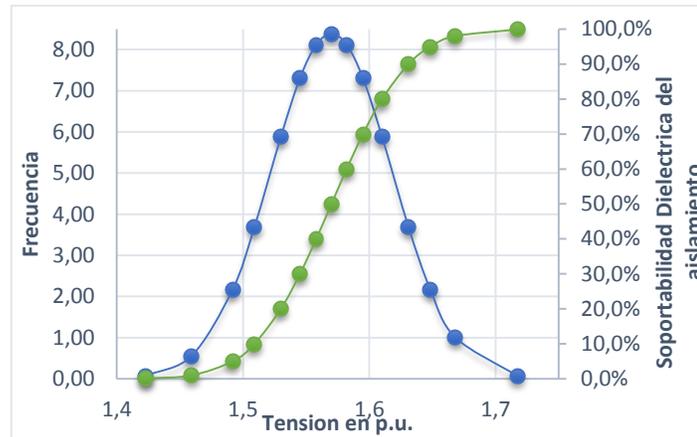
- **Caso 1:** Energización en vacío sin control de voltaje, solo se considera que la tensión en la barra de envío antes de la energización tengan un rango de operación aceptable máximo de 5% del valor nominal de 500 kV.
- **Caso 2:** Energización en vacío, pero con su porcentaje de compensación, al analizar el sistema en condiciones extremas se utiliza todo el grado de compensación con reactores de línea especificados en PME (Plan Maestro de Electrificación).

- **Caso 3:** Energización con resistencias de pre inserción de 400 *ohm*, el interruptor que inserta las resistencias tiene un cierre trifásico 5 *ms* antes del tiempo seleccionado de energización del interruptor estadístico.

Después de la simulación estadística de sobretensiones exponiéndolos a distintos escenarios los resultados a analizar son:

- $\mu$  y  $\sigma$ , media y desviación estándar obtenidas por distribución estadística de sobretensiones.
- $V_{e2}$  voltaje fase-tierra con probabilidad del 2% de ser sobrepasada.
- $V_{p2}$  voltaje fase-fase con probabilidad del 2% de ser superada.
- $V_{et}$  voltaje de truncamiento fase-tierra.
- $V_{pt}$  voltaje de truncamiento fase-fase.
- $V_{cw}$  o *BSL* tensión de soportabilidad de coordinación que tiene el 90% de resistir una descarga disruptiva de una magnitud dada.
- $CFO$  voltaje crítico de disrupción que tiene una probabilidad de resistencia del 50% ante una descarga disruptiva de cierta magnitud en condiciones no estándar.
- $K_{sc}$  factor estadístico de coordinación.
- Riesgo de falla del aislamiento ante una maniobra con cierto nivel de sobretensión.

Obtenidos los valores de desviación estándar y media de la simulación estadística se debe realizar las gráficas de función de distribución probabilidad de sobretensiones y función distributiva acumulada del aislamiento trazando el comportamiento del aislamiento ante un valor determinado de sobretensión, la Figura 4.7 muestra un ejemplo de la gráfica de resultados. En cuanto a la conexión del sistema de transmisión Santiago se analizarán las sobretensiones representativas de cada uno de los casos planteados utilizando interruptores estadísticos y compararlos con el aislamiento obteniendo su factor estadístico de coordinación  $K_{sc}$ . Las gráficas de cada caso se encuentran en el Anexo S.



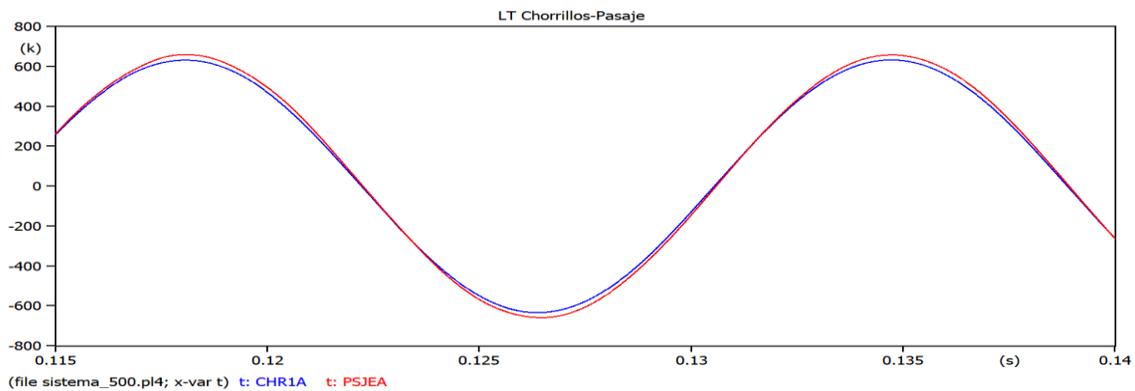
**Figura 4.24.**Curvas de densidad de sobretensiones y distribución disruptiva del aislamiento.

Una vez obtenidos los valores de tensiones de coordinación  $V_{cw}$  y tensión requerida  $V_{rw}$ , y CFO en condiciones no estándar, se debe aplicar los factores de conversión para obtener las soportabilidades a frecuencia industrial de corta duración y la tensión soportada a impulsos tipo rayo en  $kV_{pico}$ , estos valores ayudan en la selección de la longitud de la cadena de aisladores aplicando el procedimiento mostrado en la sección 4.2.4. Para la validación del proceso se realiza una segunda simulación en ATP Draw, en la cual se somete a una descarga atmosférica a las estructuras de la línea de transmisión Pasaje-Piura a una distancia de 78 km, relacionando los parámetros de descarga atmosférica y los cálculos de parámetros de apantallamiento, para verificar el comportamiento de cadena de aisladores y obtener resultados de tasas de salidas por cebado directo e inverso. Por último, Para tener una mayor confiabilidad en el modelo se lo sometió también a casos externos especiales los cuales consisten en simular las corrientes de cortocircuito, parámetros de líneas y demás valores comparativos que sirven para cotejar resultados en base los datos publicados de Anteproyectos, simulaciones de flujos de potencia y trabajos de investigación previos tanto del SNI en Ecuador y de SEIN en Perú, obteniéndose resultados en un rango aceptable de  $\pm 5\%$ . Cabe aclarar que estos casos de simulación adicional tienen como objetivo únicamente brindar referencias comparativas, en el caso de flujos de potencia de las barras seleccionadas se encuentran en el Anexo L y los casos de simulación adicionales se presentan Anexo S.

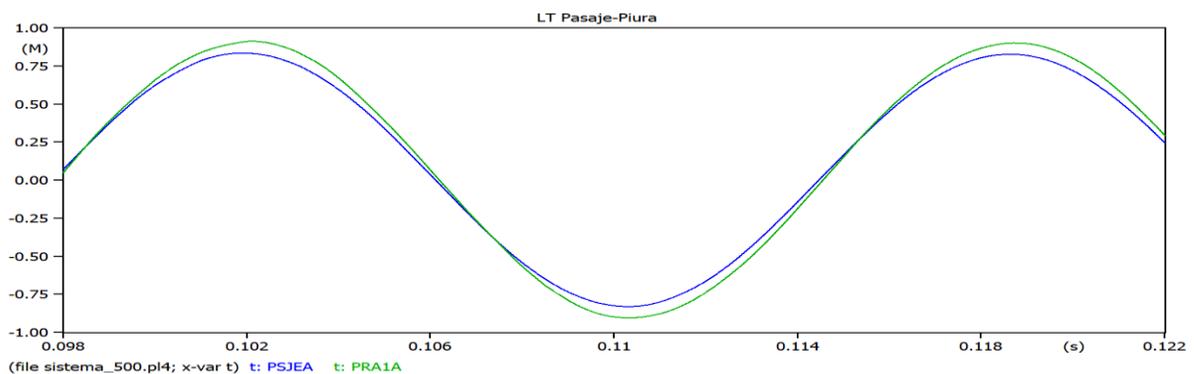
## 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 5.1 INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ

Empezando por las sobretensiones temporales se puede apreciar el efecto Ferranti que se produce en la línea Chorrillos-Pasaje al energizar la línea en vacío y sin su grado de compensación este comportamiento se muestran en la Figura 5.1 y Figura 5.2 respectivamente, en las cuales su tensión fase-fase antes de la energización es de 504 kV y pasa a 629 kV en su sobretensión temporal medido en la barra de Chorrillos y 658 kV en la barra Pasaje. Esta elevación se produce debido a que la potencia capacitiva positiva entregada por la línea es de  $Q_+ = 1,297 \text{ Mvar/Km}$  y la potencia capacitiva de secuencia cero  $Q_0 = 0.5746 \text{ Mvar/Km}$ ; por lo que para la línea Chorrillos-Pasaje tiene  $273.66 \text{ Mvar}$  y para la línea Pasaje-Piura se tiene  $403,36 \text{ Mvar}$ .



**Figura 5.1.** Tensión al inicio y final de la línea 210 km.



**Figura 5.2.** Tensión al inicio y final de la línea 311 km.

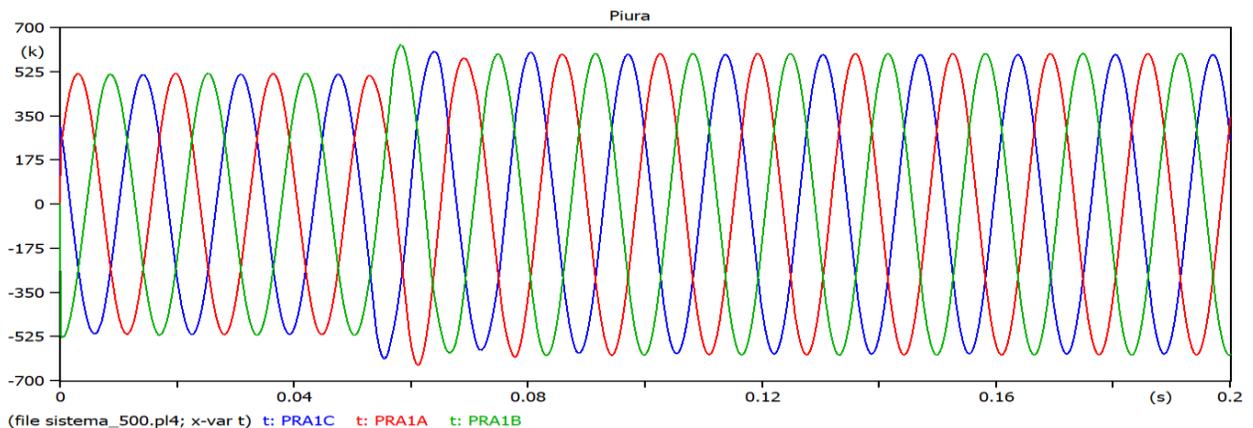
Para analizar sobretensiones por pérdida de carga se realiza una desconexión trifásica en  $t=0.05$  s con tensiones antes de la energización mostrados en Tabla 5.1, cabe aclarar que se alcanza estas tensiones con su compensación al 50% de capacidad. En la Tabla 5.2 se exponen las tensiones que se producen después de la pérdida de carga en cada barra, el comportamiento grafico de las barras Pasaje se muestra en Figura 5.4 y Figura 5.6, y de la barra Piura en Figura 5.3 y Figura 5.5.

**Tabla 5.1.**Tensiones antes de la pérdida de carga

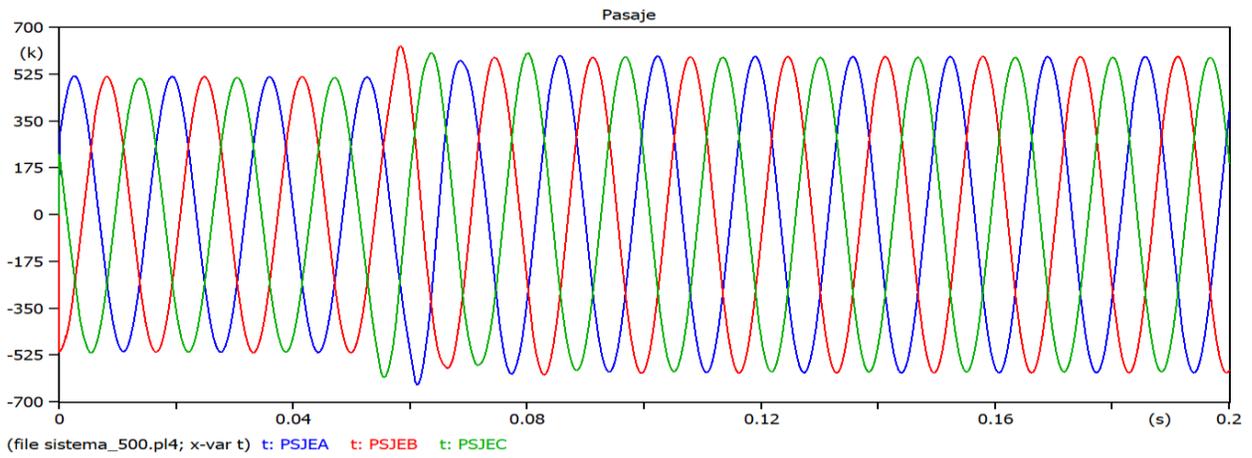
Barra	Tensión en pu	Tensión en kV	Tensión en pu	Tensión en kV
	400 MW	400MW	600 MW	600 MW
<b>Piura</b>	1.036	518.57	1.0005	500.284
<b>Pasaje</b>	1.031	515.56	1.007	503.738
<b>Chorrillos</b>	0.992	495.95	0.961	480.315
<b>Niña</b>	1.045	519.92	1.012	506.320

**Tabla 5.2.**Tensiones después de la pérdida de carga

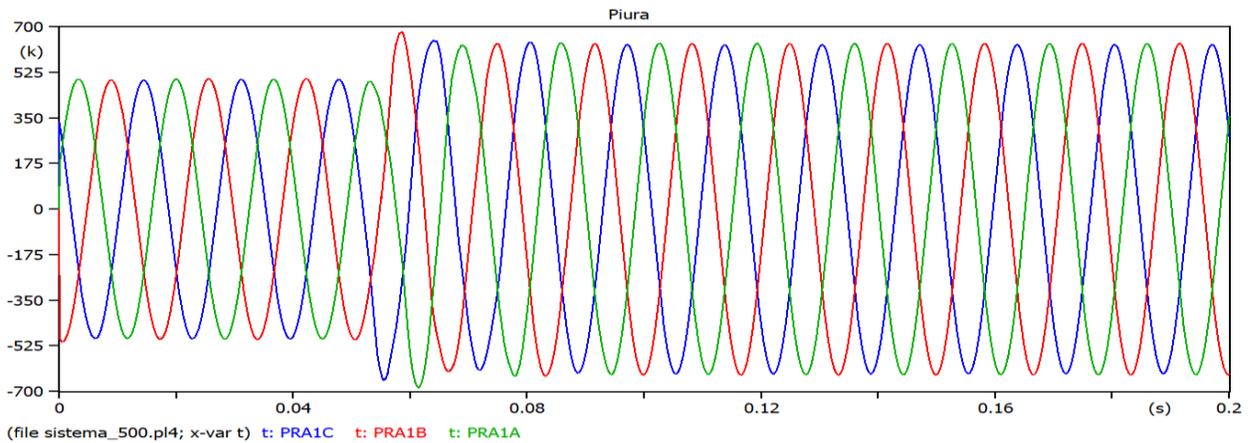
Barra	Tensión en pu	Tensión en kV	Tensión en pu	Tensión en kV
	400MW	400 MW	600 MW	600 MW
<b>Piura</b>	1.262	631.450	1.260	630.002
<b>Pasaje</b>	1.260	630.123	1.363	681.473
<b>Chorrillos</b>	1.170	585.287	1.360	680.080



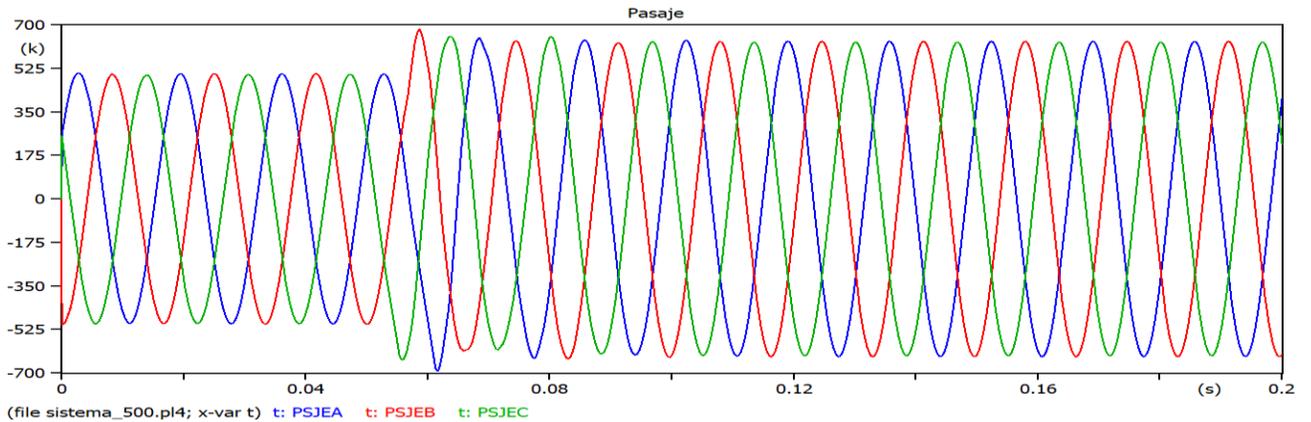
**Figura 5.3.**Pérdida de carga 400 MW en barra Piura



**Figura 5.4.** Pérdida de carga 400 MW en barra Pasaje

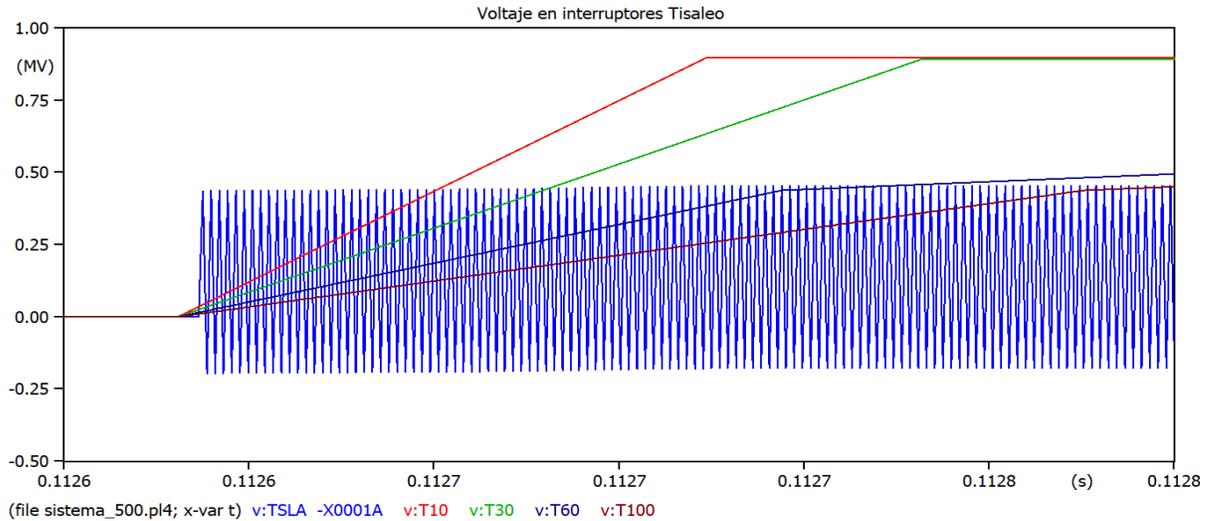


**Figura 5.5.** Pérdida de carga 600 MW en barra Piura

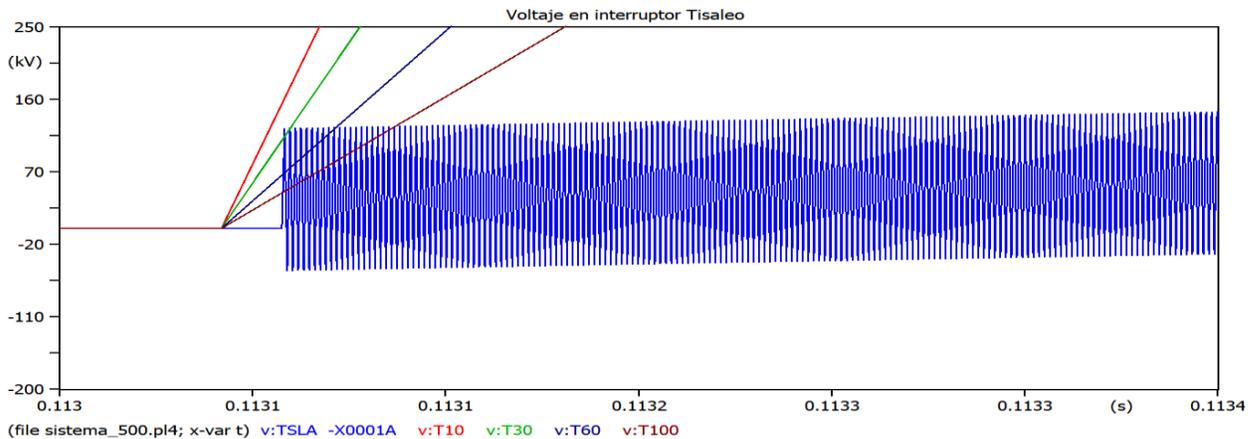


**Figura 5.6.** Pérdida de carga 600 MW en barra Pasaje.

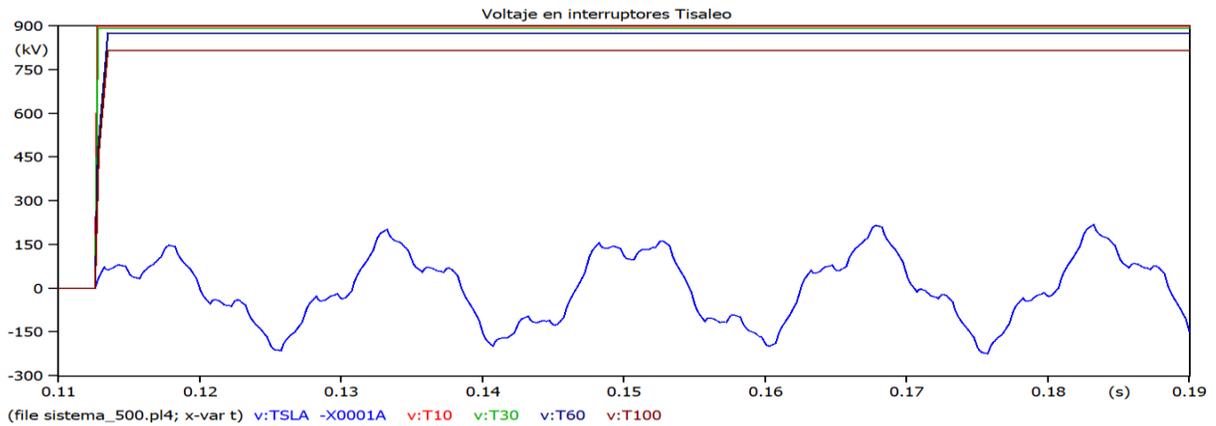
Para analizar fallas monofásicas y voltajes transitorios de recuperación primero que realizo una falla en terminales  $I = 20 \text{ kA}$  y con  $R_f = 0,1 \text{ ohm}$  en la barra Tisaleo ya que allí se encuentra el equivalente de red obteniéndose que el interruptor falla en recuperar su aislamiento al superar todas las curvas de rigidez dieléctrica como se aprecia en la Figura 5.7, pero si se aumenta la resistencia de falla se obtiene el comportamiento de la Figura 5.8, donde se observa que la curva T10 no es superada, por lo que las curvas de rigidez dieléctrica muestran que si la corriente de corto circuito es mayor a la superada por las curvas normalizadas no se obtiene una apertura exitosa, si se añaden resistencias de pre apertura actuando 5 ms se puede reducir drásticamente la magnitud en los bornes del interruptor efecto que se aprecia en la Figura 5.9.



**Figura 5.7.**Tensión bornes del interruptor con una falla de  $R=0.1 \text{ ohm}$

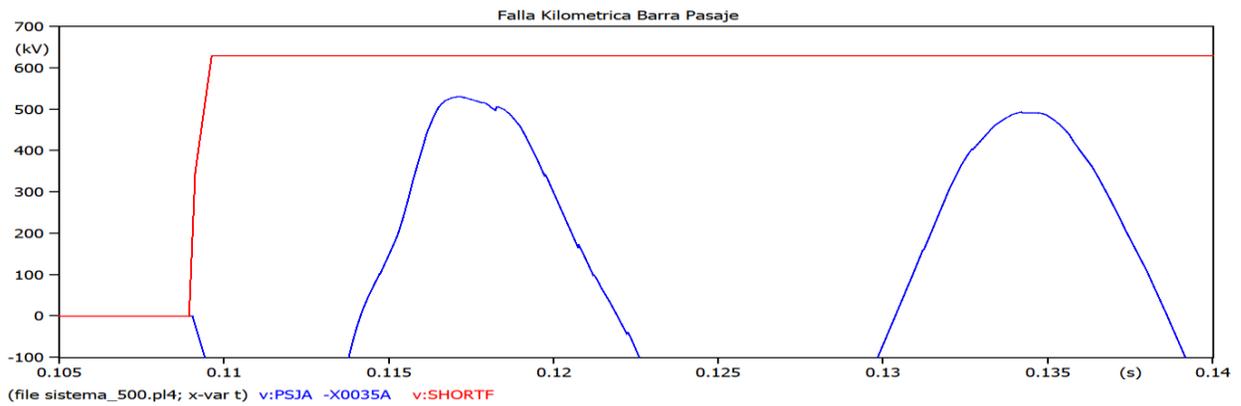


**Figura 5.8.**Tensión en bornes del interruptor con  $R=50 \text{ ohm}$



**Figura 5.9.** Tensión bornes del interruptor con una falla de  $R=0.1$  ohm con resistencias PIR.

Mientras que, para fallas kilométricas, se simula una falla  $T_{falla} = 50ms$  y  $T_{apertura} = 100ms$  en la Barra Pasaje se tiene el resultado la Figura 5.10, que comprueba que si la interrupción del circuito es realizada con éxito el arco se auto extingue y la tensión se reestablece igual a la fuente.



**Figura 5.10.** Falla Kilométrica en Barra Piura.

Para sobretensiones estadísticas de frente lento por energización y en base a las instrucciones planteadas en la sección 4 se obtiene primero las respuestas en las barras Chorrillos-Pasaje y Piura sometándolo a los 3 casos planteados, en la cuales se hallarán las sobretensiones representativas y tensiones de coordinación (ver Anexo P). La Tabla 5.3 muestra los valores de tensión antes de realizar las maniobras de energización en las barras respectivas.

**Tabla 5.3** Tensión en barras antes de la energización.

Barra	Tensión p.u.	Tensión en kV
<b>Chorrillos</b>	1.008	504.12
<b>Pasaje</b>	1.0036	501.83
<b>Piura</b>	1.038	519.00
<b>Santiago</b>	1.024	512.00
<b>Taday (lado 500kV)</b>	1.006	509.00
<b>Niña</b>	1.050	525,38

**Tabla 5.4** Valor medio  $\mu$  y desviación estándar  $\sigma$  de estudio estadístico

	Barra de envío	Barra de Recepción	V fase-tierra		V fase-fase	
			$\mu$	$\sigma$	$\mu$	$\sigma$
<b>Caso 1</b>	Chorrillos	Pasaje	1.778	8.17E-2	3.091	1.57E-1
	Pasaje	Piura	1.808	1.84E-2	3.056	4.31E-2
	Piura	Pasaje	2.070	8.02E-2	3.549	1.51E-1
	Barra de envío	Barra de Recepción	V fase-tierra		V fase-fase	
			$\mu$	$\sigma$	$\mu$	$\sigma$
<b>Caso 2</b>	Chorrillos	Pasaje	1.490	6.64E-2	2.65	1.14E-1
	Pasaje	Piura	1.330	4.43E-2	2.341	7.45E-2
	Piura	Pasaje	1.646	4.33E-2	2.866	7.36E-2
	Barra de envío	Barra de Recepción	V fase-tierra		V fase-fase	
			$\mu$	$\sigma$	$\mu$	$\sigma$
<b>Caso 3</b>	Chorrillos	Pasaje	1.4915	6.31E-2	2.6325	1.30E-1
	Pasaje	Piura	1.731	1.64E-2	3.001	2.52E-1
	Piura	Pasaje	1.847	3.93E-2	3.306	1.50E-1

Los valores estadísticos de simulación que se obtiene en ATP Draw en cada caso de energización se muestran en la Tabla 5.4. En la Tabla 5.5 y en la Tabla 5.6 se muestra los voltajes  $V_{e2}$  y  $V_{p2}$ , respectivamente en cada caso de la interconexión Ecuador-Perú en función a los 3 casos a los que es sometido y para transformar los voltajes a valores reales se debe multiplicar por la tensión base 450 kV, en los que se observa que energizando desde el lado de Perú se producen mayores sobretensiones y que el banco de reactores contribuye que las magnitudes de sobretensiones puedan reducirse para evitar sobretensiones mayores.

**Tabla 5.5** Voltajes fase-tierra  $V_{e2}$  de la interconexión Ecuador-Perú

<b>Barra de envió</b>	<b>Barra de Recepción</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>	
Chorrillos	Pasaje	1.945	1.635	1.651	pu
Pasaje	Piura	1.844	1.421	1.765	pu
Piura	Pasaje	2.233	1.734	1.927	pu

**Tabla 5.6** Voltaje fase-fase  $V_{p2}$  de Interconexión Ecuador-Peru

<b>Barra de envió</b>	<b>Barra de Recepción</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>	
Chorrillos	Pasaje	3.412	2.884	2.899	
Pasaje	Piura	3.144	2.494	3.041	
Piura	Pasaje	3.900	3.010	3.613	

**Tabla 5.7.** Tensiones de truncamiento  $V_{et}$ 

<b>Barra de envió</b>	<b>Barra de Recepción</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>	
Chorrillos	Pasaje	2.068	1.718	1.701	pu
Pasaje	Piura	1.955	1.475	1.864	pu
Piura	Pasaje	2.395	1.830	2.043	pu

**Tabla 5.8.** Tensiones de truncamiento  $V_{pt}$ 

<b>Barra de envió</b>	<b>Barra de Recepción</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>	
Chorrillos	Pasaje	3.650	3.047	3.065	pu
Pasaje	Piura	3.344	2.603	3.779	pu
Piura	Pasaje	4.159	3.199	3.886	pu

Para culminar con las sobretensiones representativas, se presentan en la Tabla 5.7 y Tabla 5.8 tensiones de truncamiento. En cuanto al comportamiento estadístico del aislamiento se determina en base a los valores de la Tabla 4.2, en los cuales se obtiene su valor medio y desviación estándar para encontrar las tensiones requeridas de coordinación  $V_{rw}$  y CFO en condiciones no estándar, estos resultados se presentan en la Tabla 5.9 ; por ello, si se produce un cambio en este valor depende directamente con el tipo de aislamiento con el que se está evaluando.

**Tabla 5.9.** Parámetros estadísticos del aislamiento y tensiones de soportabilidad.

<b>Desviación Estándar <math>\sigma</math></b>	0.229	
<b>Valor Medio <math>\mu</math></b>	2.000	pu
<b>V10 - <math>V_{ew}</math></b>	1.706	pu
<b>V50 - CFO</b>	2.000	pu
<b><math>V_{rw}</math></b>	2.150	pu
<b>CFO No Estándar</b>	2.575	pu

**Tabla 5.10** Soportabilidad ante impulsos a frecuencia industrial y tipo rayo

	<b>Soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración DRY (KV)</b>	<b>Tensión de soportabilidad a impulso tipo rayo (KV)</b>
<b>Fase-Tierra</b>	671.590	1017.870
<b>Fase-Fase</b>	1393.198	2315.769

El riesgo de falla R se lo realiza mediante el método estadístico simplificado por lo que arroja los siguientes resultados de la Tabla 5.12 para una torre estándar, cabe aclarar que el riesgo de fallo mostrado está en función de las tensiones  $V_{cw}/V_{e2}$ .

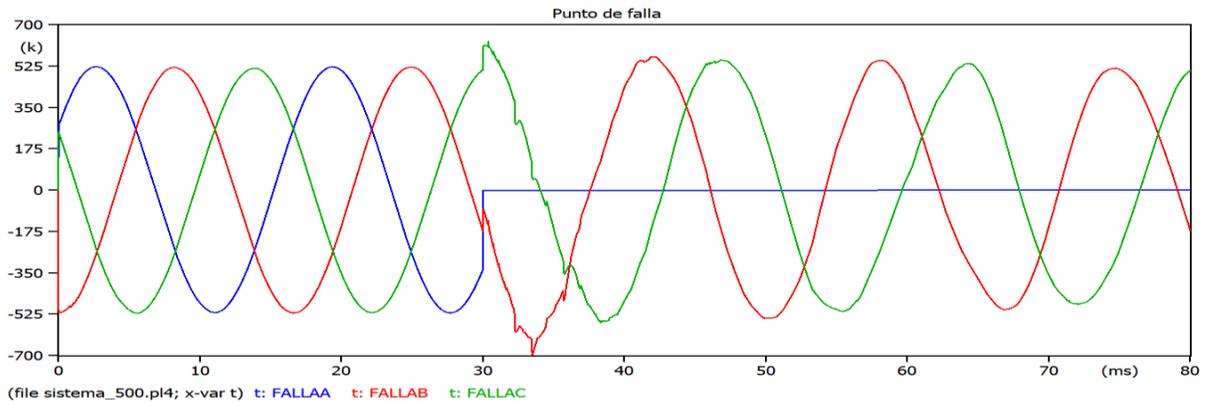
**Tabla 5.11** Factor de coordinación estadístico  $K_{sc}$

<b>Barra de envió</b>	<b>Barra de Recepción</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>
Chorrillos	Pasaje	0.859	1.043	1.052
Pasaje	Piura	0.924	1.200	0.969
Piura	Pasaje	0.763	0.983	0.885

**Tabla 5.12.** Riesgo de falla en %

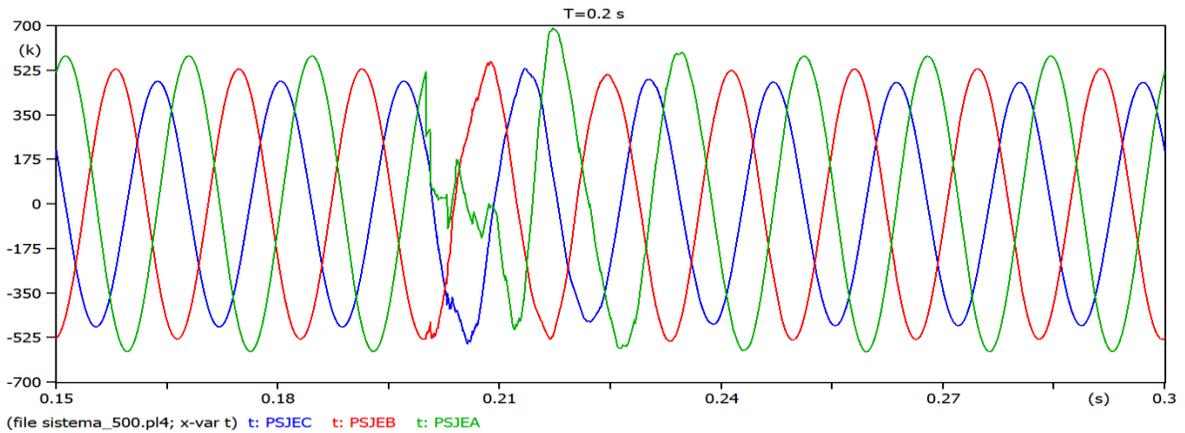
<b>Barra de envió</b>	<b>Barra de Recepción</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>
Chorrillos	Pasaje	5.530	0.489	0.465
Pasaje	Piura	2.660	0.046	1.020
Piura	Pasaje	15.40	0.647	3.280

En cuanto a las sobretensiones por re cierre se simulo una falla monofásica a los 78 km en la zona de Frontera de la línea Pasaje-Piura con tensiones en la barra Pasaje de 513 kV, Piura 516 kV y el punto en el punto de falla la tensión antes de la falta a tierra es de 522 kV conectado a la carga de Avenida minina de 400 MW con  $FP= 0.96$ . La compensación en este punto está al 50 % de capacidad y la resistencia de falla tomo un valor de  $R=0.1$  ohm, el tiempo de actuación de la causa de la falla se mantiene durante 0.1 s a partir de su origen. Tomando en cuenta el tiempo de espera de 0.5 s propuesto para que la falla se extinga y poder realizar la maniobra de re-cierre de la línea se aprueba un intervalo de tiempo menor y mayor al tiempo propuesto de 0.5 s. Las sobretensiones en fase-tierra en las fases sanas que se producen en el momento de la falla son  $V_{b-t}=362.57$  kV y  $V_{c-t}=401.12$  kV con factores de defecto a tierra  $k_b=1.209$  y  $k_c=1.346$ .



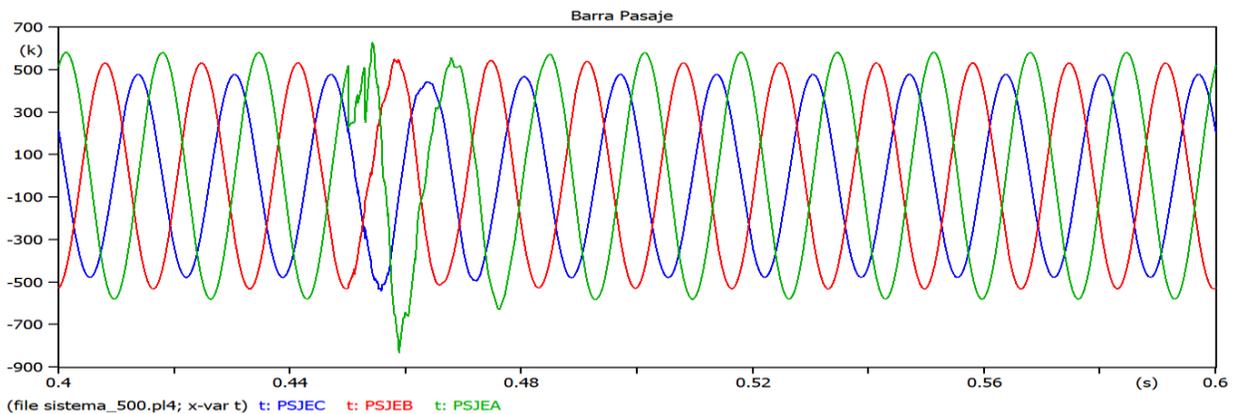
**Figura 5.11.** Tensiones de falla en el punto de falla a 78 km de la barra Piura

Cuando el tiempo de re cierre se da en  $T=0.2$  s. La sobretensión que se produce toma el valor de 1.534 pu equivalente a 690.33 kV, el comportamiento grafico se muestra en Figura 5.12.



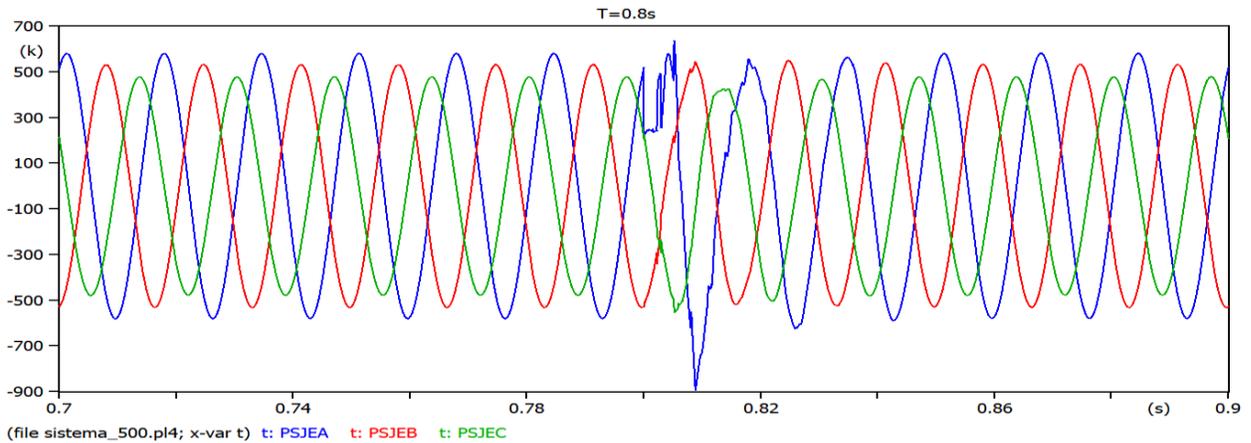
**Figura 5.12.** Tensiones en Barra Pasaje con re cierre en  $T=0.2$  s.

Cuando el tiempo de re cierre se da  $T=0.45$  s, la sobretensión que se produce en la barra Pasaje al momento del re cierre es de 1.84 pu que en valores reales tiene una tensión de 828 kV.



**Figura 5.13.** Tensiones en Barra Pasaje con re cierre en  $T=0.45$  s.

Cuando el tiempo de re cierre se da en  $T=0.8$  s la sobretensión que se produce es de 2.067 pu, en valores reales 930.15 kV, el comportamiento gráfico se puede observar en la Figura 5.14.



**Figura 5.14.** Tensiones en Barra Pasaje con re cierre en  $T=0.8$  s

Al realiza una maniobra estadística se muestran con las condiciones planteadas [12] en donde la compensación se encuentra al 100 % de capacidad se tiene los resultados de la Figura 5.15, medidos en la fase A en el interruptor de la barra Pasaje. La tensión  $V_{e2}$  es de 1.791 p.u., en valores reales su valor alcanza los  $V_{e2}= 805.98$  kV.

Mean =	1.77600000E+00	1.76152876E+00
Variance =	5.00000000E-05	1.93600966E-04
Standard deviation =	7.07106781E-03	1.39140564E-02

**Figura 5.15.**Resultados estadísticos de recierre.

Para la selección de aislamiento se considera el procedimiento presentado en la sección 4.2.4 y se tomó dos clases de aislamiento de vidrio, como son: perfil estándar en la Tabla 5.13 y de perfil tipo niebla expuesto en la Tabla 5.14, con los resultados de la cantidad de aisladores de cada tipo y al compararlos con las soportabilidades requeridas de la Tabla 5.10, estos resultados se muestran en la Tabla 5.15, donde los valores proporcionados por la cadena de aisladores es soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial se representa por SDW y la soportabilidad al impulso tipo rayo por LIW.

**Tabla 5.13** Numero y longitud de aisladores considerando contaminación para perfil estándar

<b>Grado de contaminación</b>	Fuerte	25
<b>Distancia de fuga por aislador</b>	320	mm
<b>Longitud por aislador</b>	146	mm
<b>Temperatura</b>	27	°C
<b>Presión barométrica</b>	63.27	cm/Hg
<b>Numero de aisladores</b>	32.38	33
<b>Longitud de aisladores</b>	4.760	4.8

**Tabla 5.14.**Numero y longitud de aisladores considerando contaminación para perfil tipo niebla

<b>Grado de contaminación</b>	Fuerte	25
<b>Distancia de fuga por aislador</b>	280	mm
<b>Longitud por aislador</b>	146	mm
<b>Temperatura</b>	27	°C
<b>Presión barométrica</b>	63.27	cm/Hg
<b>Numero de aisladores</b>	37.010	37
<b>Longitud de aisladores</b>	5.404	5.5

**Tabla 5.15** Resultados de selección de aislamiento según su tipo de perfil.

<b>Perfil</b>	<b>Catalogo</b>	<b>IEC clase</b>	<b>Distancia de fuga (mm)</b>	<b>Espacio (mm)</b>	<b>SDW (kV)</b>	<b>LIW (kV)</b>	<b>Cantidad aisladores</b>	<b>L (m)</b>
Estándar	F 70/146	U70 BL	320	146	1320	2410	33	4.8
Niebla	F100P/146	U100BLP	280	146	1470	3060	38	5.4

Se selecciona el aislador de vidrio de perfil estándar debido a que sus características presentada en el Anexo N lo hacen idóneo para este tipo de ambiente y también presenta la menor cantidad de aisladores en comparación con el perfil tipo niebla, y aunque ambos superan a las soportabilidades establecidas en Tabla 5.10 se optimiza el aislamiento seleccionando el perfil tipo estándar F70/146. En la investigación de [12] afirma que en el anteproyecto de interconexión Ecuador-Perú cuenta con 832 estructuras las cuales contienen 37 aisladores con una longitud de 5.1m; mientras que al aplicar el método de coordinación de aislamiento en base a las soportabilidades de esta investigación se obtuvieron los resultados de la Tabla 5.13.

**Tabla 5.16.** Comparación de resultados obtenidos con trabajos anteriores.

Características Evaluables	Anteproyecto [13]	Presente Investigación	CELEC
<b>CFO-No estándar (KV)</b>	1310.108	1158.598	
<b>N aisladores</b>	30	33	37
<b>L cadena (m)</b>	5.2	4.8	5.1

Para el análisis de las descargas atmosféricas se hizo en base al modelo electrogeométrico con las dimensiones presentadas en la sección 4.3.6., los parámetros de apantallamiento de cada uno de las amplitudes de corriente de descargas atmosféricas a las que se sometió. Para calcular la corriente de falla de apantallamiento  $I_m$  se debe considerar la distancia de ruptura del apantallamiento, para la cual se emplea la fórmula de LOVE, al ser utilizada con regularidad en [1], [28]; sin embargo en la Tabla 5.17 se presenta las corrientes mínimas de ruptura para las diferentes fórmulas consideradas. Los cálculos matemáticos para este parámetro se presentan en el Anexo V.

**Tabla 5.17.** Corrientes mínimas de ruptura de apantallamiento con distintas formulas

<b>Young</b>	18.342	<b>kA</b>
<b>CIGRE</b>	23.586	<b>kA</b>
<b>Love</b>	19.304	<b>kA</b>
<b>IEEE 989</b>	27.210	<b>kA</b>

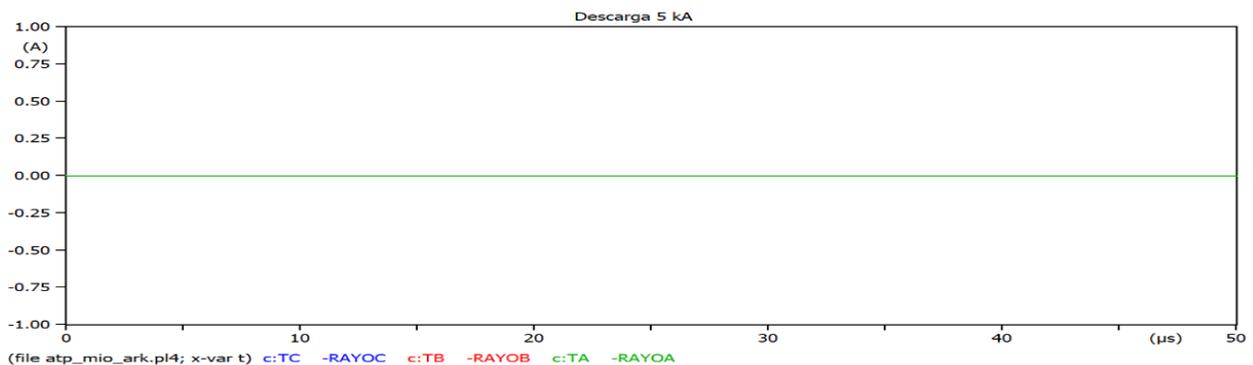
A partir de la corriente de ruptura 19.304 kA tiene un límite que indica una mayor probabilidad de que la descarga impacte en el cable de guarda, mientras que corrientes menores influyen en el conductor de fase; por ello se tomó dos amplitudes de corriente inferiores a  $I_m$  y dos amplitudes de corriente mayores para verificar el comportamiento de la descarga atmosférica.

**Tabla 5.18.** Parámetros de apantallamiento para una amplitud de corriente de 5 kA parte 1.

Fórmulas	Young	CRIGRE	Love	IEEE 989	unidades
<b>rg</b>	45.189	21.400	28.466	22.773	m
<b>ys</b>	1.104	1.389	1.000	1.000	-
<b>yc</b>	1.089	1.334	1.000	1.000	-
<b>rs</b>	49.910	29.722	28.466	22.773	m
<b>rc</b>	49.188	28.553	28.466	22.773	m
<b><math>\alpha</math></b>	9.620	9.620	9.620	9.620	°
<b><math>\theta</math></b>	0.000	0.000	0.000	0.000	°

**Tabla 5.19.**Parámetros de apantallamiento para una amplitud de corriente de 5 kA parte 2.

Fórmulas	Young	CRIGRE	Love	IEEE 989	unidades
$\beta$	3.487	6.015	6.033	7.550	°
<b>Dc</b>	1.281	1.056	1.056	1.015	m
<b>Dg</b>	48.907	28.496	28.411	22.758	m
<b>Pcg</b>	97.719	97.028	97.023	96.591	%
<b>Pcf</b>	2.281	2.972	2.977	3.409	%
<b>T subida</b>		0.420414807			us
<b>T semicola</b>		0.210207404			us



**Figura 5.16.**Corriente en aisladores debido a un impacto directo con corriente de descarga de 5 kA.

**Tabla 5.20.**Parámetros de apantallamiento para una amplitud de corriente de 16 kA

Fórmulas	Young	CRIGRE	Love	IEEE 989	unidades
<b>rg</b>	65.567	51.200	60.629	48.503	m
<b>ys</b>	1.104	1.389	1.000	1.000	-
<b>yc</b>	1.089	1.334	1.000	1.000	-
<b>rs</b>	72.417	71.111	60.629	48.503	m
<b>rc</b>	71.369	68.314	60.629	48.503	m
$\alpha$	9.620	9.620	9.620	9.620	°
$\theta$	9.245	0.000	6.182	0.000	°
$\beta$	2.403	2.510	2.829	3.537	°
<b>Dc</b>	0.638	1.525	1.073	1.273	m
<b>Dg</b>	70.804	67.789	60.203	48.230	m
<b>Pcg</b>	99.176	97.975	98.405	97.706	%
<b>Pcf</b>	0.824	2.025	1.595	2.294	%
<b>Tsubida</b>		0.868743544			us
<b>Tsemicola</b>		0.434371772			us

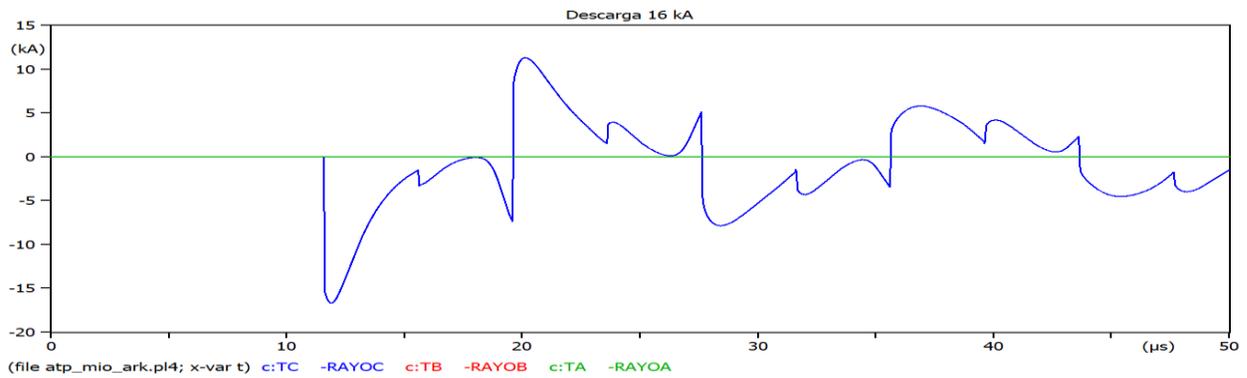


Figura 5.17. Corriente en aisladores por impacto directo con corriente de descarga de 16 kA

Tabla 5.21. Parámetros de apantallamiento para una amplitud de corriente de 19.304 kA

Fórmulas	Young	CRIGRE	Love	IEEE 989	unidades
<b>rg</b>	69.621	58.932	68.488	54.790	m
<b>ys</b>	1.104	1.389	1.000	1.000	-
<b>yc</b>	1.089	1.334	1.000	1.000	-
<b>rs</b>	76.895	81.849	68.488	54.790	m
<b>rc</b>	75.783	78.630	68.488	54.790	m
<b>α</b>	9.620	9.620	9.620	9.620	°
<b>θ</b>	11.819	3.523	12.127	0.722	°
<b>β</b>	2.263	2.181	2.504	3.130	°
<b>Dc</b>	0.000	1.513	0.000	1.347	m
<b>Dg</b>	75.164	77.980	67.969	54.446	m
<b>Pcg</b>	100.000	98.230	100.000	97.821	%
<b>Pcf</b>	0.000	1.770	0.000	2.179	%
<b>Tsubida</b>		0.976581475			us
<b>T semicola</b>		0.488290737			us

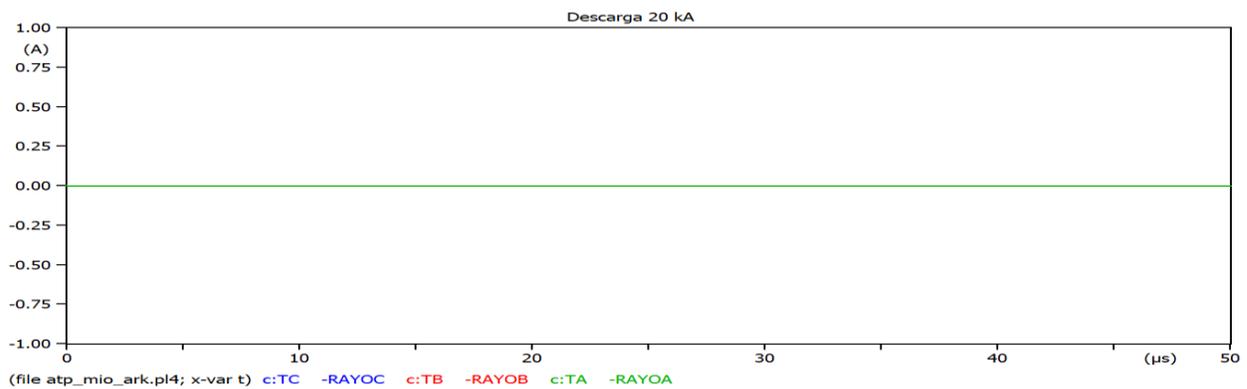
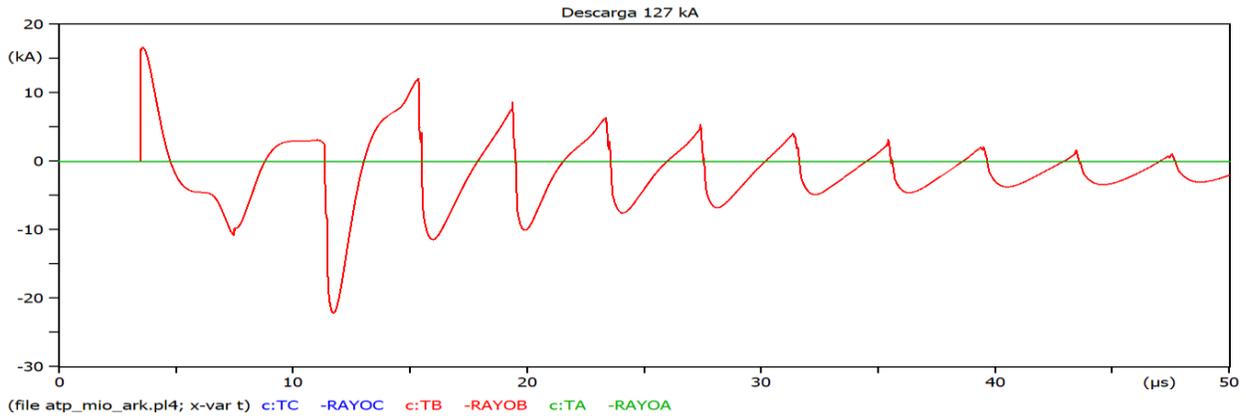


Figura 5.18. Corriente de impacto inverso en la cadena de aisladores de 20 kA

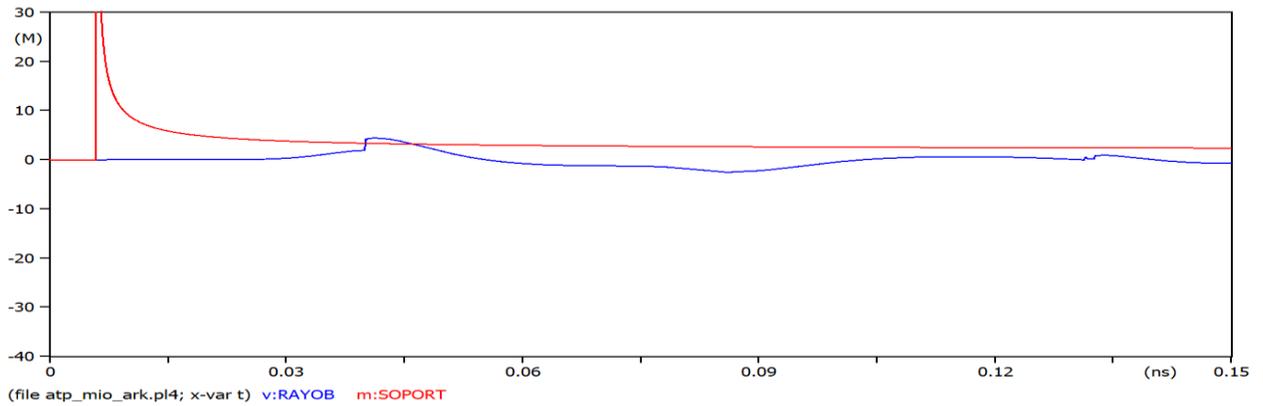
**Tabla 5.22.**Parámetros de apantallamiento para una amplitud de corriente de 127 kA

Fórmulas	Young	CRIGRE	Love	IEEE 989	unidades
<b>rg</b>	127.227	242.121	233.063	186.450	m
<b>ys</b>	1.104	1.389	1.000	1.000	-
<b>yc</b>	1.089	1.334	1.000	1.000	-
<b>rs</b>	140.520	336.279	233.063	186.450	m
<b>rc</b>	138.487	323.052	233.063	186.450	m
<b>α</b>	9.620	9.620	9.620	9.620	°
<b>θ</b>	31.873	35.592	50.163	45.222	°
<b>β</b>	1.238	0.531	0.736	0.919	°
<b>Dc</b>	0.000	0.000	0.000	0.000	m
<b>Dg</b>	137.008	318.996	230.266	184.305	m
<b>Pcg</b>	100.000	100.000	100.000	100.000	%
<b>Pcf</b>	0.000	0.000	0.000	0.000	%
<b>Tsubida</b>		3.164420889			us
<b>T semicola</b>		1.582210444			us



**Figura 5.19.**Corriente de impacto inverso en la cadena de aisladores de 20 kA

La razón por la que se escogió la corriente de descarga de 127 kA , es porque al resultado de soportabilidad de impulso tipo rayo impuesto por la selección del aislamiento en la Tabla 5.15 debe corregirse al dividir un factor de clima, generalmente de 0.95 definido por [37]. La nueva soportabilidad da como resultado 2536.84 kV, entonces para que se produzca cebado en la cadena de aisladores la tensión en bornes debe superar este valor, y mediante simulación se tiene que al inyectar una corriente de 127 kA provoca una sobretensión en bornes de la cadena de 2671.25 kV, y al comparar esta sobretensión con la soportabilidad de la cadena, se tiene que es la sobretensión mínima que produce cebado en el aislador al superar su soportabilidad a impulso tipo rayo.



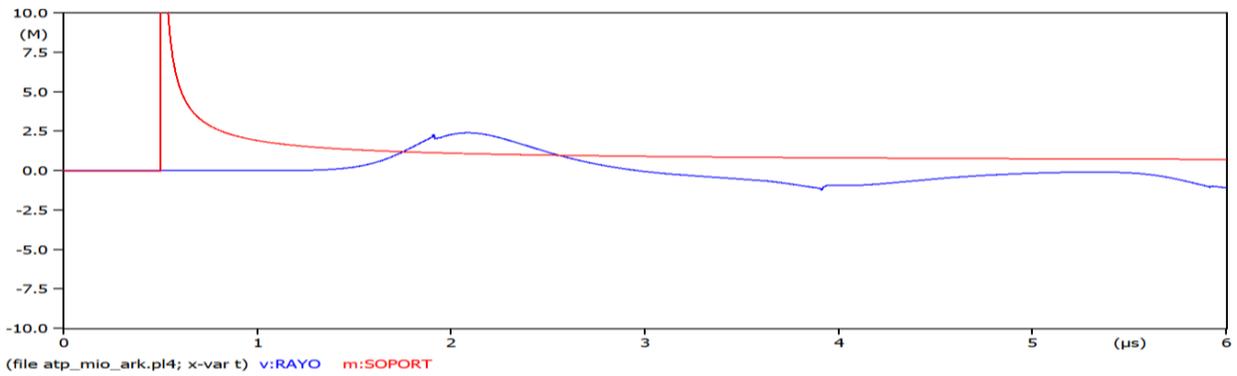
**Figura 5.20.** Comparación entre sobretensión aplicada en la fase C y soportabilidad de aislamiento.

Una vez determinada la corriente mínima que produce cebado directo y cebado inverso en la cadena de aisladores, se determina la tasa de cebado directo SSFOR e inverso BFR mediante el método Hileman propuesto en [28]. Para SSFOR se establece que sea menor a 0.05 flash/100 km-año y para BFR se establece que la tasa de salidas por descarga atmosférica sea inferior o igual a 1 Flashover/100 km-año.

**Tabla 5.23.** Tasas de cebado directo e inverso de la interconexión Ecuador-Perú.

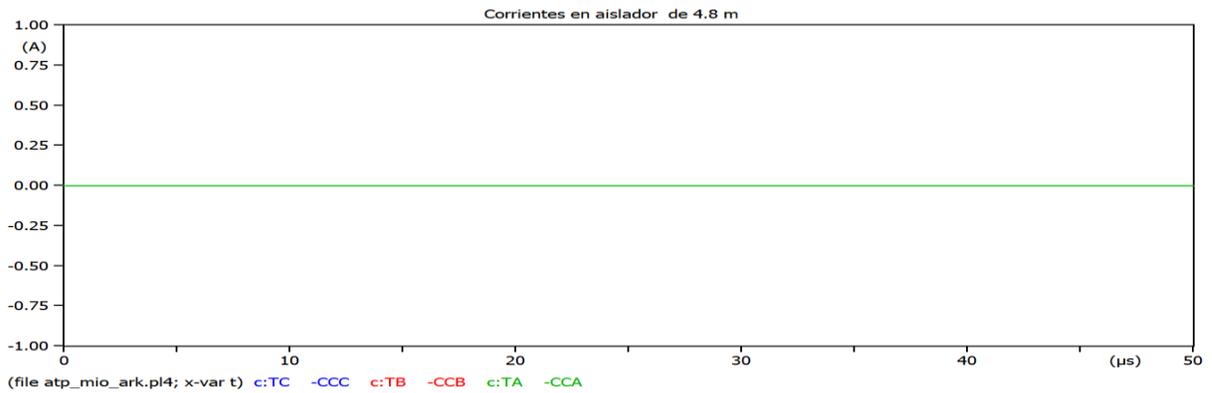
		5 kA	16 kA	19.30 kA	45 kA	127 kA	Unidades
<b>P(I)</b>		0.9913	0.848	0.774	0.275	0.024	%
<b>LT Chorrillos-Pasaje</b>	<b>Cebado dir SSFOR</b>	X	0.00193	X	X	X	Flashover/100 km -año
	<b>Cebado inv BFR</b>	X	X	X	X	0.3193	Back Flashover/100 km año
<b>LT Pasaje-Piura</b>	<b>Cebado dir SSFOR</b>	X	0.00294	X	X	X	Flashover/100 km -año
	<b>Cebado inv BFR</b>	X	X	X	X	0.47083	Back Flashover/100 km año

Si se reduce el número de aisladores y por ende su longitud y soportabilidad, se produce cebado en la cadena con una corriente de 45 kA, la Figura 5.21 indica que la soportabilidad se ve comprometida con una cadena de menor longitud.

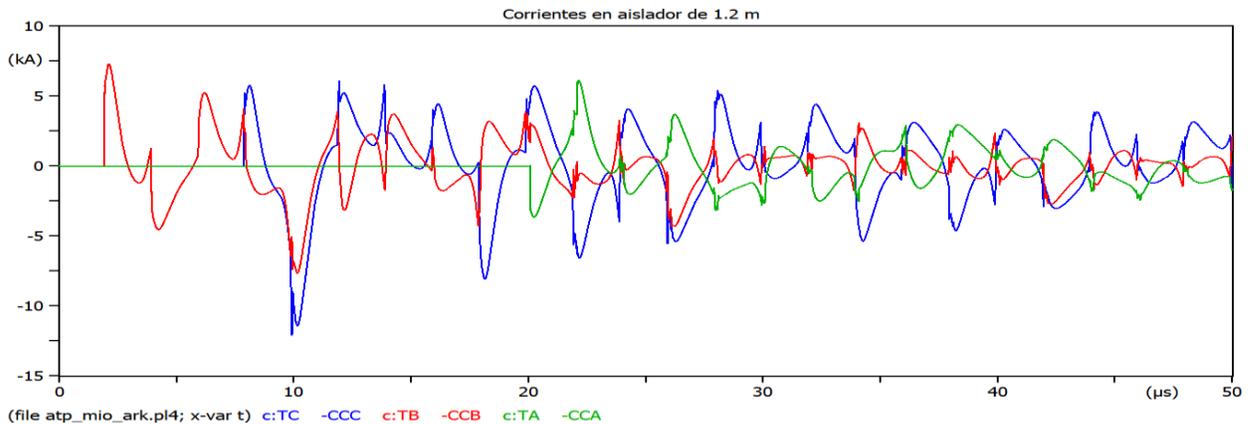


**Figura 5.21** Soportabilidad de aislador de menor longitud con tensión aplicada de rayo

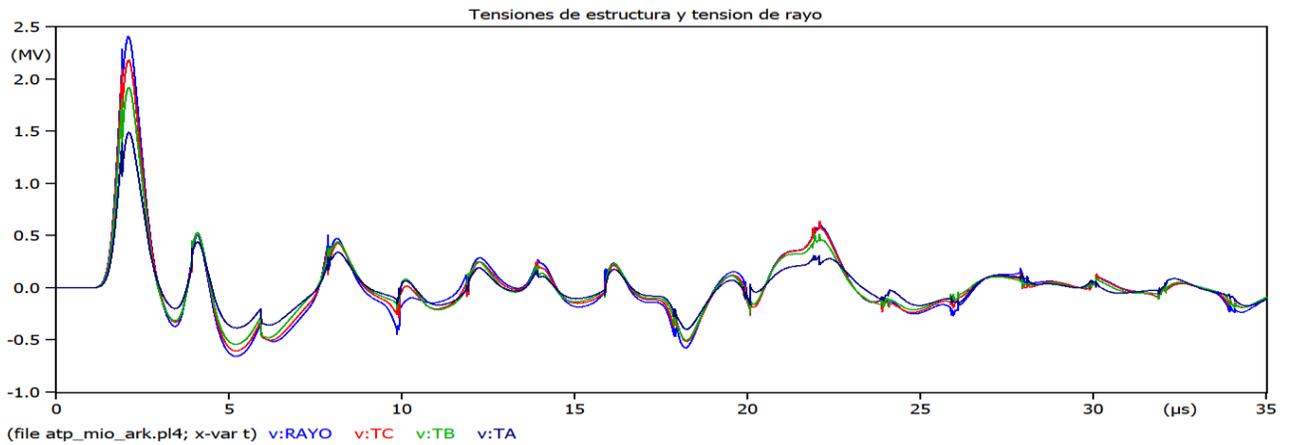
Al producirse un cebado en los aisladores surgen corrientes circulantes por el aislador dependiendo de su soportabilidad; por ello, la Figura 5.22 muestra que no fluyen corrientes a través del aislador, en comparación al caso de la Figura 5.23 en donde la soportabilidad es superada por tensión de descarga, produciendo daños en el aislador y llegando a provocar una falla a tierra en el sistema por el contacto directo del conductor de fase y la estructura.



**Figura 5.22** Corrientes a través de aislador seleccionado de 4.80 m de longitud.



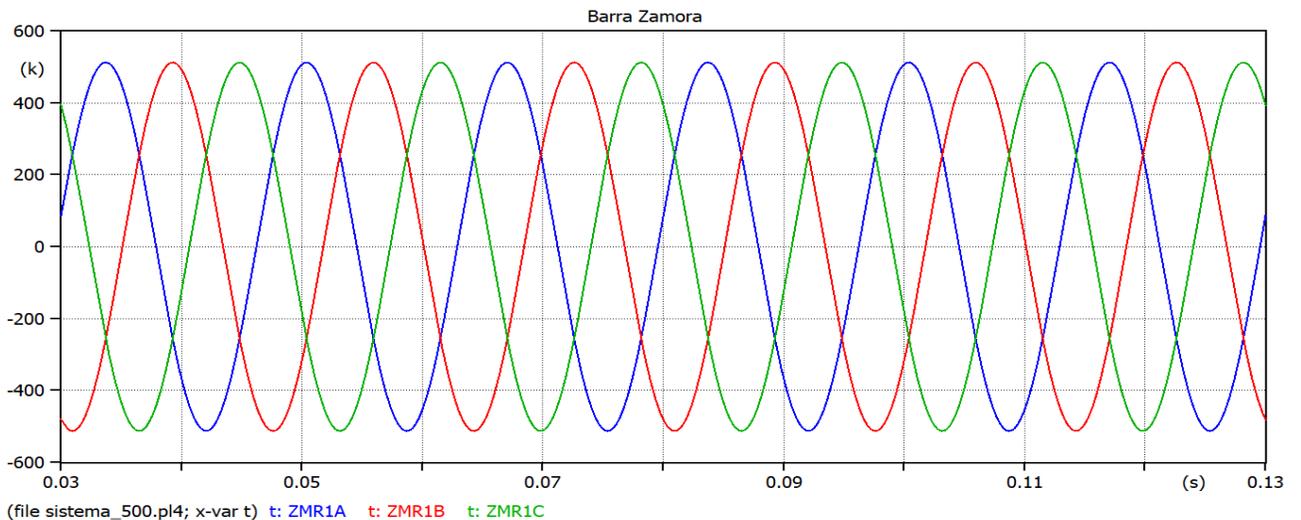
**Figura 5.23** Corrientes a través de aislador de 1.20 m de longitud.



**Figura 5.24.** Tensión de rayo en comparación con tensiones resultantes en las estructuras.

## 5.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN SANTIAGO

Se analiza la energización de los primeros circuitos del Sistema de transmisión en donde el voltaje en la subestación Zamora se muestra en se analiza con cuatro generadores y cuando entre en funcionamiento en el año 2026 se estima una tensión de 512.6 Kv en la barra Zamora, el comportamiento de la tensión se presenta en la Figura 5.25. La compensación que tiene la propia línea de transmisión en secuencia positiva es de  $Q_{+} = 1.257 \text{ Mvar/km}$  y  $Q_0 = 0.7226 \text{ Mvar / km}$ .



**Figura 5.25.** Tensión en Barra Zamora.

Al energizar el primer circuito de la línea se obtiene los siguientes datos de maniobras estadísticas:

**Tabla 5.24** Tensiones  $V_{e2}$  fase-tierra Sistema de Transmisión Santiago.

Barra de envió	Barra de Recepción	Caso 1	Caso 2	Caso 3	
Zamora	Pasaje	2.106	1.984	1.570	pu
Pasaje	Zamora	1.746	1.466	1.636	pu
Zamora	Taday	2.201	2.125	2.076	pu
Taday	Zamora	1.911	1.657	1.393	pu

**Tabla 5.25** Tensiones  $V_{p2}$  fase-fase L1 Sistema de Transmisión Santiago.

Barra de envió	Barra de Recepción	Caso 1	Caso 2	Caso 3	
Zamora	Pasaje	3.841	3.588	2.964	pu
Pasaje	Zamora	3.040	2.525	2.822	
Zamora	Taday	3.875	3.698	2.079	pu
Taday	Zamora	3.282	2.894	2.362	pu

**Tabla 5.26.**Tensiones  $V_{et}$  fase-tierra Sistema de Transmisión Santiago.

Barra de envió	Barra de Recepción	Caso 1	Caso 2	Caso 3	
Zamora	Pasaje	2.250	2.112	1.644	pu
Pasaje	Zamora	1.843	1.526	1.719	
Zamora	Taday	2.357	2.271	2.216	pu
Taday	Zamora	2.029	1.743	1.444	pu

**Tabla 5.27.**Tensiones  $V_{pt}$  fase-fase Sistema de Transmisión Santiago.

Barra de envió	Barra de Recepción	Caso 1	Caso 2	Caso 3	
Zamora	Pasaje	4.130	3.850	3.139	pu
Pasaje	Zamora	3.225	2.639	2.978	
Zamora	Taday	4.177	3.975	2.130	pu
Taday	Zamora	3.502	3.060	2.452	pu

**Tabla 5.28.**Factor Estadístico de Coordinación Kcs.

Barra de envió	Barra de Recepción	Caso 1	Caso 2	Caso 3	
Zamora	Pasaje	0.809	0.860	1.087	pu
Pasaje	Zamora	0.978	1.164	1.043	
Zamora	Taday	0.775	0.803	0.822	pu
Taday	Zamora	0.893	1.030	1.225	pu

Como caso comparativo en la Tabla 5.29 se indica el valor referencial en la base de datos de COES que pertenece al anteproyecto de energización de la línea Niña-Piura [37], y se los compara con la simulación realizada en ATP Draw con un interruptor estadístico, arrojan los siguientes resultados:

**Tabla 5.29** Distribución estadística de sobretensiones en la línea de transmisión la Niña-Piura

	<b>Base de Datos COES Niña-Piura</b>	<b>SIMULACION ATP DRAW Niña-Piura</b>	<b>Error %</b>
$\mu$	1.803	1.8045	0.15
$\sigma$	0.065	0.0749	0.99

En la Tabla 5.29 exponen los valores finales de energización de la línea Niña-Piura, estos se encuentran en rango aceptables en comparación con los resultados obtenidos con los estudios realizados por COES, lo cual es un indicativo que el procedimiento aplicado en esta investigación es correcto para determinar analizar las sobretensiones que se originan en el sistema de extra alta tensión.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Al finalizar el desarrollo del modelo del sistema de transmisión a 500 kV del SNI en la herramienta de simulación ATP Draw y someterlo a distintos escenarios de operación para analizar las sobretensiones producidas en el sistema, se han obtenido las siguientes conclusiones mostradas en la sección 6.1 y donde se interpretan las deducciones a las que se ha llegado en función del análisis de los resultados obtenidos y también en base a los objetivos propuestos inicialmente; por último, en la sección 6.2 se plantean recomendaciones para mejorar la comprensión y el desarrollo de esta y futuras investigaciones relacionadas.

### 6.1 CONCLUSIONES

- Los resultados numéricos y gráficos de las sobretensiones temporales demuestran que sus oscilaciones no superan a la frecuencia fundamental; sin embargo, en los escenarios de simulación las amplitudes varían desde 1.2 a 1.4 p.u., que se encuentran en un rango correcto para sobretensiones temporales sin dañar significativamente el aislamiento a impulsos de frecuencia industrial de corta duración. A partir de este análisis también se demuestra que los parámetros que intervienen en un porcentaje mayor en este tipo de sobretensiones son la tensión de envío, la carga conectada y la longitud de la línea; porque cada uno está estrechamente relacionado con cada evento de sobretensión temporal, al final estas sobretensiones se combinan para producir una sola onda de tensión con las amplitudes obtenidas.
- Las construcciones de curvas de rigidez dieléctrica de los interruptores de 500 kV dependen de si la falla se produce en terminales o si es una falla kilométrica. Así, las mayores tensiones transitorias en interruptores se obtienen cerca de la fuente de alimentación y si una corriente de falla supera a las curvas de rigidez dieléctrica normalizadas del interruptor o establecidas por los fabricantes se debe considerar un interruptor de mayor capacidad de corriente nominal, para que las corrientes de corto circuito que puedan aparecer no superen los límites de rigidez del interruptor reduciendo las magnitudes de las tensiones transitorias en un tiempo menor evitando así reencendidos de arco. Además, las estrategias planteadas de resistencias de pre inserción y de pre apertura también demuestran ser efectivas en reducir estas sobretensiones transitorias en interruptores.

- La distribución estadística de las sobretensiones por maniobra está orientada a los escenarios de energización y recierre de líneas de transmisión, donde se puede comprobar que las mayores sobretensiones se producen cuando no se tiene ningún tipo de control de voltaje o estrategia para mitigar estas magnitudes obteniendo un riesgo de falla entre 15% y 5 %, lo cual representa un riesgo de falla inaceptable en los sistemas de potencia, demostrando que el sistema en esa condiciones no es confiable ni seguro; mientras que de las estrategias y controles planteados en esta investigación se tiene que al energizar la línea con bancos de reactores de línea, no solo ayuda a reducir la magnitud de la sobretensiones, sino también a controlar la tensión después de la energización evitando sobretensiones temporales combinadas, logrando rangos de riesgo de falla menores a 3%, como es el caso 2 de la línea Pasaje-Piura se obtiene un riesgo de falla de 0.04% que es un valor excelente para los sistemas de potencia; mientras que, al utilizar resistencias de pre inserción, si ayuda a amortiguar la magnitud de la sobretensiones en una tiempo transitorio pero luego del tiempo establecido no controla el voltaje residual y se tiene una elevación de tensión que tiene una categoría de sobretensión temporales pero aun sin afectar el aislamiento.
- En los recierres producidos por despeje de una falla monofásica se puede llegar hasta los niveles de 3 p.u.; sin embargo, al analizarlos con sus reactores conectados a la línea en el momento de la falta a tierra se tienen sobretensiones que van desde 1.7 a 2.06 p.u., esto debido que una de las estrategias efectivas para mitigar sobretensiones es su grado de compensación, y al someterlo a diferentes tiempos de recierre se observa que entre mayor tiempo de muerto se espere hasta realizar esta maniobra mayores serán las sobretensiones que se producen en estas condiciones.
- Las maniobras en donde se realiza energización del circuito 1 que pertenecen a cada línea del sistema de transmisión Santiago ejecutadas desde la barra Pasaje y barra Taday son las más opciones más viables, en especial en el caso 3 con resistencias de pre inserción y esto se debe a que la tensión en la barra Zamora se encuentra en 512 kV, mientras que en las barras mencionadas de energización se encuentran en niveles de tensión entre 501.435 y 503.567 kV respectivamente; por lo que una tensión mayor en la fuente producirá una sobretensión aun mayor a la esperada, de ahí la necesidad de controladores de tensión antes de las energizaciones.

- En el sistema de transmisión Santiago, en específico en los casos 2 y 3 cumplen con resultados estándar de riesgo de falla aceptables; sin embargo, se tienen diferencias ya que el valor de  $V_{e2}$  es mayor en el caso 2 en la energización de la línea Taday-Zamora, mientras que en la energización de la línea Pasaje-Zamora el caso 3 es mayor que el caso 2, esto se da debido a que realizar una energización por el lado de Pasaje se tomaron en cuenta también los bancos de reactores conectados a esta barra lo que contribuye a una reducción de las amplitudes de sobretensiones en comparación a si se usa resistencias de pre inserción, mientras que en la línea Taday-Zamora es lo contrario al no considerar bancos de reactores aledaños por ser un equivalente de red.
- Si solamente se escoge la cadena de aisladores en función a sus soportabilidades, se reduciría la longitud cadena aproximadamente a un 40 %; sin embargo, la normativa internacional IEC indica que se debe tomar en cuenta la línea de fuga; por ello, la importancia de considerar una distancia de línea de fuga mínima quedo comprobada al reducir la longitud de aisladores de 3.8 m a 1.48 m y verificar que efectivamente se produce cebado.
- En cuanto a las descargas atmosféricas que indican en la línea, se observa que el proyecto de transmisión transita una ruta en la que la presencia de tormentas es reducida contando con un nivel de 5 tormentas al año; por ello, el sistema de apantallamiento conforme a la estructura planteada indica que a partir de una descarga con corriente de 19 kA tiene una mayor probabilidad de impactar en los cables de guarda y corrientes menores tiene cierta probabilidad de impactar en el conductor de fase, pero no todas las descargas en el conductor de fase provocan cebado directo, ya que las ondas inyectadas se disipan a lo largo de la línea por efecto de la resistencia característica del conductor; sin embargo, a través de simulación se determinó que la corriente que si produce cebado directo es de 16 kA, mientras que la corriente que produce cebado inverso con las condiciones planteadas es de 127 kA, tomadas con una resistencia de puesta a tierra de 25 ohm, estos valores son variables conforme se modifique los parámetros de descarga antes expuestos y el ambiente donde se desarrolla.
- Se obtienen valores relativamente bajos de tasas de cebado directo e inverso debido a que la presencia de tormentas en la zona no es muy elevada en comparación a zonas donde su número de tormentas al año supera a 15, donde se producen más descargas en la línea

aumentado sus tasas de cebado, también debido al diseño de apantallamiento y selección del aislamiento contribuyen a que las corrientes que provocan cebado inverso sean elevadas para romper su aislamiento y entre más elevada sea esta corriente menor probabilidad de ocurrencia tiene.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Al momento de seleccionar el modelo de línea óptimo para realizar estudios de alta frecuencia se debe optar por un modelo que considera parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia, aunque es recomendable no utilizar el modelo más complicado de línea ya que las magnitudes de tensión no varían dependiendo el método, además si se utiliza un modelo de línea más complicado se tiene un esfuerzo matemático mucho mayor del modelo.
- Verificar que las barras antes de analizar sobretensiones producidas por distintos eventos, estén en rangos aceptables de  $\pm 5\%$ , para evitar un análisis incorrecto de las sobretensiones producidas por estos eventos que depende directamente de la fuente de tensión aplicada antes de producirse solicitaciones dieléctricas.
- El estudio de sobretensiones es extenso y aleatorio debido a la gran cantidad de variables que se debe analizar para su desarrollo; por ello, se recomienda una reducción correcta y específica de cada elemento para realizar un análisis de los distintos tipos de sobretensiones que se pueden llegar a producir, así se puede ahorrar tiempo de simulación y además una comprensión mejor expuesta de la red; para esto se debe contar con la mayor cantidad de información que se tenga del sistema, esta información debe ser confiable y si no se cuenta con esta posibilidad se debe estimar valores cercanos que tengan que ver con el sistema analizado.
- Se recomienda que las simulaciones estadísticas se pueden realizar en un rango desde 50 a 300 simulaciones, ya que un cambio significativo solo se puede apreciar en la desviación estándar, mientras que la media  $\mu$ , de amplitudes de sobretensión se mantienen en un rango aproximado entre simulaciones.
- Los tiempos designados para realizar una maniobra de re cierre fueron seleccionados arbitrariamente y que para escoger tiempos óptimos de cierre se deben tener en cuenta parámetros de estabilidad del sistema adicionales para que no se produzca ni desfase

angular ni tampoco inestabilidad de frecuencia y de tensión en el resto del sistema.

- Para aplicar estrategias que mitiguen la tensión transitoria de recuperación se de recuperación se debe tener claro que se debe reducir, ya sea la amplitud TRV o su tasa de crecimiento, aunque también se puede reducir ambas dependiendo la estrategia que se vaya a utilizar para ese fin.
- La aplicación de la función de densidad y la función de distribución acumulada es posible solamente si se tiene al alcance una distribución estadística tanto de las sobretensiones como del comportamiento del aislamiento, valores necesarios determinar el riesgo de falla, por medio del método estadístico simplificado y no se recomienda considerar el uso de pararrayos para estos análisis, porque si se tomara en cuenta produce una deformación en la forma de onda de campana de la distribución gaussiana por su salida de tensión residual.
- El análisis de los segundos circuitos del sistema de transmisión Santiago se deben realizar a futuro en base a las actualizaciones de estudio de flujos de potencia y estimación de cargas, etc; conforme los establezca CELEC EP en los años venideros, debido a que el ingreso de estos circuitos implica cambios significativos la estructura del SNI y también del circuito planteado en ATP Draw, cambios que están fuera del alcance de esta investigación por el momento.
- La selección de la cadena de aisladores se realizó en base a los criterios de soportabilidad y línea de fuga resultando en la selección de aislamientos para suspensión, sin embargo, para analizar tramos en donde la cadena de aisladores requiera una cadena de retención o ya sea doble cadena de aislamiento, se debe tomar en cuenta las distancias de seguridad en base a las sobretensiones obtenidas y también verificar parámetros mecánicos de la estructura, cadena de aisladores y conductor. Además, se debe tener en cuenta el terreno que atraviesa la ruta de las líneas de transmisión de 500 kV.

## 7. BIBLIOGRAFIA

- [1] J. Martínez, *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión*, I. Madrid: MC Graw Hill, 2008.
- [2] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Plan Maestro de Electricidad,” *Minist. Energ. y Recur. Nat. No Renov.*
- [3] CELEC EP, “Estudio de impacto ambiental definitivo (EIAD) en el sistema de transmisión de extra alta tensión y sistemas asociados,” 2013.
- [4] COES SINAC and CELEC EP, “Servicio de Consultoría para el Desarrollo del Anteproyecto Interconexión en 500 kV Ecuador-Perú,” 2014.
- [5] L. A. Pazmiño, “Análisis de transitorios electromagnéticos en el sistema nacional interconectado (S.N.I) a nivel de 230 kV y 500kV usando el simulador digital en tiempo real HYPERSIM,” Escuela Politécnica Nacional, 2018.
- [6] P. Lema, “Estimación de corrientes de secuencia negativa en los generadores de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair ante recierres monopolares en el nexo de transmisión San Rafael-El Inga,” Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2018.
- [7] CELEC EP, “Consultoría para el Diseño del Sistema de Interconexión Eléctrica,” Quito, 2018.
- [8] J. Saavedra and H. Arcos, “Mitigación de corrientes de arco secundario en re-cierres monofásicos de líneas simple y doble circuito de Extra Alto Voltaje con aplicación en la Interconexión Ecuador – Perú 500 kV,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. I, no. 0, pp. 2–6, 2019, doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n1.2019.333.
- [9] N. Morales, “Coordinación de aislamiento en Subestaciones a Nivel de 500 kV.,” Escuela Politécnica Nacional, 2008.
- [10] R. Portero, “Coordinación óptima de aislamiento en líneas de transmisión de alto voltaje considerando restricciones de contaminación.,” Quito, 2019.
- [11] A. H. Hamza, S. M. Ghania, A. M. Emam, and A. S. Shafy, “Statistical analysis of switching overvoltages and insulation coordination for a 500 kV transmission line,” in *2016 18th International Middle-East Power Systems Conference, MEPCON 2016 - Proceedings*, 2015, no. July, pp. 4–5, doi: 10.1109/MEPCON.2016.7836966.
- [12] J. F. Rios, “Coordinación de aislamiento para la línea a 500kV , doble circuito , de la interconexión Ecuador-Peru por sobrevoltajes de maniobra.,” Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2019.
- [13] M. Torres and D. Zamora, “Análisis de Sobretensiones por Descargas Atmosféricas en Líneas Aéreas de Transmisión,” *Compañía Boliv. Energ. Electr. S.A*, vol. I, pp. 4–7, 2018.
- [14] K. Verdugo, L. Aires, and H. Merchán, “Contribución para la Implementación de una Red de Detección de Rayos en Ecuador,” *Rev. Politécnica*, vol. 41, no. 1, pp. 17–24, 2018, doi: 10.33333/rp.v41i1.937.
- [15] International Standard IEC 60071-2, *Insulation co-ordination part 2: Application guide*, vol. I, no. Coordinación de aislamiento Parte 2. 1997.
- [16] Power Engineering Society IEEE 1313, “Guide for the Application of Insulation Coordination,” New York, 1999.

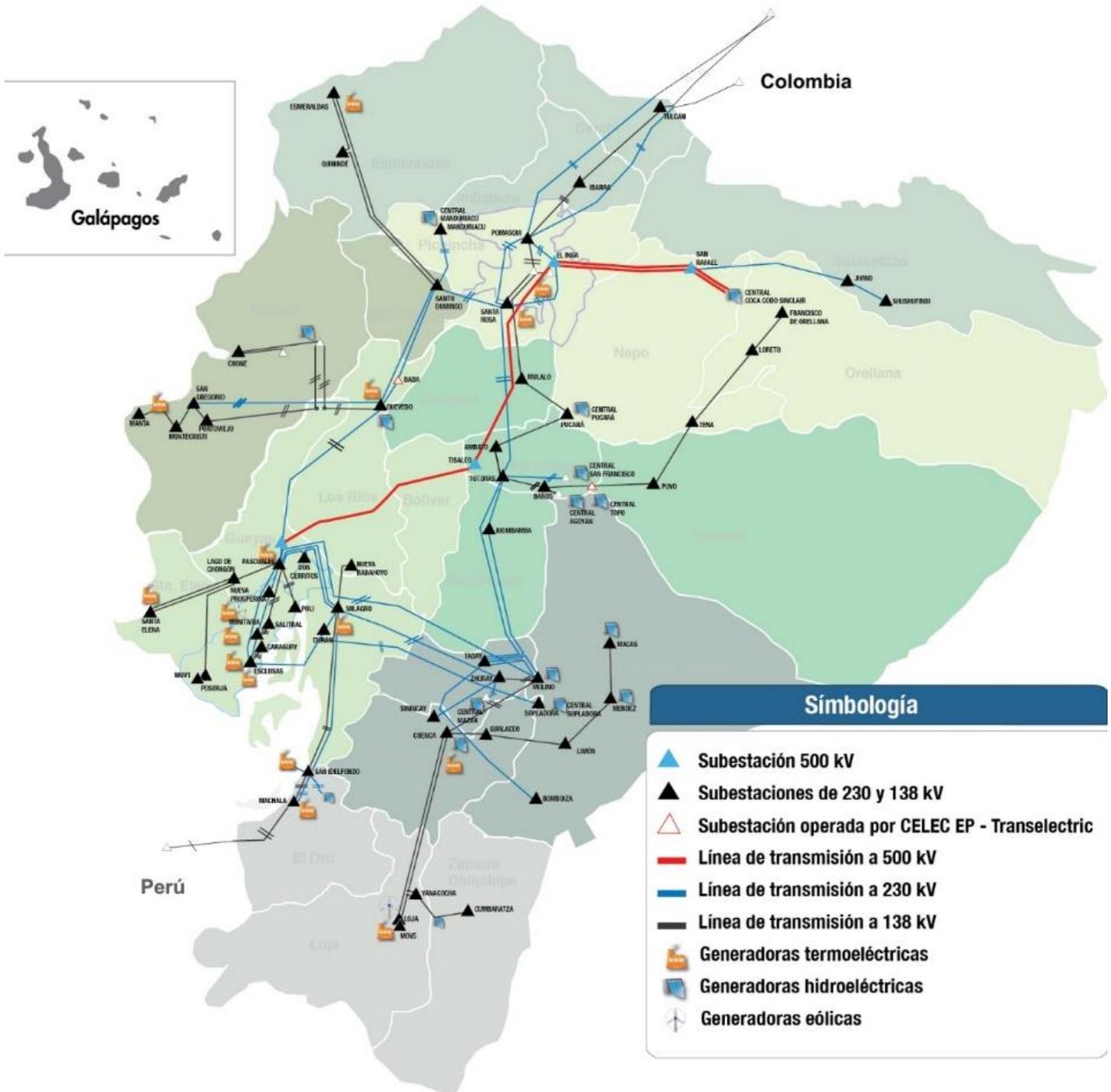
- [17] P. Morales, “Curso en avanzado de transitorios electromagneticos en ATP Draw,” *SEPROIN*, 2021. .
- [18] K. Sailema, X. Proaño, and L. Ruales, “Análisis de Sobrevoltajes a Frecuencia industrial y por Maniobra en Líneas de Transmisión a Nivel de 500 kV,” *Esc. Politec. Nac.*, vol. 0, no. 0, pp. 1–10, 2010, [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2479>.
- [19] J. Grainger and W. J. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, IV. Mexico, 1996.
- [20] P. Jignesh, “Efecto Ferranti,” *Sect. Electr.*, vol. I, no. 0, pp. 1–4, 2017, [Online]. Available: <https://www.sectorelectricidad.com/18107/efecto-ferranti/>.
- [21] International Standar IEC 60071-1, *Insulation coordination. Part 1: Definitions, principles and rules*. New York, 2006.
- [22] L. Jaimis and INEL, “Ondas viajeras en Líneas de Transmisión,” *Ondas Viajeras*, 2020. <https://inelinc.com/curso/ondas-viajeras-en-lineas-de-transmision-avhqn>.
- [23] K. N. D. GOMEZ, “Análisis de la Tensión Transitoria de Recuperación en Sistemas de Potencia Utilizando una Herramienta de Simulación.” Universidad del Valle, Santiago de Cali, 2013.
- [24] International Standar IEC 62271-100, *High-voltage alternating-current circuit-breakers*, no. Interruptores automáticos de corriente alterna de alta tensión. 2003.
- [25] M. Benesz, W. Nowak, W. Szpyra, and R. Tarko, “Application of statistical methods in insulation coordination of Overhead Power Lines,” in *Departmente of Electrical Enginneering and Power Engineering*, 2017, pp. 2–5, doi: 10.1109/EPE.2017.7967316.
- [26] Electroporcelana GAMMA, “Características de las descargas atmosféricas y su efecto sobre las líneas de transmisión,” *GAMMA*, vol. I, no. 0, p. 6, 2011, [Online]. Available: <https://gamma.com.co/caracteristicas-las-descargas-atmosfericas-efecto-las-lineas-transmision/>.
- [27] D. Ríos, Héctor, Parra, “Estudio del sistema de apantallamiento para descargas atmosféricas de la línea trifásica de interconexión entre la subestación San Rafael y la central de generación el estado perteneciente a la empresa eléctrica provincial Cotopaxi,” Elepco S.A, Latacunga, 2012.
- [28] A. R. Hileman, *Insulation Coordination for Power Systems*, vol. 19, no. 9. New York: Taylor and Francis, 1999.
- [29] Tecnical Report IEC 60071-4, *Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks*, vol. 1. 2004.
- [30] IEEE Std 1234, *Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines*. New York, 1997.
- [31] CELEC TRANSELECTRIC, “Plan de Expansión de la Transmisión,” Quito, 2018.
- [32] Sediver, “insulators for HVAC applications,” Nanterre, Francia, 2015.
- [33] G. Mejia, *ATP DDraw Guia Basica de uso*. Antioquia: slideshare, 2016.
- [34] E. Haginomori, K. Tadashi, A. Junichi, and I. Hisatoshi, *Power System Transient Analysis*, I. Pondicherry: British Library, 2016.
- [35] Juan Ramirez, K. Cabezas, P. Jimenez, and B. Escobar, “Cálculo de la distribución de voltajes en las cadenas de aisladores de una línea de transmisión de 500 kV utilizando el método de los elementos finitos,” *Rev. UTE*, vol. XI, no. 3, pp. 1–14, 2020, doi: 10.29019/enfoque.v11n3.619.

- [36] COES, “Equivalente Externo del Sistema Ecuador-Colombia para la Interconexión Ecuador-Perú 500 kV,” Lima, 2021. [Online]. Available: [https://www.investinperu.pe/RepositorioAPS0/0/2/jer/LT\\_500KV\\_PiURA/3\\_-\\_Equivalente\\_externo\\_el\\_Sistema\\_-\\_Inf\\_SPL-007\\_Interconexion\\_Ecuador\\_Peru.pdf](https://www.investinperu.pe/RepositorioAPS0/0/2/jer/LT_500KV_PiURA/3_-_Equivalente_externo_el_Sistema_-_Inf_SPL-007_Interconexion_Ecuador_Peru.pdf).
- [37] COES SINAC, “Índice general enlace 500 kV la Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas,” Lima, 2016.
- [38] G. Fenes, “Gobierno de Ecuador anuncia proyecto hidroeléctrico de 2423 MW,” Quito, 2021. [Online]. Available: <https://www.energiaestrategica.com/gobierno-de-ecuador-anuncia-proyecto-hidroelectrico-de-2423-mw/>.
- [39] A. Acosta, “Plan de Promoción de la Inversión Privada Proyecto Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022 ‘ Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva - Frontera ,” 2022.
- [40] ElectroCables, “ACAR Conductor desnudo de aluminio AA ( 1350-H19 ) reforzado en aleación de aluminio AA,” Guayaquil, 2018.
- [41] C. Mora, “Metodología para el dimensionamiento eléctrico de reactores de potencia incorporados en líneas de 500 kV del Sistema Nacional de Transmisión,” Escuela Politécnica Nacional, 2017.
- [42] S. COES, “Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, Anexo N ° 8 Estudio de Arco Secundario,” Lima, 2014.
- [43] V. Gonzales, “Transposición en líneas de transmisión,” *CITE energía*, vol. 0, no. 0, pp. 1–5, 2020, [Online]. Available: [https://issuu.com/citeenergia/docs/ing.\\_victor\\_gonzales\\_zamora\\_compres\\_182284e8f674b1](https://issuu.com/citeenergia/docs/ing._victor_gonzales_zamora_compres_182284e8f674b1).

## 8. ANEXOS

### Anexo A

#### Topología del Sistema Nacional Interconectado [2].



**Anexo B**

**Datos Técnicos del Sistema De Transmisión de 500 kV**

**Tabla B.1** Datos de Línea San Rafael-El Inga

Línea de transmisión	Nivel de tensión	# circuitos	Distancia	Descripción de conductor	Capacidad (MVA)	Tipo
San Rafael – El Inga L1	500 KV	Simple circuito	123 Km	4 x 1100 MCM ACAR	1732.1	ACAR
San Rafael – El Inga L2	500 KV	Simple circuito	123 Km	4 x 1100 MCM ACAR 18/19	1732.1	ACAR
CC Sincalir – San Rafael L1	500 KV	Simple circuito	7 Km	4 x 1100 MCM ACAR	1732.1	ACAR
CC Sincalir – San Rafael L2	500 KV	Simple circuito	7 Km	4 x 1100 MCM ACAR 18/19	1732.1	ACAR

**Tabla B.2** Datos de Transformador San Rafael-El Inga

Subestación	Niveles de tensión	Capacidad (MVA)	Altura (msnm)
El Inga	500/230 KV	3x600 MVA	2831
San Rafael	500/230 kV	450 MVA	1800

**Tabla B.3** Datos de Línea Tisaleo-Chorrillos

Línea de transmisión	Nivel de tensión	# circuitos	Distancia	Descripción de conductor
Tisaleo – Chorrillos	500 KV	Simple circuito	200 Km	3 x 1100 MCM ACAR 18/19
Chorrillos – Seccionamiento SNT	230 KV	4 líneas doble circuito	10 Km	1 x 1200 MCM ACAR 18/19

**Tabla B.4** Datos de Transformador Tisaleo-Chorrillos

Subestación	Niveles de tensión	Capacidad (MVA)	Altura (msnm)
Chorrillos	500/230 KV	20x600 MVA	28
Ti saleo	500/230 kV	450 MVA	3355

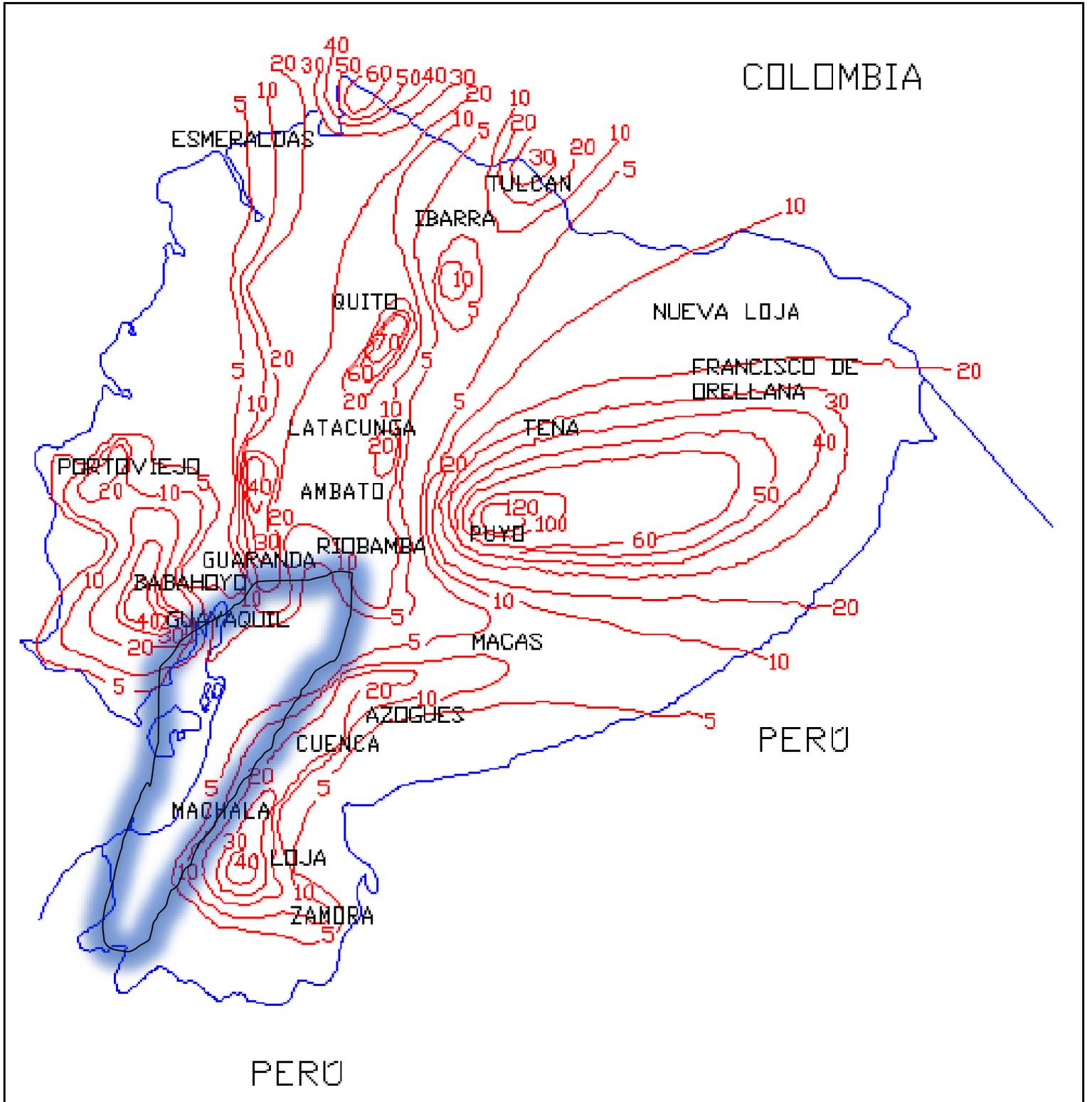
**Tabla B.5** Compensación Reactiva de nuevas instalaciones de líneas de transmisión [31].

Compensación Reactiva	<b>S/E</b>	- 3 bancos de reactores de línea 500 kV (3x33 Mvar) + reactor neutro (0.3 Mvar, 72.5 kV) + unidad monofásica de reserva 33 Mvar
	<b>Chorrillos</b>	- 1 unidad monofásica de reactor de reserva 72.5 kV
	<b>S/E Taday</b>	- 4 bancos de reactores de línea 500 kV (3x33 Mvar) + reactor neutro (0.3 Mvar, 72.5 kV) + unidad monofásica de reserva 33 Mvar
	<b>S/E Pasaje</b>	- 3 bancos de reactores de línea 500 kV (3x33 Mvar) + reactor neutro (0.3 Mvar, 72.5 kV) + unidad monofásica de reserva 33 Mvar
	<b>S/E</b>	- 4 bancos de reactores de línea 500 kV (3x33 Mvar) + reactor neutro (0.3 Mvar, 72.5 kV) + unidad monofásica de reserva 33 Mvar
	<b>Santiago</b>	- 1 unidad monofásica de reactor de reserva 72.5 kV



Anexo D

Mapa Cera único de Ecuador



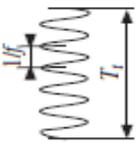
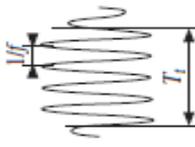
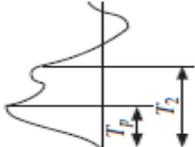
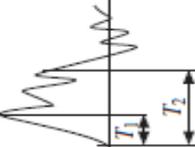
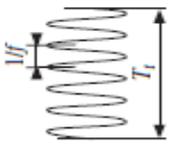
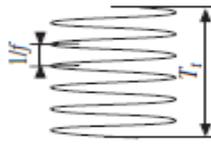
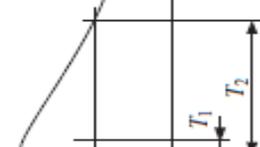
Anexo E

Niveles de aislamiento normalizados Gamma II

Tensión más elevada para el material $U_m$	Tensión soportada asignada normalizada a los impulsos tipo maniobra			Tensión soportada asignada normalizada a los impulsos tipo rayo
	Aislamiento longitudinal <sup>1</sup>	Fase-tierra	Entre fases (relación con el valor de cresta fase-tierra)	
kV (valor eficaz)	kV (valor de cresta)	kV (valor de cresta)		kV (valor de cresta)
300	750	750	1,50	850 950
	750	850	1,50	950 1.050
362	850	850	1,50	950 1.050
	850	950	1,50	1.050 1.175
420	850	850	1,60	1.050 1.175
	950	950	1,50	1.175 1.300
	950	1.050	1,50	1.300 1.425
550	950	950	1,70	1.175 1.300
	950	1.050	1,60	1.300 1.425
	950 1.050	1.175	1,50	1.425 1.550
800	1.175	1.300	1,70	1.675 1.800
	1.175	1.425	1,70	1.800 1.950
	1.175 1.300	1.550	1,60	1.950 2.100

Anexo F

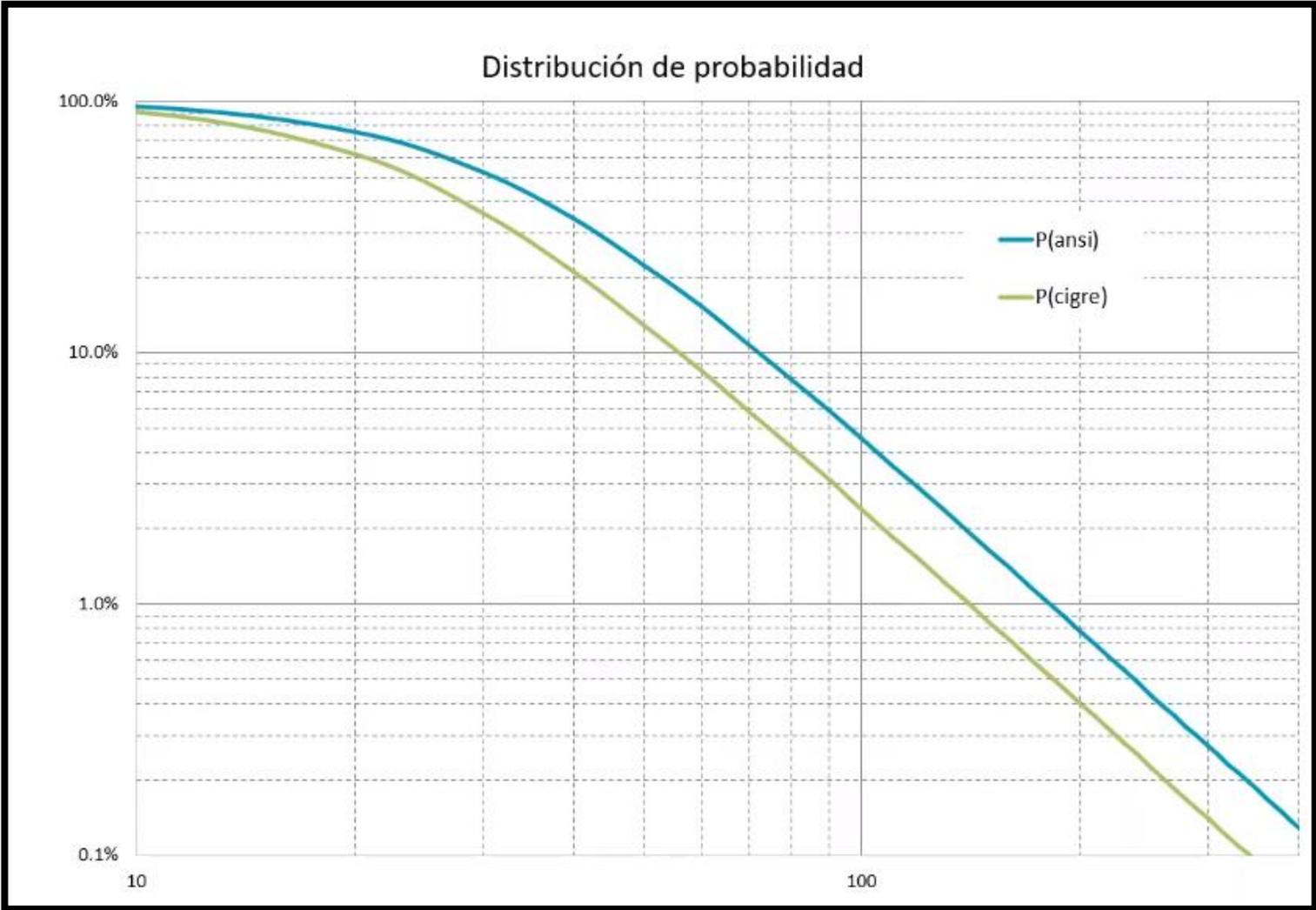
Formas de onda normalizada

TIPO	Baja frecuencia		Transitorio	
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido
Formas de onda de tensiones y sobretensiones				
	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_i \geq 3.600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_i \leq 3.600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5.000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Formas de onda de tensión normalizada				
	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_i \geq 3.600 \text{ s}$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_i = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2.500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1.2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$
Ensayo de tensión soportada normalizada	*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo impulso tipo maniobra	Ensayo impulso tipo rayo
				*)

\*) A especificar por el comité de producto concerniente.

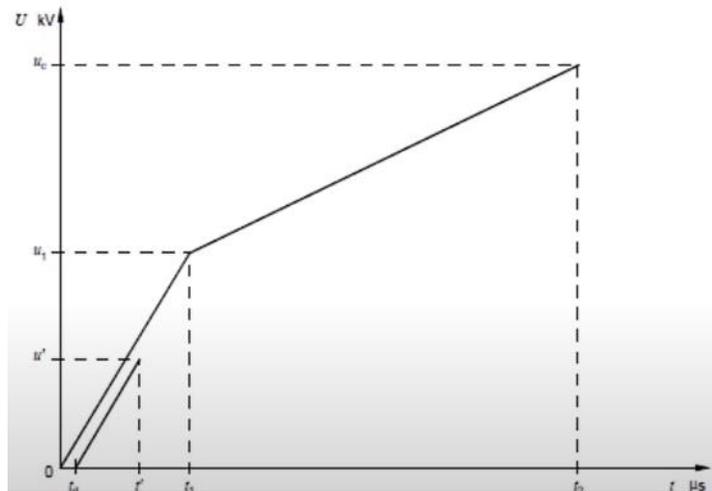
Anexo G

Curva de probabilidad de ocurrencia de magnitud de corriente

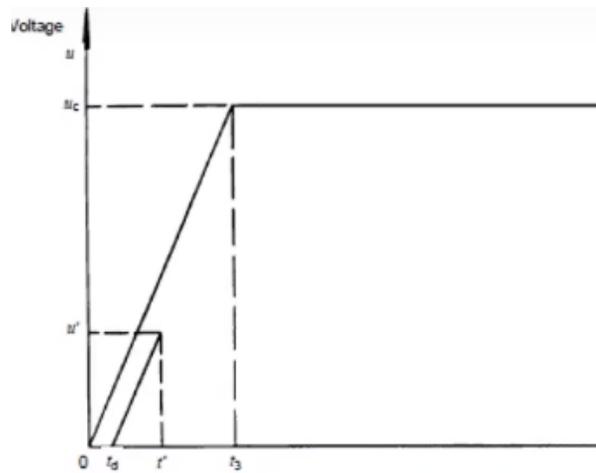


Anexo H

Curvas de resistividad dieléctrica de dos y cuatro parámetros en interruptores



**Figura H.1** Representación de cuatro parámetros TRV especificados y línea de retardo para T100 y T60, falla de línea corta y condición fuera de fase [24]



**Figura H.2** Representación de dos parámetros TRV especificados y línea de retardo para T100 y T60, falla de línea corta y condición fuera de fase [24]

**Anexo I**

**Calculo del valor de reactor neutro y banco de reactores**

$$C1 = 0.0142 \frac{\mu F}{Km}$$

$$Co = 0.0053 \frac{\mu F}{Km}$$

$$b1 = 5.344 \frac{\mu S}{Km}$$

$$Ql = 295.80 \text{ MVA}$$

$$Qc = 110 \text{ MVA}$$

- Porcentaje de compensación

$$C\% = \frac{110}{273} * 2 = 0.8039 = \mathbf{80.39\%}$$

- Valor de reactor neutro

$$X_{RN} = \frac{1}{3} \left[ \frac{100 * \left(1 - \frac{Co}{C1}\right)}{C\% - 100 \left(1 - \frac{Co}{C1}\right)} \right] * \frac{100 * N_R}{C\% * b1 * L}$$

$$X_{RN} = \frac{1}{3} \left[ \frac{100 * \left(1 - \frac{0.0053}{0.0142}\right)}{80.39 - 100 \left(1 - \frac{0.0053}{0.0142}\right)} \right] * \frac{100 * 2}{89.39 * 5.3410^{-6} * 211}$$

$$X_{RN} = \frac{1}{3} \left[ \frac{100 * (0.6267)}{80.39 - 100(0.6267)} \right] * 2208.02$$

$$\mathbf{X_{RN} = 867.67 \text{ ohm}}$$

- Valore del banco de reactores

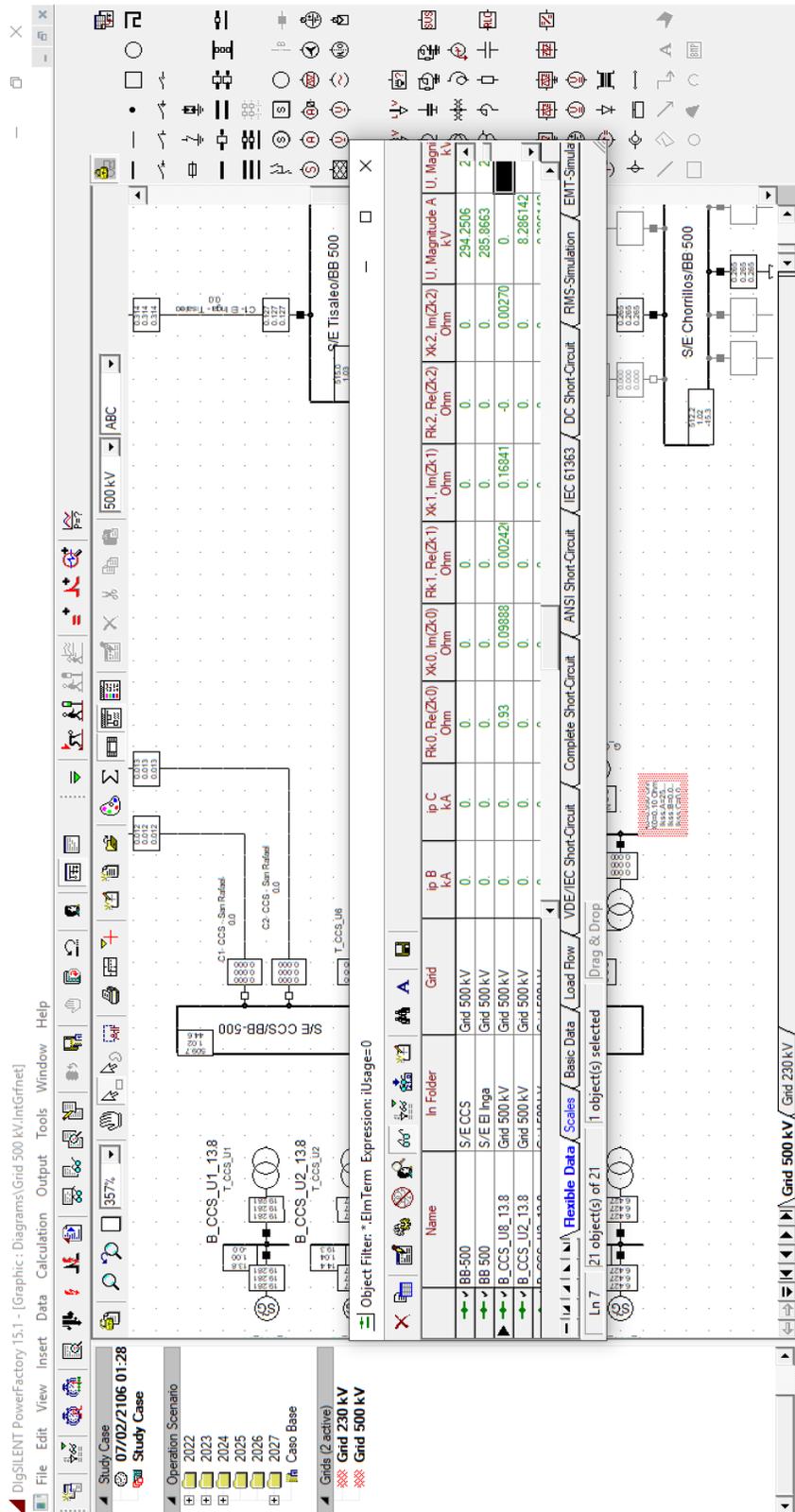
$$X_{sc} = \frac{V^2}{Q}$$

$$X_{sc} = \frac{(500 \text{ kV})^2}{110 \text{ MVA}}$$

$$\mathbf{X_{sc} = 2272.72 \text{ ohm}}$$

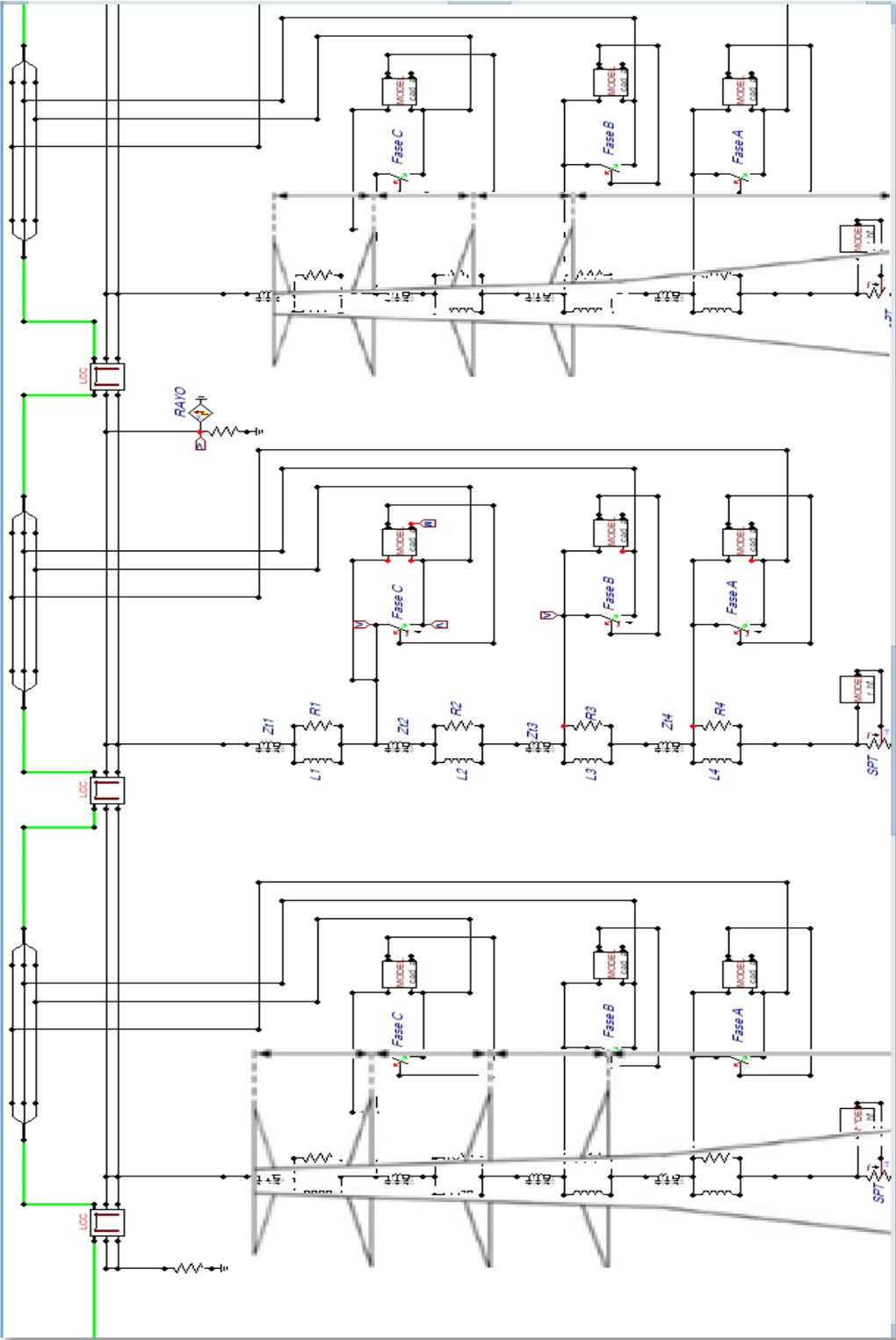
Anexo J

Resultados de corto circuito en barra de generación CCS



Anexo K

Torres de Pasaje- Piura modeladas en ATP Draw



Anexo L

Resultados de flujos de potencia en Dig Silent y ATP DRaw

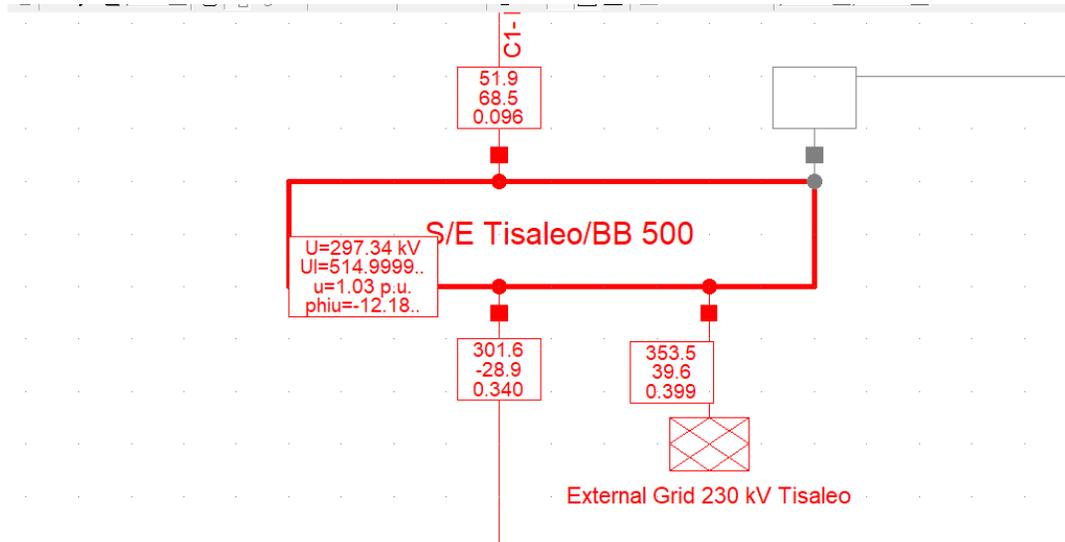


Figura L.1 Tensión en barra Tisaleo

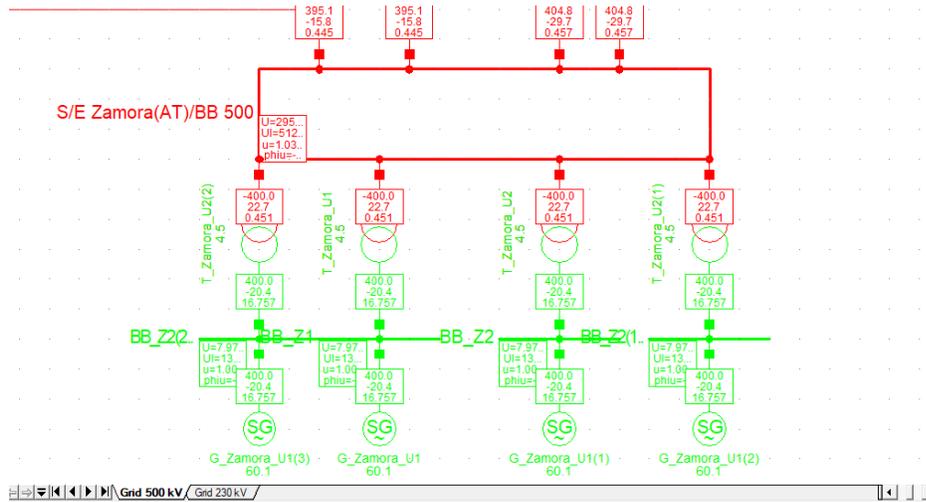


Figura L.2. Tensión en Barra Zamora

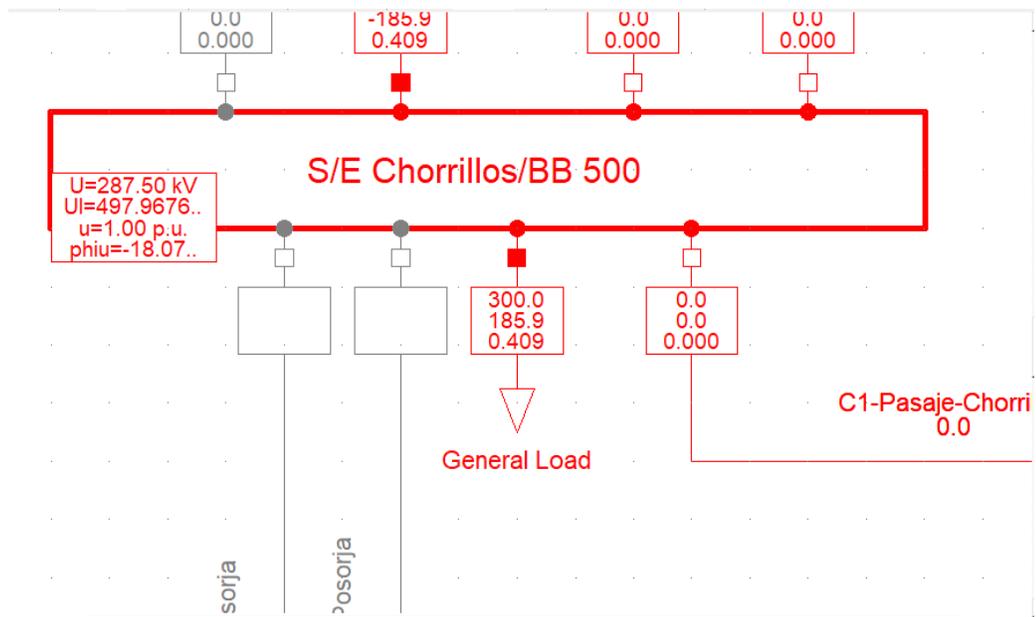


Figura L.3 Tensión en Barra Chorrillos

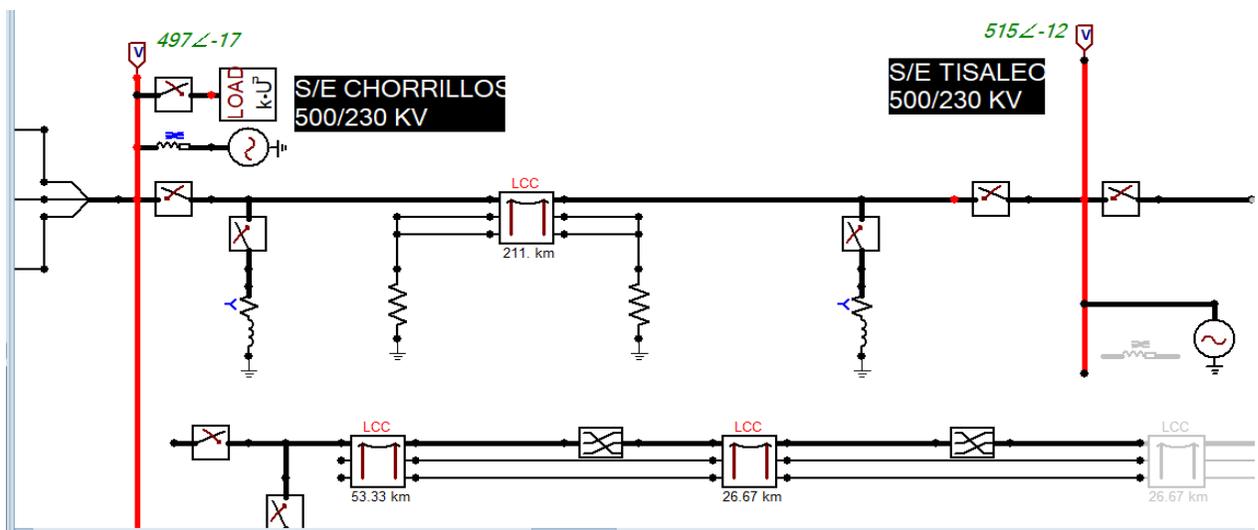


Figura L.4. Tensión entre barra Tisaleo y Chorrillos ATP Draw sin considerar SVC.

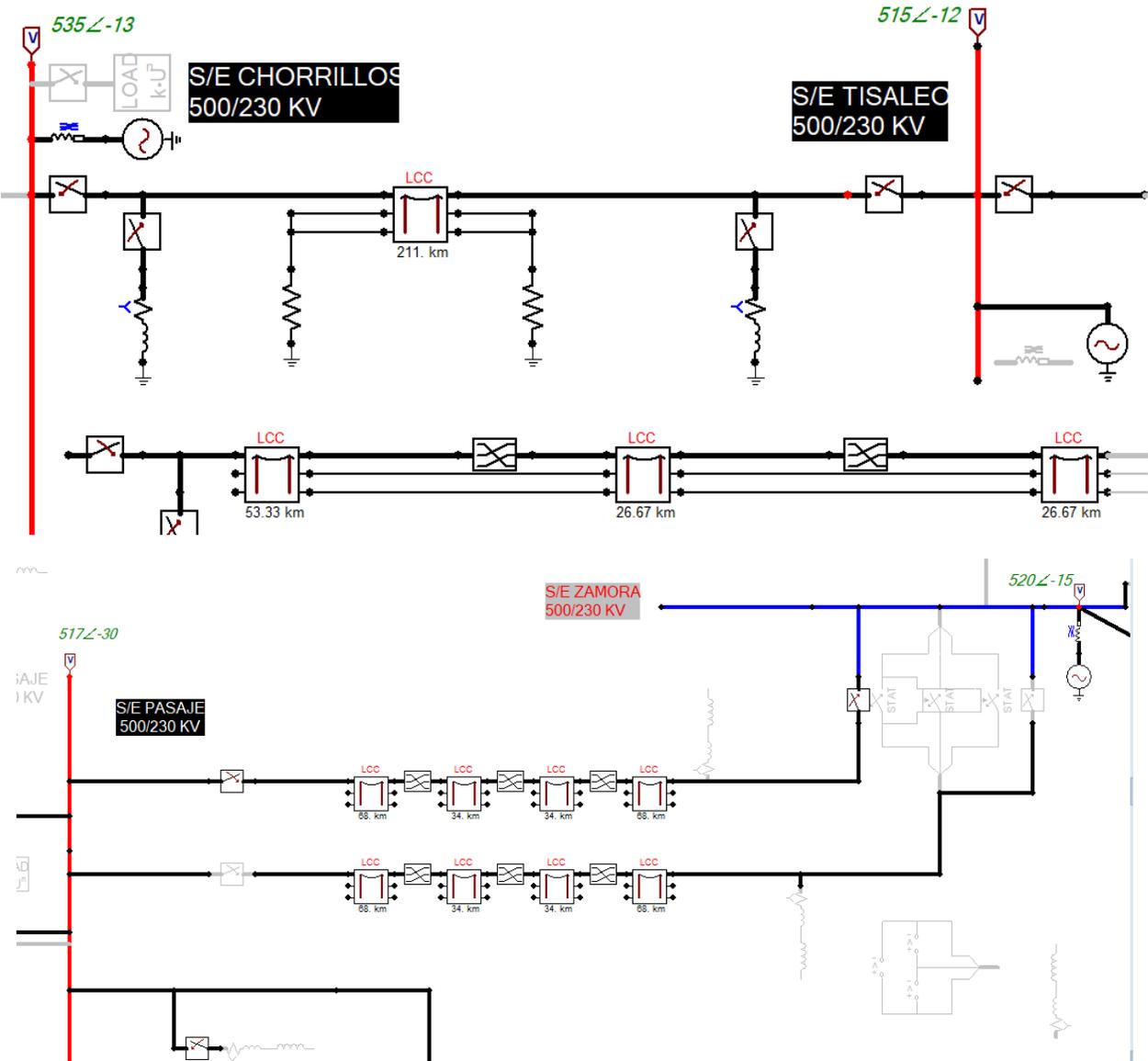


Figura L.5 Tensión Entre Barras Pasaje – Zamora ATP Draw

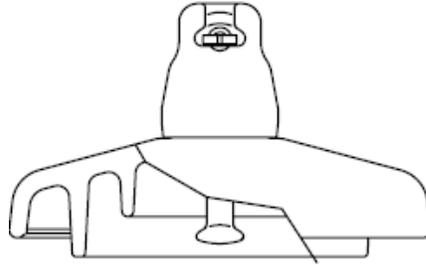
## Anexo M

## Programación Bloques “Models”

Programación cadena de aisladores	Programación resistencia de puesta a tierra
<pre> MODEL CAD_A INPUT V1, V2 DATA LCAD, T_INI OUTPUT triger, VFLASH VAR VFLASH, TIME, TT, k1, triger, delta_V INIT   VFLASH:=0   TT:=0   K1:=0   triger:=0 ENDINIT EXEC    TT:=TT+timestep   DELTA_V:=abs(V1-V2)  if (TT&gt;=T_INI) then   K1:=K1+timestep   TIME:=K1·10·6   VFLASH:=(400+710/(TIME·0.75))·1000·LCAD  if (delta_V&gt;VFLASH) then   triger:=1 endif  endif  ENDEXEC ENDMODEL </pre>	<pre> MODEL R_hf DATA Rho, Rg INPUT Ir OUTPUT Rf VAR Rf, k1, k2, k3, Ig INIT   Rf:=Rg ENDINIT EXEC   k1:=2·pi·(Rg·2)   Ig:=(400·1000·Rho)/k1   k2:=abs(Ir)   k3:=sqrt(1+k2/Ig)   Rf:=Rg/k3 ENDEXEC ENDMODEL </pre>

Anexo N

**Información de aisladores SEDIVER**

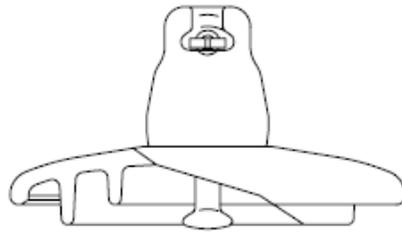


**Figura N.1** Aislador tipo niebla

- Tiene nervaduras largas y espaciadas para evitar puentes de arco entre nervaduras
- Relación distancia de (fuga/ espaciado) de 3.2
- Efectivo en áreas costeras con contaminación salina (Fuerte -Muy Fuerte).
- Sin nervaduras interiores para evitar acumulación de polvo.

CATALOG N°		Fog Type Profile		
		F9P-A/146	F100P/146	F100PF/146
IEC class <sup>(1)</sup>		U100BLP		
<b>MECHANICAL CHARACTERISTICS</b>				
Minimum mechanical failing load	kN	100	100	100
<b>DIMENSIONS</b>				
Diameter (D)	mm	255	280	330
Spacing (S)	mm	146	146	146
Creepage distance	mm	390	445	545
Metal fitting size <sup>(2)</sup>		16A	16A	16A
<b>ELECTRICAL CHARACTERISTICS <sup>(2)</sup></b>				
Power frequency withstand voltage				
- Dry one minute	kV	72	80	90
- Wet one minute	kV	42	50	55
Dry lightning impulse withstand volt.	kV	110	125	140
Puncture withstand voltage	kV	130	130	130
<b>PACKING AND SHIPPING DATA</b>				
Approx. net weight	kg	4.2	5.4	8.1
N° of insulators per crate		6	6	6
Volume per crate	m <sup>3</sup>	0.06	0.07	0.10
Gross weight per crate	kg	30	38	55
N° of insulators per pallet		96	72	54
Volume per pallet	m <sup>3</sup>	1.3	1.2	1.3
Gross weight per pallet	kg	488	468	512

**Figura N.2** Características Aislador Perfil Tipo Niebla



**Figura N.3.**Aislador de Perfil tipo Estándar.

- Tiene una línea de fuga mayor que la propuesta en IEC 60305
- Aisladores poco profundos y bien espaciados
- Relación distancia de fuga/espaciado de 2.2
- Eficaz por la acción de auto limpieza por viento o por lluvia
- Eficaz en niveles de contaminación de Medio a Fuerte

CATALOG N°	Standard Profile				
	F70/127	F70/146	F100/127	F100/146	
IEC class <sup>(1)</sup>	U70BS	U70BL	U100BS	U100BL	
<b>MECHANICAL CHARACTERISTICS</b>					
Minimum mechanical failing load	kN	70	70	100	100
<b>DIMENSIONS</b>					
Diameter (D)	mm	255	255	255	255
Spacing (S)	mm	127	146	127	146
Creepage distance	mm	320	320	320	320
Metal fitting size <sup>(2)</sup>		16A	16A	16A	16A
<b>ELECTRICAL CHARACTERISTICS <sup>(2)</sup></b>					
Power frequency withstand voltage					
- Dry one minute	kV	70	70	70	70
- Wet one minute	kV	40	40	40	40
Dry lightning impulse withstand volt.	kV	100	100	100	100
Puncture withstand voltage	kV	130	130	130	130
<b>PACKING AND SHIPPING DATA</b>					
Approx. net weight	kg	3.4	3.4	3.7	3.7
N° of insulators per crate		6	6	6	6
Volume per crate	m <sup>3</sup>	0.05	0.05	0.05	0.05
Gross weight per crate	kg	24	24	26	26
N° of insulators per pallet		96	96	96	96
Volume per pallet	m <sup>3</sup>	1.3	1.3	1.3	1.3
Gross weight per pallet	kg	403	403	432	432

(1) in accordance with IEC publication 60305

**Figura N.4.**Características Aislador Perfil Tipo Niebla

## Anexo O

**Distancias de fuga normalizadas****Tabla O.1** Distancias de fuga normalizada IEC 60071-2, IEEE 1313, EPRI

Nivel de contaminación	Distancia mínima de fuga mm/kV				
	Características / normativas	IEC	IEEE	EPRI	
<b>Ligero</b>	- Zonas sin industrias y con poca densidad poblacional	16.0	27.7	28.0	
	- Zonas agrícolas				
	- Zonas montañosas				
<b>Medio</b>	- Zonas con industrias que no emiten contaminación fuerte	20	34.6	35	
	- Zonas próximas a vientos desde el mar, pero no cerca de la costa				
<b>Fuerte</b>	- Zonas con alta densidad de industrias y suburbios de grande ciudad que emiten contaminación	25	43.4	44	
	- Zonas cercanas al mar y sus vientos fuertes directamente expuestos				
<b>Muy fuerte</b>	- Zonas costeras expuestas a pulverización marina	31	53.7	55	
	- Áreas de extensión moderada sometido a polvos conductores y humo industrial				
	- Zonas áridas				

Anexo P

Resultados Gráficos Línea Chorrillos -Pasaje

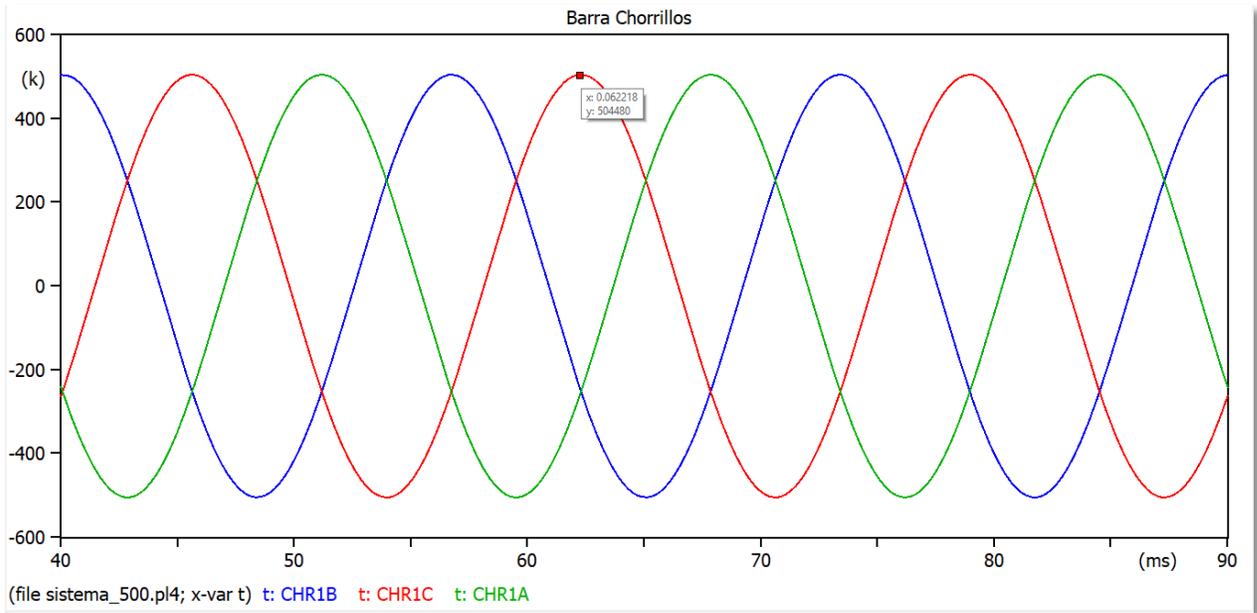


Figura P.1 Tensión en Barra Chorrillos antes de realizar maniobras, considerando carga y SVC

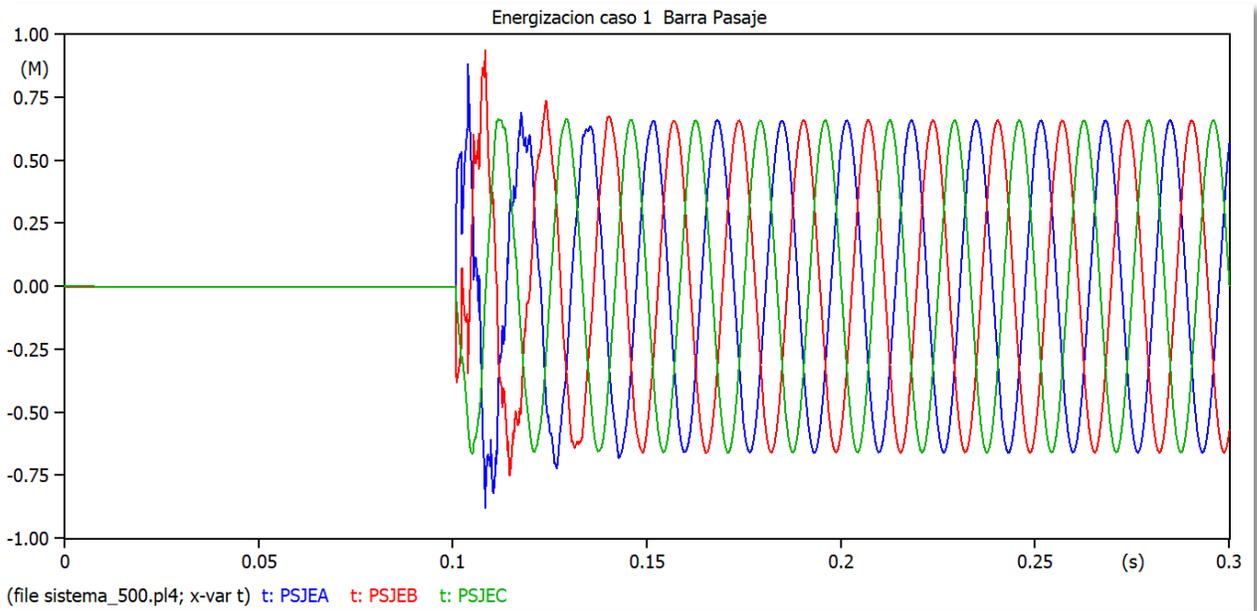


Figura P.2 Energización Barra Pasaje caso 1

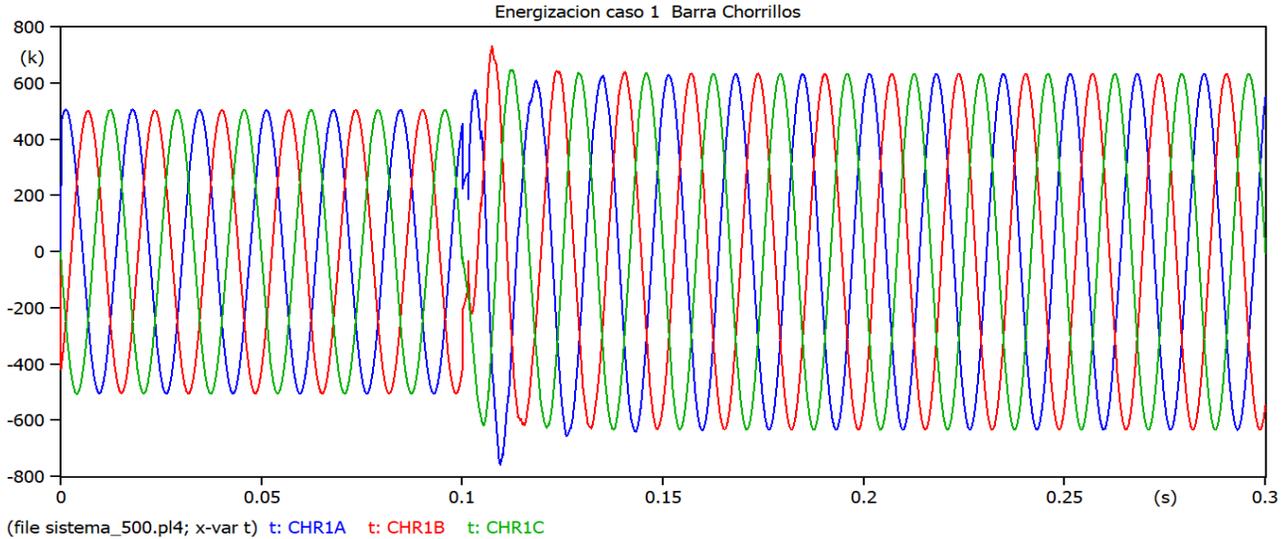


Figura P.3 Comportamiento de la tensión en Barra Chorrillos caso 1

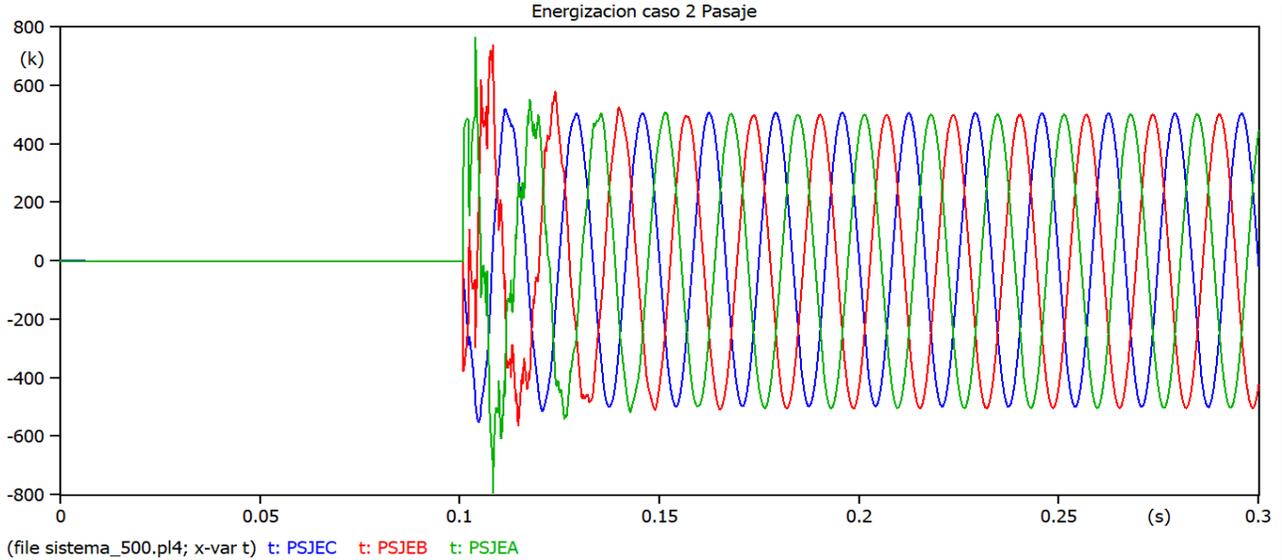


Figura P.4 Comportamiento de la tensión en Barra Pasaje caso 2

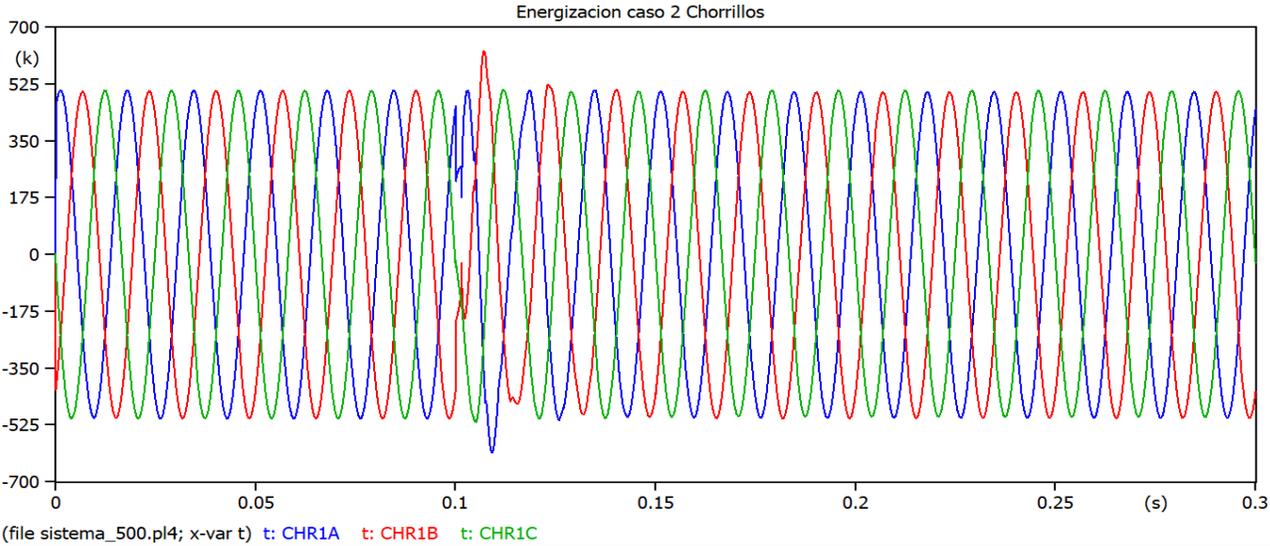


Figura P.5 Comportamiento de la tensión en Barra Chorrillos caso 2

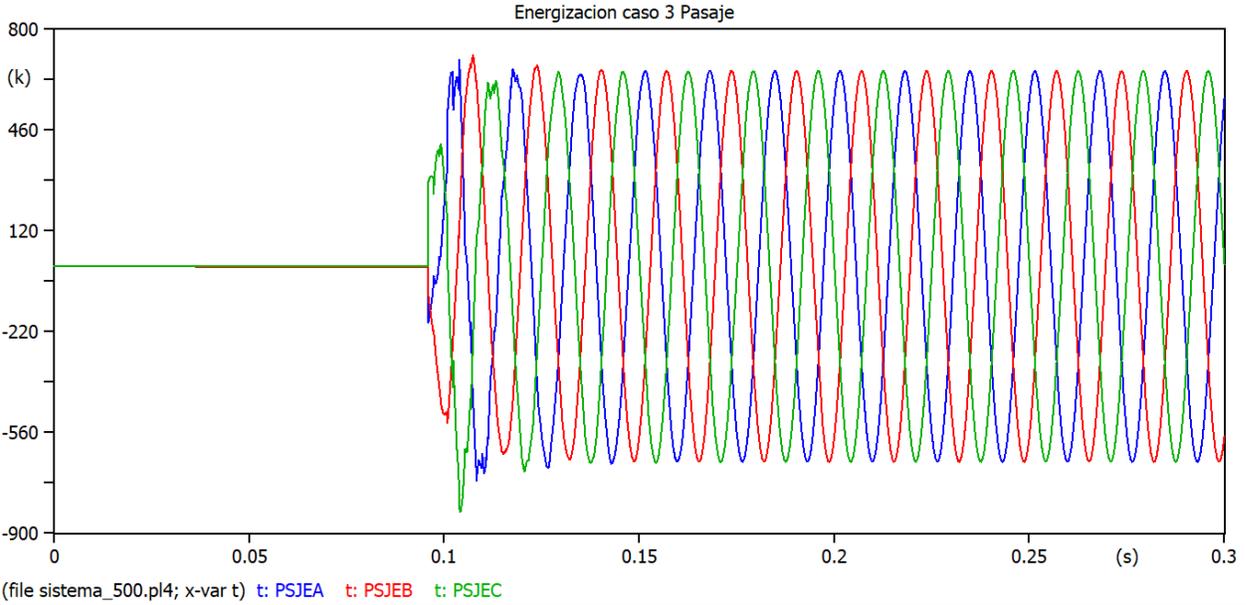
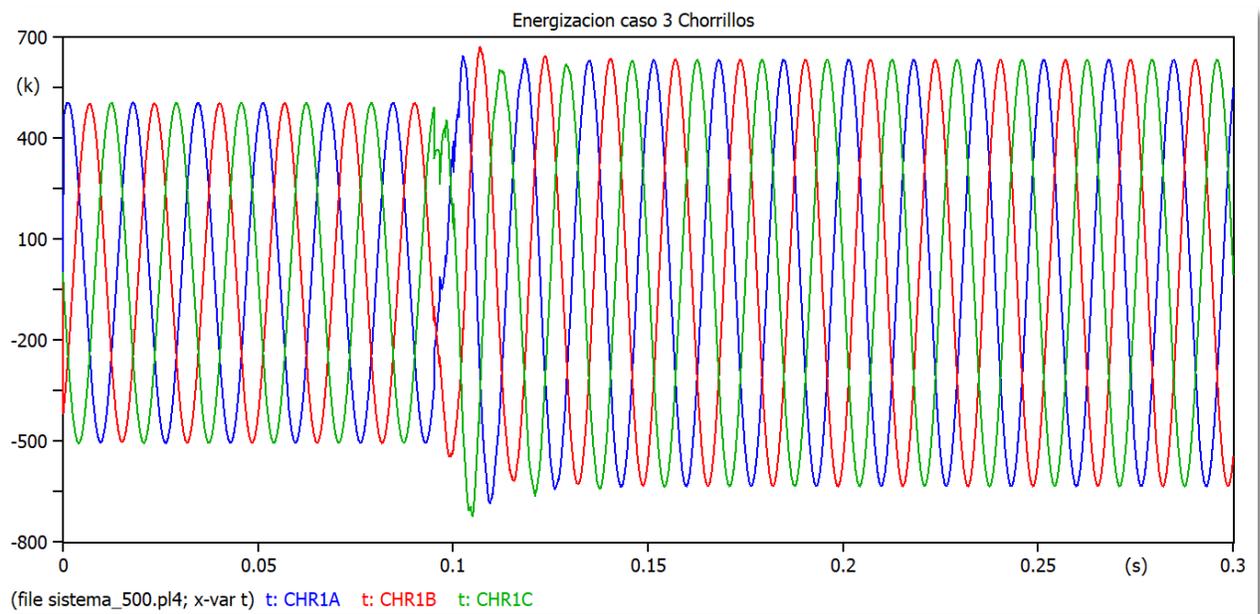


Figura P.6 Comportamiento de la tensión en Barra Pasaje caso 3



**Figura P.7** Comportamiento de la tensión en Barra Chorrillos caso 3

Anexo Q

Resultados Gráficos Línea Pasaje –Piura

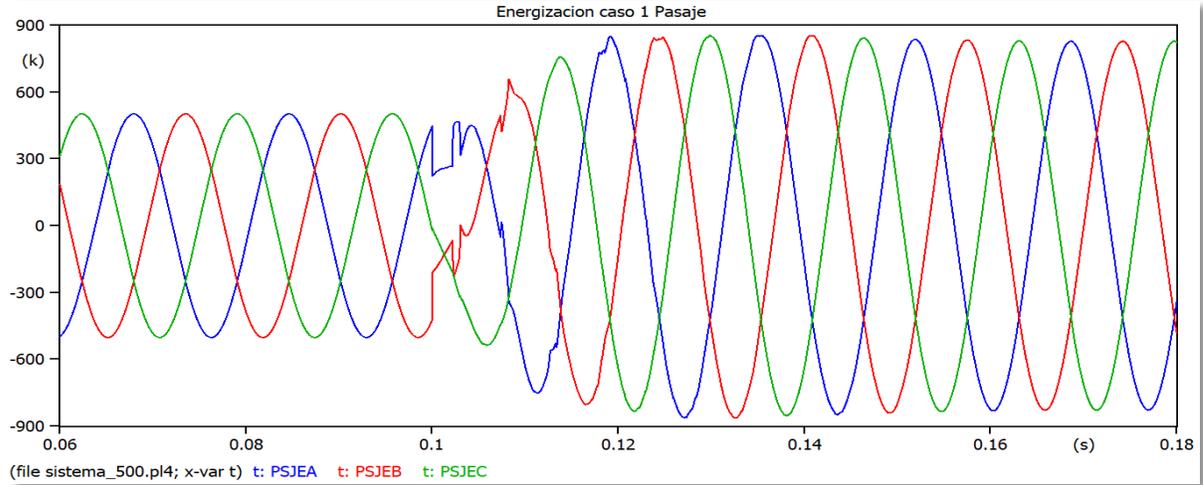


Figura Q.1 Comportamiento de la Tensión en la Barra Pasaje caso 1

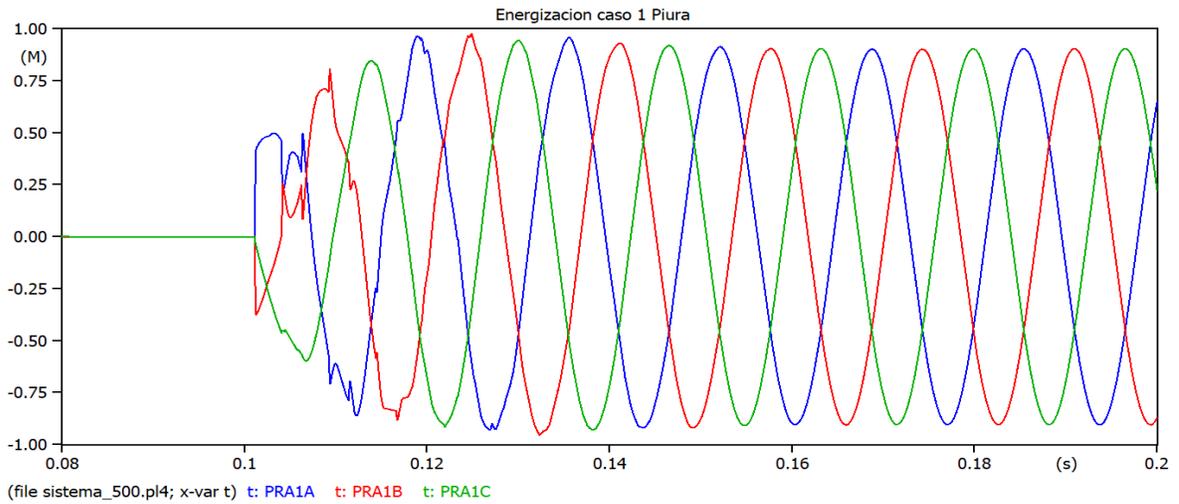
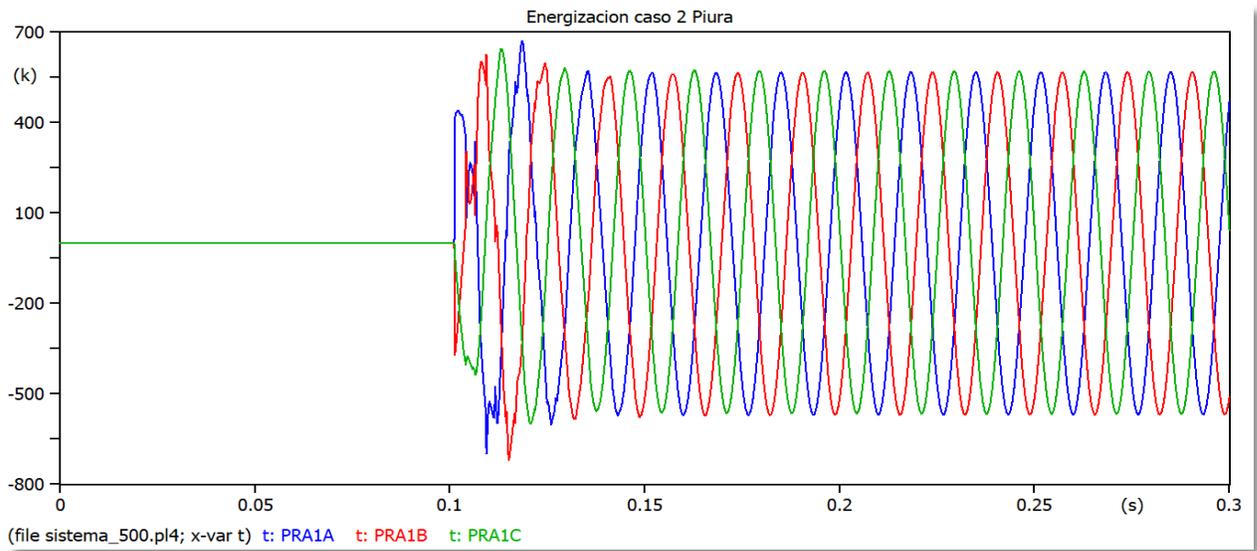
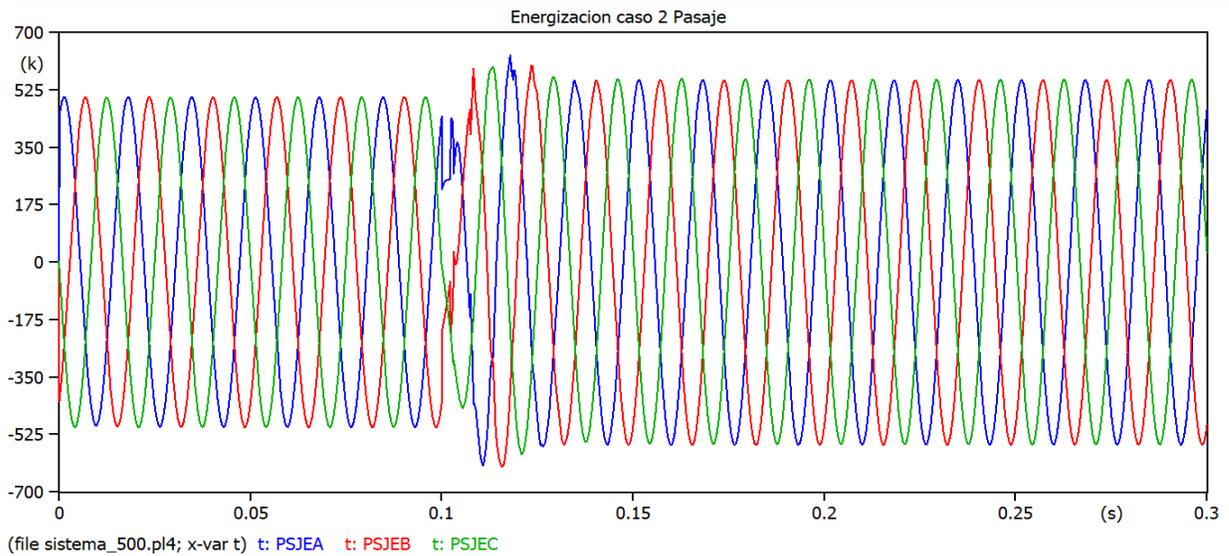


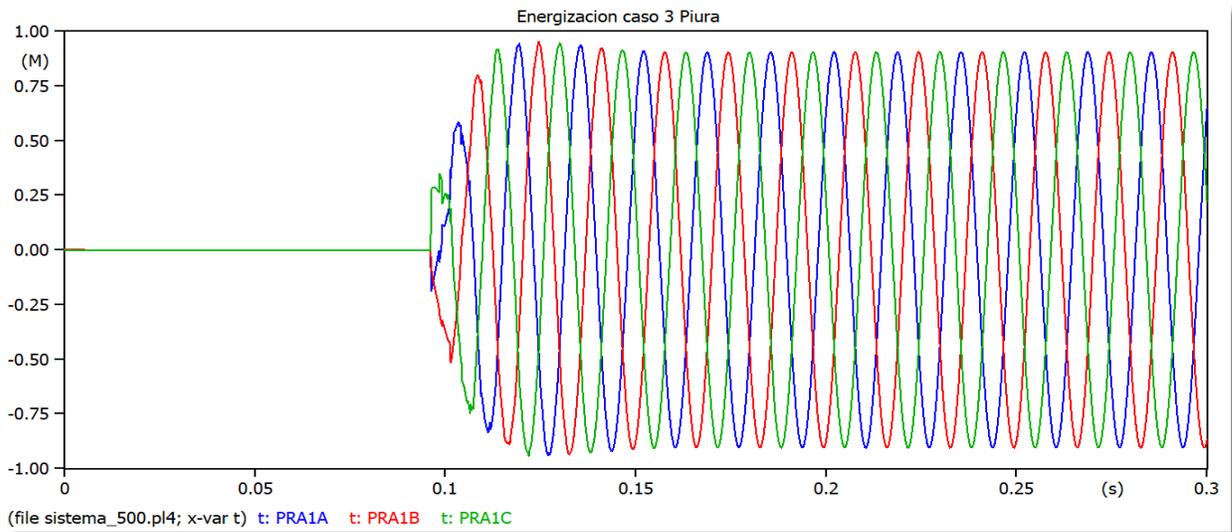
Figura Q.2 Comportamiento de la Tensión en la Barra Piura caso 1



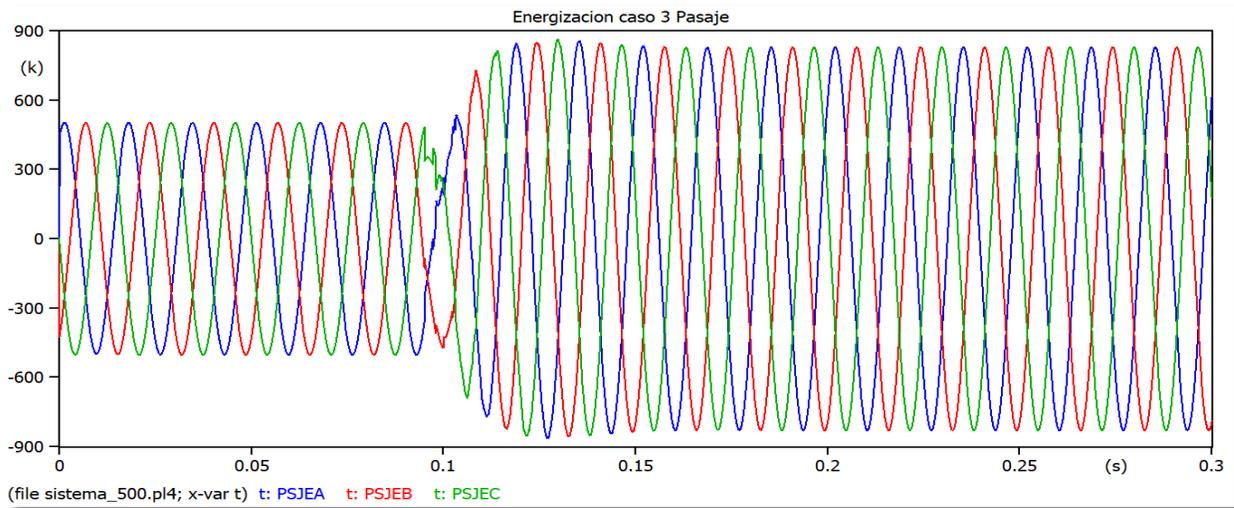
**Figura Q.3** Comportamiento de la Tensión en la Barra Piura caso 2



**Figura Q.4** Comportamiento de la Tensión en la Barra Pasaje caso 2



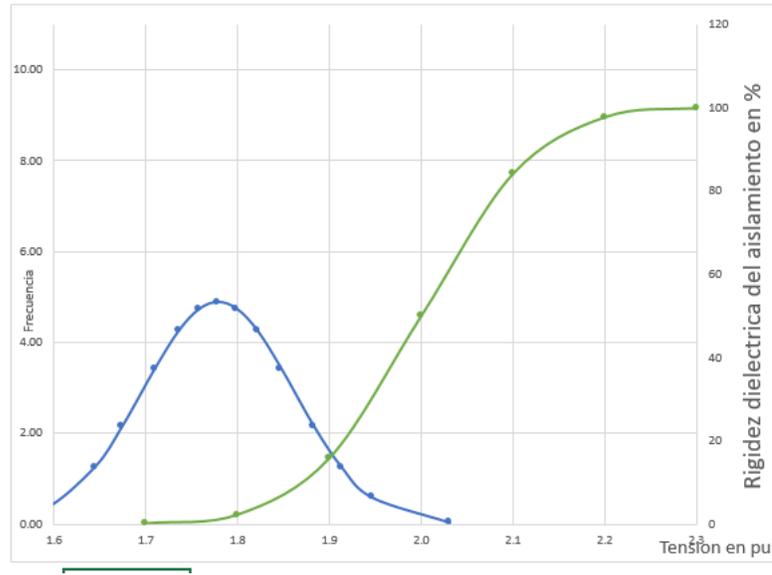
**Figura Q.5** Comportamiento de la Tensión en la Barra Piura caso 3



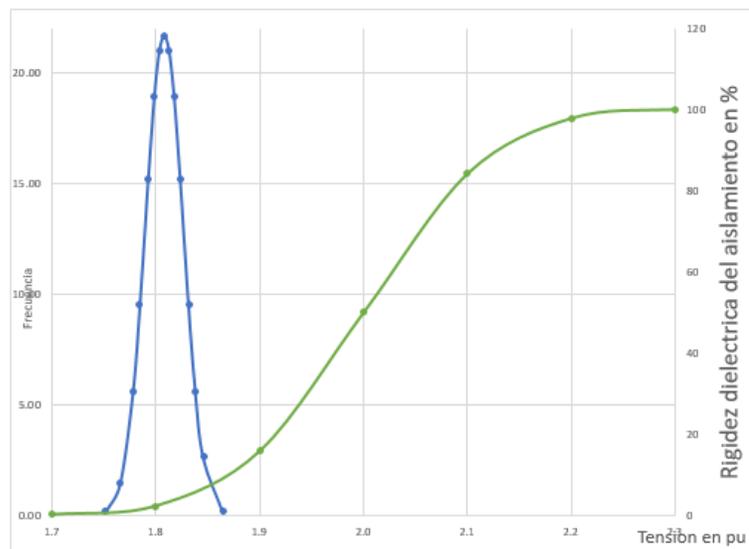
**Figura Q.6** Comportamiento de la Tensión en la Barra Pasaje caso 3

**Anexo S**

**Graficas de función de probabilidad de sobretensiones y función de distribución acumulada del aislamiento y Resultados de simulación de casos comparativos**



**Figura S.1** Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 1 Barra Chorrillos-Pasaje



**Figura S.2** Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 1 Barra Pasaje-Piura

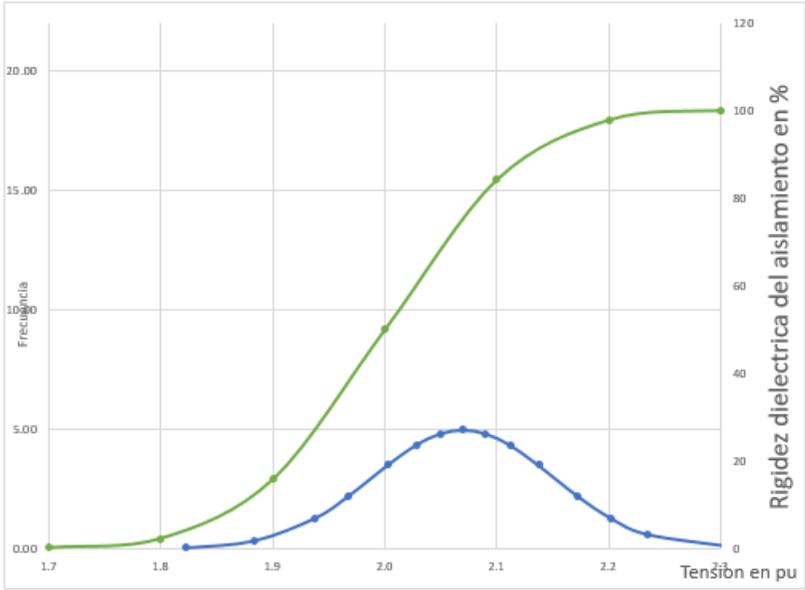


Figura S.3 Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 1 Barra Piura-Pasaje

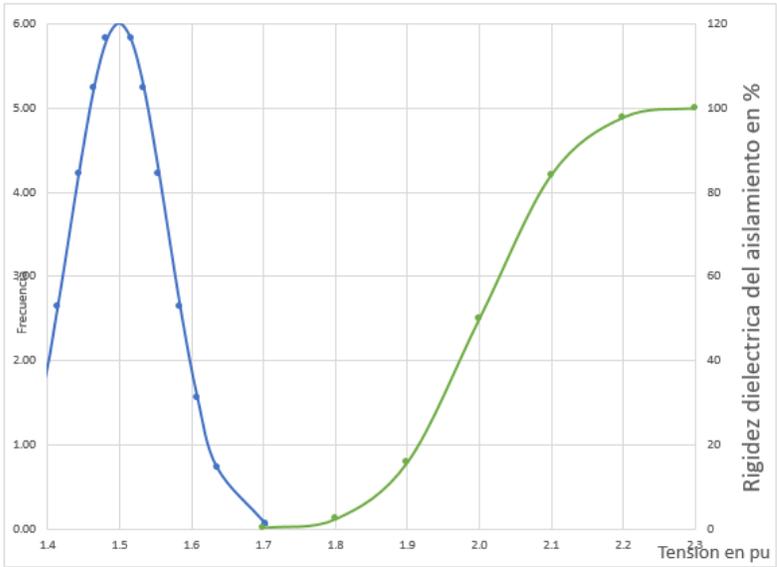


Figura S.4 Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 2 Barra Chorrillos-Pasaje

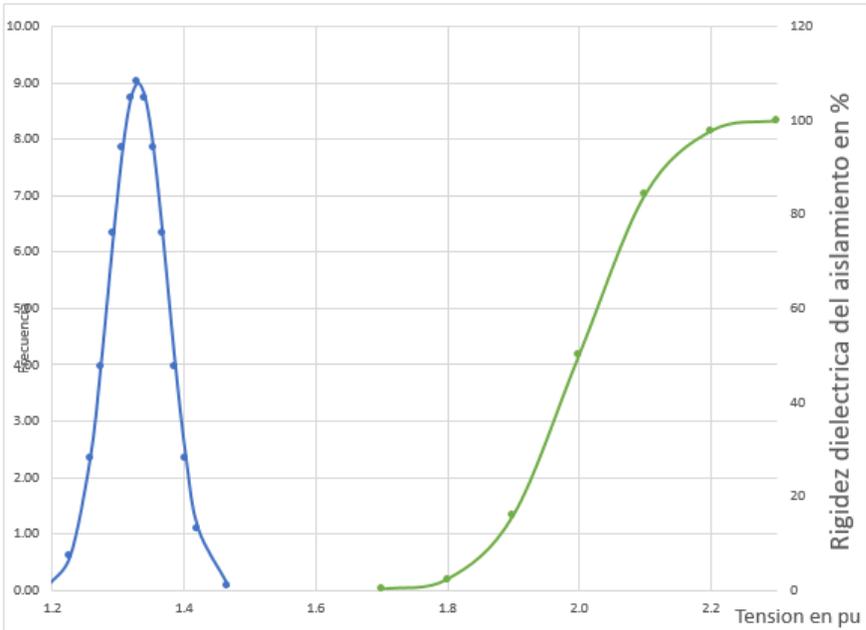


Figura S.5 Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 2 Barra Pasaje-Piura

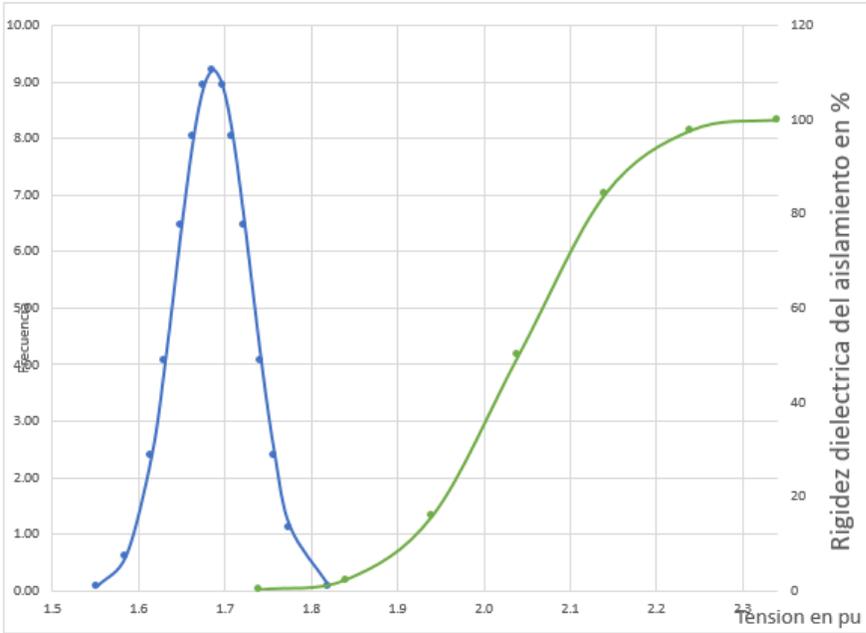


Figura S.6. Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 2 Barra Piura-Pasaje

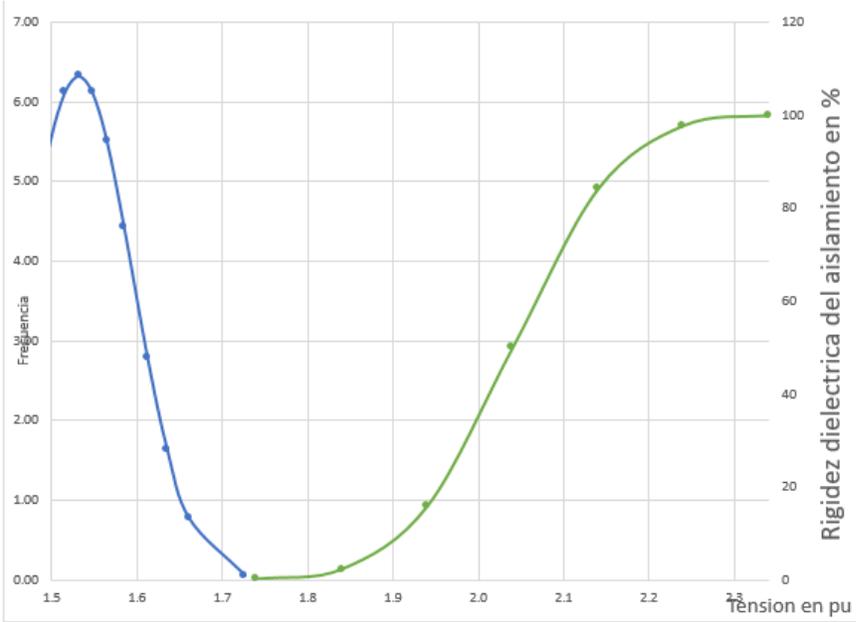


Figura S.7. Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 3 Barra Chorrillos-Pasaje

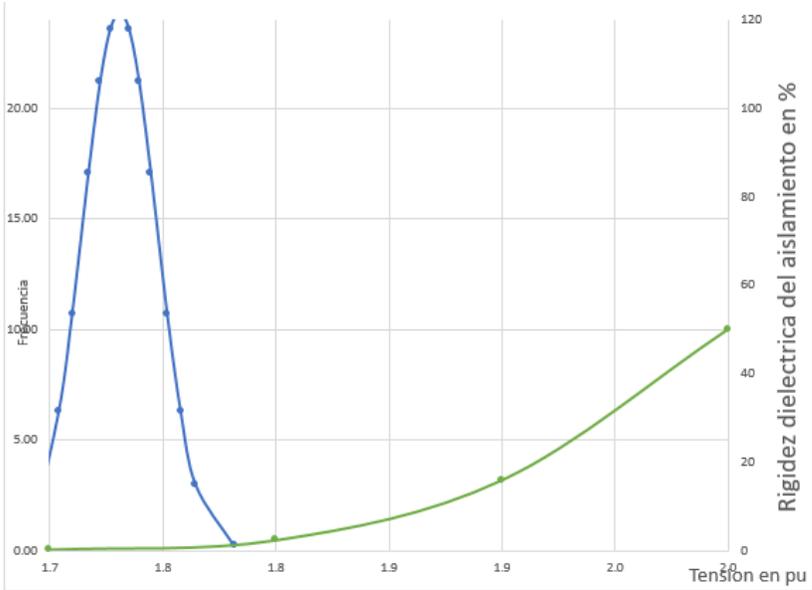


Figura S.8. Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 3 Barra Pasaje-Piura

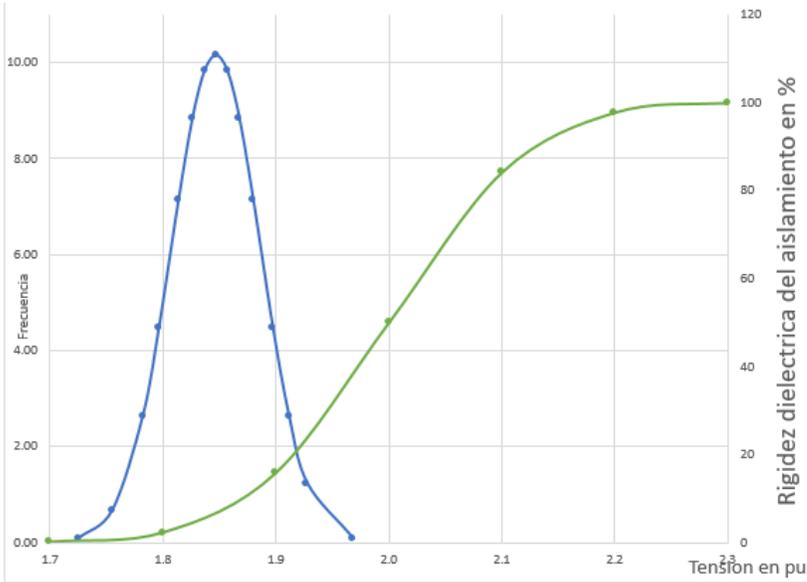


Figura S.9. Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 3 Barra Piura-Pasaje

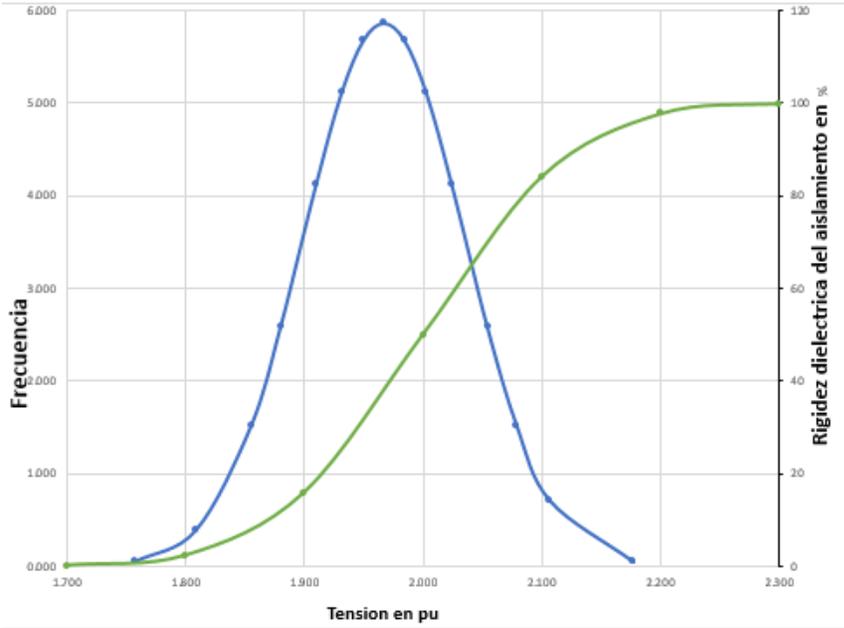


Figura S.10. Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 1 Barra Zamora-Pasaje

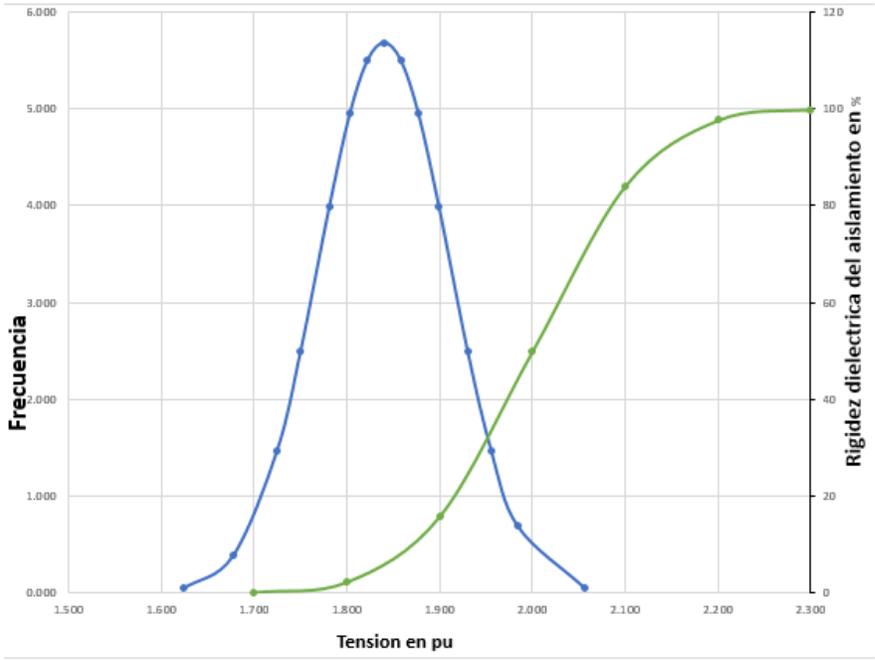


Figura S.11. Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 2 Barra Zamora-Pasaje

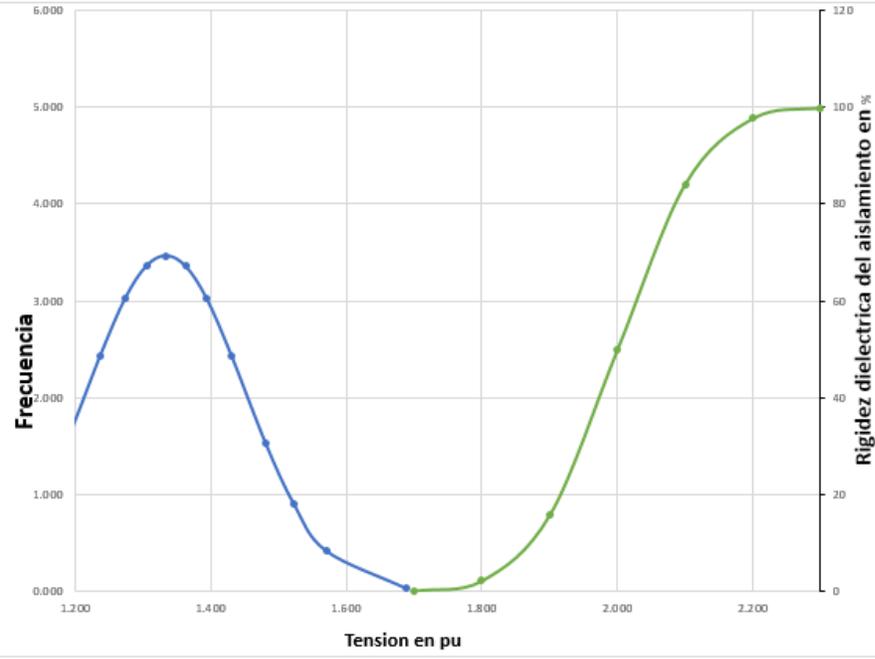


Figura S.12. Curvas de Sobretensiones y rigidez dieléctrica Caso 3 Barra Zamora-Pasaje

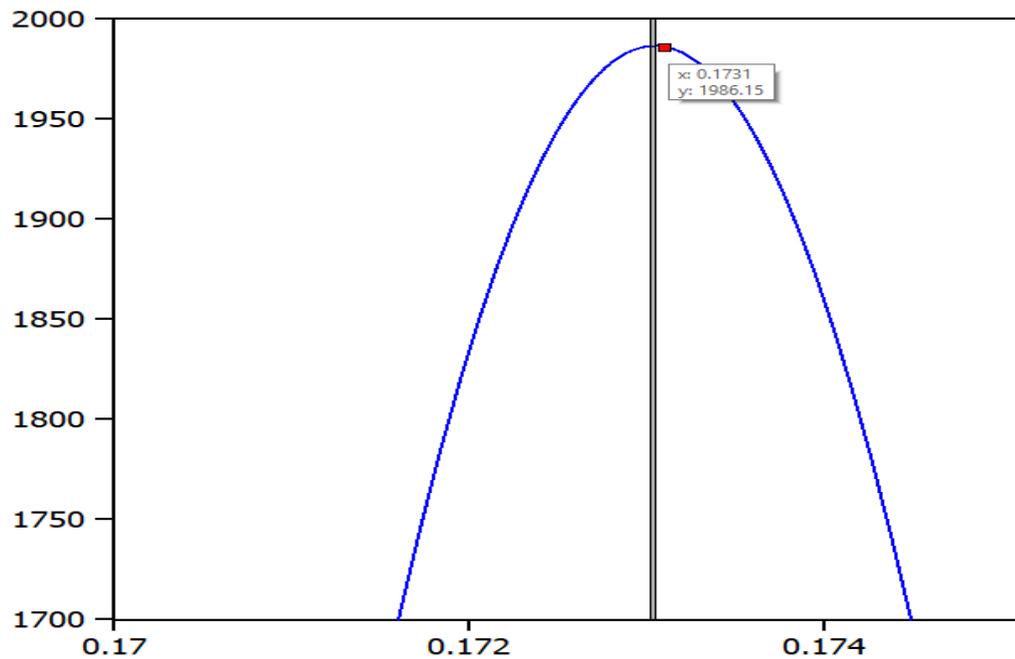
**Tabla S.1** Comparación resultados de niveles de tensión en estado estable

<b>Nodos /Simulación</b>	<b>Voltajes DigSilent</b>	<b>Voltajes ATP Draw</b>	<b>Error %</b>
<b>Nodo Tisaleo</b>	514.999	515.042	4.3
<b>Nodo Chorillos</b>	497.91	497.87	4

En el lado peruano el marco de reglamento de Transmisión y el reglamento de la Ley de concesiones, COES Sinac, presenta los reglamentos necesarios para realizar estudios de pre operatividad a fin de aprobar el equipamiento necesario para las instalaciones que se conecten al SEIN evaluando así el comportamiento del sistema ante estos cambios. Para ello COES proporciona el archivo ejecutable “SEIN.pfd” en el cual se puede obtener flujos de potencia y estudios de cortocircuito, entre otros, por ello es recomendable para realizar cualquier inicio de proyecto utilizar esa base de datos. Como se explicó anteriormente que por cuestiones técnicas se necesita un equivalente del sistema peruano, por lo tanto, se simuló una falla simétrica y una falla fase-tierra en la barra de la subestación la Niña de 500 kV, la cual será la futura conexión con la Subestación Piura de 500 kV. Obteniendo los siguientes resultados simulados y por COES.

**Tabla S.2** Comparación de corriente de cortocircuito trifásica COES vs simulación ATP

<b>Base de datos COES</b>		
<b>Falla trifásica en La Niña</b>		
<b>R</b>	33.917	<b>ohm</b>
<b>X</b>	144.6963	<b>ohm</b>
<b>Skss</b>	1720.47	<b>MVA</b>
<b>Ikss</b>	1.966	<b>kA</b>
<b>ip</b>	4.98	<b>kA</b>
<b>Simulación de corriente trifásica en ATP</b>		
<b>Ikss</b>	1.986	<b>kA</b>
<b>Error %</b>	2	<b>%</b>

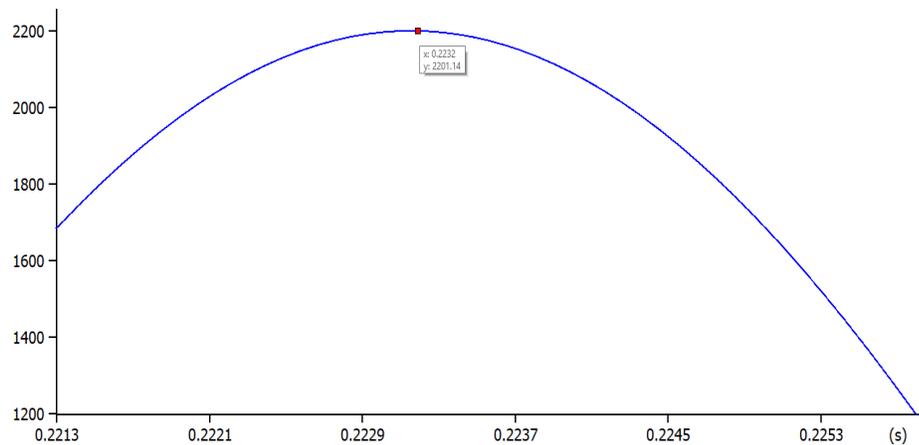


**Figura S.13** Simulación Corriente de cortocircuito Trifásica en valores RMS

También, se simuló una falla monofásica en la subestación la Niña en la fase A, se utilizaron bloque TACS para poder representarlo en valores RMS, verificando su pico de corriente en la Tabla S.3

**Tabla S.3** Comparación de corriente de cortocircuito monofásica COES vs simulación ATP Draw

<b>Base de datos COES</b>		
<b>Falla monofásica</b>		
<b>R0</b>	5.8744	<b>ohm</b>
<b>Xo</b>	106.22	<b>ohm</b>
<b>SkssA</b>	636.87	<b>MVA</b>
<b>IkssA</b>	2.206	<b>kA</b>
<b>ipA</b>	5.538	<b>kA</b>
<b>Simulación de corriente monofásica en ATP</b>		
<b>Ikss A</b>	2.201	<b>kA</b>
<b>Error %</b>	0.5%	



**Figura S.14** Curva de simulación de falla monofásica en valores RMS

Los parámetros eléctricos proporcionados en el ante proyecto La Niña-Piura a 500 kV [37] se comparan con los parámetros simulados con la opción “*Line Check*” del software ATP Draw

**Tabla S.4** Parámetros eléctricos Piura-Niña COES

<b>Anteproyecto Piura-Niña</b>			
<b>Z1</b>	2.2176+28.34j	<b>Yc</b>	455.21
<b>Z0</b>	18.64+73.785j	<b>Yc0</b>	288.66

**Tabla S.5** Parámetros eléctricos Piura-Niña ATP DRAW

<b>Simulación Piura-Niña</b>			
<b>Z1</b>	2.171+28.35j	<b>Yc</b>	438.41
<b>Z0</b>	16.82+109.6 j	<b>Yc0</b>	236.89

En la Tabla S.6 se muestra la comparación entre los valores estadísticos al realizar diferentes números de simulaciones de la línea Chorrillos-Pasaje, demostrando que los valores estadísticos no varían significativamente

**Tabla S.6** Resultados estadísticos de simulaciones

<b>Numero de simulaciones</b>	<b><math>\mu</math></b>	<b><math>\sigma</math></b>
<b>50</b>	1.529	6.24E-2
<b>100</b>	1.532	6.17E-2

Anexo R

Energización Desde el Lado Peruano

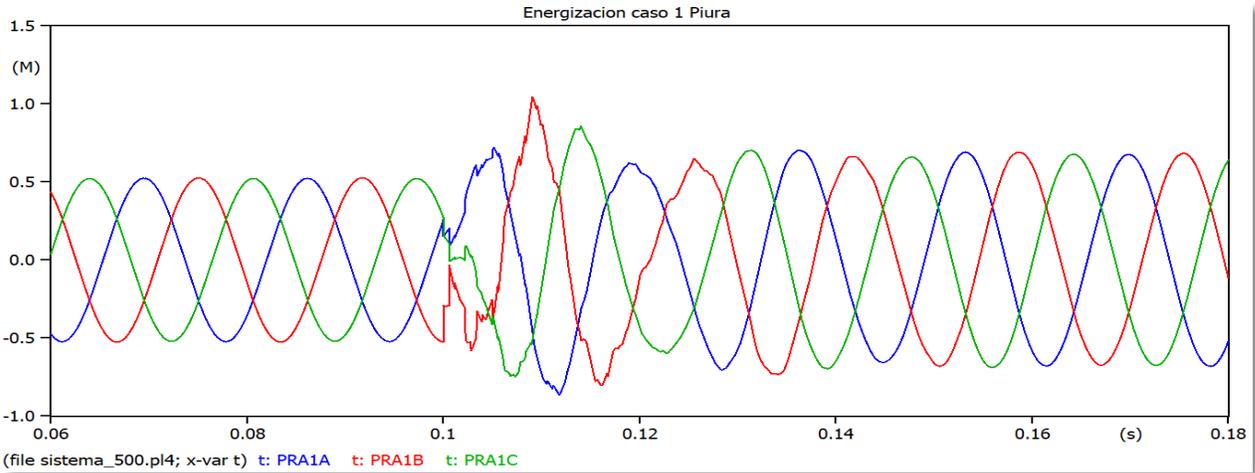


Figura R.1 Comportamiento de la Tensión en la Barra Piura caso 1

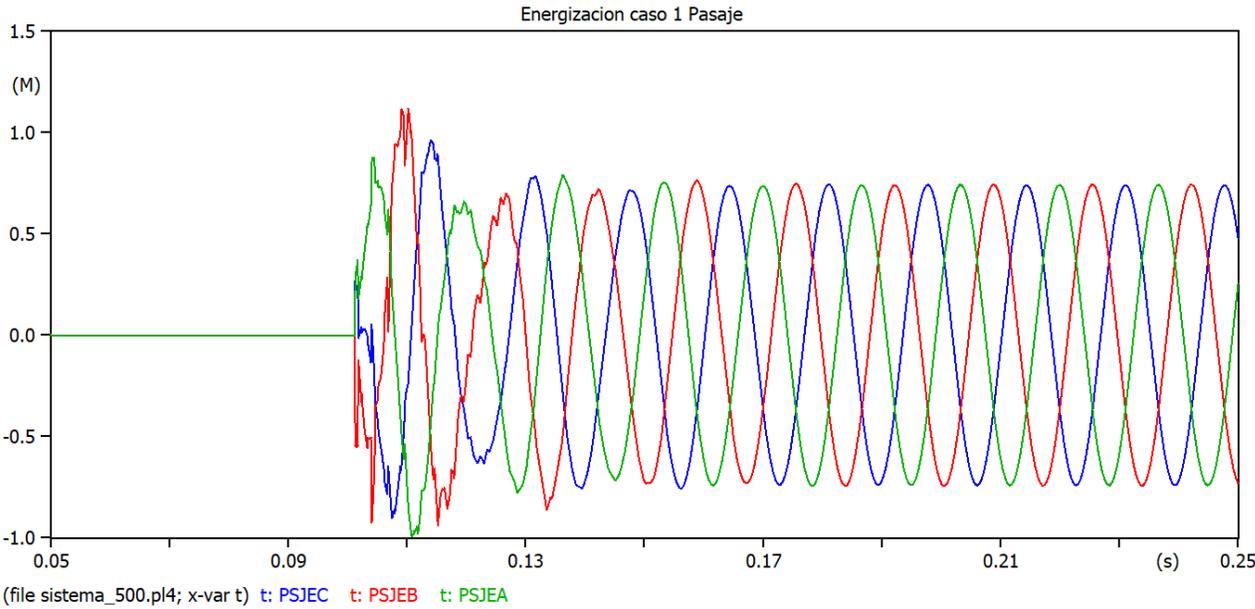


Figura R.2 Comportamiento de la Tensión en la Barra Pasaje caso 1

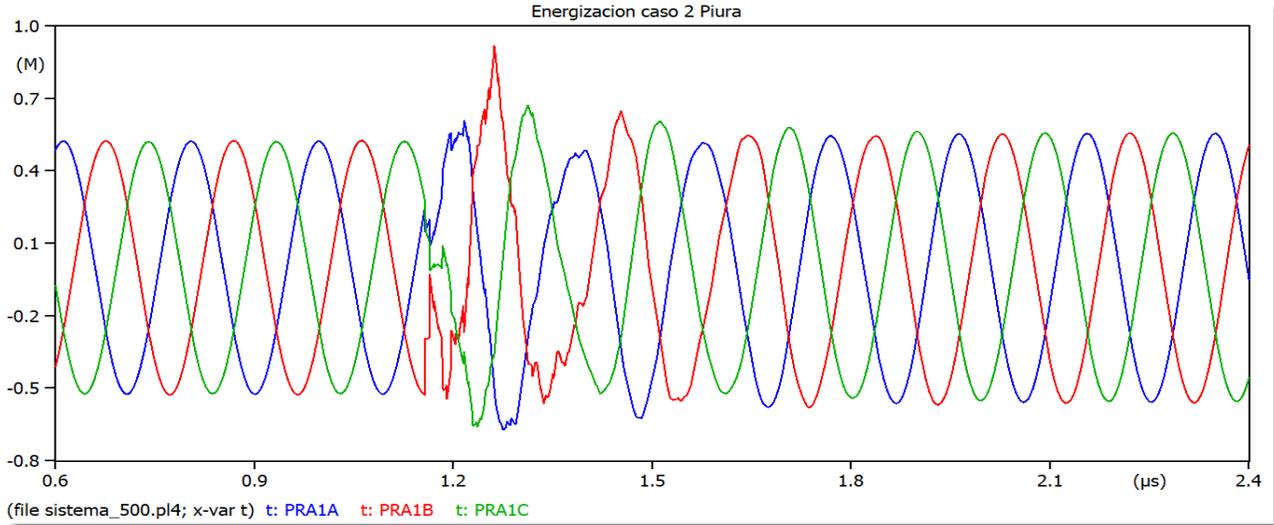


Figura R.3 Comportamiento de la Tensión en la Barra Piura caso 2

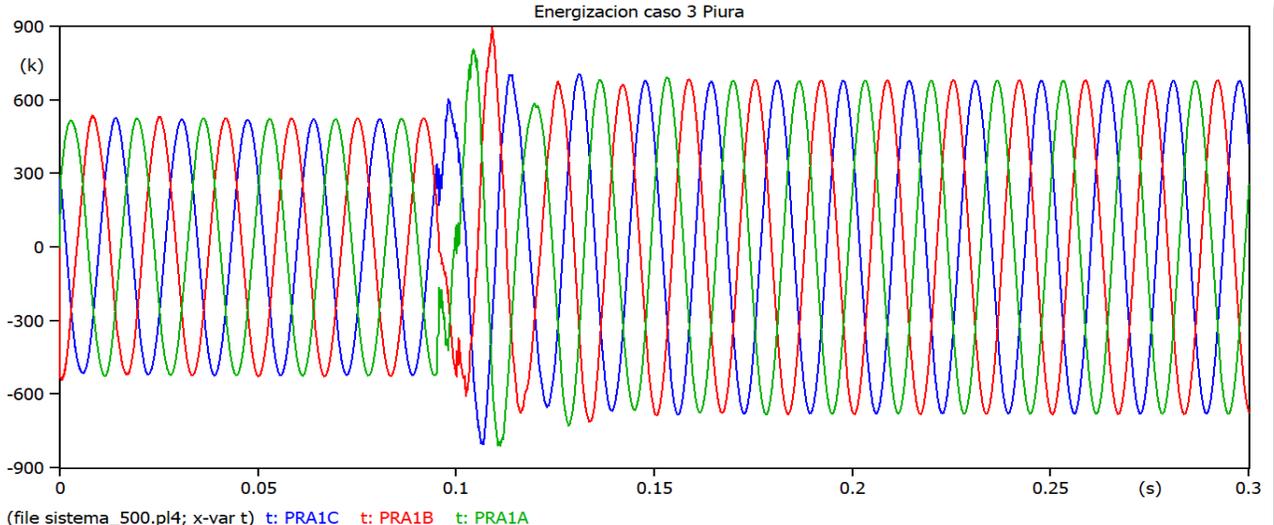
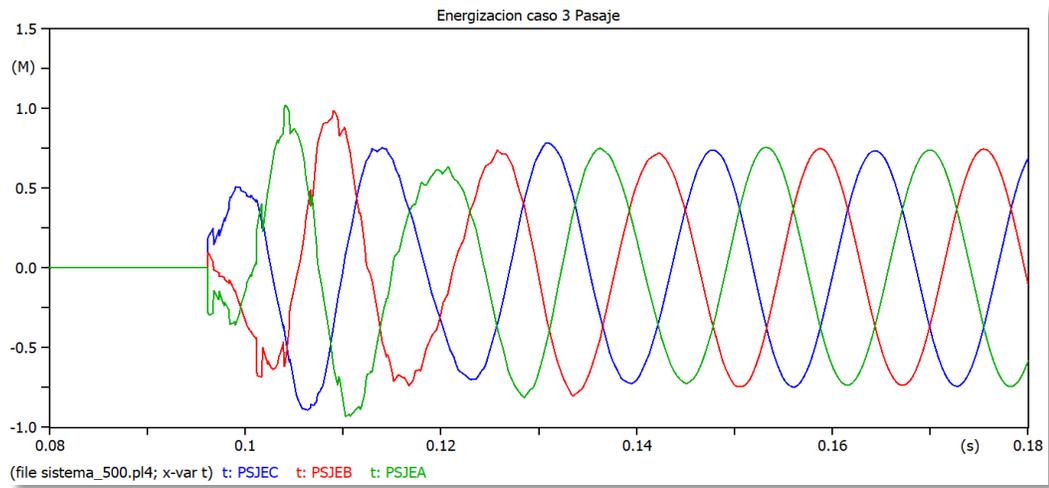


Figura R.4 Comportamiento de la Tensión en la Barra Piura caso 3



**Figura R.5** Comportamiento de la Tensión en la Barra Pasaje caso 3

Anexo T

**Frecuencia de Sobretensiones en Cada Caso de Estudio**

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	Per cent .GE. current value
32	1.6000000	7.2000000E+05	0	0	100.000000
33	1.6500000	7.4250000E+05	1	1	99.000000
34	1.7000000	7.6500000E+05	4	5	95.000000
35	1.7500000	7.8750000E+05	15	20	80.000000
36	1.8000000	8.1000000E+05	22	42	58.000000
37	1.8500000	8.3250000E+05	25	67	33.000000
38	1.9000000	8.5500000E+05	33	100	.000000

**Figura T.1** Frecuencia de sobretensiones Ve2 caso 1 Chorrillos-Pasaje

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	Per cent .GE. current value
27	1.3500000	6.0750000E+05	0	0	100.000000
28	1.4000000	6.3000000E+05	3	3	97.000000
29	1.4500000	6.5250000E+05	32	35	65.000000
30	1.5000000	6.7500000E+05	22	57	43.000000
31	1.5500000	6.9750000E+05	22	79	21.000000
32	1.6000000	7.2000000E+05	14	93	7.000000
33	1.6500000	7.4250000E+05	7	100	.000000

**Figura T.2** Frecuencia de sobretensiones Ve2 caso 2 Chorrillos-Pasaje

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	Per cent .GE. current value
27	1.3500000	6.0750000E+05	0	0	100.000000
28	1.4000000	6.3000000E+05	9	9	91.000000
29	1.4500000	6.5250000E+05	15	24	76.000000
30	1.5000000	6.7500000E+05	12	36	64.000000
31	1.5500000	6.9750000E+05	23	59	41.000000
32	1.6000000	7.2000000E+05	41	100	.000000

**Figura T.3** Frecuencia de sobretensiones Ve2 caso 3 Chorrillos-Pasaje.

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	Per cent .GE. current value
34	1.7000000	7.6500000E+05	0	0	100.000000
35	1.7500000	7.8750000E+05	11	11	89.000000
36	1.8000000	8.1000000E+05	86	97	3.000000
37	1.8500000	8.3250000E+05	3	100	.000000

**Figura T.4** Frecuencia de sobretensiones Ve2 caso 1 Pasaje-Piura.

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	Per cent .GE. current value
25	1.2500000	5.62500000E+05	0	0	100.000000
26	1.3000000	5.85000000E+05	17	17	66.000000
27	1.3500000	6.07500000E+05	11	28	44.000000
28	1.4000000	6.30000000E+05	22	50	.000000

**Figura T.5** Frecuencia de sobretensiones Ve2 caso 2 Pasaje-Piura.

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	Per cent .GE. current value
34	1.7000000	7.65000000E+05	0	0	100.000000
35	1.7500000	7.87500000E+05	44	44	12.000000
36	1.8000000	8.10000000E+05	6	50	.000000

**Figura T.6** Frecuencia de sobretensiones Ve2 caso3 Pasaje-Piura.

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	Per cent .GE. current value
38	1.9000000	8.55000000E+05	0	0	100.000000
39	1.9500000	8.77500000E+05	2	2	98.000000
40	2.0000000	9.00000000E+05	22	24	76.000000
41	2.0500000	9.22500000E+05	18	42	58.000000
42	2.1000000	9.45000000E+05	24	66	34.000000
43	2.1500000	9.67500000E+05	15	81	19.000000
44	2.2000000	9.90000000E+05	11	92	8.000000
45	2.2500000	1.01250000E+06	8	100	.000000

**Figura T.7** Frecuencia de sobretensiones Ve2 caso 1 Piura-Pasaje

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	Per cent .GE. current value
31	1.5500000	6.97500000E+05	0	0	100.000000
32	1.6000000	7.20000000E+05	12	12	88.000000
33	1.6500000	7.42500000E+05	47	59	41.000000
34	1.7000000	7.65000000E+05	28	87	13.000000
35	1.7500000	7.87500000E+05	13	100	.000000

**Figura T.8** Frecuencia de sobretensiones Ve2 caso 2 Piura-Pasaje

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	Per cent .GE. current value
35	1.7500000	7.87500000E+05	0	0	100.000000
36	1.8000000	8.10000000E+05	9	9	82.000000
37	1.8500000	8.32500000E+05	10	19	62.000000
38	1.9000000	8.55000000E+05	31	50	.000000

**Figura T.9** Frecuencia de sobretensiones Ve2 caso 3 Piura-Pasaj

Anexo U

Comparación de modelos de líneas de transmisión

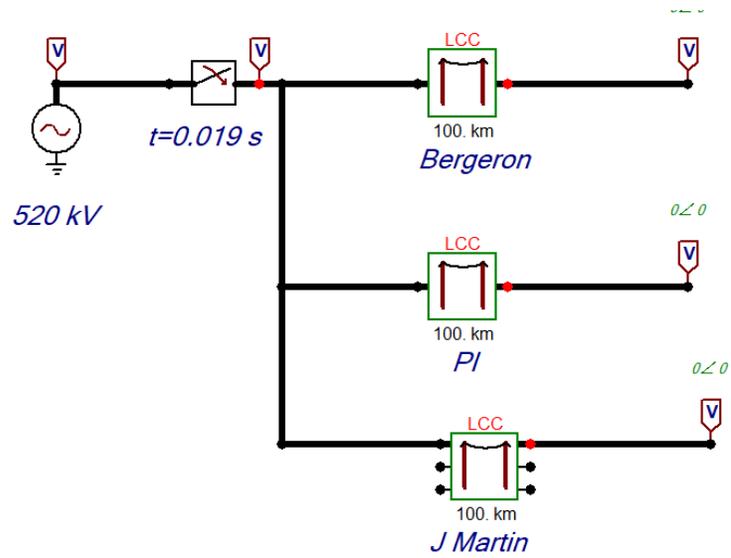


Figura U.1 Modelo de líneas en ATP Draw

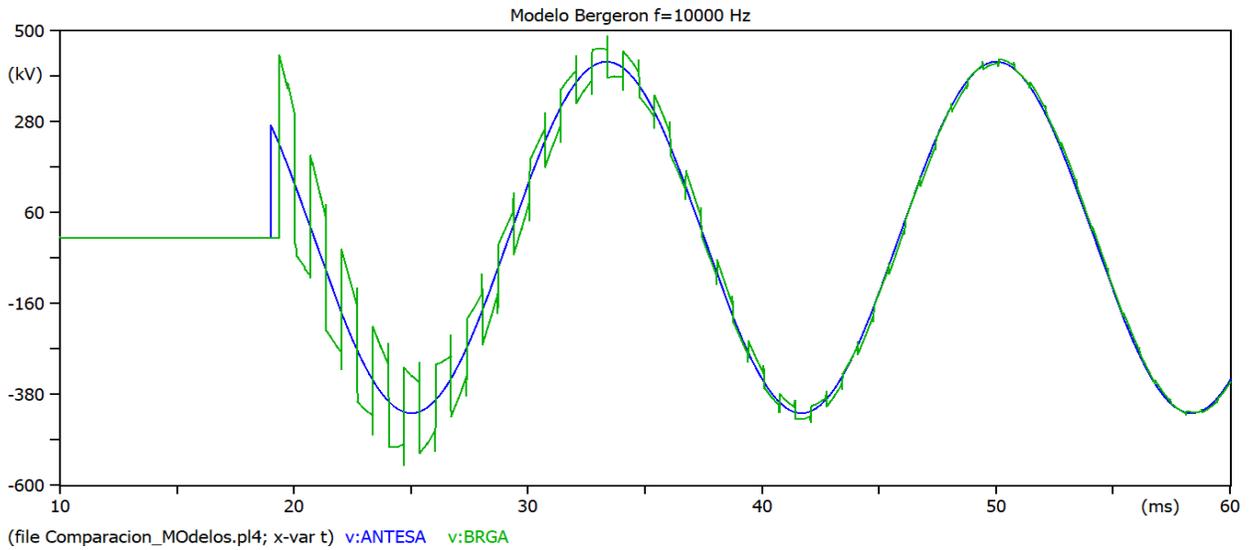


Figura U.2 Modelo Bergeron a frecuencia 10000 Hz.

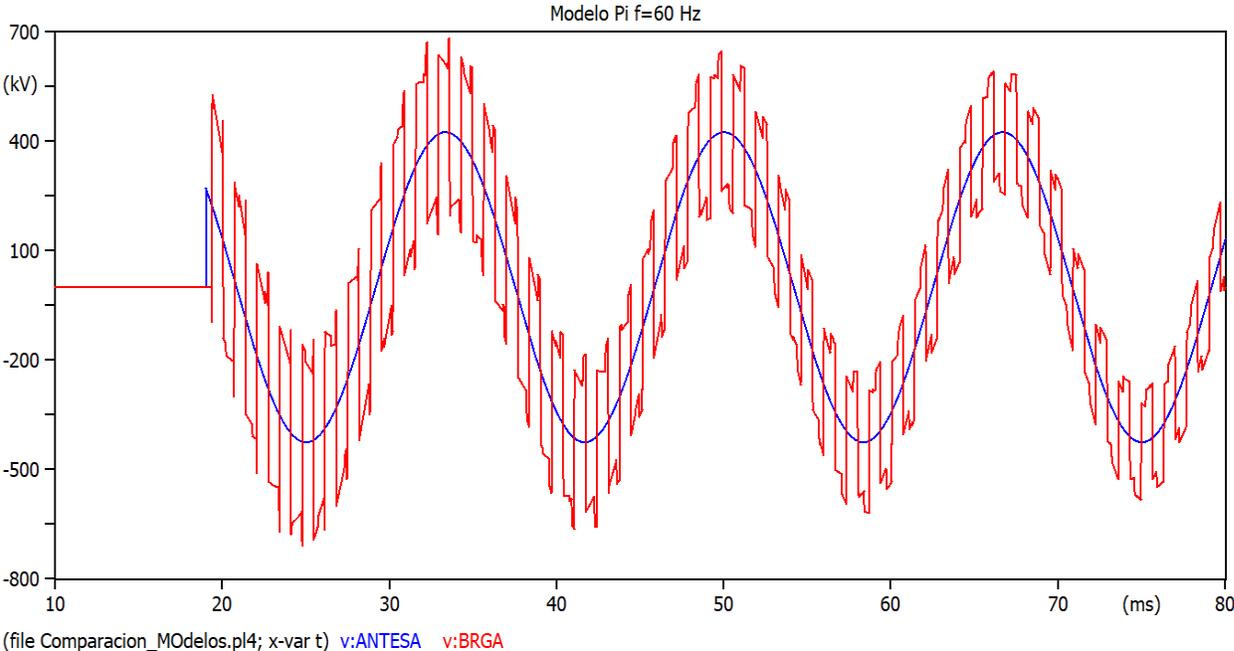


Figura U.3 Modelo Bergeron a frecuencia 60 Hz.

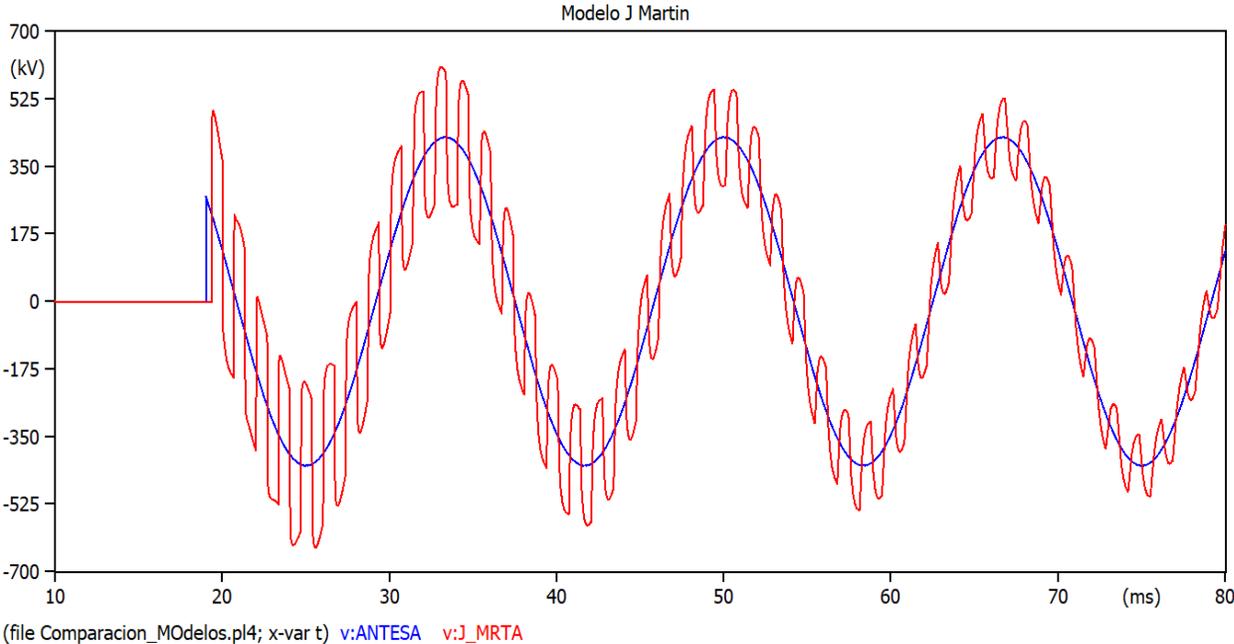


Figura U.4 Modelo J Martin.

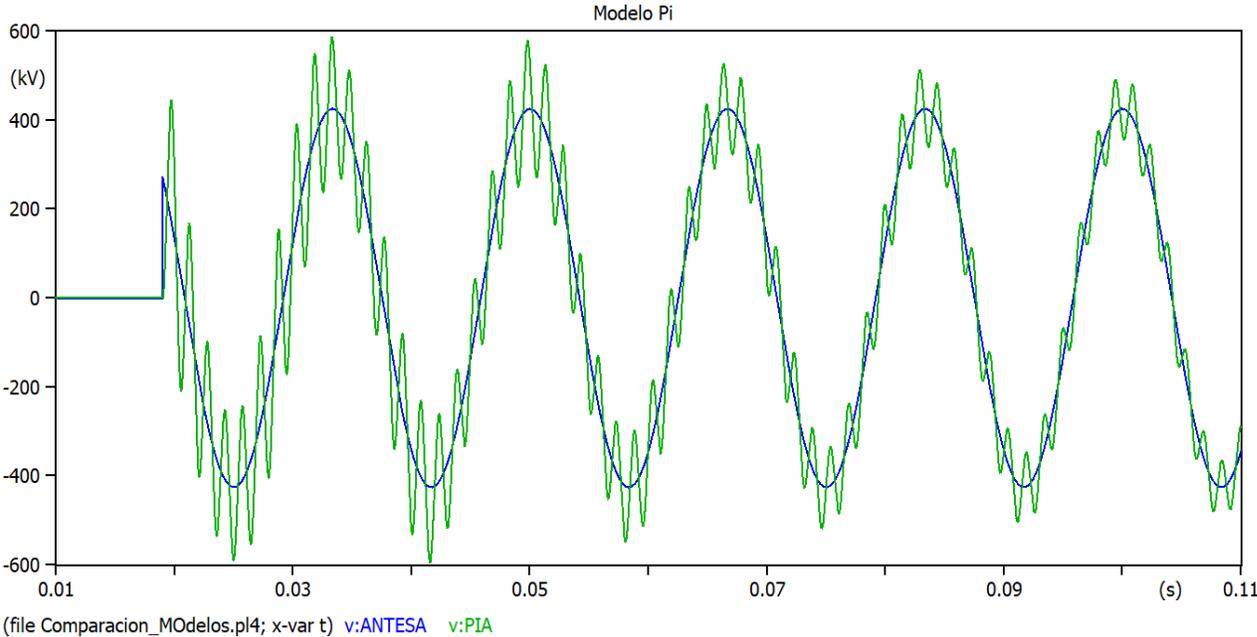


Figura U.5 Comportamiento del Modelo Pi.

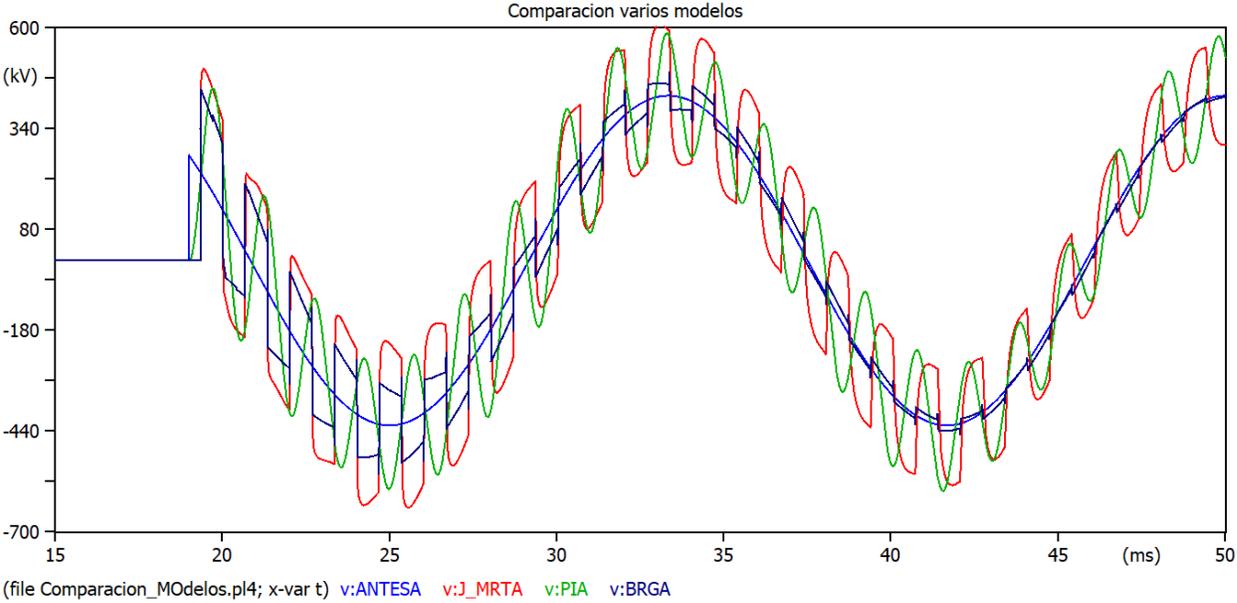


Figura U.6 Comparación de tres modelos de línea.

**Anexo V**

**Calculo de distancia de ruptura de apantallamiento y corriente de falla de apantallamiento.**

$$Rgm = \frac{60 + 54.1}{2(1 - \text{sen } 9.620)} = 68.49 \text{ m}$$

$$Im = \left(\frac{68.49}{10}\right)^{\frac{1}{0.65}} = 19.30 \text{ kA}$$

$$Zc = \frac{\text{Ln} \left[ \frac{16}{61.1} \right]}{1.33} = -1.0074$$

$$Zm = \frac{\text{Ln} \left[ \frac{19.30}{61.1} \right]}{1.33} = -0.86647$$

$$Dc = 1.0728 \text{ m} \quad Dm = 0.000804 \text{ m}$$

$$Qc = 1 - 0.31e^{-\frac{(-1.0074)^2}{1.6}} = 0.8356$$

$$Qm = 1 - 0.31e^{-\frac{(-0.86647)^2}{1.6}} = 0.8061$$

$$SFFOR = 2 \cdot 0.299 \cdot 211 \cdot \frac{1}{1000} \cdot (1.0728 - 0.000804) \cdot \left( \frac{0.8356 - 0.8061}{2} \right)$$

**Chorrillos-Pasaje**

$$SFFOR = 0.001936 \frac{\text{flashover}}{100 \text{ km} - \text{año}}$$

**Pasaje-Piura**

$$SFFOR = 0.00294 \frac{\text{flashover}}{100 \text{ km} - \text{año}}$$

**Back Flash Rate**

$$P(Ici) = \frac{1}{1 + \left[ \frac{127 \text{ kA}}{31 \text{ kA}} \right]^{2.6}} = 0.02492$$

$$NI = \frac{0.2999}{1000} \cdot (28 \cdot 60^{0.6} + 12) \cdot 211 = 21.36$$

**Chorrillos-Pasaje**

$$BFR = 0.6 \cdot 21.36 \cdot 0.02492 = 0.3193 \frac{\text{back flashover}}{100 \text{ km} - \text{año}}$$

Para nivele ceráunico de 15:

$$BFR = 0.6 \cdot 84.36 \cdot 0.02492 = 1.268 \frac{\text{back flashover}}{100 \text{ km} - \text{año}}$$

**Pasaje-Piura**

$$BFR = 0.6 \cdot 31.49 \cdot 0.02492 = 0.47083 \frac{\text{back flashover}}{100 \text{ km} - \text{año}}$$

Para nivel ceráunico de 15:

$$BFR = 0.6 \cdot 124.25 \cdot 0.02492 = 1.8577 \frac{\text{back flashover}}{100 \text{ km} - \text{año}}$$