



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**MODELADO Y ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
GUATEMALA- MÉXICO EN 400 KV CON EL SOFTWARE ATP/EMTP**

Alan Henry Arfaxad Camajá Tum

Asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, mayo de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODELADO Y ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
GUATEMALA- MÉXICO EN 400 KV CON EL SOFTWARE ATP/EMTP**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ALAN HENRY ARFAXAD CAMAJÁ TUM
ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

MODELADO Y ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN GUATEMALA- MÉXICO EN 400 KV CON EL SOFTWARE ATP/EMTP

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 2 de abril de 2014.

Alan Henry Arfaxad Camajá Tum

Guatemala 3 de febrero de 2016

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica eléctrica
Facultad de ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Coordinador:

Por este medio me permito dar aprobación al Trabajo de Graduación Titulado. **"MODELADO Y ANALISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LINEA DE TRANSMISION GUATEMALA- MEXICO EN 400KV CON EL SOFTWARE ATP/EMTP"**, desarrollado por el estudiante Alan Henry Arfaxad Camajá Tum, previo a optar el título de Ingeniero Electricista.

Con base a la revisión y corrección de dicho trabajo, considero que ha alcanzado los objetivos propuestos, por lo que el estudiante y asesor nos hacemos responsables del contenido de este trabajo.

Atentamente:

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

ASESOR

ING. ELECTRICISTA
JOSE GUILLERMO BEDOYA BARRIOS
COLEGIADO No. 4846



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 19. 2016.
Guatemala, 30 de MARZO 2016.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
MODELADO Y ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA
LÍNEA DE TRANSMISIÓN GUATEMALA - MÉXICO EN
400KV CON EL SOFTWARE ATP/EMTP, del estudiante Alan
Henry Arfaxad Camajá Tum, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DIRECCIÓN Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



SRO



REF. EIME 19. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; ALAN HENRY ARFAXAD CAMAJÁ TUM Titulado: MODELADO Y ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN GUATEMALA - MÉXICO EN 400KV CON EL SOFTWARE ATP/EMTP, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López

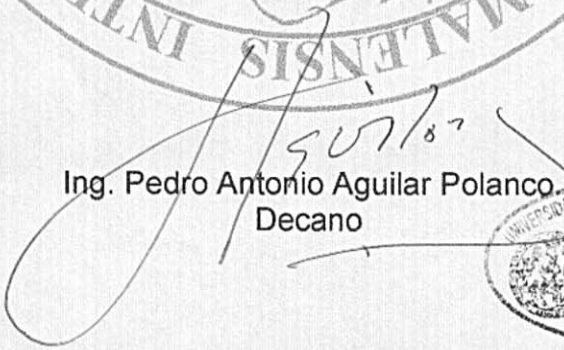


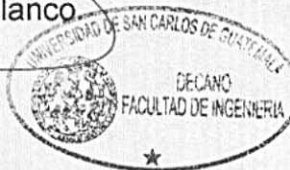
GUATEMALA, 11 DE ABRIL 2016.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **MODELADO Y ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN GUATEMALA-MÉXICO EN 400 KV CON EL SOFTWARE ATP/EMTP**, presentado por el estudiante universitario: **Alan Henry Arfaxad Camajá Tum**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, mayo de 2016

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por ser el dador de la sabiduría e inteligencia en todo mi caminar.
Mi madre	Cecilia Tum Canto, por ser mi referencia de inspiración, persistencia y tenacidad.
Mi padre	Carlos Camajá Cabrera, por determinar desde la infancia mi futuro.
Mis hermanos	Hulda, Lisbeth y Mitkel Camajá, por apoyarme en todo momento.
Mi tía	Marta Tum Canto, por su incondicional apoyo personal y familiar.
Mis primos	Fredy, Andrés, Fabián, Luis, Gerson, Heber, por apoyarme en todo tiempo.
Mis abuelos	Por prepararme el camino y hacer las oraciones necesarias.
Mis tíos	Miguel Camajá, Manuel Tum, Rubén Gonzalez, por su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por permitirme formar parte de tan distinguida casa de estudios.

Facultad de Ingeniería

Por los conocimientos y competencias aprendidas.

**Mis amigos de la
Facultad**

Por su apoyo en toda la carrera.

**Ingeniero José
Guillermo Bedoya**

Por su apoyo incondicional en el transcurso del trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. SOBRETENSIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	1
1.1. Transitorios electromagnéticos.....	1
1.2. Teoría básica de los transitorios electromagnéticos.....	2
1.3. Modelado de la línea de transmisión	5
1.4. Sobretensiones.....	7
1.5. Clasificación de las sobretensiones.....	9
1.5.1.1. Sobretensiones externas	10
1.5.1.2. Sobretensiones atmosféricas por frente lento [4].....	12
1.5.1.3. Sobretensiones atmosféricas de frente rápido [4].....	12
1.5.2. Sobretensiones internas	13
1.5.2.1. Sobretensiones por maniobra.....	13
1.5.2.2. Energización y reenergización de la línea.....	14
1.5.2.2.1. Período transitorio	14
1.5.2.2.2. Período dinámico.....	14

	1.5.2.2.3.	Período en régimen permanente	14
	1.5.2.3.	Aparición y despeje de una falla [3].....	15
1.5.3.		Clasificación de las sobretensiones según Norma IEC 600071-1:2006.....	16
	1.5.3.1.	Sobrevoltaje temporal	16
	1.5.3.2.	Sobrevoltaje transitorio.....	17
	1.5.3.2.1.	Sobrevoltajes de frente lento	17
	1.5.3.2.2.	Sobrevoltajes de frente rápido	17
	1.5.3.2.3.	Sobrevoltaje de frente muy rápido	17
2.		CONFIGURACIÓN DE LOS SOPORTES DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN GUATEMALA-MÉXICO	19
2.1.		Tipos de estructuras.....	20
	2.1.1.	Clasificación de las torres de las líneas de transmisión	21
	2.1.2.	Soportes de la línea en estudio	22
2.2.		Impedancia característica de las torres de la línea	25
2.3.		Aislamiento de línea 400 kV.....	26
	2.3.1.	Aislamiento de fase tierra	28
	2.3.2.	Aislamiento de fase a fase	28
	2.3.3.	Aislamiento longitudinal.....	28
	2.3.4.	Aislamiento nominal [6]	28
	2.3.4.1.	Equipo con su tensión máxima ≤ 245 kV	29

	2.3.4.2.	Equipo con su tensión máxima > 245 kV	29
2.4.		Formas de tensión normalizadas.....	29
	2.4.1.	Forma normalizada de corta duración a la frecuencia del sistema	29
	2.4.2.	Forma normalizada de impulso por maniobra.....	29
	2.4.3.	Forma normalizada de impulso por rayo	29
2.5.		Tensión y valores por unidad.....	30
2.6.		Tipos de aislamientos	30
	2.6.1.	Aisladores de vidrio templado.....	31
	2.6.2.	Aisladores de porcelana	31
	2.6.3.	Aisladores de polímero	31
	2.6.4.	Aislador fijo	31
	2.6.5.	Aislador tipo suspensión.....	32
	2.6.6.	Cadenas de aisladores de la línea Guatemala-México.....	32
2.7.		Blindaje de las líneas.....	33
	2.7.1.	Ángulo de blindaje de la línea de transmisión [CFE]	33
	2.7.2.	Método electrogeométrico	35
	2.7.3.	Disposición de los conductores y distancias del aislamiento de la línea 400 kV Guatemala - México	38
3.		SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN GUATEMALA - MÉXICO CON ATP/EMTP	41
	3.1.	Parametrización del software ATP para efectos del trabajo de tesis	44

3.2.	Simulación de cierre de la línea de transmisión Guatemala - México.....	50
3.2.1.	Simulación de cierre de la línea en vacío desde Tapachula con un interruptor controlado por tiempo.....	50
3.2.2.	Simulación de cierre de la línea en vacío desde Brillantes con un interruptor controlado por tiempo.....	52
3.2.3.	Simulación del cierre la línea con interruptor sistemático, cerrando del lado de Tapachula y teniendo en vacío la subestación de Brillantes.....	54
3.2.4.	Simulación del cierre de la línea con interruptor sistemático, cerrando del lado de Brillantes y teniendo en vacío la subestación de Tapachula.....	57
3.2.5.	Simulación del cierre de la línea con el interruptor estadístico, cerrando del lado de Brillantes y teniendo en vacío la subestación de Tapachula.....	59
3.2.6.	Simulación del cierre de la línea con el interruptor estadístico, cerrando del lado de Tapachula y teniendo en vacío la subestación de Brillantes.....	61
3.2.7.	Simulación de cierre de la línea con carga.....	62
3.3.	Apertura del interruptor	64
3.3.1.	Apertura del interruptor bajo carga.....	64
3.3.2.	Apertura del interruptor en vacío	66
3.4.	Fallas asimétricas en la línea de transmisión.....	69
3.4.1.	Falla línea a tierra.....	69
3.4.2.	Falla doble línea a tierra.....	72

3.4.3.	Falla línea a línea	74
3.5.	Fallas simétricas	76
3.5.1.	Falla trifásica a tierra	76
3.6.	Sobretensiones por descargas electroatmosféricas	79
3.6.1.	Modelo de simulación de la región en estudio ante las descargas electroatmosféricas.....	80
3.6.2.	Descarga electroatmosférica en el hilo de guarda en la torre de la línea de transmisión número 50....	82
3.6.3.	Descarga electroatmosférica en la fase A de la línea de transmisión.....	84
4.	EFFECTO FERRANTI EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	87
4.1.	Simulación por efecto Ferranti estando la subestación de Brillantes en vacío	90
4.2.	Simulación por efecto Ferranti estando la subestación de Tapachula en vacío	92
5.	COMPARACIÓN DE OSCILOGRAFÍAS REALES CON LAS SIMULADAS.....	95
5.1.	Desconexión de interruptor de potencia por activación del esquema de protección 81 en subestación Brillantes.....	95
5.2.	Falla línea a tierra fase C en territorio de Tapachula a 98,77 km de Brillantes:	97
5.3.	Falla línea a tierra en la fase C, con recierre monopolar	99
6.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	103
6.1.	Cierre de la línea	103
6.1.1.	Interruptor controlado por tiempo.....	103
6.1.2.	Interruptor sistemático	103

6.1.3.	Interruptor estadístico.....	104
6.2.	Apertura de la línea	105
6.2.1.	Apertura bajo carga.....	105
6.2.2.	Apertura en vacío	105
6.3.	Falla línea a tierra.....	106
6.4.	Falla doble línea a tierra.....	106
6.5.	Falla línea a línea.....	106
6.6.	Falla trifásica a tierra	107
6.7.	Falla por descarga electroatmosférica	107
6.7.1.	Descarga electroatmosférica en la torre.....	108
6.7.2.	Descarga electroatmosférica en la fase A.....	108
6.8.	Sobretensiones por efecto Ferranti	108
6.9.	Comparación de oscilografías reales con las simuladas.....	109
CONCLUSIONES.....		111
RECOMENDACIONES		113
BIBLIOGRAFÍA.....		115

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Curva de sobretensión	9
2.	Mapa de Guatemala con líneas de niveles isoceraunicos.....	11
3.	Clases y formas de tensiones y sobretensiones	18
4.	Trayectoria de la línea de transmisión en 400 kv Guatemala–México	19
5.	Torre de suspensión tipo A	23
6.	Torre de remate tipo W	24
7.	Cadena de aisladores en línea 400 kV Guatemala - México.....	32
8.	Detalle del ángulo de blindaje	33
9.	Detalle del apantallamiento	36
10.	Esquema básico del blindaje total.....	37
11.	Modelo electrogeométrico con ángulo negativo	37
12.	Disposición de los conductores y distancias de aislamiento	39
13.	Estructura interna del ATP	42
14.	Estructura externa del ATP	43
15.	Modelo de la línea de transmisión Guatemala – México.....	45
16.	Configuración de parámetros para modelo de línea Bergeron.....	46
17.	Datos de la torre y cableado de la línea de transmisión.....	47
18.	Datos de la fuente utilizada en cada subestación	48
19.	Equivalente del sistema mexicano	49
20.	Equivalente del sistema guatemalteco	49
21.	Sobretensiones en la barra de Brillantes, cierre desde Tapachula	51
22.	Sobretensiones en la barra de Tapachula, cierre desde Tapachula	51

23.	Sobretensiones en barra Tapachula, cierre desde Brillantes.....	53
24.	Sobretensiones en barra Brillantes, cierre desde Brillantes.....	53
25.	Configuración del interruptor sistemático.....	55
26.	Distribución de sobretensiones, cierre desde Tapachula.....	56
27.	Máxima sobretensión con interruptor sistemático, cierre desde Tapachula.....	56
28.	Distribución de sobretensiones para la apertura del interruptor desde Brillantes.....	58
29.	Máxima sobretensión con el interruptor sistemático, cierre desde Brillantes.....	58
30.	Configuración del interruptor estadístico.....	59
31.	Máxima sobretensión esperada, con un interruptor estadístico, energización desde Brillantes, línea en vacío.....	60
32.	Máxima sobretensión esperada con un interruptor estadístico, energización desde Tapachula, línea en vacío.....	62
33.	Modelo de la línea con carga.....	62
34.	Sobretensiones en la barra de Brillantes ante cierre bajo carga de 100 MW hacia Guatemala.....	63
35.	Sobretensiones en la barra de Tapachula ante cierre bajo carga de 100 MW hacia Guatemala.....	63
36.	Sobretensiones al abrir el interruptor de brillantes bajo una carga de 110 MW, sobretensiones en Brillantes.....	65
37.	Sobretensiones al abrir el interruptor de brillantes bajo una carga de 40 MW, sobretensiones en Brillantes.....	65
38.	Resultados de máximas sobretensiones y densidad de eventos, apertura desde Tapachula con interruptor estadístico, línea en vacío.....	67
39.	Resultados de máximas sobretensiones y densidad de eventos, apertura desde Brillantes con interruptor estadístico, línea en vacío....	68

40.	Falla línea a tierra en la línea de transmisión Tapachula-Brillantes	69
41.	Falla línea a tierra a 75 km de la barra de Brillantes, bajo una carga de 110 Mw hacia Guatemala.....	71
42.	Falla línea a tierra a 25 km de la barra de Brillantes, bajo una carga de 110 MW	71
43.	Falla doble línea a tierra en la línea de transmisión Tapachula-Brillantes	72
44.	Falla doble línea a tierra a 25 km de la subestación de Brillantes, bajo una carga de 110 MW	73
45.	Falla doble línea hacia tierra a 78 km de la barra de Brillantes en vacío, estando la fuente en Tapachula.....	74
46.	Falla línea a línea, línea Tapachula-Brillantes.....	74
47.	Falla línea a línea, a 78 km de la barra de Tapachula en vacío, fuente en la subestación de Brillantes.....	75
48.	Falla línea a línea, a 25 km de la barra de Brillantes, fuente en la subestación de Brillantes	76
49.	Falla trifásica a tierra, línea Tapachula-Brillantes.....	77
50.	Oscilografía, falla trifásica a tierra a 75 km de la barra de Tapachula, fuente en la subestación de Tapachula	78
51.	Oscilografía, falla trifásica a tierra a 25 km de la barra de Brillantes....	78
52.	Modelo de fuente de descarga tipo Heidler	80
53.	Modelado del tramo de línea a simular	81
54.	Modelado de la torre de transmisión	81
55.	Oscilografía de sobrevoltajes en la torre 50	82
56.	Oscilografía de sobrevoltajes en las torres 47,48,49,50,51,52,53.....	83
57.	Oscilografía de sobrevoltaje en las fases A,B,C	84
58.	Disposición de la línea Tapachula-Brillantes interconectada con una carga baja	90

59.	Disposición de la línea Tapachula-Brillantes interconectada con la barra de Brillantes en vacío	91
60.	Oscilografías medidas en la barra de Brillantes estando en vacío	91
61.	Disposición de la línea Tapachula-Brillantes interconectada con la barra de Tapachula en vacío	92
62.	Oscilografías medidas en la barra de Tapachula estando en vacío.....	93
63.	Oscilografías reales de voltajes y corrientes en la subestación Brillantes	96
64.	Oscilografías de la simulación por la apertura del interruptor	96
65.	Oscilografías reales de voltajes y corrientes en la subestación Brillantes, falla línea a tierra fase C	98
66.	Oscilografías de la simulación, corriente en las fases A,B,C con falla a tierra	98
67.	Oscilografía de la simulación, voltaje en la fases A,B,C con falla a tierra	99
68.	Oscilografía real de la falla línea a tierra de la fase C con recierre monopolar.....	100
69.	Oscilografía simulada de la falla línea a tierra de la fase C con recierre monopolar, corrientes	101
70.	Oscilografía simulada de la falla línea a tierra de la fase C con recierre monopolar, voltajes.....	101

TABLAS

I.	Características de la torre de suspensión tipo A.....	22
II.	Tensiones nominales y máximas.....	26
III.	Tabla con factores de tensiones críticas de flameo	28
IV.	Resultados del cierre en vacío desde Tapachula	52
V.	Resultados del cierre en vacío desde Brillantes	54

VI.	Resultados por mayor densidad de eventos y máximas sobretensiones, cierre desde Tapachula.....	55
VII.	Resultados de máximas sobretensiones y densidad de eventos, cierre desde Brillantes con interruptor sistemático, línea en vacío.....	57
VIII.	Resultados de máximas sobretensiones y densidad de eventos, cierre desde brillantes con interruptor estadístico, línea en vacío.....	60
IX.	Resultados de máximas sobretensiones y densidad de eventos, cierre desde Tapachula con interruptor estadístico, línea en vacío.....	61
X.	Resultados de las máximas sobretensiones ante un cierre bajo carga.....	64
XI.	Resultados de las oscilografías por aperturas bajo carga, en subestación Brillantes.....	66
XII.	Resultados de las oscilografías por aperturas bajo carga, en subestación Tapachula.....	66
XIII.	Resultados de las oscilografías por aperturas en vacío, apertura desde Tapachula.....	67
XIV.	Resultados de las oscilografías por aperturas en vacío apertura desde Brillantes.....	68
XV.	Resultados de las simulaciones por falla línea a tierra.....	70
XVI.	Resultados de la simulaciones falla doble línea a tierra.....	73
XVII.	Resultados de las simulaciones falla línea a línea.....	75
XVIII.	Resultados de la simulaciones falla trifásica a tierra.....	77
XIX.	Resultados de la medición de bajadas de puestas a tierra.....	82
XX.	Resultados de las máximas sobretensiones en la torre 50.....	83
XXI.	Resultados de las máximas sobretensiones en las torres.....	83
XXII.	Resultados de las máximas sobretensiones en las fases A,B,C ante el impacto de una descarga electroatmosférica de 10 kA en la fase A.....	85

XXIII.	Resultados de las máximas sobretensiones en la barra de Brillantes	92
XXIV.	Resultados de las máximas sobretensiones en la barra de Tapachula	93
XXV.	Comparación de los valores reales contra los simulados en la apertura del interruptor de potencia	97
XXVI.	Comparación de los valores reales contra los simulados en la falla fase C a tierra	99
XXVII.	Comparación de los valores reales contra los simulados en la falla fase C a tierra con recierre monopolar.....	102

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Y	Admitancia
C	Capacitancia
G	Conductancia
α	Constante de atenuación
β	Constante de fase
I	Corriente
ca	Corriente alterna
cd	Corriente directa
Z	Impedancia
Z_c	Impedancia característica
Km	Kilómetro
Ω	Ohmios
μ	Permeabilidad
ε	Permitividad
P	Potencia eléctrica instantánea
Q	Potencia reactiva
R	Resistencia
t	Tiempo en segundos
p.u.	Valor por unidad
ω	Velocidad angular
v	Velocidad de propagación
V	Voltaje
V_m	Voltaje máximo

GLOSARIO

ACSR	Conductor de aluminio reforzado con alma de acero.
Aislador	Materiales que no permiten el paso de la corriente eléctrica.
ATP	Alternativ Transient Program (programa alternativo para transitorios).
BIL	Basical Insulation Level (Nivel Básico de Aislamiento).
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
Hz	Hertz, unidad de frecuencia eléctrica.
IEC	Intenational Electrotechnical Comision (Comisión Electrotécnica Internacional).
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
kA	Kiloamperios. Unidad de corriente eléctrica.
kV	Kilovoltios. Unidad de tensión eléctrica.
kVA	Kilovoltioamperios. Unidad de potencia aparente.

MW	Megawatt. Unidad de potencia eléctrica.
Nodo	Punto de interconexión de una subestación con la línea de transmisión.
TCF	Tensión Crítica de Flameo.
Tierra	Potencial eléctrico de referencia.
Vano	Es la distancia horizontal entre dos estructuras de una línea de transmisión.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación modela la línea de transmisión Tapachula-Brillantes en 400 kV, con el software ATP. Dicho software es de libre acceso, el cual simula fenómenos transitorios, útil para el modelado de las diferentes líneas de transmisión, ante aperturas, cierres, fallas transitorias como temporales entre otras.

En el capítulo I, se conocen los fundamentos básicos de los fenómenos transitorios, clasificación de las sobretensiones, así como su explicación matemática.

En el capítulo II, se estudian los soportes de la línea de transmisión a simular, tales como los tipos de torres, aislamientos y datos propiamente de la línea como: altura, impedancia característica, resistencia al pie de la torre, entre otros.

En el capítulo III, se modela la línea de transmisión, teniendo a bien las simulaciones por cierre, apertura, fallas simétricas y asimétricas, descargas electroatmosféricas.

En el capítulo IV, se modela la línea por efecto Ferranti, obteniendo así el comportamiento de la línea al tener una de las subestaciones en vacío.

En el capítulo V, se modelan simulaciones de acuerdo a oscilografías reales obtenidas en campo.

En el capítulo VI, se hace un análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones relacionados a las máximas sobretensiones.

OBJETIVOS

General

Modelar sobretensiones en la línea de transmisión Guatemala-México en 400 kV con el software ATP/ EMTP.

Específicos

1. Modelar la línea y obtener las simulaciones de las sobretensiones por aperturas y cierres de la línea.
2. Modelar la línea y obtener las simulaciones de las sobretensiones por fallas asimétricas y simétricas.
3. Modelar la línea y obtener las simulaciones de las sobretensiones por descargas electroatmosféricas y efecto Ferranti.

INTRODUCCIÓN

En todo circuito eléctrico se tienen componentes tales como resistencias, capacitancias e inductancias, de estos tres componentes los últimos dos almacenan energía en forma de campo eléctrico y magnético respectivamente, de esta cuenta ante un cambio en el circuito, se tiene una interacción de esa energía almacenada en los dispositivos originando en el régimen transitorio variaciones en el voltaje y la corriente. En los sistemas de potencia de energía eléctrica sucede el mismo caso.

El estudio de las sobretensiones en las líneas de transmisión de energía eléctrica está asociado a las maniobras a la cual estarán sometidos los equipos, la línea y los diferentes aislamientos, razón por la cual la coordinación de aislamiento considera a las sobretensiones como una referencia para el diseño de la línea. El estudio de las sobretensiones es complejo, debido a la cantidad de variables con las que cuenta el sistema de potencia, así como los cálculos asociados a las sobretensiones.

A raíz de esta necesidad nace el modelado de las mismas, con programas de computadora, como el ATP. Mediante métodos matemáticos pueden modelar, ante los diferentes eventos que ocurren en la línea de transmisión de energía eléctrica, ya sea en la operación, en vacío, o ante una falla simétrica, asimétrica o fallas externas como descargas electroatmosféricas, donde se presentan aperturas, cierres, re cierres. La interfaz gráfica del simulador da una plataforma amigable para el modelado, así como un graficador de las oscilografías del voltaje y la corriente, con el que se puede analizar el perfil de

la sobretensión en el orden de los microsegundos. Así como la máxima magnitud de las diferentes fases y analizar el comportamiento.

Para la línea en estudio, que está a un voltaje de 400 kV entre las subestaciones de Tapachula y Brillantes, se obtienen los resultados estadísticos, gráficos de las máximas sobretensiones, así como las sobretensiones con las probabilidades más altas de ocurrir, ante una maniobra de apertura, cierre, fallas al 25, 50 y 75 % de distancia respecto a las subestaciones; descargas electroatmosféricas, teniendo a bien los fenómenos transitorios de la reflexión de ondas en los casos críticos de la línea en vacío, así como a la hora de una descarga en el apantallamiento de la línea y el flameo inverso que se puede presentar al tener una alta resistencia al pie de la torre.

1. SOBRETENSIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las sobretensiones en las líneas de transmisión están asociadas a fenómenos transitorios de las ondas de voltaje y corriente. Así como la interacción de estas en las diferentes líneas del sistema nacional interconectado, el cual cuenta con niveles de voltaje de 138, 230 y 400 kV. Para efectos del presente trabajo se modela la línea de 400 kV, que interconecta los sistemas eléctricos de Guatemala y México, la cual cuenta con una potencia máxima de transmisión de 120 MW en el horario de la banda en punta para Guatemala, estando conectada todo el día, coordinada por los departamentos correspondientes de las subestaciones y control del sistema nacional interconectado, en la subestaciones de Tapachula por México y la subestación de Brillantes en el área de Guatemala.

1.1. Transitorios electromagnéticos

Los transitorios electromagnéticos son fenómenos temporales o pasajeros en el orden de los microsegundos, esto debido a que todo sistema eléctrico está formado por capacitancias, inductancias así como resistencias, las cuales interactúan entre sí, formando circuitos RL, RC o RLC. Estos circuitos en el caso de los de las reactancias inductivas y capacitivas almacenan energía, la cual su disipación no es instantánea, al variar las condiciones normales del circuito, tales como aperturas, cierres, o algún tipo de falla, se generan variaciones en las funciones senoidales de la corriente y el voltaje, produciendo así sobretensiones de diferentes tiempos de duración.

1.2. Teoría básica de los transitorios electromagnéticos

Los transitorios electromagnéticos se producen debido a los cambios en los componentes del sistema de potencia, los que se explican a través de las leyes de Kirchhoff, las cuales tienen su origen en la ley de la conservación de la energía, que establece que la energía no se puede destruir, sino que se transforma. Las leyes de Kirchhoff establecen en su segunda ley que la sumatoria de diferencias de potencial en un lazo cerrado es igual a cero. A partir de esto los circuitos RL, RC y RLC en sus configuraciones serie o paralelo tienen su solución a través del desarrollo de las ecuaciones diferenciales de primer y segundo orden, de acuerdo al número de variables del circuito, en el caso de circuitos RL y RC serán ecuaciones de primer grado y circuitos RLC circuitos de segundo grado.

El desarrollo de las ecuaciones diferenciales se plantea, según la segunda ley de Kirchhoff en un lazo cerrado, de la forma siguiente:

Para un circuito RL serie

$$v_{e(t)} = v_r + v_l \quad [\text{Ec. 1.1}]$$

$$v_{e(t)} = Ri + L \frac{di}{dt} \quad [\text{Ec. 1.2}]$$

$$\frac{v_{e(t)}}{L} = i \frac{R}{L} + \frac{di}{dt} \quad [\text{Ec. 1.3}]$$

$$v_{e(t)} = \frac{R}{L} \int_{-\infty}^t V_{l(t)} dt + L \frac{di}{dt} \quad [\text{Ec. 1.4}]$$

$$\frac{dv_{e(t)}}{dt} = \frac{dv_l}{dt} + \frac{R}{L} v_l \quad [\text{Ec. 1.5}]$$

Para un circuito RC serie

$$v_{e(t)} = v_r + v_c \quad [\text{Ec. 1.6}]$$

$$v_e(t) = Ri + \frac{1}{C} \int_{-\infty}^t i dt \quad [\text{Ec. 1.7}]$$

$$\frac{dv_e(t)}{R dt} = \frac{i}{RC} + \frac{di}{dt} \quad [\text{Ec. 1.8}]$$

$$v_e(t) = RC \frac{dv_c(t)}{dt} + \frac{1}{C} \int_{-\infty}^t i_{c(t)} dt \quad [\text{Ec. 1.9}]$$

$$\frac{dv_e(t)}{RC} = \frac{dv_c}{dt} + \frac{1}{RC} v_c \quad [\text{Ec. 1.10}]$$

Ecuación general para circuitos RL o RC

$$f(v_e) = \frac{dx}{dt} + \frac{1}{\tau} x \quad [\text{Ec. 1.11}]$$

donde x puede ser corriente o voltaje Donde τ para un circuito RL y RC, será $\frac{L}{R}$ y RC respectivamente, sin embargo, al hacer cero la fuente de alimentación del circuito queda una ecuación homogénea.

$$0 = \frac{dx}{dt} + \frac{1}{\tau} x \quad [\text{Ec. 1.12}]$$

$$\frac{dx}{dt} = -\frac{1}{\tau} x \quad [\text{Ec. 1.13}]$$

De esta cuenta se puede determinar que la ecuación homogénea está directamente relacionada únicamente con los componentes R, L, C, por lo que la ecuación diferencial será la suma de una ecuación particular que se utiliza para analizar el régimen permanente y la parte homogénea para el régimen transitorio.

Para un circuito RLC en serie o paralelo se tienen 2 incógnitas, razón por la cual las ecuaciones diferenciales serán de segundo orden

$$v_e(t) = v_r + v_l + v_c \quad [\text{Ec. 1.14}]$$

$$v_e(t) = Ri + L \frac{di}{dt} + \frac{1}{C} \int_{-\infty}^t i dt \quad [\text{Ec. 1.15}]$$

$$v_e(t) = \frac{d^2 x}{dt^2} + \frac{1}{\tau} \frac{dx}{dt} + \frac{1}{LC} x \quad [\text{Ec. 1.16}]$$

Reescribiendo la ecuación anterior de forma general:

$$v_e(t) = \frac{d^2 \lambda}{dt^2} + \frac{1}{\tau} \frac{d\lambda}{dt} + \frac{1}{LC} \lambda \quad [\text{Ec. 1.17}]$$

Si la fuente de excitación es nula la ecuación diferencial se convierte en una ecuación homogénea, una forma de tener la solución de las ecuaciones homogéneas con coeficientes constantes de cualquier orden se resuelven mediante exponenciales planteando la solución:

$$x_h = A_1 e^{\lambda_1 t} + A_2 e^{\lambda_2 t} \quad [\text{Ec. 1.18}]$$

De la expresión anterior la solución de las raíces será el polinomio característico:

$$\lambda_{1,2} = -\frac{R}{2\tau} \mp \sqrt{\frac{R^2}{4\tau^2} - \frac{1}{LC}} \quad [\text{Ec. 1.19}]$$

Las posibles soluciones del polinomio característico de la ecuación homogénea pueden ser:

$$x_h = (A_1 + A_2 * t) e^{-\alpha t} \quad -\alpha = \frac{R^2}{4L^2} = \frac{1}{LC} = \lambda_1 = \lambda_2 = \frac{-R}{2L} \quad \text{Caso crítico}$$

$$x_h = A_1 e^{\lambda_1 t} + A_2 e^{\lambda_2 t} \quad \frac{R^2}{4L^2} > \frac{1}{LC} \quad \lambda_1 \neq \lambda_2 \quad \text{Caso aperiódico}$$

\in *Números reales*

$$x_h = e^{-\alpha t} (B_1 \cos w_n t + B_2 \sin w_n t) \quad \frac{R^2}{4L^2} < \frac{1}{LC} \quad \lambda_1 \neq \lambda_2 \quad \text{Caso periódico}$$

\in *Números Complejos*

$$\lambda_1, \lambda_2 = \alpha \mp jw_n$$

Donde

$$\alpha = \frac{1}{2\tau}$$
$$w_n = \sqrt{\frac{1}{LC} - \frac{R^2}{4\tau^2}}$$

Donde

$$w_n = \text{Frecuencia natural}$$

Del desarrollo anterior viene la solución de la ecuación diferencial, la cual tendrá una solución particular y una solución homogénea en la que se tomará para el estado permanente, la solución particular y para el estado transitorio la solución homogénea.

$$x = x_p + x_h \quad [\text{Ec. 1.20}]$$

1.3. Modelado de la línea de transmisión

Para efectos del modelado y clasificación de las diferentes líneas de transmisión se presentan varias formas, entre las que se pueden mencionar, por la longitud de la línea, el modelo Pi, modelo T y parámetros distribuidos. Así también, el análisis de la línea se puede hacer a través de las ecuaciones de Maxwell, considerando la línea de transmisión como una sucesión de cuadripolos de tamaño infinitesimal en cascada, en función de la distancia obteniendo así ecuaciones que describen el comportamiento de las líneas ante la variación de la corriente y el voltaje respecto de la distancia, estas ecuaciones se conocen como las ecuaciones del telegrafista:

$$\frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial^2 x} - l \cdot c \cdot \frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial^2 t} - (l \cdot g + c \cdot r) \frac{\partial u(x,t)}{\partial t} - r \cdot g \cdot u(x,t) = 0 \quad [\text{Ec. 1.21}]$$

$$\frac{\partial^2 i(x,t)}{\partial^2 x} - l \cdot c \cdot \frac{\partial^2 i(x,t)}{\partial^2 t} - (l \cdot g + c \cdot r) \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} - r \cdot g \cdot i(x,t) = 0 \quad [\text{Ec. 1.22}]$$

En las ecuaciones anteriores se expresa la relación de la tensión y la corriente a lo largo de la línea, en función de la posición (x), del tiempo (t) y de los parámetros característicos de la línea (r,l,g,c), los cuales a su vez están determinados por la geometría de la línea y por los materiales de cada elemento de la línea.

Si se considera que la línea es sin pérdidas, las ecuaciones del telegrafista se representan como:

$$\frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial^2 x} - l.c. \frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial^2 t} = 0 \quad [\text{Ec. 1.23}]$$

$$\frac{\partial^2 i(x,t)}{\partial^2 x} - l.c. \frac{\partial^2 i(x,t)}{\partial^2 t} = 0 \quad [\text{Ec. 1.24}]$$

La solución de las ecuaciones anteriores será para una línea sin pérdidas:

$$u(x,t) = u_1(x,t) + u_2(x,t) = f_1[x - vt] + f_2[x + vt] \quad [\text{Ec. 1.25}]$$

$$i(x,t) = i_1(x,t) + i_2(x,t) = g_1[x - vt] + g_2[x + vt] \quad [\text{Ec. 1.26}]$$

Donde " $v = \frac{1}{\sqrt{l.c}} = \frac{1}{\sqrt{\epsilon\mu}}$ " es la velocidad con la que se propaga la onda en la línea, la tensión y la corriente se propagan sin deformarse debido a que no hay en la constante de propagación una parte real. La solución de las ecuaciones del telegrafista dependen de las condiciones de contorno impuestas en la línea de transmisión, desde el generador hasta la carga a la cual se está alimentando, se puede también analizar con ecuaciones del tipo hiperbólico, de tal forma que las ondas se propaguen a través de la línea en ambos sentidos (onda incidente y reflejada), según sea el caso.

Cuando se trabajan las ecuaciones del telegrafista para una fuente senoidal se tendrán las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} - \gamma^2 V = 0 \quad [\text{Ec. 1.27}]$$

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{(R_x + j\omega L_x)(G_x + j\omega C_x)} \quad [\text{Ec. 1.28}]$$

$$\alpha = \sqrt{\frac{1}{2} [(R_x G_x - \omega^2 L_x C_x) + \sqrt{(R_x + \omega^2 L_x^2)} \sqrt{(G_x + \omega^2 C_x^2)}]} \quad [\text{Ec. 1.29}]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{1}{2} [(-R_x G_x + \omega^2 L_x C_x) + \sqrt{(R_x + \omega^2 L_x^2)} \sqrt{(G_x + \omega^2 C_x^2)}]} \quad [\text{Ec. 1.30}]$$

De las expresiones anteriores se tiene que γ es la constante de propagación, α es la constante de atenuación y β es la constante de fase.

Si se analizan las ecuaciones de una línea de transmisión en el dominio de la frecuencia, para una línea sin pérdidas se tendrá:

$$V(x) = V e^{-\gamma x} + V e^{\gamma x} \quad [\text{Ec. 1.31}]$$

$$I(x) = \frac{1}{Z_c} (V e^{-\gamma x} - V e^{\gamma x}) \quad [\text{Ec. 1.32}]$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{R_x + j\omega L_x}{G_x + j\omega C_x}} \quad [\text{Ec. 1.33}]$$

En la ecuación del voltaje y la corriente se pueden ver que se tiene una onda incidente y una reflejada, esto se da debido a que la onda viajera cambia de un medio a otro, en el caso que fuera el mismo medio no existiría onda reflejada. Por otro lado se tiene la impedancia característica, la cual es una variable compleja que es producto de la relación del voltaje y la corriente durante el proceso de la transmisión de la onda viajera.

1.4. Sobretensiones

Según la Norma IEC 60071-1: 2006, una sobretensión es cualquier voltaje entre un conductor de fase y tierra o entre dos conductores de fase con un valor

de cresta que excede a la tensión máxima del equipo. Según dicha norma se pueden encontrar las sobretensiones de fase a tierra o fase a fase respectivamente, de la siguiente forma:

$$\sqrt{2} \frac{V_m}{\sqrt{3}}, \sqrt{2} V_m \quad [\text{Ec. 1.34}]$$

Dónde: V_m es máxima tensión de diseño del equipo para sobretensión de fase a tierra y fase a fase respectivamente.

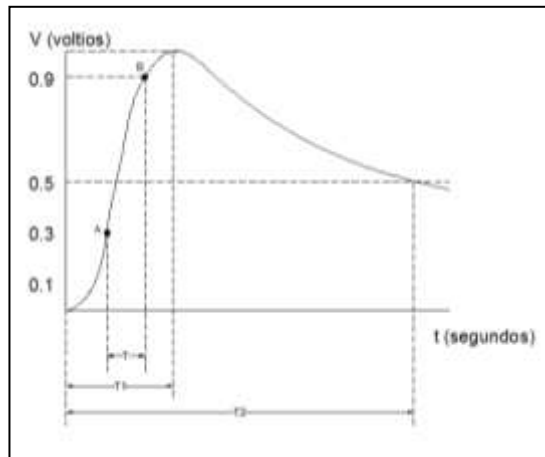
Para expresar los valores de sobretensiones en p.u. se utilizan las siguientes expresiones según la Norma IEC 60071-1: 2006 a la tensión máxima de diseño del equipo.

$$\text{Sobretensión de fase a tierra en p.u.} = \frac{\text{Valor de cresta de sobretensión de fase A a tierra}}{\text{Tensión de fase A a tierra correspondiente}}$$

$$\text{Sobretensión de fase a fase en p.u.} = \frac{\text{Valor de cresta de sobretensión de fase A a fase}}{\text{Tensión de fase A fase correspondiente}}$$

Las sobretensiones se pueden representar por la forma de su onda, como se muestra en la figura 1.

Figura 1. **Curva de sobretensión**



Fuente: elaboración propia.

Tiempo de frente: definido como 1,67 veces el intervalo del tiempo T (cuando el impulso está entre el 30 % y 90 % del valor pico)

Tiempo de cola: intervalo de tiempo entre el origen del impulso y el instante en el cual la amplitud de la onda cae un 50 % del valor pico.

Origen Virtual: es el instante precedente al punto A de un tiempo $0,3 T_1$

1.5. **Clasificación de las sobretensiones**

Las sobretensiones en una línea de transmisión se pueden clasificar por su origen como externas e internas, así como por su forma y duración tal como lo hace la Norma IEC 600071-1:2006.

1.5.1.1. Sobretensiones externas

Son ocasionadas por descargas electroatmosféricas que impactan en los hilos de guarda, torres o estructuras que mecánicamente sostienen las líneas. Considerando el caso más crítico al impactar una de las fases de la línea de transmisión por falla del apantallamiento, asimismo, se dice que son mucho más importantes al tener niveles de voltaje inferiores a los 300 kV.

Las cargas eléctricas en la atmósfera, nacen por la fricción entre partículas de vapor de agua, cristales de hielo y granizo, esto en presencia de factores como el aire húmedo y alta energía solar en la zona, dichas cargas se originan dentro de las nubes cumulonimbos en la cual se producen corrientes ascendentes, produciendo que la nube se cargue positivamente en la parte superior y negativamente en la inferior, producto de que los cristales de hielo en su ascenso desprendan electrones.

Al superar la rigidez dieléctrica del aire que es 10 kV/cm, se produce la descarga eléctrica de la parte negativa de la nube hacia la tierra. Entre el 60 y 90 % de las tormentas son electronegativas, quedando un 10 a 40 % para las descargas electropositivas que surgen en la parte superior de la nube.

Se originan simultáneamente rayos de tierra hacia la nube, como de la nube hacia tierra, teniendo corrientes de 1 y hasta 200 kA respectivamente.

Las tensiones generadas en las líneas de transmisión o hilos de guarda se calculan de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$V = \frac{Z_0 I}{2} \quad [\text{Ec. 1.35}]$$

Donde

V: voltaje en kilovoltio

I: corriente del rayo en kiloamperio

Zo: impedancia característica en ohms

Las descargas electroatmosféricas, son una fuente de sobretensiones en las líneas de transmisión de energía, que para el caso de Guatemala, dependerá del área donde se encuentre ubicada la línea de transmisión y por supuesto del nivel cerámico del lugar.

El nivel cerámico es el número promedio de días al año en los cuales se presentan tormentas eléctricas, para el caso en estudio se consulta información del Insivumeh realizado conjuntamente con el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) desde 1971 a 2003; el cual detalla en la siguiente gráfica el número promedio de descargas eléctricas al año en el territorio Guatemalteco, con líneas isocerámicas. Para el caso en estudio se tienen líneas entre 100 y 80 descargas eléctricas al año.

Figura 2. **Mapa de Guatemala con líneas de niveles isoceraunicos**



Fuente: *Atlas climatológico*. http://www.insivumeh.gob.gt/hidrologia/ATLAS_HIDROMETEOROLOGICO/Atlas_Climatologico/des-electr.jpg. Consulta: mayo de 2014.

Las descargas atmosféricas pueden ser directas o indirectas, se entenderá que es directa, en el caso de que esta impacte en una línea, e indirecta si impacta en la estructura o en las partes aterrizadas.

Las sobretensiones se comportan también como impulsos u ondas viajeras que tendrán un tiempo de frente y de cola, acompañado del fenómeno de reflexión debido al cambio de la impedancia característica de la línea. El impulso de onda normalizado para una descarga electroatmosférica según la IEC 61 -1 es de $1,2\mu s/50\mu s$.

1.5.1.2. Sobretensiones atmosféricas por frente lento [4]

En sistemas con líneas largas, mayores a 100 km, las sobretensiones atmosféricas de frente lento son originadas por descargas atmosféricas directas sobre los conductores de fase, cuando la corriente del rayo es tan baja que no causa flameo en el aislamiento de la línea y cuando la descarga ocurre a una distancia suficiente para producir un frente lento.

Como las corrientes de descarga atmosférica tienen tiempos de mitad de onda que raramente excede los $200 \mu s$, por lo tanto las sobretensiones de frente lento son de menor importancia para la coordinación de aislamiento.

1.5.1.3. Sobretensiones atmosféricas de frente rápido [4]

Las sobretensiones atmosféricas de frente rápido son causadas por descargas directas en los conductores de fase o por flámeos inversos por descargas inducidas cerca de la línea. Las sobretensiones atmosféricas

inducidas, generalmente generan sobretensiones por debajo de los 400 kV en la línea aérea y son, por lo tanto, de importancia únicamente para sistemas de tensión más baja, debido a la soportabilidad del aislamiento.

1.5.2. Sobretensiones internas

Son ocasionadas por fallas en el sistema, maniobras en la línea de transmisión, conexión, desconexión, así como la reconexión de la línea de transmisión. Se dice que son más importantes para niveles de tensión superiores a los 300 kV.

1.5.2.1. Sobretensiones por maniobra

Las sobretensiones por maniobra ocurren al cerrar o abrir un interruptor de potencia, al conectar o desconectar un banco de compensación ya sea este capacitivo o inductivo, al momento de la reconexión causada por una falla.

Las sobretensiones más críticas se originan al abrir líneas largas o cables de potencia en vacío, así también corriente de excitación de transformadores o reactancias.

Entre las formas normalizadas para sobretensiones por maniobra, se puede comparar con una onda de choque de $250/2\ 500\ \mu s$ donde la duración del tiempo de frente estará entre $250 \pm 50\ \mu s$ y el tiempo de cola de $2\ 500 \pm 1\ 500\ \mu s$, donde el frente de la onda será lo más crítico cuando se tienen valores de voltaje arriba de los 230 kV en tiempos entre 200 y 300 μs , tomando como referencia el valor del frente de la onda de una u otra polaridad.

1.5.2.2. Energización y reenergización de la línea

La energización y reenergización de la línea, son maniobras típicas en los sistemas de potencia, para efectos de análisis se puede clasificar en 3 períodos.

1.5.2.2.1. Período transitorio

En el cual es predominante el fenómeno de propagación, es de corta duración, durando algunos milisegundos.

1.5.2.2.2. Período dinámico

Representa la transición del período transitorio al período permanente siendo de naturaleza repetitiva, la componente de frecuencia es la fundamental y se presentan armónicos de bajo orden, principalmente el segundo y el tercero.

1.5.2.2.3. Período en régimen permanente

En el cual la tensión es periódica, sin embargo puede ser distorsionada, esta etapa corresponde al efecto Ferranti.

Al energizar la línea, la forma de onda del voltaje es dependiente de tres constantes de tiempo, la primera es asociada a la inductancia del equivalente del sistema en el punto y la impedancia característica de la línea, esto condiciona la forma de onda inicial que se propaga, la segunda constante de tiempo es el tiempo de propagación de la línea. Todo lo anterior ocurre superpuesto a la onda de voltaje a frecuencia industrial.

En el caso de haber falla, ciertos fenómenos debidos a las cargas residuales de la línea, pueden amplificar los fenómenos de reflexión.

Los recierres de la línea en el caso trifásico, generan en algunos casos sobretensiones de frente lento debido a la carga atrapada en la línea, así también, en el caso de línea monofásica no genera sobretensiones más altas que las de energización.

En un interruptor de SF6 en la cámara de interrupción, al momento de abrirse los contactos del interruptor sucede que se produce una ionización, debido al campo eléctrico que existe en ese momento entre los contactos. Al separarse los contactos el gas aislante genera una capa entre estos, produciendo así el arco eléctrico, a medida que la distancia aumenta entre los contactos la ionización desaparece, por lo que el arco se extingue.

Así también hay que considerar la tensión transitoria de restablecimiento (TTR) la cual será la tensión que habrá entre los contactos del interruptor de potencia. Esta tensión obedece a la energía electromagnética así como la resistencia del circuito, ya que para el caso de que la apertura del interruptor sea un éxito, la TTR deberá ser menor al nivel de tensión de interrupción del dieléctrico, ya que en caso contrario se tendrá un reencendido.

1.5.2.3. Aparición y despeje de una falla [3]

Según la IEC para niveles de mediana y algunos casos de alta tensión, aparecen sobretensiones importantes cuando se tiene una falla, de cualquier manera para niveles de media tensión, el margen de seguridad de los aislamientos basta para soportar sobretensiones por maniobra.

Siendo la falla monofásica de línea a tierra la más común, donde se alcanzan valores de 1,73 pu. de tensión de fase respecto a tierra.

Al producirse la falla línea a tierra, afecta las fases sanas, produciendo sobretensiones que dependen de la forma en la que este aterrizado el neutro. Ya que esto determinará el tiempo de duración de la sobretensión, que está ligado al tiempo de la duración de la falla. En el caso de que esté sólidamente aterrizado, el tiempo es menor a un segundo, si el sistema tiene una puesta a tierra resonante podrá durar 10 segundos y si el sistema carece de despeje de falla a tierra puede durar varias horas.

1.5.3. Clasificación de las sobretensiones según Norma IEC 60071-1:2006

La clasificación de acuerdo a Norma IEC 60071-1: 2006, hace referencia a la onda del sobrevoltaje o también llamado sobretensión, de acuerdo a su forma, frecuencia, frente y cola de la misma, tal como lo muestra la figura 3 al final del capítulo 1.

1.5.3.1. Sobrevoltaje temporal

Sobrevoltaje a la frecuencia del sistema relativamente de larga duración.

Puede ser no amortiguado o débilmente amortiguado. En algunos casos la frecuencia puede ser varias veces más pequeña o más grande que la frecuencia del sistema.

1.5.3.2. Sobrevoltaje transitorio

Sobrevoltaje de corta duración, de pocos o menos milisegundos; oscilatorio o no oscilatorio, usualmente altamente amortiguado.

Los sobrevoltajes transitorios pueden ser seguidos de sobrevoltajes temporales. En algunos casos los dos son considerados como eventos separados. Los sobrevoltajes transitorios se clasifican en:

1.5.3.2.1. Sobrevoltajes de frente lento

Sobrevoltaje transitorio, usualmente unidireccional, con tiempo al pico de $20 \mu\text{s} < T_p < 5\ 000 \mu\text{s}$, y cola de $T_2 < 20 \text{ ms}$.

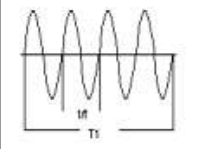
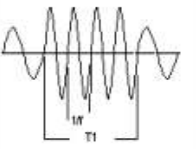
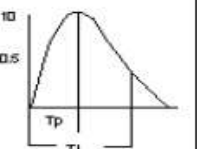
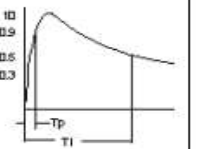
1.5.3.2.2. Sobrevoltajes de frente rápido

Sobrevoltaje transitorio, usualmente unidireccional, con tiempo al pico de $0,1 \mu\text{s} < T_p < 20 \mu\text{s}$, y cola de $T_2 < 300 \mu\text{s}$.

1.5.3.2.3. Sobrevoltaje de frente muy rápido

Sobrevoltaje transitorio, usualmente direccional, con tiempo de pico $T_f < 0,1 \mu\text{s}$, con duración total $< 3 \text{ ms}$ con o sin superposición de oscilaciones a frecuencia de $30 \text{ KHz} < f < 100 \text{ MHz}$.

Figura 3. Clases y formas de tensiones y sobretensiones

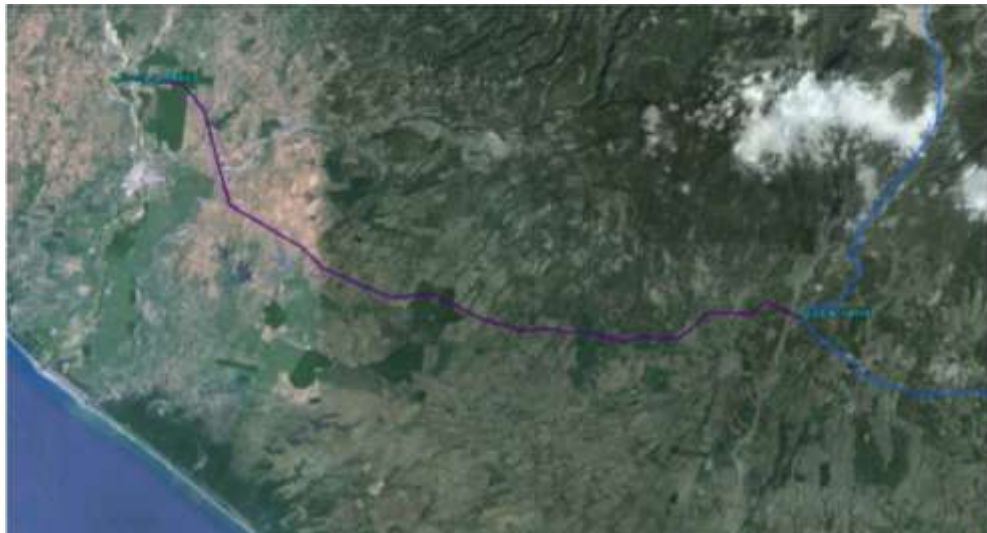
Clase	Baja frecuencia		Transitoria	
	Permanente	temporal	de frente lento	de frente rápido
Forma de tensión				
Rango de formas de tensión	$F = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_i \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3600 \text{ s} \geq T_i \geq 0.03 \text{ s}$	$5000 \mu\text{s} \geq T_p > 20 \mu\text{s}$ $T_i \leq 20 \text{ ms.}$	$20 \mu\text{s} \geq T_p > 0.1 \mu\text{s}$ $T_i \leq 300 \mu\text{s}$
Forma normaliz. de la onda de tensión	$F = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_i = \text{no especificado}$	$47 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_i = 60 \text{ seg.}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_i = 2500 \mu\text{s}$	$T_p = 1.2 \mu\text{s}$ $T_i = 50 \mu\text{s}$
Ensayo de tensión de aguante	$T_i = \text{no especificado}$	Ensayo de corta duración a frecuencia industrial	Ensayo de impulso tipo maniobra	Ensayo de impulso tipo rayo

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Coordinación de aislamiento. p. 9.

2. CONFIGURACIÓN DE LOS SOPORTES DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN GUATEMALA-MÉXICO

La línea en estudio se ubica entre Guatemala y México uniendo la subestación de Tapachula por el lado de México y la subestación de Brillantes por Guatemala, están conectadas entre sí a través de la línea de transmisión de 400 kV.

Figura 4. Trayectoria de la línea de transmisión en 400 kv Guatemala-México



Fuente: *Interconexion Guatemala-Mexico*. http://www.ceaconline.org/documentos/Interconexion_Guatemala__Mexico_400kV.pdf. Consulta: mayo de 2014.

Dicha línea tiene una longitud de 71,08 km en el lado de Guatemala y 30 km en el lado de México, con estructuras auto soportadas de acero

galvanizado tipo celosía y un circuito simple compuesto por dos conductores ACSR 1113 MCM. Se considera a futuro otro circuito en la disposición de las torres correspondientes a la línea. A continuación se detallan los componentes de la misma.

2.1. Tipos de estructuras

Las estructuras o soportes son utilizadas para posicionar geoméricamente los conductores de la línea de una forma en la cual estos guarden las libranzas previamente calculadas, de tal forma que se acondicionen a las necesidades, ya que estas pueden llevar uno o más circuitos. Estas pueden ser postes o torres autosoportadas que contendrán diferentes tipos de armados o herrajes, los cuales dependerá del ángulo que forme la línea con las diferentes estructuras.

La disposición de las líneas va a depender de la configuración de los conductores, en la torre, respetando la normativa vigente. En el caso de Guatemala es la Norma NTDOST, en la cual se establecen las distancias mínimas horizontal y vertical entre conductores de mismo circuito, en función del voltaje. Las fases pueden estar dispuestas en la estructura. En casos como la línea en estudio se tienen las fases escalonadas verticalmente, así también, se pueden construir líneas dispuestas de manera horizontal o en una configuración distinta.

Entre los parámetros que se deben considerar para determinar el tipo de estructura están:

- La topografía del terreno
- El estudio económico

- Los esfuerzos mecánicos
- Las distancias del vano
- Derechos de paso

2.1.1. Clasificación de las torres de las líneas de transmisión

- Por su utilidad en la topografía del terreno
 - Suspensión
 - Deflexión
 - Remate
 - Transposición
- Por su tensión de operación
 - 400 kV
 - 230 kV
 - 138 kV
 - 69 kV
- Por su condición de apoyo
 - Autoportadas de celosía
 - Autoportados tubulares
 - Con retenidas
- Por la configuración de los conductores
 - Verticales
 - Horizontales
 - En delta

2.1.2. Soportes de la línea en estudio

Las estructuras que están en la región guatemalteca son autoportadas, de acero galvanizado tipo celosía, estas tienen una configuración vertical para dos circuitos, instalada en un derecho de servidumbre de 40 m.

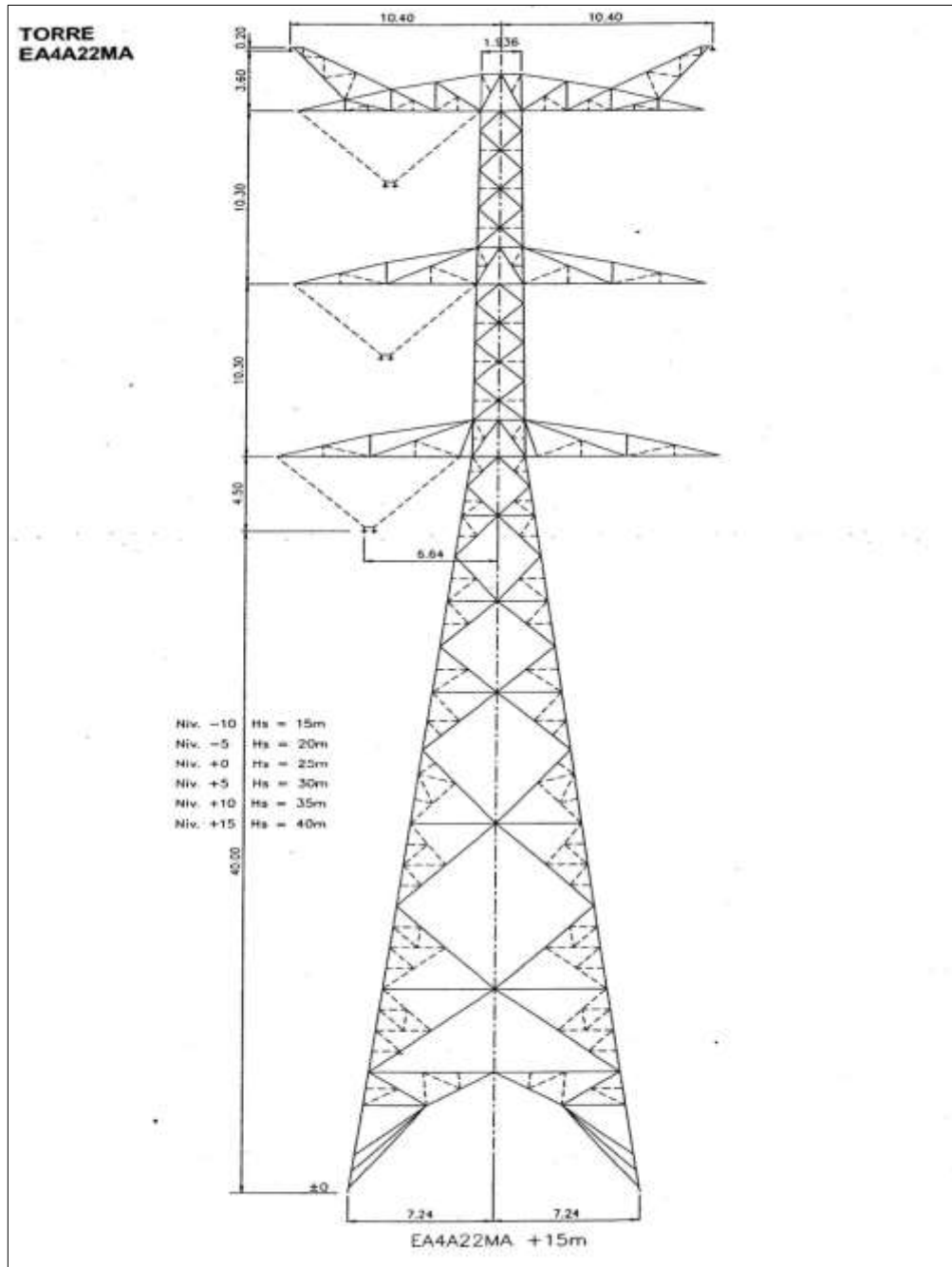
A continuación los datos de los tipos de estructuras:

Tabla I. **Características de la torre de suspensión tipo A**

Estructuras (p.e. tipo A+15)	Unidad	Valor
Tipo (auto soportadas, guiadas)	--	auto soportadas
Material	--	Acero
Cantidad de circuitos	---	2
Coordenadas de conductores de fase 1:		
- vertical	m	40
- horizontal	m	6,64
Coordenadas de conductores de fase 2:		
- vertical	m	50,3
- horizontal	m	6,64
Coordenadas de conductores de fase 3:		
- vertical	m	60,6
- horizontal	m	6,64
Coordenadas de cable de guarda núm. 1 (CG):		
- vertical	m	68,7
- horizontal	m	-10,4
Coordenadas de cable de guarda núm. 2 (CGFO):		
- vertical	m	68.7
- horizontal	m	10.4

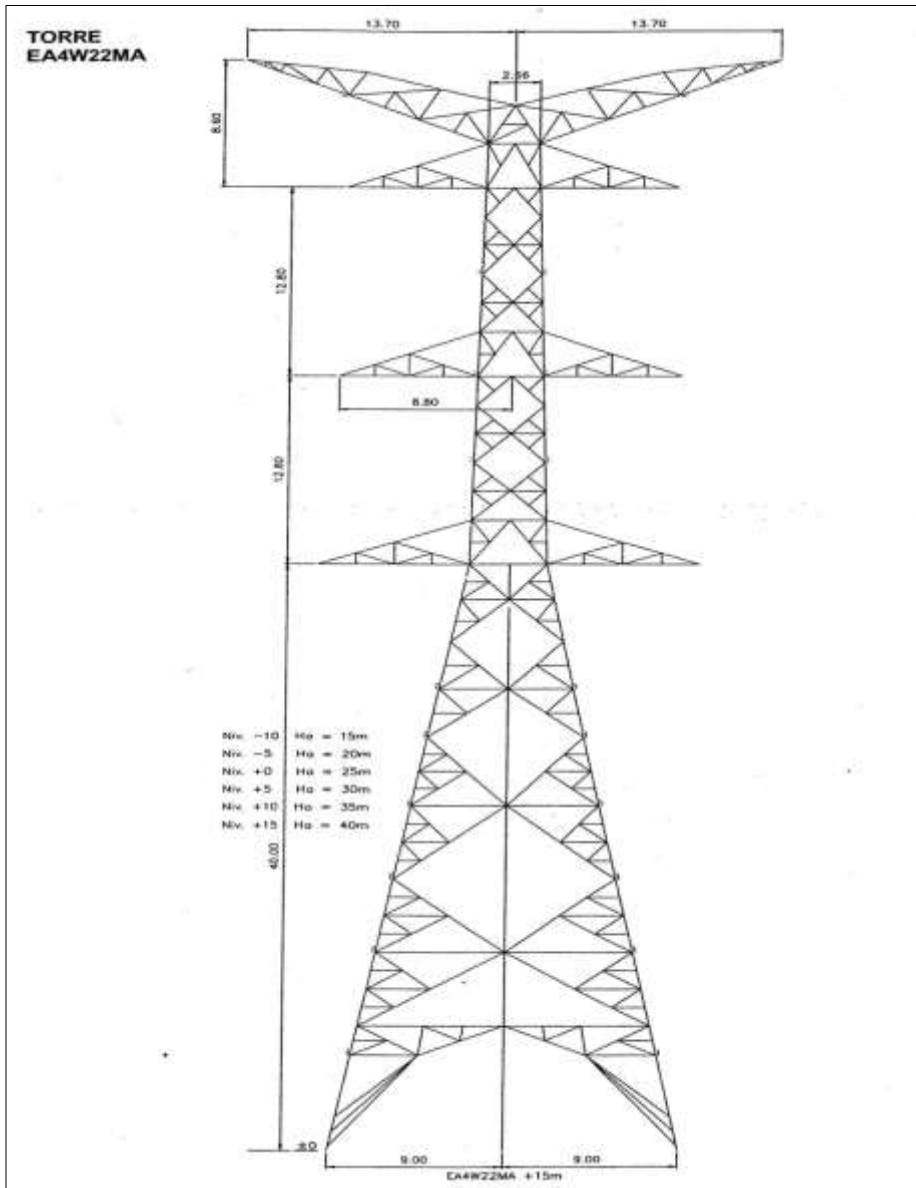
Fuente: elaboración propia.

Figura 5. Torre de suspensión tipo A



Fuente: datos de construcción de la línea INDE subestación Brillantes.

Figura 6. Torre de remate tipo W



Fuente: datos de construcción de la línea INDE subestación Brillantes.

2.2. Impedancia característica de las torres de la línea

Para el cálculo de la impedancia característica de las torres existen varios modelos de los cuales se puede partir, tal es el caso para el modelo propuesto por Sargent y Darveniza, los cuales proponen el modelo para una torre con perfil cónico teniendo en consideración que se tendrá la impedancia característica constante. De la misma forma Wagner y Hilleman proponen un modelo para un perfil cilíndrico, en el cual consideran que la impedancia característica de la torre variará de igual forma que la onda de la descarga.

De acuerdo a los datos de las torres se puede obtener la impedancia característica de las torres de la línea de transmisión teniendo una altura de 68,7 m y base de 14,48 m para la estructura tipo EA4A22MA de suspensión; así como una altura de 74,2 m y base de 18 m estructura tipo EA4W22MA de remate, con la siguiente ecuación. Con los valores dados se calculan las impedancias características de los dos tipos de torres.

Perfil cónico (modelo Sargent y Darveniza)

$$Z_T = 60 \ln \left[\sqrt{2} \frac{\sqrt{r^2 + h^2}}{r} \right] \quad [\text{Ec. 2.1}]$$

Perfil cilíndrico (modelo Wagner y Hilleman)

$$Z_T = 60 \ln \left[\frac{\sqrt{2}ct}{r} \right] \quad [\text{Ec. 2.2}]$$

Donde

h: altura de la torre

r: radio de la base de la torre de transmisión

c: velocidad de la luz $3 * 10^8$ m/s

t: tiempo de viaje de la onda desde la punta a la base de la torre

De acuerdo a las expresiones anteriores, la impedancia característica de la torre con el modelo de Wagner y Hilleman es de: 155.80 ohmios, la cual es utilizada en la simulaciones por descargas electroatmosféricas, considerando el perfil cilíndrico de la torre de suspensión tipo A.

2.3. Aislamiento de línea 400 kV

El aislamiento eléctrico deberá soportar los diferentes niveles de tensión a los cuales estará operando el equipo o la línea de transmisión, así como los diferentes tipos de sobretensiones que se den en la línea. Para lo anterior es necesario considerar el nivel básico al impulso, el voltaje máximo, la tensión crítica de flameo, y los diferentes aislamientos: fase a tierra y fase a fase.

Tensión máxima del sistema: esta será la máxima tensión que se presente durante la operación de la línea en cualquier parte de la trayectoria de la misma. Para efectos de la línea en estudio se tiene un voltaje máximo de 420 kV, ver la tabla siguiente:

Tabla II. Tensiones nominales y máximas

Tensiones nominales del sistema en kV		Tensión máxima para el equipo en kV
66	69	72,5
132	138	145
220	230	245
330	345	362
380	400	420
500		525
700	750	765

Fuente: Publicación 38 IEC. *Tensiones normales de la CEI*. p. 12.

Nivel Básico al Impulso (BIL): es el valor de la cresta del impulso que al ser aplicado al asilamiento no genere una descarga disruptiva. Para efectos de un voltaje de 400 kV el cual es el estudiado, se tendrá un BIL de 1 425 kV, el valor del BIL debe ser corregido ante altitudes por arriba de los 1 000 metros sobre el nivel del mar.

Tensión crítica de flameo: tensión obtenida de forma experimental que presenta una probabilidad de flameo del 50 %.

Las relaciones entre el nivel básico al impulso y la tensión crítica de flameo ante una probabilidad de falla del 10 %, vienen dadas por las siguientes expresiones para una altitud de 1 000 metros sobre el nivel del mar.

Para descargas atmosféricas (sistemas menores a los 300 kV):

$$TCF_{normal} = \frac{NBI}{1-1,3*0,03} = \frac{NBI}{0,961} \quad [Ec. 2.3]$$

Para condiciones de impulso por maniobra (sistemas mayores de 300 kV):

$$TCF_{normal} = \frac{NBI}{1-1,3*0,03} = \frac{NBI}{0,961} \quad [Ec. 2.4]$$

Para condiciones de diseño corregida por altitud y humedad

$$TCF_{diseño} = \frac{TCF_{normal} * K_h}{\delta} \quad [Ec. 2.5]$$

Donde

TCF: tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura, presión, humedad.

δ : factor de densidad del aire

k_h : factor de humedad atmosférica

Tabla III. **Tabla con factores de tensiones críticas de flameo**

Tensión Nominal del Sistema en kV	NBI kV	Factor de Densidad del aire a 1 000 metros sobre el nivel del mar	TCF normal	TCF de Diseño
85	550	0,893	572,3	640,9
230	1 050	0,893	1 092,6	1 232,5
400	1 425	0,893	1 482,8	1661,0

Fuente: elaboración propia.

2.3.1. Aislamiento de fase tierra

Se refiere a los aislamientos que estarán sometidos a una diferencia de potencial, teniendo como referencias por un lado un nivel de tensión específico y por otro, puestas a tierra.

2.3.2. Aislamiento de fase a fase

Se refiere a los aislamientos que estarán sometidos a una diferencia de potencial, teniendo como referencias dos potenciales del mismo nivel pero diferente fase tal como un sistema trifásico.

2.3.3. Aislamiento longitudinal

Se refiere a los aislamientos que están sometidos a una diferencia de potencial de distinto nivel de voltaje.

2.3.4. Aislamiento nominal [6]

Es el conjunto de tensiones de aguante nominales, suficiente para comprobar que si cumplen para todas las tensiones de aguante requeridas del aislamiento, para:

2.3.4.1. Equipo con su tensión máxima \leq 245 kV

El aislamiento nominal comprende las tensiones de aguante nominales de impulso por rayo y la de corta duración a la frecuencia del sistema.

2.3.4.2. Equipo con su tensión máxima $>$ 245 kV

El aislamiento nominal comprende las tensiones nominales de aguante de impulso por maniobra y por rayo.

2.4. Formas de tensión normalizadas

Las formas de onda de tensión normalizadas son las siguientes:

2.4.1. Forma normalizada de corta duración a la frecuencia del sistema

Es una tensión senoidal con frecuencias entre 58 y 62 Hz y duración de 60 segundos.

2.4.2. Forma normalizada de impulso por maniobra

Es un impulso que tiene un tiempo a la cresta de 250 μ s y un tiempo a la mitad de su valor de 2 500 μ s.

2.4.3. Forma normalizada de impulso por rayo

Es un impulso que tiene un tiempo virtual a la cresta de 1,2 μ s y un tiempo a la mitad de su valor de 50 μ s.

2.5. Tensión y valores por unidad

Para efectos de las simulaciones a realizar, se tomaran como valor base para una tensión nominal de 400 kV y una tensión máxima de 420 kV según la siguiente expresión:

$$420 * \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} = 343 \text{ kV} \quad [\text{Ec. 2.6}]$$

2.6. Tipos de aislamientos

Producto de la coordinación de aislamiento en una línea de transmisión, las cadenas de aisladores deberán cumplir con las propiedades eléctricas y mecánicas para conservar las distancias respecto de tierra u otra línea, entre las propiedades eléctricas tendrá que diseñarse para soportar sobretensiones por maniobra y descargas electroatmosféricas, así como tomar en consideración la contaminación del lugar donde este instalada. Con relación a los esfuerzos mecánicos soportará la velocidad del viento, variaciones de la temperatura, esfuerzos de tensión mecánica.

Los aisladores se pueden clasificar por el tipo de material en:

- Vidrio templado
- Porcelana
- Materiales orgánicos
- Polímero

Por su instalación en:

- Aislador tipo caperuza y vástago
- Aislador tipo suspensión

2.6.1. Aisladores de vidrio templado

Construidos de una mezcla de arena silíceas y calcárea fundida con sal de sodio, los aisladores de vidrio templado tienen una resistencia dieléctrica de 140 kV/cm.

2.6.2. Aisladores de porcelana

Los aisladores de porcelana están contruidos de caolín y cuarzo, poseen alta resistencia dieléctrica de 70 kV/cm y mecánica de 65 000 y 12 500 psi a la compresión y tensión respectivamente, así como alto punto de fusión. Estos aisladores deben tener un vitrificado para su limpieza con una relativa lluvia.

2.6.3. Aisladores de polímero

Los componentes de la construcción de un aislador de este tipo son materiales orgánicos, con alma de fibra de vidrio, se construyen a base de goma o caucho de silicona a alta temperatura de vulcanización. Asimismo, estos han tenido una alta aceptación debido a sus propiedades mecánicas, ya que se componen de una sola estructura evitando el armado de cadenas de discos en materiales como vidrio templado o porcelana. Otra de las ventajas es su peso, ya que es muy liviano y las propiedades hidrofóbicas, las cuales molecularmente no permiten mezclarse con moléculas de agua.

2.6.4. Aislador fijo

Aislador formado por una caperuza y un vástago de acero galvanizado, construido de porcelana o vidrio templado, sometido a esfuerzos de tensión.

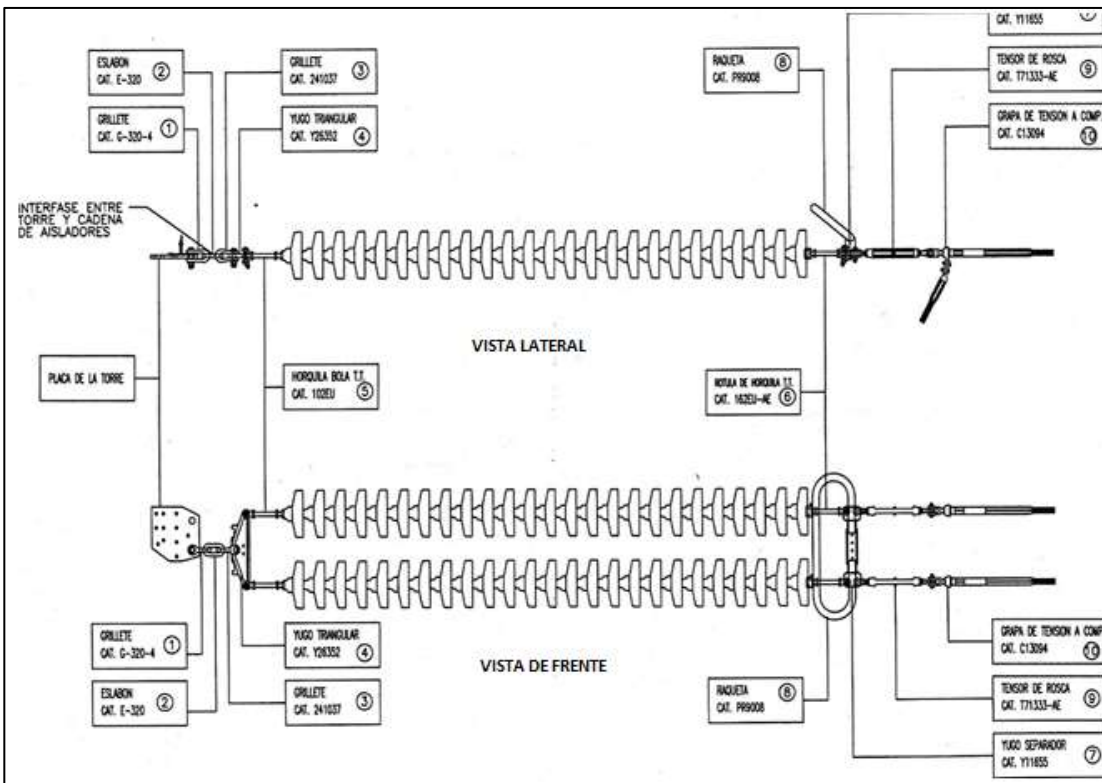
2.6.5. Aislador tipo suspensión

Según la Norma C29.1, el aislador de suspensión será un ensamble de una pieza de porcelana y herrajes metálicos, provista de medios de acoplamiento no rígidos, a otras unidades o herrajes.

2.6.6. Cadenas de aisladores de la línea Guatemala-México

La disposición de la cadena doble de aisladores para el conductor ACSR 2*1,133 MCM, consta de 25 aisladores por cada una.

Figura 7. Cadena de aisladores en línea 400 kV Guatemala-México



Fuente: datos de construcción de la línea INDE subestación Brillantes.

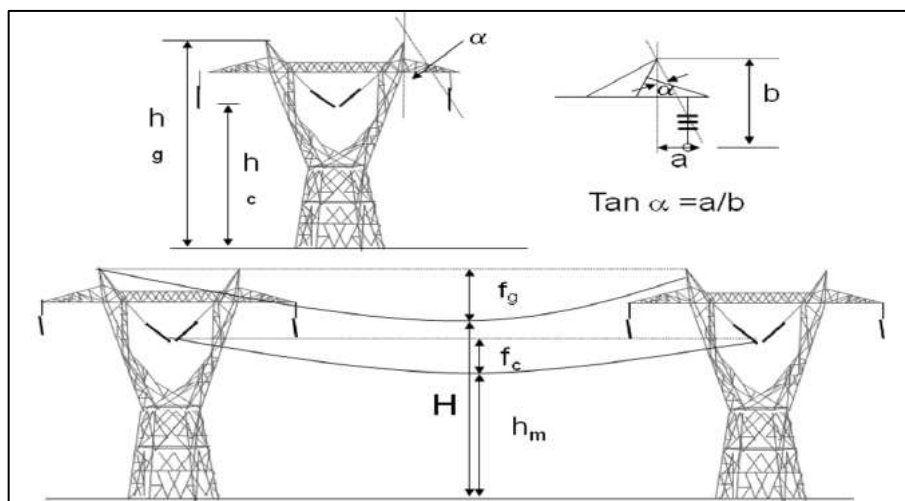
2.7. Blindaje de las líneas

El blindaje de las líneas de transmisión se enfoca en proteger las líneas de transmisión de las descargas electroatmosféricas, así como evitar las salidas de la línea por las mismas. Para esto se debe implementar hilos de guarda que garanticen las menores probabilidades del impacto de rayo, para lo cual se estudian las estructuras como los hilos de guarda con el cálculo del ángulo del blindaje o bien con el método electrogeométrico.

2.7.1. Ángulo de blindaje de la línea de transmisión [CFE]

El ángulo de blindaje es un indicativo de la probabilidad de que un rayo incida sobre los conductores de fase, relacionando los ángulos con las alturas de las estructuras. Para el cálculo del ángulo de blindaje puede apoyarse en la siguiente figura.

Figura 8. Detalle del ángulo de blindaje



Fuente: datos de construcción de la línea INDE subestación Brillantes.

Donde

α : ángulo de blindaje

h_c : altura del conductor de fase

h_g : altura del hilo de guarda

h_m : altura del conductor de fase en el punto medio

H: altura del cable de guarda en el punto medio

f_g : flecha del cable de guarda en el punto medio del claro.

f_c : flecha del conductor de fase

Se trabaja con las alturas promedio debido a que serán las distancias promedio de la línea y del hilo de guarda

$$H = h_g - \frac{2}{3}f_g \quad [\text{Ec. 2.7}]$$

$$h_m = h_c - \frac{2}{3}f_c \quad [\text{Ec. 2.8}]$$

En terreno ondulado

$$H = h_g \quad [\text{Ec. 2.9}]$$

$$h_m = h_c \quad [\text{Ec. 2.10}]$$

En terreno montañoso

$$H = 2h_g \quad [\text{Ec. 2.11}]$$

$$h_m = 2h_c \quad [\text{Ec. 2.12}]$$

a= separación horizontal entre los cables de guarda y el conductor de fase externo.

b= separación vertical entre los cables de guarda y el conductor de fase en el punto medio del claro.

$$b = H - h_m \quad [\text{Ec. 2.13}]$$

A mayor altura mayor probabilidad de descarga de manera que se establecen las siguientes relaciones:

Para línea de transmisión con un cable de guarda y un $h_g \leq 25 \text{ m}$; $15^\circ \leq \alpha \leq 30^\circ$ la probabilidad de violar la zona de protección es de $p = 40 \%$.

Para línea de transmisión con dos cables de guarda y un $h_g \leq 30 \text{ m}$; $0^\circ \leq \alpha \leq 15^\circ$ la probabilidad de violar la zona de protección es de $p = 12 \%$.

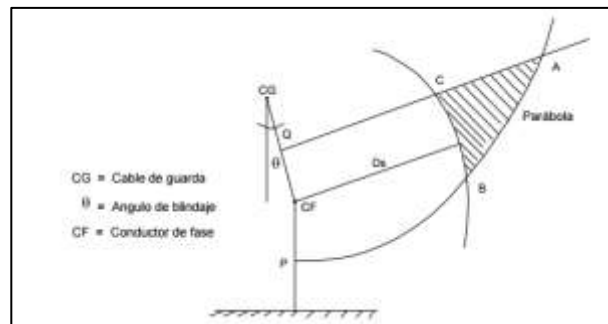
2.7.2. Método electrogeométrico

Utilizado para el diseño del blindaje de los equipos en subestaciones y las fases de una línea de transmisión teniendo como referencia la corriente de rayo, basándose en los siguientes puntos de la figura 9:

- Los hilos de guarda generan una parábola en la zona de atracción de los rayos.
- D_s se le llama a la distancia crítica la cual es la distancia entre el punto más cercano al canal líder de la descarga electroatmosférica.
- QA representa la línea que une a todos los puntos que están a la misma distancia del cable de guarda CG y al conductor de fase CF.
- PA es la línea que une a todos los puntos que están a igual distancia del conductor de fase CF y respecto al suelo.

- QA y PA constituyen puntos de la parábola.
- BC constituye un arco de circunferencia de radio D_s con centro en CF.

Figura 9. **Detalle del apantallamiento**

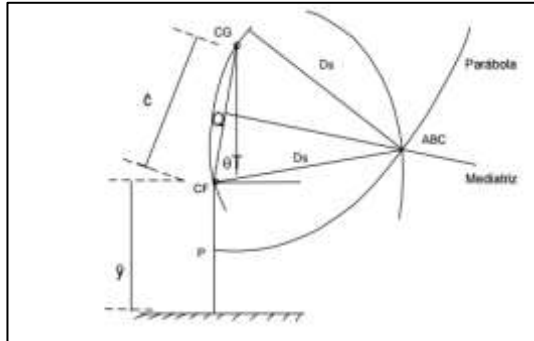


Fuente: *Guía para la coordinación del aislamiento en la línea de transmisión*. p. 15.

Cualquier punto que quede por encima de QA significa que el rayo cae en CG. Si la descarga se inicia en un punto que se encuentre por debajo de PA el rayo incide en el suelo.

Por lo visto, se puede deducir que la zona de impacto de rayo será ABC, por lo que para efectos de diseño se dice que dicha zona se debe llevar a un punto, lo que llevaría a un blindaje total, esto se obtiene haciendo que la mediatriz CG-CF pase por el punto B.

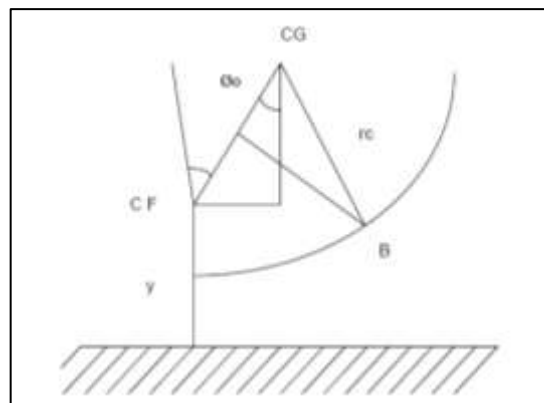
Figura 10. **Esquema básico del blindaje total**



Fuente: *Guía para la coordinación del aislamiento en la línea de transmisión*. p. 17.

El ángulo de blindaje puede ser negativo y positivo. Para efectos de la línea Guatemala-México será un ángulo negativo, ya que los hilos de guarda estarán a una distancia más grande que los conductores de las fases con respecto al centro de la estructura y las estructuras son altas. Para el ángulo positivo ocurre lo contrario.

Figura 11. **Modelo electrogeométrico con ángulo negativo**



Fuente: *Guía para la coordinación del aislamiento en la línea de transmisión*. p. 17

Donde

y: es la altura media del conductor de fase

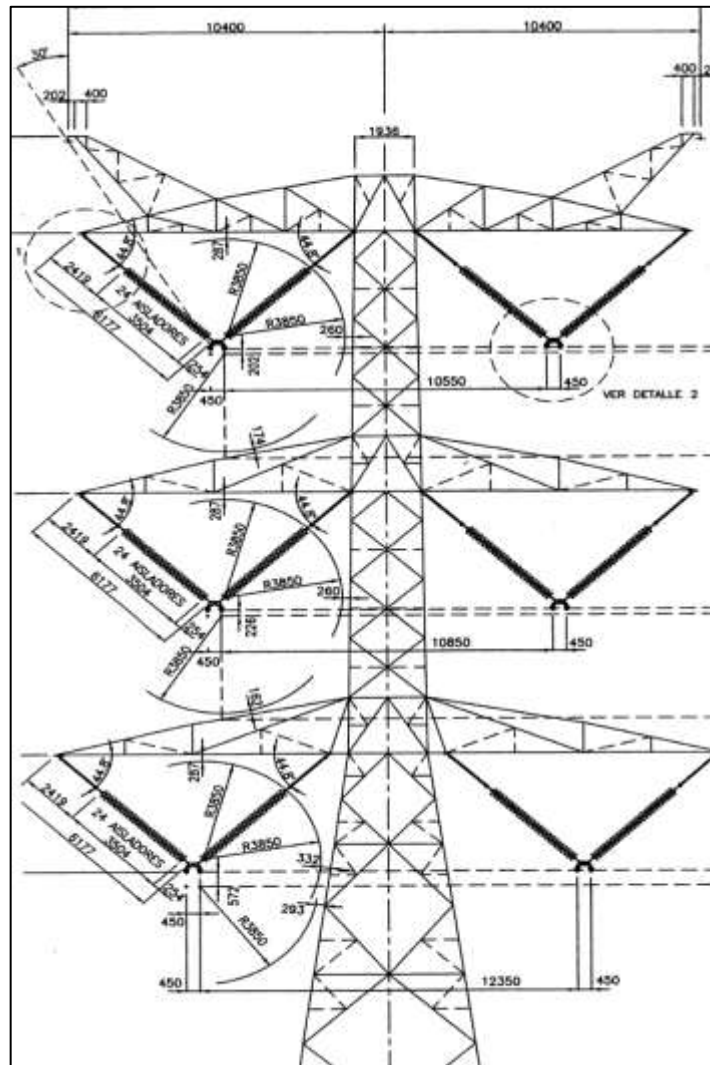
θ_σ : ángulo del blindaje total

c: es la distancia del conductor de fase al cable de guarda

2.7.3. Disposición de los conductores y distancias del aislamiento de la línea 400 kV Guatemala-México

La disposición de los cables de guarda de la línea de transmisión se muestra en la siguiente figura:

Figura 12. Disposición de los conductores y distancias de aislamiento



Fuente: datos de construcción de la línea INDE subestación Brillantes.

3. SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN GUATEMALA-MÉXICO CON ATP/EMTP

Para el modelado de la línea de transmisión Guatemala-México en 400 kV se utilizó el software ATP por sus siglas en inglés (Alterantiv Transient Program), el cual trabaja de forma digital en la simulación de transitorios electromagnéticos y electromecánicos. Contando con modelos ya preestablecidos de líneas de transmisión, así como la opción para generar modelos propios con las herramientas que dispone.

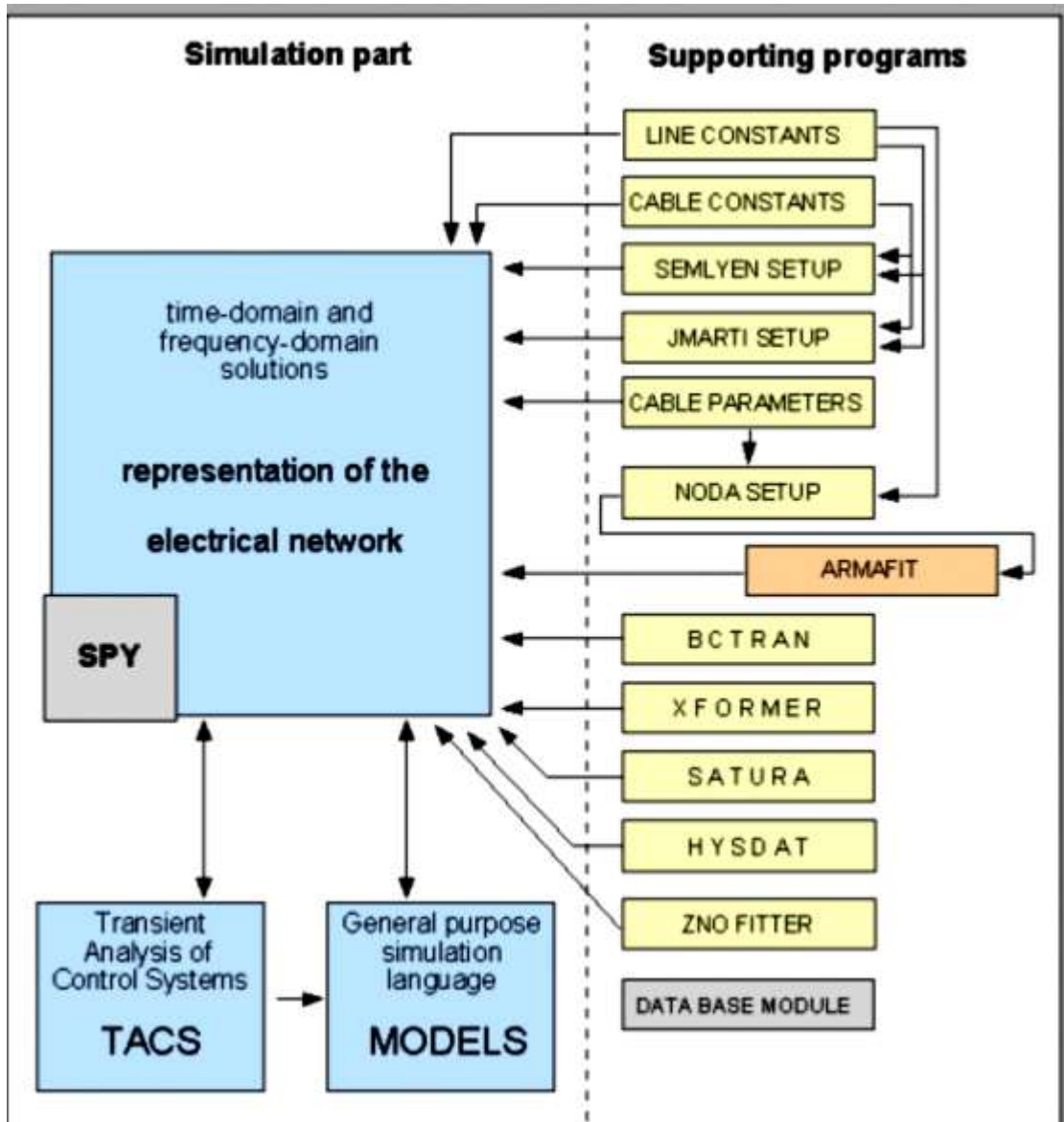
El software fue desarrollado inicialmente como EMTP por Hermman Dommel en la década de los años 60 en Alemania, luego el software pasa a Bonerville Power Administración (BPA) de los Estados Unidos de América. El programa utiliza la matriz de admitancias, dando solución a las ecuaciones mediante el método de integración trapezoidal.

El ATP es un software el cual cuenta con un núcleo y subrutinas. El núcleo trabaja con los cálculos matemáticos en el dominio del tiempo y la frecuencia, teniendo de soporte programas como los siguientes:

- Cálculo de parámetros de líneas y cables (LCC).
- Generación de modelos de líneas especiales (JMarti, Semlyen, Noda, Bergeron).
- Cálculo de parámetros de transformadores (BCTRAN, XFORMER).
- Conversión de curvas de saturación de Histéresis (Satura, Hysdat).
- Generacion de módulos.

A continuación en la siguiente figura 13 se puede ver la estructura interna del software ATP:

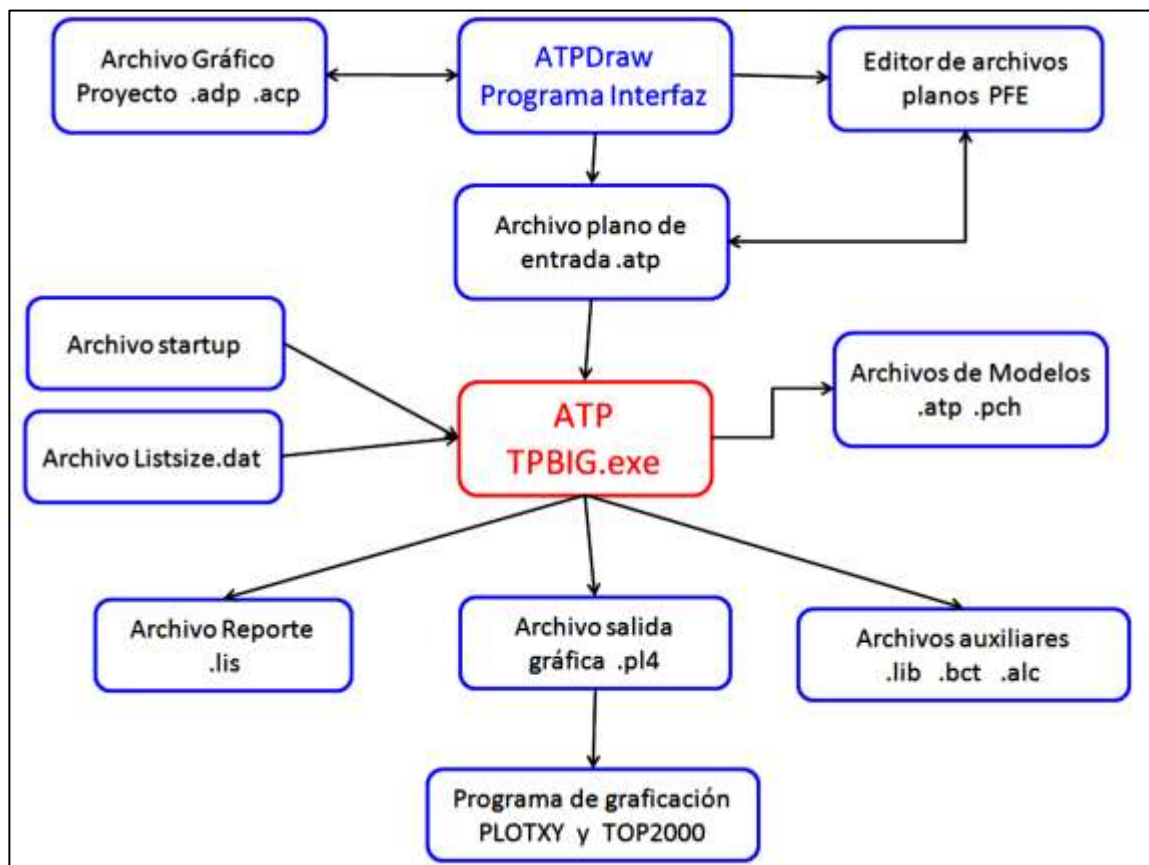
Figura 13. Estructura interna del ATP



Fuente: BLANDON, Jaime. *Curso de fenómenos transitorios electromagnéticos*. p. 12.

Para la parte externa del software se trabaja con la entrada de los datos y la visualización de resultados. Para los cual se utilizan programas externos tales como: PLOT XY y ATP DRAW.

Figura 14. Estructura externa del ATP



Fuente: BLANDON, Jaime. *Curso de fenómenos transitorios electromagnéticos*. p. 13.

Para el modelado de la línea de transmisión se utilizaron los valores previamente indicados en el capítulo 2, donde se tienen las dimensiones de las torres, tipo de conductores y número de circuitos.

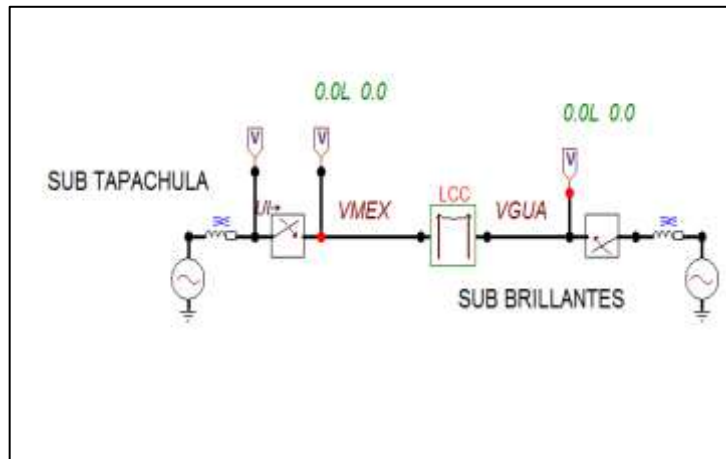
A continuación se detalla la parametrización del programa ATP versión 5.5, para las simulaciones realizadas.

3.1. Parametrización del software ATP para efectos del trabajo de tesis

Para el modelado y las simulaciones, se parametrizaron de la siguiente forma, las ventanas correspondientes a la fuente, equivalentes de Thevenin y torres de transmisión:

Para la línea de transmisión, se utilizan los estudios de corto circuito de los dos países, tanto del lado de Guatemala en la subestación de Brillantes como en México en la subestación de Tapachula. El equivalente de Thevenin para México es el que se muestra en la figura 19, y el equivalente de Thevenin por el lado de Guatemala es el que se muestra en la figura 20, cabe mencionar que el equivalente de Thevenin de México, se tomó de los estudios previos al montaje de la línea, realizado con el software ASPEN el cual utiliza CFE. Mientras que el Thevenin del lado de Guatemala, gracias al apoyo del INDE, se tuvo a bien los valores actualizados, estos equivalentes se modelan mediante fuentes asociadas a la impedancia de secuencia positiva y cero.

Figura 15. **Modelo de la línea de transmisión Guatemala–México**



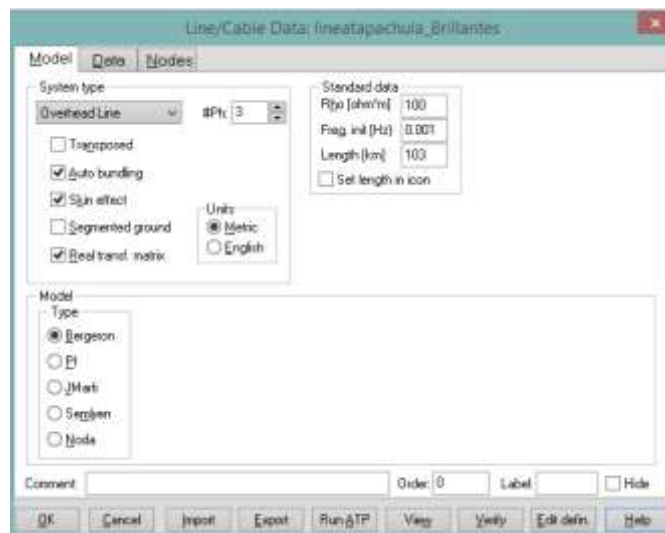
Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Los parámetros de la línea de transmisión se calculan con el modelo Bergeron, el cual es una herramienta con la que cuenta el software. El modelo de Bergeron fue creado por Hermann W. Dommel. Consiste en un modelo con parámetros distribuidos L y C constantes y sin pérdidas, el cual calcula diferentes tipos de ondas en la línea de transmisión. Para el caso de la línea en estudio, la línea no es transpuesta.

- El ingreso de datos se muestra en la figura número 16, ventana en la cual se indica el modelo a utilizar, así como características de la línea tales como:
 - *Overhead line*: se elige la opción para una línea área.
 - *Transposed*: no se considera ya que la línea no es transpuesta.
 - *Auto Bundling*: se selecciona ya que se trabaja por fase, la cual contiene 2 conductores.
 - *Skin effect*: se considera efecto piel.

- *Segmented Ground*: se refiere a si se utiliza modelo T en aterrizamiento de hilo de guarda.
- *Real Transf. Matrix*: se utiliza para la simulación de transitorios.
- Rho [ohm*m] Valor típico de la resistividad del terreno.
- Freq. Init [Hz]: frecuencia a la que el software comienza a calcular la impedancia característica de la línea.
- *Length* [km]: distancia de la línea.
- *Bergeron*: modelo de simulación de la línea.

Figura 16. **Configuración de parámetros para modelo de línea Bergeron**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5

En la figura 17 se muestran los datos de la torre, tales como:

- Ph. no.: número de fase, para las fases debe ser 1,2,3 y para los hilos de guarda 0.
- Resis: resistencia por corriente directa en el conductor.

- Horiz: distancia entre los centros del conductor o entre grupos de conductores por fase.
- Vtower: es la altura vertical del conductor o del grupo de conductores por fase, medidos desde el suelo.
- Vmid: valor del centro del conductor o grupo de conductores medido desde el suelo a medio vano. Para la simulación no se cuenta con dicha información por lo que se trabajaron con las alturas en la torre.
- NB: número de conductores que forman parte del grupo de cables.
- Alpha: es la posición angular del centro del grupo de conductores por fase a uno de los conductores.
- Separ: es la distancia entre los centros de los conductores que conforman una fase.

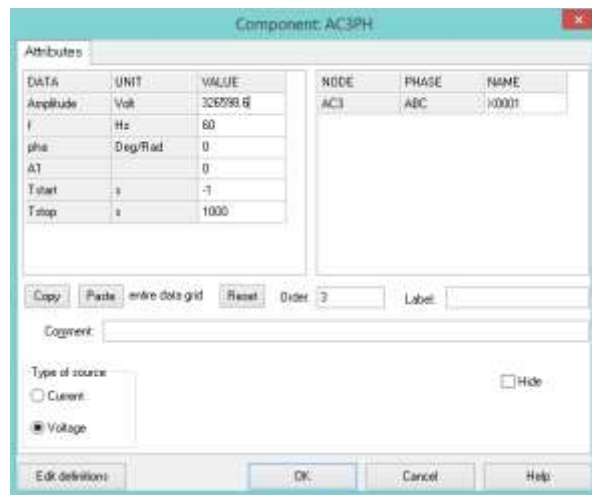
Figura 17. **Datos de la torre y cableado de la línea de transmisión**

#	Phase	Rst [cm]	Rout [cm]	Reis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0.3595	1.509	0.05	6.64	40	40	45	0	2
2	2	0.3595	1.509	0.05	6.64	50.3	50.3	45	0	2
3	3	0.3595	1.509	0.05	6.64	60.6	60.6	45	0	2
4	0	0	0.489	1.46	10.4	68.7	68.7	0	0	0
5	0	0.365	0.489	0.29	-10.4	68.7	68.7	0	0	0

Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

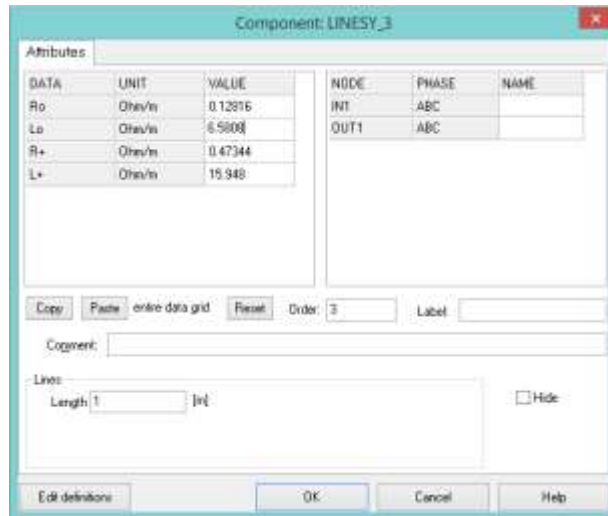
Para la fuente equivalente de ambos lados de la línea se utiliza la fuente tipo 14 trifásica, con la amplitud del valor del voltaje o también conocido como valor pico, tal como se muestra en la figura 18. Esta fuente está conectada en serie a una impedancia equivalente de Thevenin, la que tendrá una impedancia de secuencia positiva y cero, tal como lo muestra la figura 19 y 20.

Figura 18. **Datos de la fuente utilizada en cada subestación**



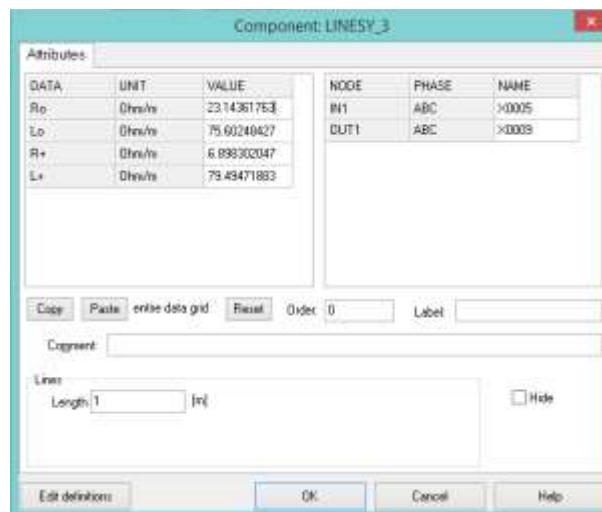
Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Figura 19. **Equivalente del sistema mexicano**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Figura 20. **Equivalente del sistema guatemalteco**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

3.2. Simulación de cierre de la línea de transmisión Guatemala-México

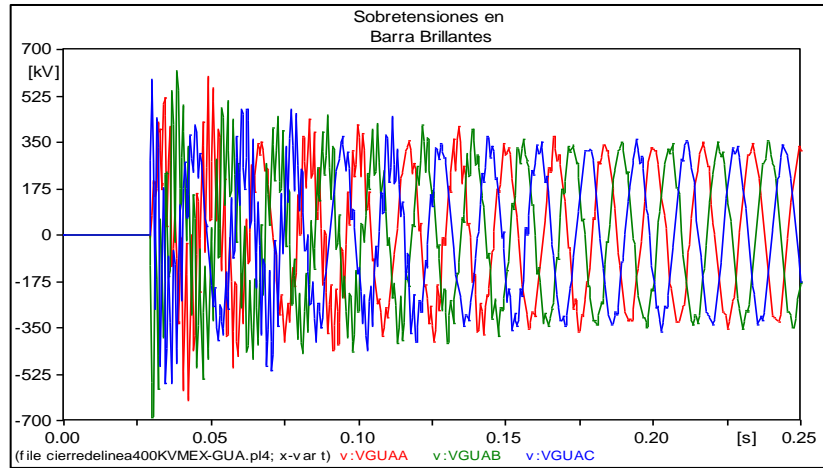
Para efectos de esta simulación el interruptor se cerró en el lado de la subestación en la cual se energiza inicialmente, mientras la subestación opuesta estará en vacío, para esto se tienen diferentes tipos de interruptores con los que cuenta el programa, para las siguientes simulaciones, será uno controlado por tiempo, seguidamente el interruptor sistemático y por último el interruptor estadístico.

3.2.1. Simulación de cierre de la línea en vacío desde Tapachula con un interruptor controlado por tiempo

Para esta simulación se utiliza el interruptor controlado por tiempo, el cual se cerrará a los 29 ms, graficando las oscilografías más representativas, así como todos los resultados, cerrando desde Tapachula y en vacío la barra de Brillantes.

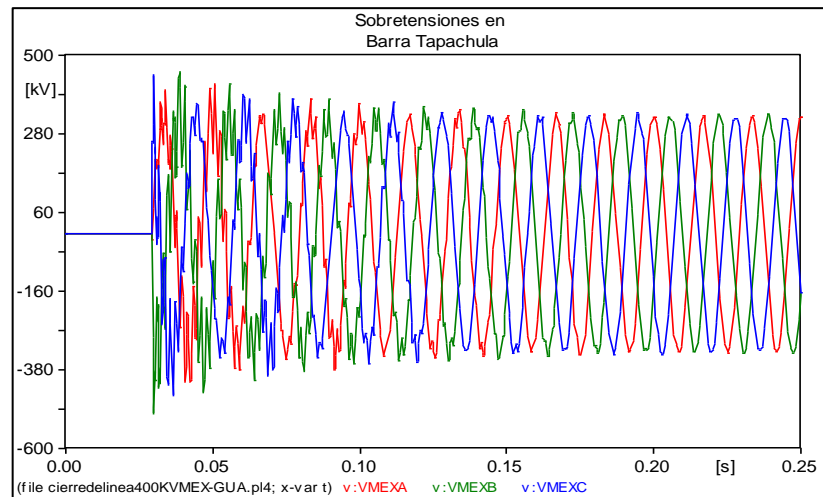
A continuación se muestran las oscilografías resultantes en la figuras 21 y 22, tanto en la barra de Tapachula como en la barra de Brillantes. En la tabla IV se muestran los datos de los valores de voltaje obtenidos en ambas barras.

Figura 21. **Sobretensiones en la barra de Brillantes, cierre desde Tapachula**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Figura 22. **Sobretensiones en la barra de Tapachula, cierre desde Tapachula**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Tabla IV. **Resultados del cierre en vacío desde Tapachula**

CIERRE DEL INTERRUPTOR EN VACÍO		
Barra Brillantes Vacío		
FASE	SOBRETENSIÓN EN kV	VALORES POR UNIDAD
A	622,12	1,81
B	686,99	2,00
C	600,33	1,75
Barra Tapachula		
A	415,47	1,21
B	503,65	1,47
C	446,74	1,30

Fuente: elaboración propia.

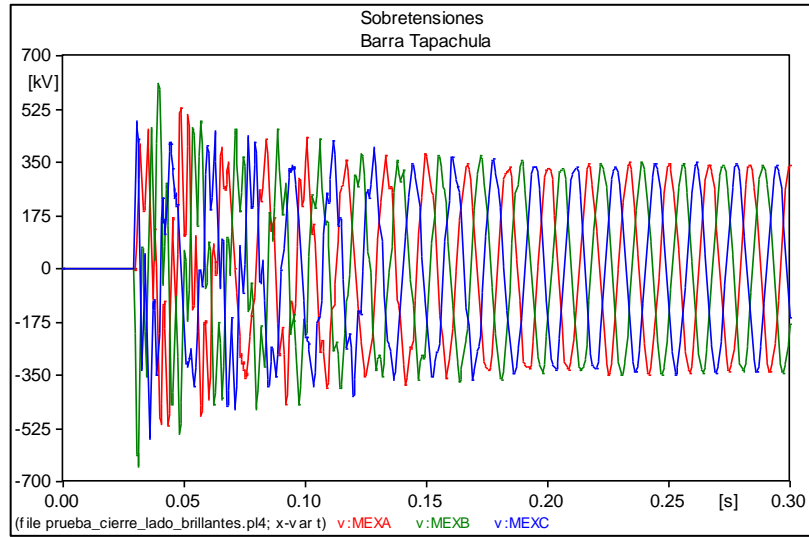
Para la simulación anterior se tiene una sobretensión máxima de 2 p.u. al momento de cerrar el interruptor en la fase B de la barra de Brillantes, la cual se encuentra en vacío, teniendo en la subestación de cierre un valor máximo de 1.47 p.u.

3.2.2. Simulación de cierre de la línea en vacío desde Brillantes con un interruptor controlado por tiempo

Para esta simulación se trabaja con un interruptor controlado por tiempo, que se cerrará a los 29 ms, cerrando desde la subestación de Brillantes y en vacío la subestación de Tapachula.

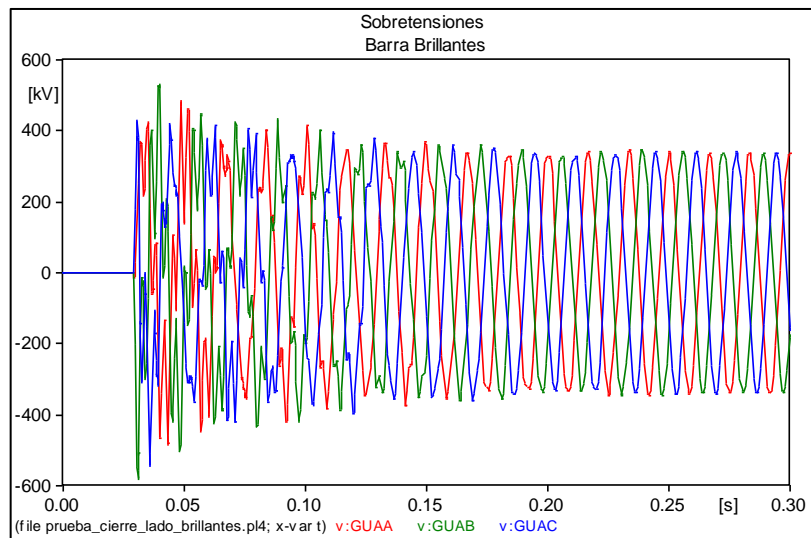
A continuación se muestran las oscilografías resultantes en la figura 23 y 24, tanto en la barra de Tapachula como en la barra de Brillantes. En la tabla V se muestran los datos de los valores de sobrevoltaje obtenidos en ambas barras.

Figura 23. **Sobretensiones en barra Tapachula, cierre desde Brillantes**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Figura 24. **Sobretensiones en barra Brillantes, cierre desde Brillantes**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Tabla V. **Resultados del cierre en vacío desde Brillantes**

CIERRE DEL INTERRUPTOR EN VACÍO		
Barra Tapachula		
FASE	SOBRETENSIÓN EN kV	VALORES POR UNIDAD
A	527,18	1,54
B	651,43	1,90
C	557	1,62
Barra Brillantes		
A	483,47	1,41
B	583,67	1,70
C	544,94	1,59

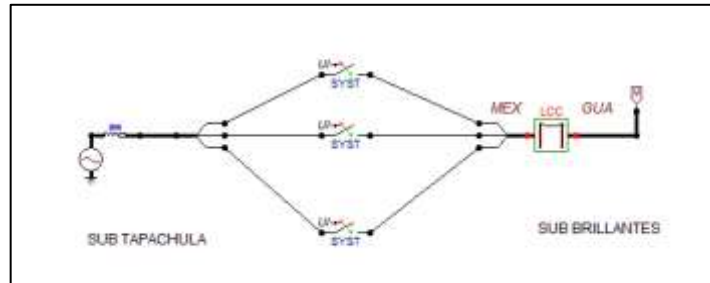
Fuente: elaboración propia.

Para la simulación anterior se tiene una sobretensión máxima de 1,9 p.u. al momento de cerrar el interruptor en la fase B de la barra de Tapachula, la cual se encuentra en vacío, teniendo en la subestación de cierre un valor máximo de 1,70 p.u.

3.2.3. Simulación del cierre la línea con interruptor sistemático, cerrando del lado de Tapachula y teniendo en vacío la subestación de Brillantes

Para la simulación con el interruptor sistemático este hará 100 cierres trifásicos los cuales estarán variando aleatoriamente en un ciclo, obteniendo así los cierres que producen las peores condiciones, así como los más probables.

Figura 25. **Configuración del interruptor sistemático**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

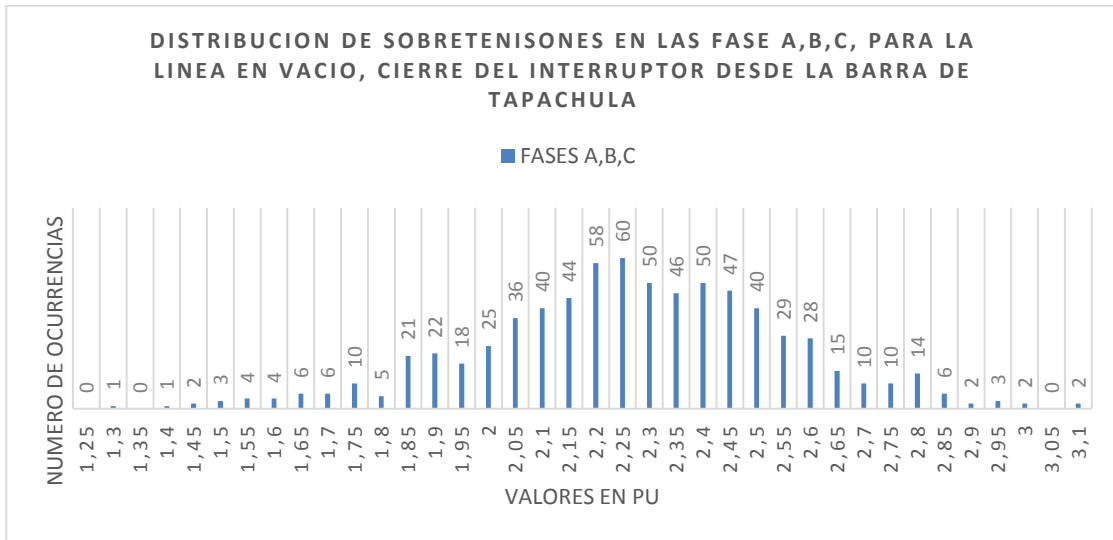
A continuación se presenta el resumen de los resultados obtenidos del archivo generado por el software ATP. En la tabla VI se aprecian los valores obtenidos de acuerdo a los diferentes cierres. Así como en la figura 26, la cual muestra los resultados tabulados en la gráfica.

Tabla VI. **Resultados por mayor densidad de eventos y máximas sobretensiones, cierre desde Tapachula**

Resultados por mayor densidad de eventos						
Fase	Número de intervalo	Voltaje por unidad	Voltaje en unidades Físicas kV	Densidad de Frecuencias	Frecuencia Acumulada	G.E. Valor de la Corriente
C	45	2,25	735	71	585	18,75
A	44	2,2	719	63	465	35,42
C	44	2,2	719	52	514	28,61
Resultados de las máximas sobretensiones esperadas						
A	62	3,1	1 010,00	1	720	0
B	62	3,1	1 010,00	1	720	0
A	61	3,05	996,00	0	719	0,13889
A	60	3	980,00	1	719	0,13889
B	60	3	980,00	1	719	0,13889
A	59	2,95	963,00	3	718	0,27778

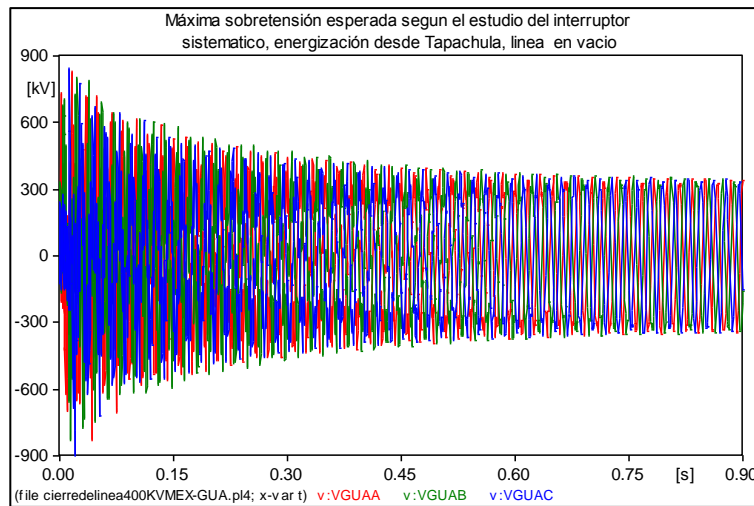
Fuente: elaboración propia.

Figura 26. **Distribución de sobretensiones, cierre desde Tapachula**



Fuente: elaboración propia.

Figura 27. **Máxima sobretensión con interruptor sistemático, cierre desde Tapachula**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

3.2.4. Simulación del cierre de la línea con interruptor sistemático, cerrando del lado de Brillantes y teniendo en vacío la subestación de Tapachula

Para esta simulación se trabajó con un interruptor sistemático el cual tiene 100 maniobras trifásicas donde el cierre variará entre los 360 grados de un ciclo, obteniendo así los valores mínimos y máximos posibles.

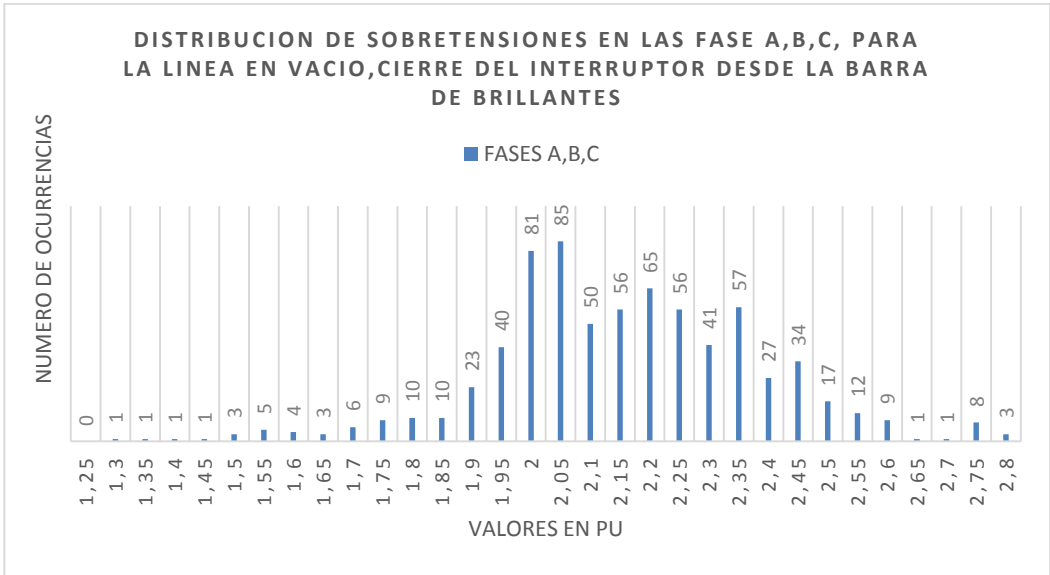
A continuación se presenta el resumen de los resultados obtenidos del archivo generado por el software ATP. En la tabla VII se aprecian los valores obtenidos de acuerdo a los diferentes cierres. Así como en la figura 28, la cual muestra los resultados tabulados en la gráfica.

Tabla VII. **Resultados de máximas sobretensiones y densidad de eventos, cierre desde Brillantes con interruptor sistemático, línea en vacío**

Resultados por mayor densidad de eventos						
Fase	Número de intervalo	Voltaje por unidad	Voltaje en unidades físicas en kV	Densidad de Frecuencias	Frecuencia Acumulada	G.E. Valor de la Corriente
A	38	1,9	621	19	47	53,00
A	39	1,95	637	35	82	18,00
C	35	1,75	572	18	51	49,00
Resultados de las máximas sobretensiones						
A	41	2,05	670	11	100	0
B	41	2,05	670	10	100	0
C	40	2	653	11	100	0

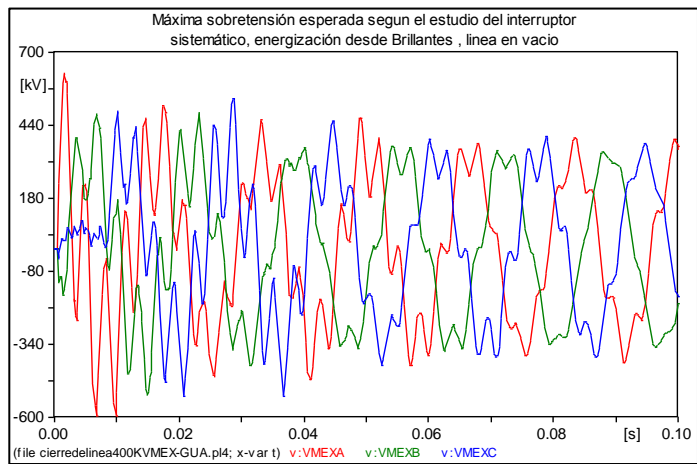
Fuente: elaboración propia.

Figura 28. **Distribución de sobretensiones para la apertura del interruptor desde Brillantes**



Fuente: elaboración propia.

Figura 29. **Máxima sobretensión con el interruptor sistemático, cierre desde Brillantes**



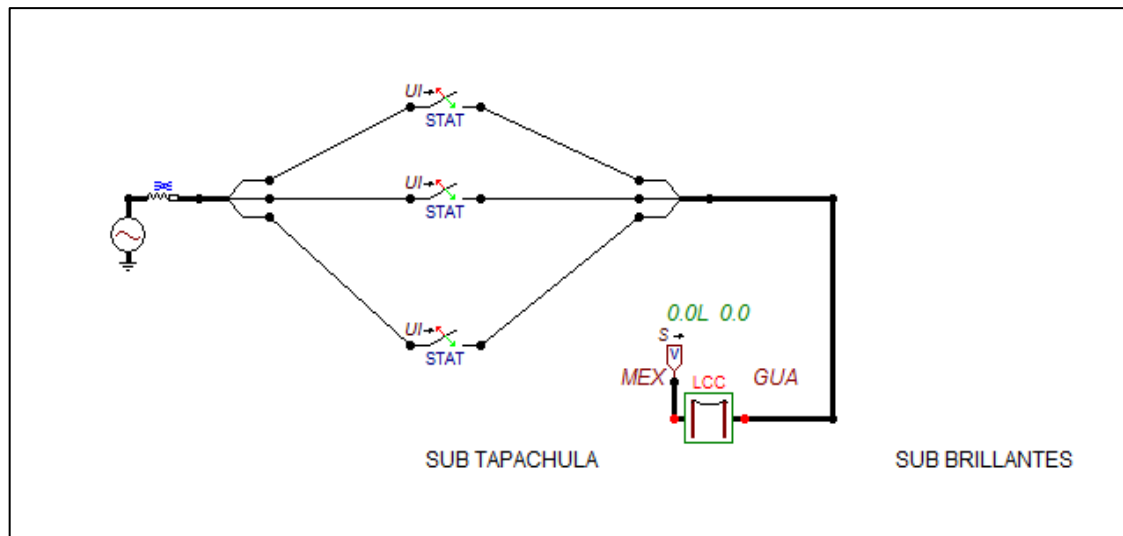
Fuente: elaboración propia.

3.2.5. Simulación del cierre de la línea con el interruptor estadístico, cerrando del lado de Brillantes y teniendo en vacío la subestación de Tapachula

Para la simulación por cierre con el interruptor estadístico, este hará los cierres de acuerdo a la distribución estadística normal Gaussiana, obteniendo así los resultados con las mayores probabilidades al cerrar desde la subestación de Brillantes estando en vacío la subestación de Tapachula.

A continuación los resultados obtenidos en la tabla VIII y la oscilografía en la figura 31, mostrando las máximas sobretensiones.

Figura 30. Configuración del interruptor estadístico



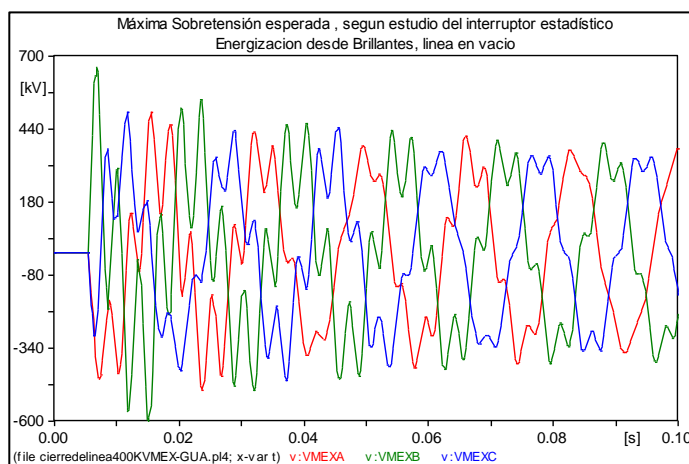
Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Tabla VIII. **Resultados de máximas sobretensiones y densidad de eventos, cierre desde brillantes con interruptor estadístico, línea en vacío**

Resultados de las máximas sobretensiones						
Fase	Número de intervalo	Voltaje por unidad	Voltaje en unidades Físicas	Densidad de Frecuencias	Frecuencia Acumulada	G.E. Valor de la Corriente
A	40	2	653	7	89	11,00
B	40	2	653	15	90	10,00
C	40	2	653	11	100	0,00
Resultados por mayor densidad de eventos						
A	38	1,9	621	19	47	53
A	39	1,95	637	35	82	18
C	35	1,75	572	18	51	49

Fuente: elaboración propia.

Figura 31. **Máxima sobretensión esperada, con un interruptor estadístico, energización desde Brillantes, línea en vacío**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

3.2.6. Simulación del cierre de la línea con el interruptor estadístico, cerrando del lado de Tapachula y teniendo en vacío la subestación de Brillantes

Para la simulación por cierre con el interruptor estadístico este hará los cierres de acuerdo a la distribución estadística normal Gaussiana, obteniendo así los resultados con las mayores probabilidades al cerrar desde la subestación de Tapachula, estando en vacío la subestación de Brillantes.

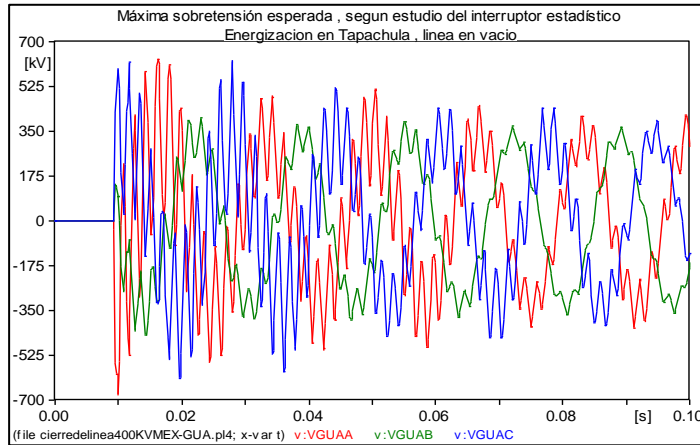
A continuación los resultados obtenidos en la tabla IX y la gráfica 32, con las oscilografías con las máximas sobretensiones.

Tabla IX. **Resultados de máximas sobretensiones y densidad de eventos, cierre desde Tapachula con interruptor estadístico, línea en vacío**

Resultados de las máximas sobretensiones						
fase	numero de intervalo	Voltaje por unidad	Voltaje en unidades Físicas en Kv	Densidad de Frecuencias	Frecuencia Acumulada	G.E. Valor de la Corriente
A	46	2,3	751	10	100	0,00
B	45	2,25	735	3	94	6,00
C	45	2,25	735	7	84	16,00
resultados por mayor densidad de eventos						
A	40	2	653	29	51	49
C	39	1,95	637	22	57	43

Fuente: elaboración propia.

Figura 32. **Máxima sobretensión esperada con un interruptor estadístico, energización desde Tapachula, línea en vacío**

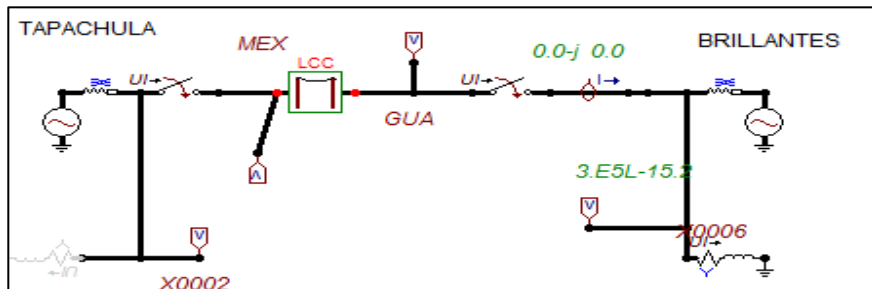


Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

3.2.7. Simulación de cierre de la línea con carga

Para la simulación de la línea con carga se consideró una carga de 100 MW en Brillantes, al cerrar inicialmente en la subestación de Tapachula y luego en la subestación de Brillantes. Esto se trabaja con interruptores controlados por tiempo.

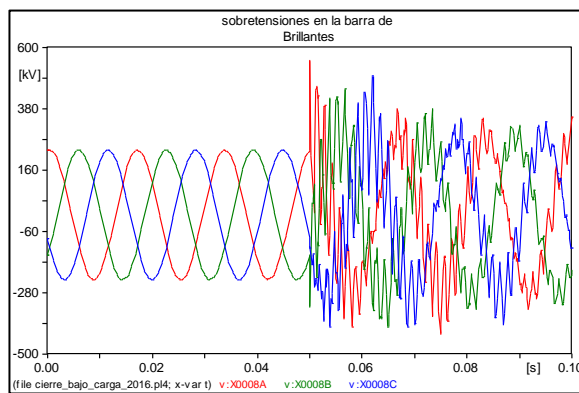
Figura 33. **Modelo de la línea con carga**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

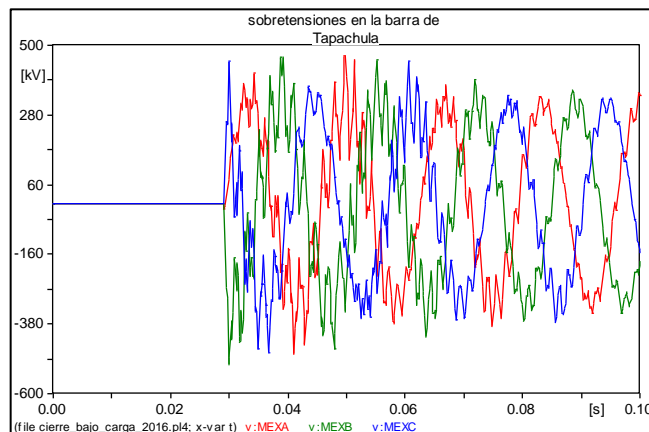
A continuación los resultados obtenidos en la tabla X y la gráfica 34 y 35 con las máximas sobretensiones, en la barra de Brillantes y Tapachula respectivamente.

Figura 34. **Sobretensiones en la barra de Brillantes ante cierre bajo carga de 100 MW hacia Guatemala**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Figura 35. **Sobretensiones en la barra de Tapachula ante cierre bajo carga de 100 MW hacia Guatemala**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Tabla X. **Resultados de las máximas sobretensiones ante un cierre bajo carga**

CIERRE DEL INTERRUPTOR BAJO CARGA DE 110 MW		
BARRA BRILLANTES		
FASE	SOBRETENSIÓN EN kV	VALORES POR UNIDAD
A	552	1,61
B	451	1,31
C	498	1,45
BARRA TAPACHULA		
A	468	1,36
B	508	1,48
C	471	1,37

Fuente: elaboración propia.

Para la simulación anterior se cerró el interruptor de Tapachula a los 29 ms. La máxima sobretensión se midió en la subestación de Brillantes con un valor de 1,61 pu en la fase A en la subestación de Brillantes.

3.3. Apertura del interruptor

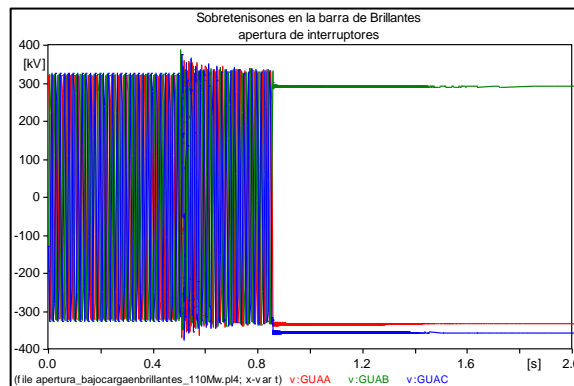
Para las simulaciones por apertura del interruptor se realizaron con interruptores controlados por tiempo e interruptores estadísticos, teniendo la línea bajo carga y en vacío, a continuación se presentan los resultados y las oscilografías más representativas.

3.3.1. Apertura del interruptor bajo carga

Para la apertura del interruptor bajo carga se realizó la apertura desde la subestación de Brillantes, considerando cargas de 110 y 40 MW, ya que normalmente la barra de Brillantes se utiliza como una parte demandante de energía, a continuación se grafican los dos casos con las cargas mencionadas anteriormente. A continuación los resultados obtenidos. En la figura 36 y 37 se

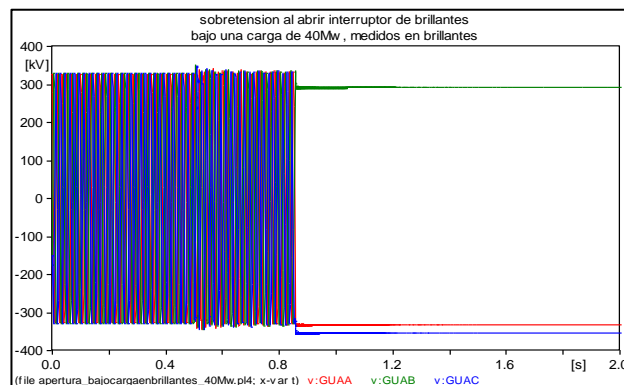
muestran las máximas sobretensiones que se producen en la barra de Brillantes. En la tabla XI se muestran todos los valores por cada fase y barra.

Figura 36. **Sobretensiones al abrir el interruptor de brillantes bajo una carga de 110 MW, sobretensiones en Brillantes**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Figura 37. **Sobretensiones al abrir el interruptor de brillantes bajo una carga de 40 MW, sobretensiones en Brillantes**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Tabla XI. **Resultados de las oscilografías por aperturas bajo carga, en subestación Brillantes**

APERTURA DEL INTERRUPTOR BAJO CARGA DE 40 MW			APERTURA DEL INTERRUPTOR BAJO CARGA DE 110 MW	
BARRA BRILLANTES			BARRA BRILLANTES	
FASE	SOBRETENSIÓN EN kV	VALORES POR UNIDAD	SOBRETENSIÓN EN kV	VALORES POR UNIDAD
A	336,54	0,98	365	1,06
B	345,88	1,01	387	1,13
C	346,5	1,01	372	1,08
BARRA TAPACHULA			BARRA TAPACHULA	
A	334,86	0,98	335	0,98
B	291,59	0,85	288	0,84
C	353,92	1,03	354	1,03

Fuente: elaboración propia.

Tabla XII. **Resultados de las oscilografías por aperturas bajo carga, en subestación Tapachula**

APERTURA DEL INTERRUPTOR BAJO CARGA DE 40 MW			APERTURA DEL INTERRUPTOR BAJO CARGA DE 110 MW	
BARRA BRILLANTES			BARRA BRILLANTES	
FASE	SOBRETENSIÓN EN kV	VALORES POR UNIDAD	SOBRETENSIÓN EN kV	VALORES POR UNIDAD
A	331	0,97	420	1,22
B	349	1,02	313	0,91
C	355	1,03	281	0,82
BARRA TAPACHULA			BARRA TAPACHULA	
A	331	0,97	419	1,22
B	293	0,85	311	0,91
C	354	1,03	282	0,82

Fuente: elaboración propia.

3.3.2. Apertura del interruptor en vacío

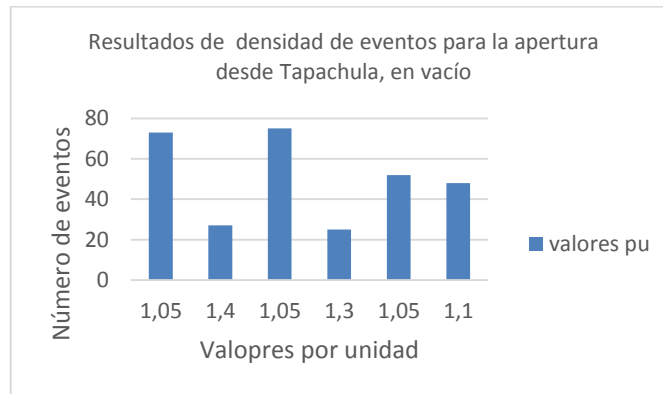
Para el caso de la apertura del interruptor en vacío, que es una de las sobretensiones más críticas, se utilizó un interruptor estadístico para poder ver las sobretensiones más altas esperadas, así como las más probables cerrando desde Brillantes y luego desde Tapachula. A continuación los resultados obtenidos.

Tabla XIII. **Resultados de las oscilografías por aperturas en vacío, apertura desde Tapachula**

Resultados por mayor densidad de eventos						
Fase	Número de intervalo	Voltaje por unidad	Voltaje en unidades Físicas kV	Densidad de Frecuencias	Frecuencia Acumulada	G.E. Valor de la Corriente
A	21	1,05	342,92	73	73	27
A	28	1,4	457,23	27	100	0
B	21	1,05	342,92	75	75	25
B	26	1,3	424,57	25	100	0
C	21	1,05	342,9	52	52	48
C	22	1,1	359,25	48	100	0

Fuente: elaboración propia.

Figura 38. **Resultados de máximas sobretensiones y densidad de eventos, apertura desde Tapachula con interruptor estadístico, línea en vacío**



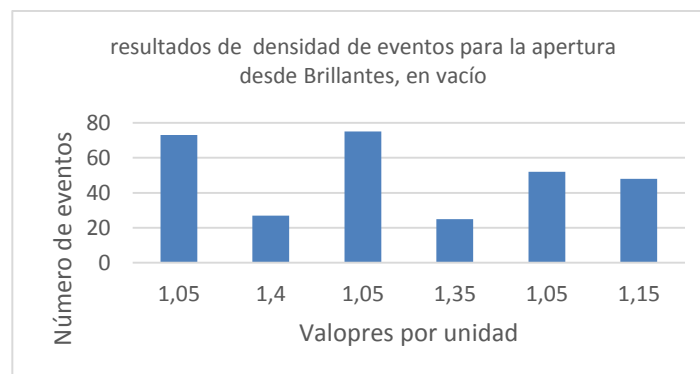
Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. **Resultados de las oscilografías por aperturas en vacío
apertura desde Brillantes**

Resultados por mayor densidad de eventos						
Fase	Número de intervalo	Voltaje por unidad	Voltaje en unidades Físicas kV	Densidad de Frecuencias	Frecuencia Acumulada	G.E. Valor de la Corriente
A	21	1,05	342,92	67	67	33
A	28	1,4	457,23	33	100	0
B	21	1,05	342,92	65	65	35
B	27	1,35	440,9	35	100	0
C	21	1,05	342,92	68	68	32
C	23	1,15	375,58	32	100	0

Fuente elaboración propia.

Figura 39. **Resultados de máximas sobretensiones y densidad de eventos, apertura desde Brillantes con interruptor estadístico, línea en vacío**



Fuente: elaboración propia.

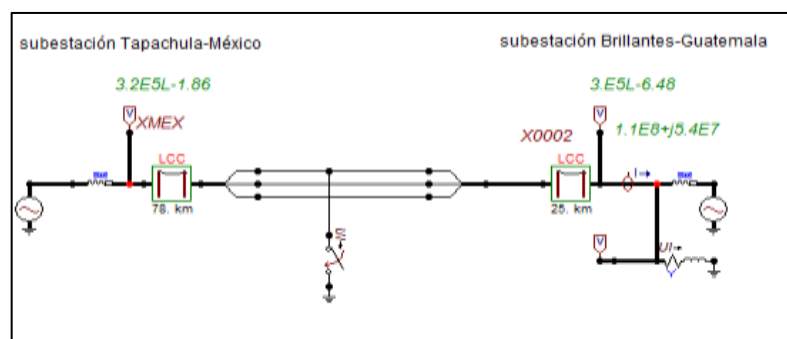
En los resultados de las oscilografías se pueden ver sobretensiones de 1,4 y 1,13 respectivamente. La primera originada en condiciones de vacío y la segunda en condiciones de carga. Lo que representan las sobretensiones será carga atrapada en la línea, esto debido a que las corrientes que circulan son eminentemente capacitivas razón, por la cual al accionar el interruptor cuando

la corriente de una fase determinada pase por cero, se tendrá que las ondas de voltaje estarán en su valor pico, quedando el voltaje almacenado en corriente directa, debido a que la línea que se interrumpe se comporta como un capacitor almacenando su última referencia de voltaje. Adicional a esto queda una corriente alterna debido a las corrientes capacitivas mutuas de las fases que aún no se han cerrado.

3.4. Fallas asimétricas en la línea de transmisión

Para las simulaciones de fallas asimétricas se tendrán fallas línea a tierra, línea a línea y doble línea a tierra, teniendo como referencias las subestaciones tanto de Brillantes como de Tapachula, provocando las fallas a una distancia del 25,50y 75 % de distancia respecto a las subestaciones mencionadas.

Figura 40. **Falla línea a tierra en la línea de transmisión Tapachula-Brillantes**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

3.4.1. Falla línea a tierra

Al realizar las simulaciones de la falla línea a tierra se tienen los siguientes resultados de todas las oscilografías, así como las gráficas de las

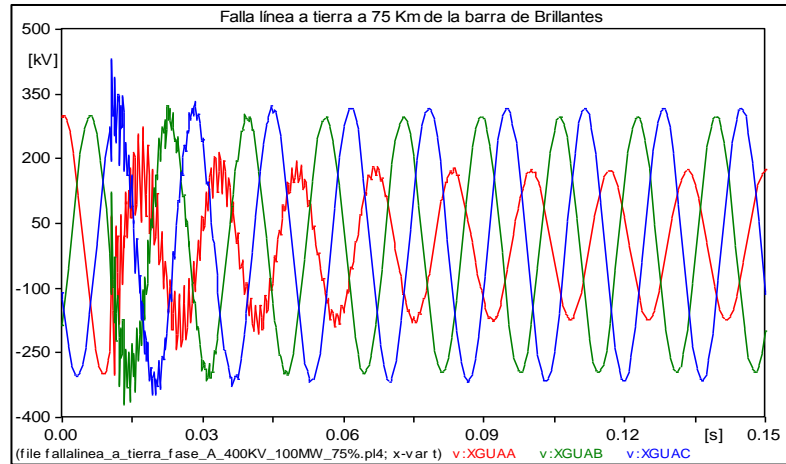
sobretensiones más representativas, estando la línea bajo carga y en vacío, siendo el caso más importante al estar bajo carga, esto se hizo para los tres casos mencionados anteriormente. En el caso en el cual los sistemas están conectados, caso en el cual la barra de Brillantes está en vacío y la barra de Tapachula esté suministrando energía. Así como el caso contrario que sería la subestación de Tapachula en vacío y la subestación de Brillantes, como la que suministra energía. A continuación en la tabla XV se detallan los resultados obtenidos por fase y en cada barra respectivamente. Así también, las oscilografías con las máximas sobretensiones en las figuras 41 y 42.

Tabla XV. **Resultados de las simulaciones por falla línea a tierra**

RESULTADOS FALLA LÍNEA A TIERRA									
FASE	NODO TAPACHULA FUENTE			SISTEMAS CONECTADOS RESPECTO AL NODO TAPACHULA			NODO TAPACHULA EN VACÍO		
	25 %	50 %	75 %	25 %	50 %	75 %	25 %	50 %	75 %
A	0,68	0,68	0,93	0,93	0,84	0,76	0,32	0,34	0,51
B	1,03	1,03	1	0,91	0,97	0,91	1,42	1,38	1,39
C	0,95	0,94	0,95	1,13	1,03	1,03	1,29	1,31	1,33
	NODO BRILLANTES EN VACÍO			SISTEMAS CONECTADOS RESPECTO NODO BRILLANTES			NODO BRILLANTES FUENTE		
	75 %	50 %	25 %	75 %	50 %	25 %	75 %	50 %	25 %
A	0,38	0,29	0,23	0,7	0,65	0,45	0,41	0,55	0,72
B	1,46	1,59	1,67	1,01	1,06	0,94	1,23	1,22	1,19
C	1,26	1,34	1,39	1,25	1,18	1,27	1,14	1,14	1,16

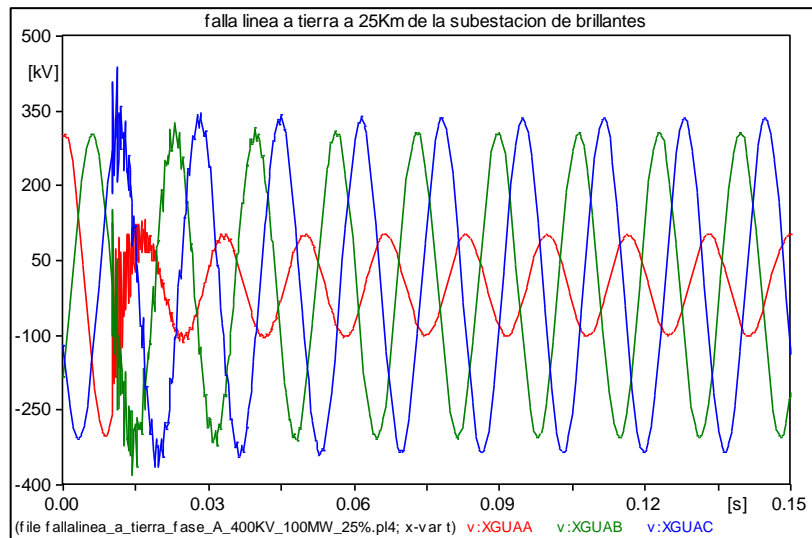
Fuente: elaboración propia.

Figura 41. **Falla línea a tierra a 75 km de la barra de Brillantes, bajo una carga de 110 Mw hacia Guatemala**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Figura 42. **Falla línea a tierra a 25 km de la barra de Brillantes, bajo una carga de 110 MW**

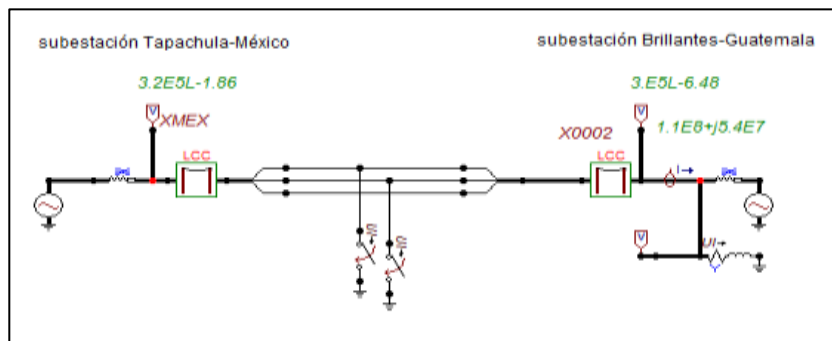


Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

3.4.2. Falla doble línea a tierra

Al realizar las simulaciones de la falla doble línea a tierra se tienen los siguientes resultados de todas las oscilografías, así como las gráficas de las sobretensiones más representativas, estando la línea bajo carga y en vacío, siendo el caso más importante al estar bajo carga.

Figura 43. **Falla doble línea a tierra en la línea de transmisión Tapachula-Brillantes**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

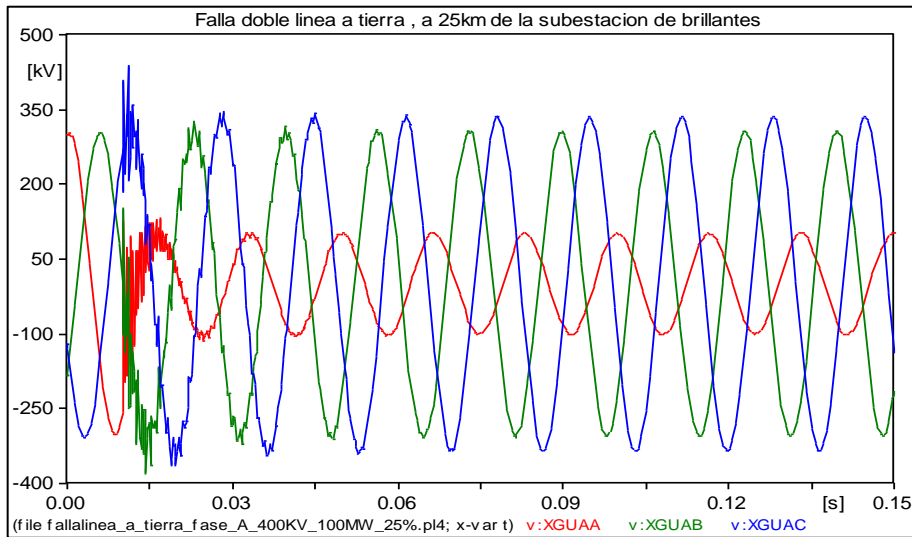
A continuación en la tabla XVI se detallan los resultados obtenidos por fase y en cada barra respectivamente. Así también, las oscilografías con las máximas sobretensiones en las figuras 44 y 45.

Tabla XVI. **Resultados de la simulaciones falla doble línea a tierra**

RESULTADOS FALLA DOBLE LINEA A TIERRA									
FASE	NODO TAPACHULA FUENTE			SISTEMAS CONECTADOS RESPECTO AL NODO TAPACHULA			NODO TAPACHULA EN VACIO		
	25 %	50 %	75 %	25 %	50 %	75 %	25 %	50 %	75 %
A	0,54	0,82	1,09	0,51	0,70	0,82	1,03	1,07	1,1
B	0,51	1,07	1,34	0,54	0,71	0,78	0,8	1,01	0,93
C	1,02	0,99	0,98	0,94	0,98	1,02	1,42	1,46	1,55
	NODO BRILLANTES EN VACIO			SISTEMAS CONECTADOS RESPECTO NODO BRILLANTES			NODO BRILLANTES FUENTE		
	75 %	50 %	25 %	75 %	50 %	25 %	75 %	50 %	25 %
A	1,09	1,01	1	0,58	0,41	0,24	1,05	1,01	0,84
B	0,9	0,99	0,95	0,53	0,42	0,25	0,93	0,66	0,63
C	1,57	1,48	1,38	1,14	1,08	1,18	1,15	1,17	1,17

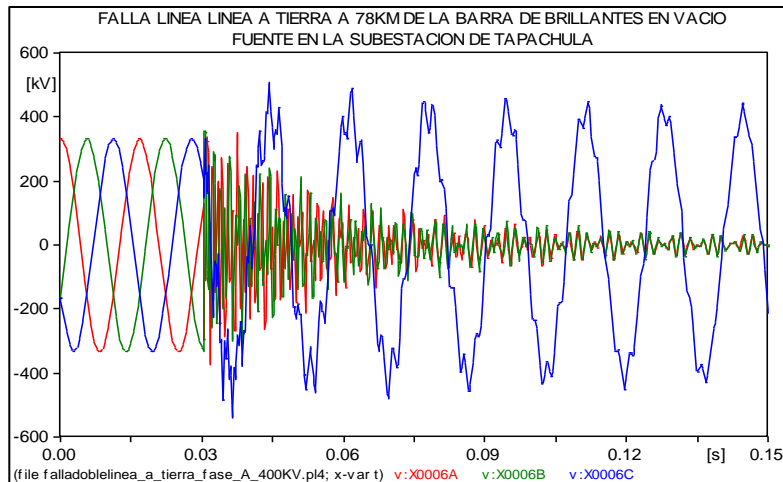
Fuente: elaboración propia.

Figura 44. **Falla doble línea a tierra a 25 km de la subestación de Brillantes, bajo una carga de 110 MW**



Fuente: elaboración propia.

Figura 45. **Falla doble línea hacia tierra a 78 km de la barra de Brillantes en vacío, estando la fuente en Tapachula**

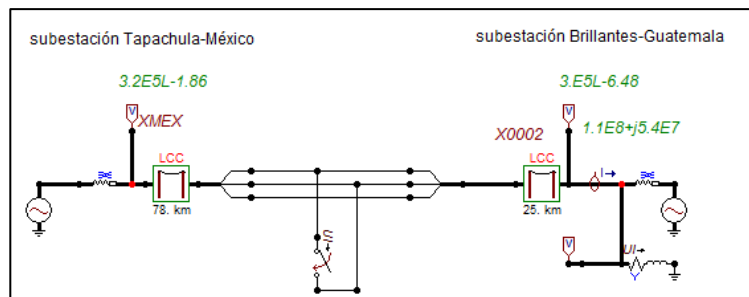


Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

3.4.3. **Falla línea a línea**

Las simulaciones de la falla línea a línea se efectuaron, estando la línea bajo carga y en vacío, siendo el caso mas importante al estar bajo carga.

Figura 46. **Falla línea a línea, línea Tapachula-Brillantes**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

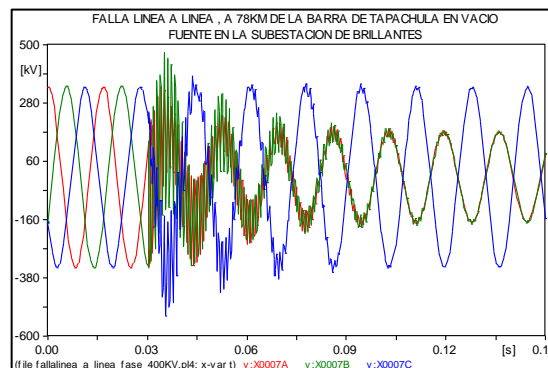
A continuación se presentan los resultados de la simulaciones de la falla línea a línea entre las subestaciones de Tapachula y Brillantes, con las oscilografías resultantes, así como las gráficas de las sobretensiones más representativas.

Tabla XVII. **Resultados de las simulaciones falla línea a línea**

RESULTADOS FALLA LÍNEA A LÍNEA									
FASE	NODO TAPACHULA FUENTE			SISTEMAS CONECTADOS RESPECTO AL NODO TAPACHULA			NODO TAPACHULA EN VACÍO		
	25 %	50 %	75 %	25 %	50 %	75 %	25 %	50 %	75 %
A	0,57	0,78	1,13	0,55	0,64	0,76	0,83	1,08	1
B	0,56	1,09	1,31	0,58	0,63	0,77	0,82	1,18	1,33
C	0,97	0,97	0,98	0,95	0,93	0,95	1,13	1,17	1,52
	NODO BRILLANTES EN VACÍO			SISTEMAS CONECTADOS RESPECTO NODO BRILLANTES			NODO BRILLANTES FUENTE		
	75 %	50 %	25 %	75 %	50 %	25 %	75 %	50 %	25 %
A	1,08	1,03	0,51	0,59	0,50	0,55	1,27	0,63	0,95
B	1,11	1,09	0,74	0,63	0,53	0,55	1,1	0,85	0,91
C	1,16	1,16	1,11	0,96	0,97	0,96	1,06	1,22	1,34

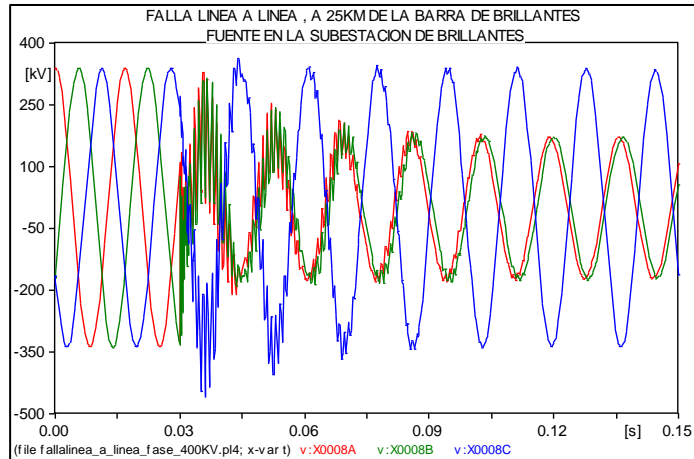
Fuente: elaboración propia.

Figura 47. **Falla línea a línea, a 78 km de la barra de Tapachula en vacío, fuente en la subestación de Brillantes**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Figura 48. **Falla línea a línea, a 25 km de la barra de Brillantes, fuente en la subestación de Brillantes**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

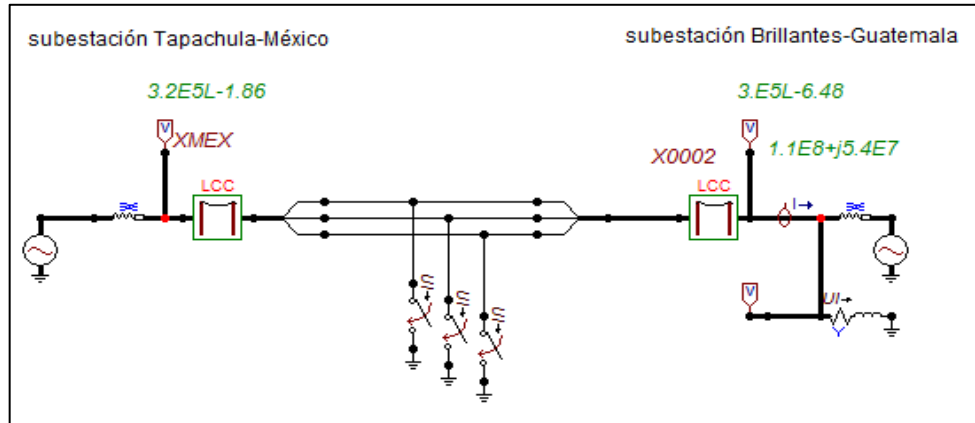
3.5. Fallas simétricas

Entre las fallas simétricas se considera la falla simétrica a tierra. Si bien las probabilidades para que ocurra la misma es muy pequeña, se toma en cuenta ya que existe la posibilidad de que suceda en malas maniobras, mantenimientos de subestaciones o en catástrofes ambientales.

3.5.1. Falla trifásica a tierra

Se realizan las simulaciones de la falla trifásica a tierra, estando la línea bajo carga y en vacío, siendo el caso más importante al estar bajo carga. A continuación las oscilografías resultantes y las gráficas de las sobretensiones mas representativas.

Figura 49. **Falla trifásica a tierra, línea Tapachula-Brillantes**



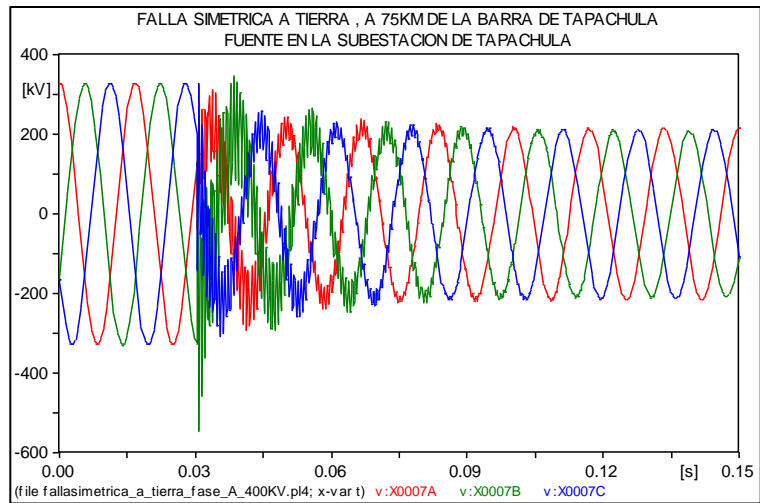
Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Tabla XVIII. **Resultados de la simulaciones falla trifásica a tierra**

RESULTADOS FALLA SIMETRICA A TIERRA									
FASE	NODO TAPACHULA FUENTE			SISTEMAS CONECTADOS			VACIO NODO TAPACHULA		
	25 %	50 %	75 %	25 %	50 %	75 %	25 %	50 %	75 %
A	0,36	0,7	0,91	0,24	0,7	1,08	0,48	0,43	0,4
B	0,36	1,25	1,59	0,24	0,52	0,39	0,94	0,98	0,91
C	0,35	0,51	0,88	1,00	1,15	1,27	0,75	0,76	0,75
	NODO BRILLANTES EN VACÍO			SISTEMAS CONECTADOS RESPECTO NODO BRILLANTES			NODO BRILLANTES FUENTE		
	75 %	50 %	25 %	75 %	50 %	25 %	75 %	50 %	25 %
A	0,46	0,4	0,4	1,08	0,93	1,15	0,7	0,43	0,44
B	0,95	0,95	0,92	1,00	0,20	0,25	1,43	1,13	0,98
C	0,74	0,75	0,75	1,22	1,03	1,32	1,01	0,81	0,72

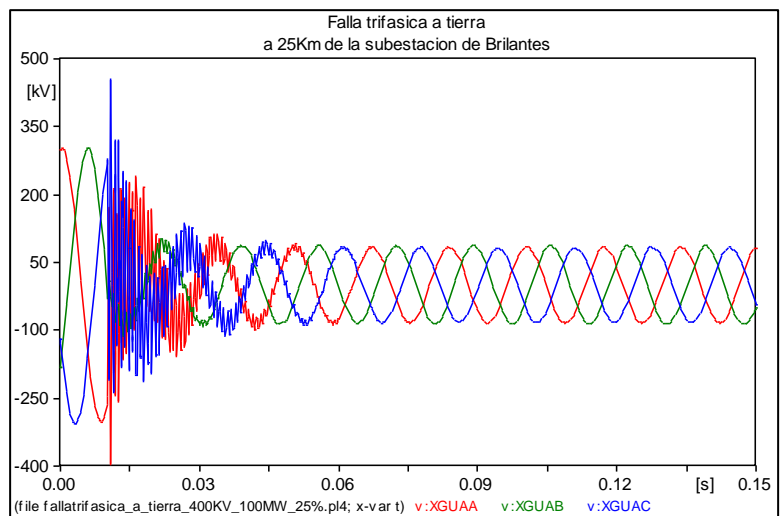
Fuente: elaboración propia.

Figura 50. **Oscilografía, falla trifásica a tierra a 75 km de la barra de Tapachula, fuente en la subestación de Tapachula**



Fuente: elaboración propia, emplenado ATP versión 5.5.

Figura 51. **Oscilografía, falla trifásica a tierra a 25 km de la barra de Brillantes**



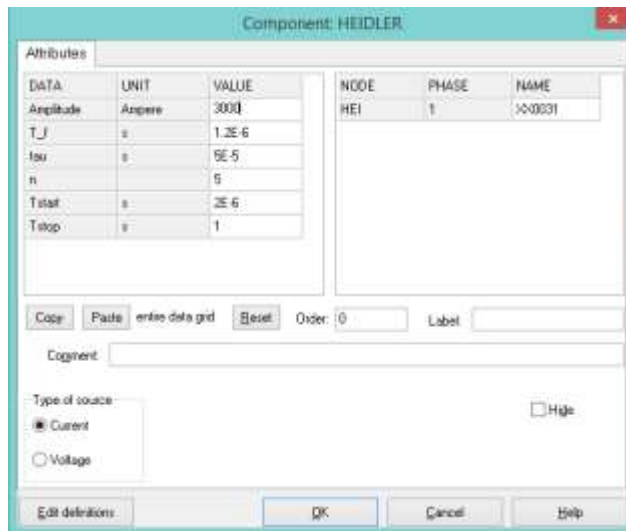
Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

3.6. Sobretensiones por descargas electroatmosféricas

Para las simulaciones por descargas atmosféricas se utiliza la fuente del software ATP Heidler, la cual cumple con los tiempos de frente y cola de una descarga electroatmosférica, según la normativa de la IEC. Para el caso de la línea de transmisión se consideró una descarga de 10 kA, teniendo en cuenta que el límite del aislamiento de los diferentes equipos de la línea en estudio es del valor elegido. Sin embargo, según estadísticas del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala, en el área de la Región Sur la máxima descarga esperada es de 2 kA.

Para la figura 52, se realiza la parametrización de la fuente que simulará la descarga electroatmosférica según el impulso atmosférico normalizado, el cual tienen un tiempo de frente de $1,2 \mu\text{s}$ y un tiempo a mitad de onda de $50 \mu\text{s}$. Seguidamente de parámetros como: el tiempo en el cual estará activa, n será el factor de crecimiento de la pendiente del impulso atmosférico, adicional a esto se le instalará una resistencia en paralelo de 400 ohm, la cual se considera como el valor de la resistencia del canal de descarga.

Figura 52. **Modelo de fuente de descarga tipo Heidler**

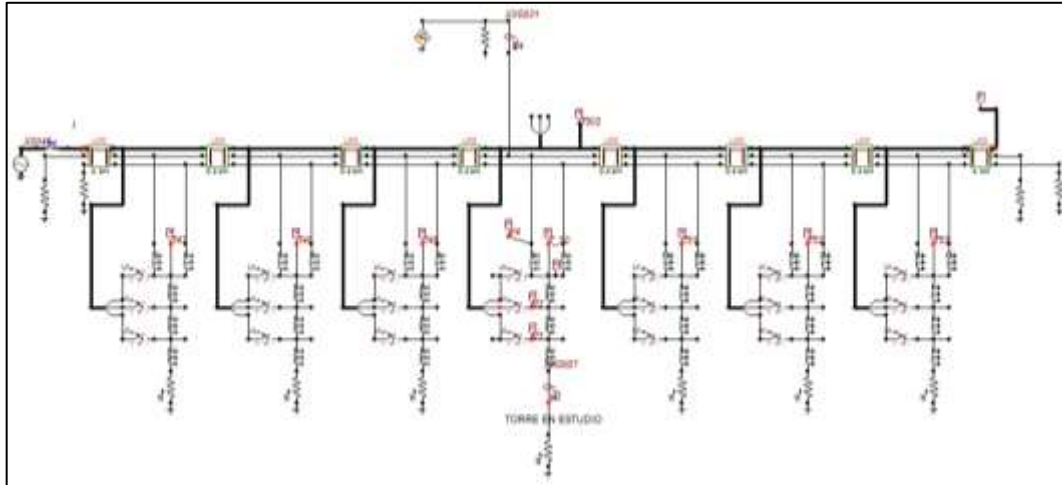


Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

3.6.1. **Modelo de simulación de la región en estudio ante las descargas electroatmosféricas**

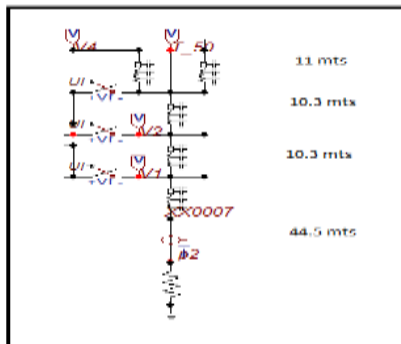
Para la simulación de la línea se realizó el modelo considerando 4 vanos hacia la derecha e izquierda del punto de la descarga electroatmosférica, cada vano tiene una distancia de 400 metros. Asimismo, las torres se modelaron con interruptores controlados por voltaje para la simulación del aislamiento, midiendo el potencial de los mismos para ver si sobrepasa la tensión crítica de flameo.

Figura 53. **Modelado del tramo de línea a simular**



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Figura 54. **Modelado de la torre de transmisión**



Fuente: elaboración propia, realizado en el programa ATP versión 5.5.

Para las resistencias al pie de la torre se utilizaron los valores de las pruebas de campo realizadas por el Instituto Nacional de Electricidad (INDE), los cuales se detallan a continuación:

Tabla XIX. **Resultados de la medición de bajadas de puestas a tierra**

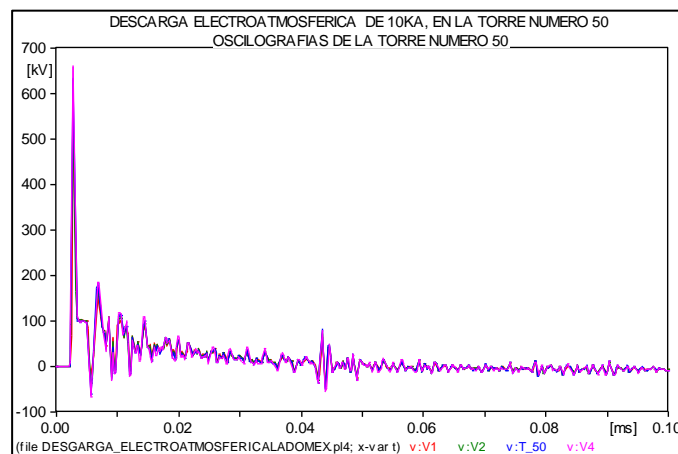
MEDICIÓN DE BAJADAS DE PUESTAS A TIERRA LINEA DE TRANSMISIÓN BRILLANTES-TAPACHULA				
Torre	50 MT R(Ω)	60 MT R(Ω)	70 MT R(Ω)	Promedio R(Ω)
47	10,25	13,03	14,37	12,55
48	11,54	13,05	10,55	11,71
49	11,76	12,76	14,25	12,92
50	10,25	11,88	13,07	11,73
51	6,67	8,87	10,63	8,72
52	15,13	15,55	17,42	16,03
53	13,07	13,07	14,72	13,62

Fuente: Datos INDE 2013.

3.6.2. Descarga electroatmosférica en el hilo de guarda en la torre de la línea de transmisión número 50

Se determinaron las oscilografías de una descarga electroatmosférica en la torre número 50, así como sobrevoltajes en las torres adyacentes que afectará la cadena de aisladores de la fase que está en la parte superior de la torre.

Figura 55. **Oscilografía de sobrevoltajes en la torre 50**



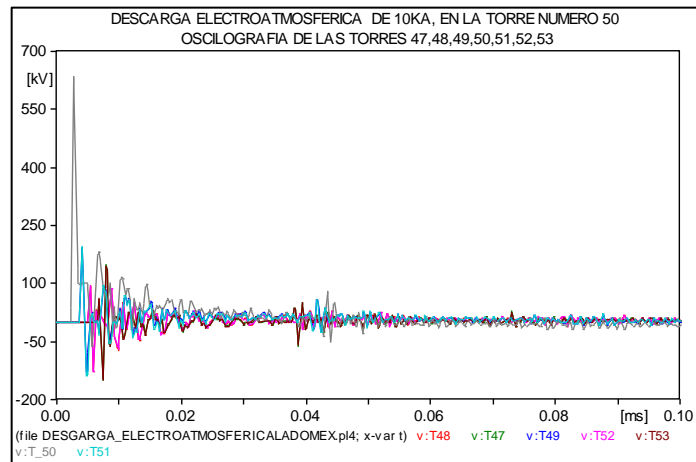
Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Tabla XX. **Resultados de las máximas sobretensiones en la torre 50**

Altura de la torre en m	68,7	65,1	54,8	44,5
Sobretensión en P.U.	1,93	1,85	1,72	1,54

Fuente: elaboración propia.

Figura 56. **Oscilografía de sobrevoltajes en las torres 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53**



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Tabla XXI. **Resultados de las máximas sobretensiones en las torres**

Torre	47	48	49	50	51	52	53
Sobretensión en P.U.	0,43	0,37	0,56	1,85	0,57	0,37	0,43

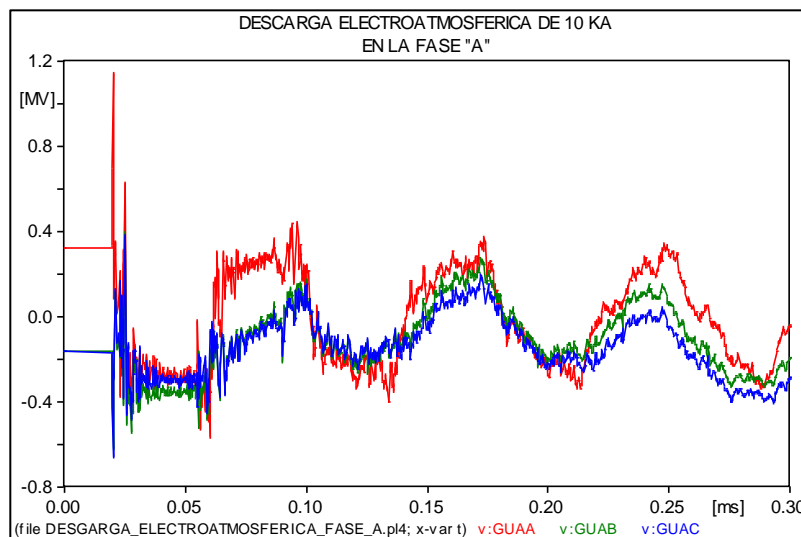
Fuente: elaboración propia.

Para los resultados anteriores se espera según las simulaciones y las oscilografías, que manteniendo el valor de la resistencia al pie de la torre tal como se mostró en la medición presentada en este modelado, no se producirá flameo por sobretensiones ya que no supera en ningún momento los 4 pu que sería la tensión crítica de flameo.

3.6.3. Descarga electroatmosférica en la fase A de la línea de transmisión

Para efectos de esta simulación se utilizó el mismo modelo de la línea con la diferencia que el impacto es en la fase A, a continuación la oscilografía resultante.

Figura 57. Oscilografía de sobre voltaje en las fases A,B,C



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Tabla XXII. **Resultados de las máximas sobretensiones en las fases A,B,C ante el impacto de una descarga electroatmosférica de 10 kA en la fase A**

DESCARGA EN LA FASE "A" A 10kA		
FASE	SOBRETENSION EN kV	VALORES POR UNIDAD
A	1145,5	3,34
B	660,6	1,93
C	548	1,60

Fuente: elaboración propia.

Para los resultados obtenidos en la descarga electroatmosférica en la fase "A" considerando que falló el apantallamiento, se tienen sobretensiones que para la tensión crítica de flameo normal (1 483,6 kV) no se tendría por consecuencia un flameo para la fase mencionada, si se considera la tensión crítica de flameo de diseño (1 661 kV), ninguno de los dos casos supera las simulaciones, por lo que no habrá flameo ante tal descarga.

4. EFECTO FERRANTI EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

El efecto Ferranti se presenta en el momento en el cual la línea de transmisión está en vacío o con una carga muy pequeña, presentando en la subestación que esté en vacío un voltaje mayor al de la fuente, esto debido a la capacitancia de la línea con las condiciones mencionadas. El efecto es mucho más evidente en función de la longitud de la línea, siendo despreciable para líneas cortas y mucho más notorio en líneas medias y largas.

Si se analiza una línea de transmisión se puede recurrir a la matriz de valores que se presentan en una línea, cuando se estudia la regulación de voltaje desde un extremo transmisor a otro receptor, tal como lo muestra la siguiente expresión:

$$\begin{matrix} V_S \\ I_S \end{matrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{matrix} V_R \\ I_R \end{matrix} \quad [\text{Ec. 4.1}]$$

Donde

$V_R =$ voltaje en el extremo receptor de la línea

$V_S =$ voltaje en el extremo transmisor de la línea

$I_R =$ corriente en el extremo receptor de la línea

$I_S =$ corriente en el extremo transmisor de la línea

$ABCD =$ constantes generalizadas de circuitos de la línea de transmisión

Las constantes ABCD se analizan en textos de teoría de circuitos, los cuales incluyen la demostración de la siguiente expresión:

$$AD - BC = 1 \quad [\text{Ec. 4.2}]$$

De las constantes anteriores las letras A y D serán admitancias, mientras que B representará la impedancia y por último la letra C la susceptancia.

En el caso que del lado receptor, con una corriente de la carga igual a cero, se tendrá la siguiente expresión:

$$V_S = AV_R \quad [\text{Ec. 4.3}]$$

Para una línea de parámetros concentrados la componente de la matriz correspondiente al factor "A" será la siguiente:

$$A = 1 + \frac{YZ}{2} \quad [\text{Ec. 4.4}]$$

Donde

$Y = \text{admitancia total en serie/fase}$

$Z = \text{impedancia total en serie/fase}$

De tal forma que si se ve la ecuación resultante de la matriz, para condiciones sin carga, el factor A oscilará entre 0 y 1, siendo mayor el voltaje en el extremo receptor de la línea mientras más pequeño sea el factor "A". El cual depende de la admitancia e impedancia de la línea.

Al tener el valor estimado de la sobretensión en el extremo receptor. Se puede analizar con las ecuaciones de una línea con parámetros distribuidos, analizando cualquier punto de la línea de acuerdo a la ecuación 4.5.

$$V_x = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R - I_R Z_C}{2} e^{-\gamma x} \quad [\text{Ec. 4.5}]$$

Donde

V_x = voltaje en cualquier punto de la línea, respecto de la distancia

I_R = corriente en el extremo receptor de la carga

Z_C = impedancia característica de la línea

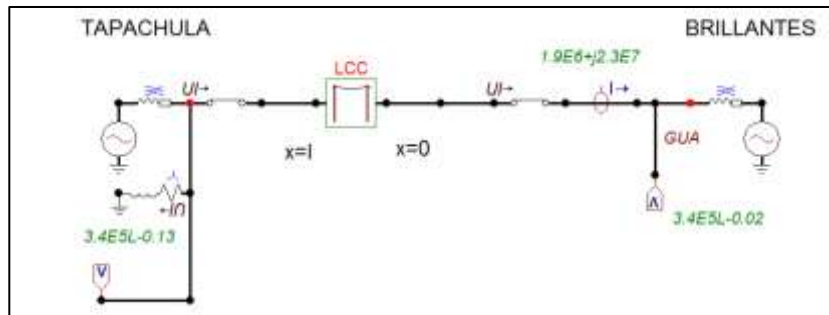
γ = constante de propagación

Si se analiza el extremo de la línea en el cual la línea está en vacío se dice que la longitud de la misma sería el valor que se introduciría ($x=l$) en la ecuación anterior, así como la ausencia de carga ($I_R = 0$), lo que da:

$$V_x = \frac{V_R}{2} e^{\alpha l} e^{j\beta l} + \frac{V_R}{2} e^{-\alpha l} e^{-j\beta l} \quad [\text{Ec. 4.6}]$$

Según la expresión anterior, a medida que la distancia de la línea “x” que para el caso de la línea en vacío será “l” (ver figura 58) la longitud total de la línea, produce un aumento de la componente de voltaje de la onda incidente y la componente de voltaje de la onda reflejada va disminuyendo, de tal forma que el voltaje va creciendo exponencialmente.

Figura 58. **Disposición de la línea Tapachula-Brillantes interconectada con un una carga baja**

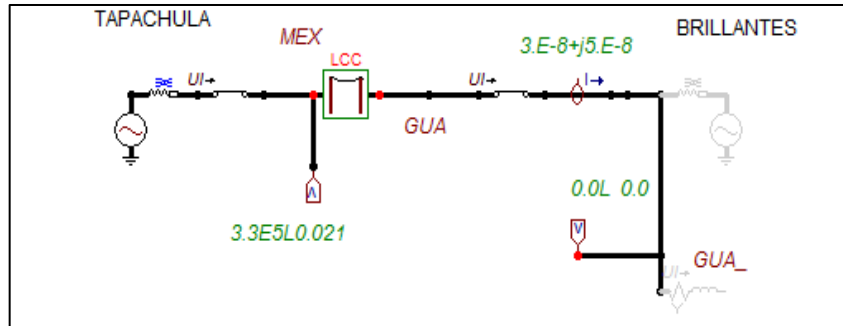


Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

4.1. Simulación por efecto Ferranti estando la subestación de Brillantes en vacío

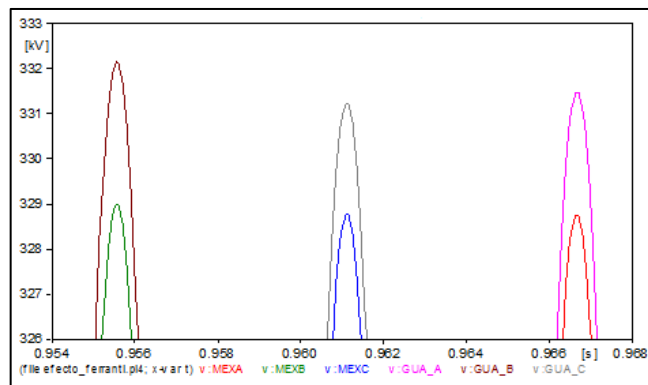
Para esta simulación se dejó como fuente conectada a la línea la subestación de Tapachula y la barra de Brillantes en vacío, tal como se encuentra durante el tiempo en el cual solo se desconecta del lado de Brillantes. A continuación los resultados de las oscilografías obtenidas y los datos en valores por unidad.

Figura 59. Disposición de la línea Tapachula-Brillantes interconectada con la barra de Brillantes en vacío



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Figura 60. Oscilografías medidas en la barra de Brillantes estando en vacío



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Tabla XXIII. **Resultados de las máximas sobretensiones en la barra de Brillantes**

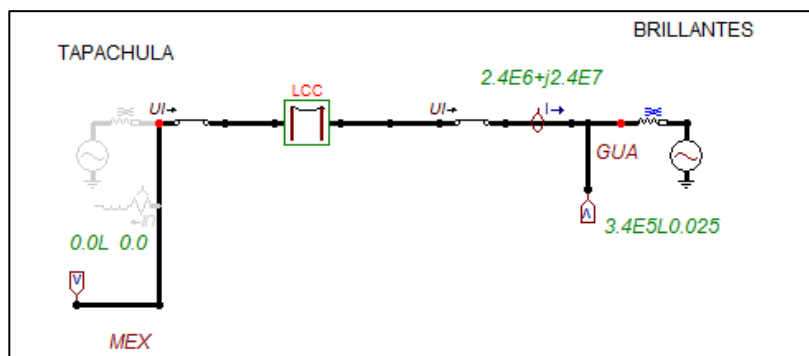
Sobretensiones por Efecto ferranti en la barra de brillantes, en Vacío		
Fase	Voltaje Físico en kV	Voltaje en p.u.
A	331,48	1,014972902
B	332,14	1,016993784
C	331,23	1,014207416

Fuente: elaboración propia.

4.2. Simulación por efecto Ferranti estando la subestación de Tapachula en vacío

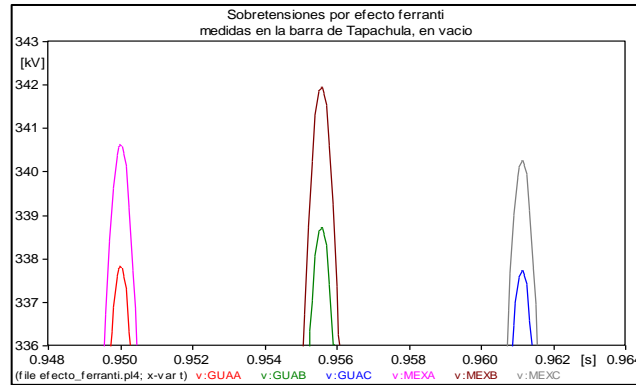
Para esta simulación de la línea de Tapachula-Brillantes se dejó como fuente conectada a la línea la subestación de Brillantes y la barra de Tapachula en vacío. A continuación los resultados de las oscilografías obtenidas y los datos en valores por unidad

Figura 61. **Disposición de la línea Tapachula-Brillantes interconectada con la barra de Tapachula en vacío**



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Figura 62. **Oscilografías medidas en la barra de Tapachula estando en vacío**



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Tabla XXIV. **Resultados de las máximas sobretensiones en la barra de Tapachula**

Sobretensiones por Efecto Ferranti en la barra de Tapachula, en Vacío		
Fase	Voltaje Físico en kV	Voltaje en p.u.
A	340,59	1,042867204
B	341,95	1,047031446
C	340,27	1,041887382

Fuente: elaboración propia.

5. COMPARACIÓN DE OSCILOGRAFÍAS REALES CON LAS SIMULADAS

Para la realización de los siguientes casos se tomó información proporcionada por los diferentes equipos de protección como relés de distancia, de sobre frecuencia e interruptores de potencia, entre otros, que están en la subestación de Brillantes, los cuales detectan las diferentes fallas ocurridas en la línea en simulación. En las siguientes simulaciones no se consideraron tiempos de estabilidad transitoria.

5.1. Desconexión de interruptor de potencia por activación del esquema de protección 81 en subestación Brillantes

Datos generales del evento:

Historial Relé SEL 352 L.T. 400 kV Brillantes- Tapachula 1.

L.T. S.E TAPACHULA POTENCIA Date: 05/04/15 Time: 10:06:56.953

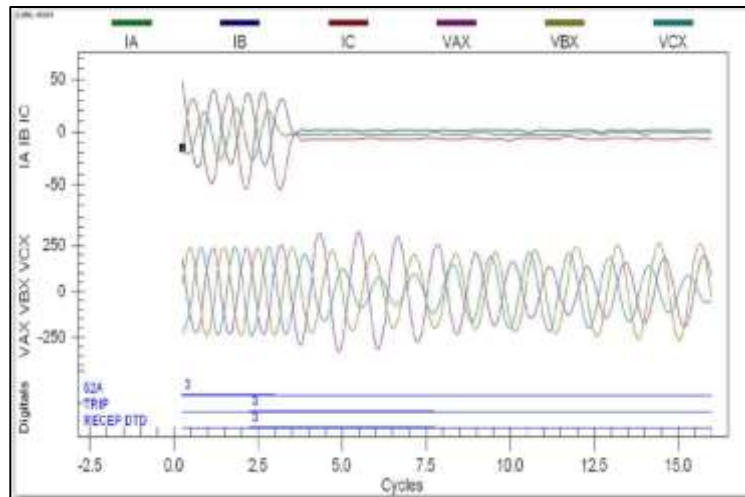
DATE TIME EVENT GROUP

1 05/03/15 08:29:18.186 TRIP3 1

Oscilografía Relé SEL 352 L.T. 400 kV Brillantes- Tapachula 1.

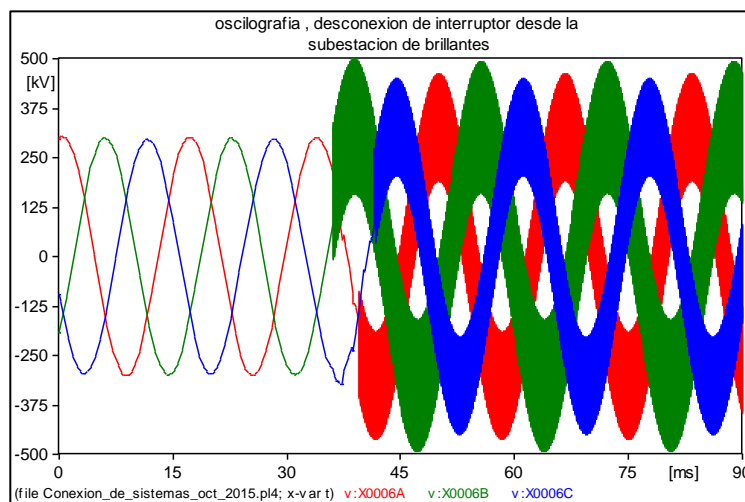
Esquema de protección 81 activado en subestación Brillantes

Figura 63. **Oscilografías reales de voltajes y corrientes en la subestación Brillantes**



Fuente: oscilografías reales, informe de servicios técnicos ETCEE.

Figura 64. **Oscilografías de la simulación por la apertura del interruptor**



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Tabla XXV. **Comparación de los valores reales contra los simulados en la apertura del interruptor de potencia**

MÁXIMAS SOBRETENSIONES REALES CONTRA VALORES SIMULADOS EN P.U.	
Voltaje Simulado	Voltaje real
1,46	1,21

Fuente: elaboración propia.

5.2. Falla línea a tierra fase C en territorio de Tapachula a 98,77 km de Brillantes:

Datos generales de la falla:

Historial Relé SEL 421 L.T. 400 kV Brillantes-Tapachula 1.

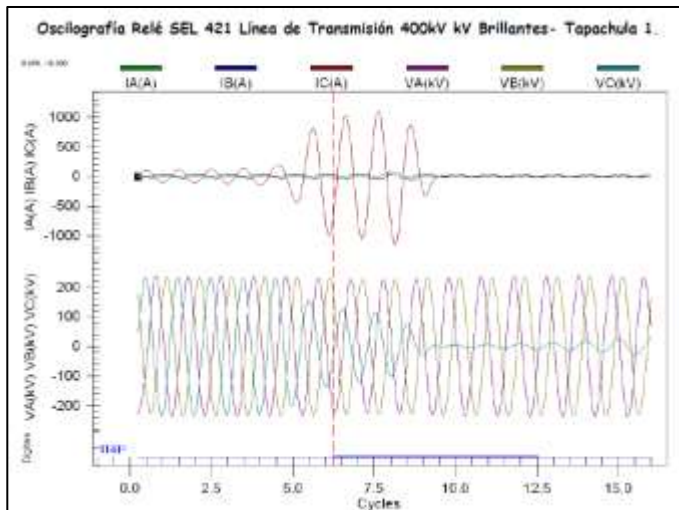
BRILLANTES R1 N/S 2007211245 Date: 12/02/2013 Time: 14:56:26.030

GUATEMALA R1 Serial Number: 2007211245

DATE TIME EVENT LOCAT CURR GRP TARGETS

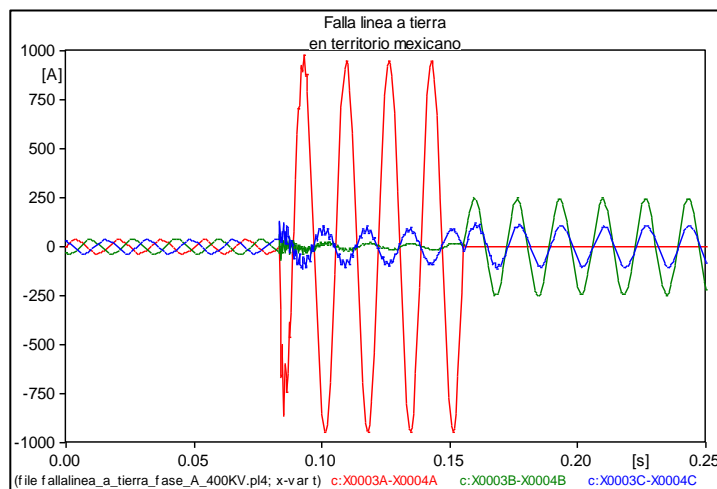
12518 12/02/2013 14:19:45.457 CG T 98.77 1050 1 COMM ZONE_2
C_PHASE GROUND.

Figura 65. **Oscilografías reales de voltajes y corrientes en la subestación Brillantes, falla línea a tierra fase C**



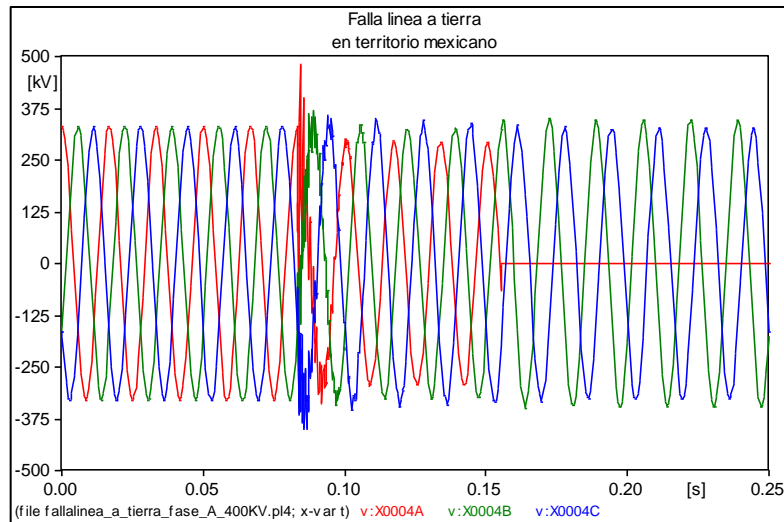
Fuente: oscilografías reales, informe de servicios técnicos ETCEE.

Figura 66. **Oscilografías de la simulación, corriente en las fases A, B, C con falla a tierra**



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Figura 67. **Oscilografía de la simulación, voltaje en la fases A,B,C con falla a tierra**



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Tabla XXVI. **Comparación de los valores reales contra los simulados en la falla fase C a tierra**

MÁXIMAS SOBRETENSIONES REALES CONTRA VALORES SIMULADOS EN P.U.	
Voltaje Simulado	Voltaje real
1,3 pu	no registra sobretensión

Fuente: elaboración propia.

5.3. **Falla línea a tierra en la fase C, con recierre monopolar**

Datos generales de la falla:

BRILLANTES R1 N/S 2007211245 Date: 07/12/2013 Time: 16:28:44.248

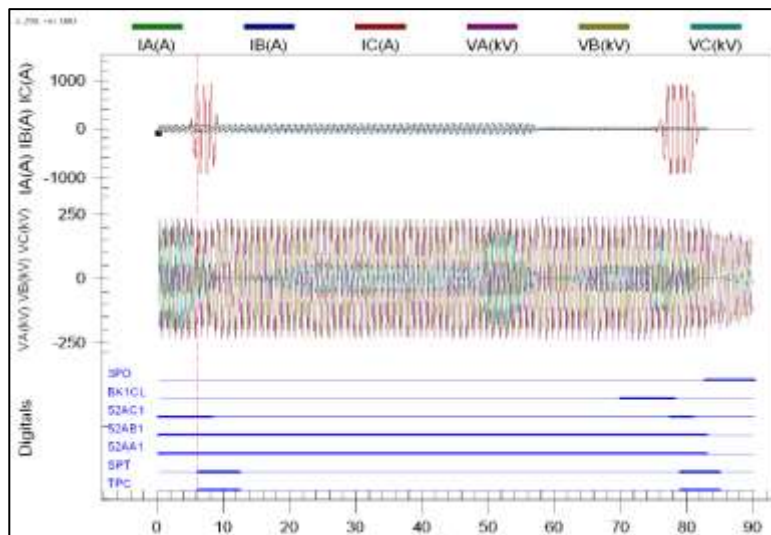
GUATEMALA R1 Serial Number: 2007211245

DATE TIME EVENT LOCAT CURR GRP TARGETS

13883 07/12/2013 12:36:18.582 ER \$\$\$\$.\$\$ 99 1

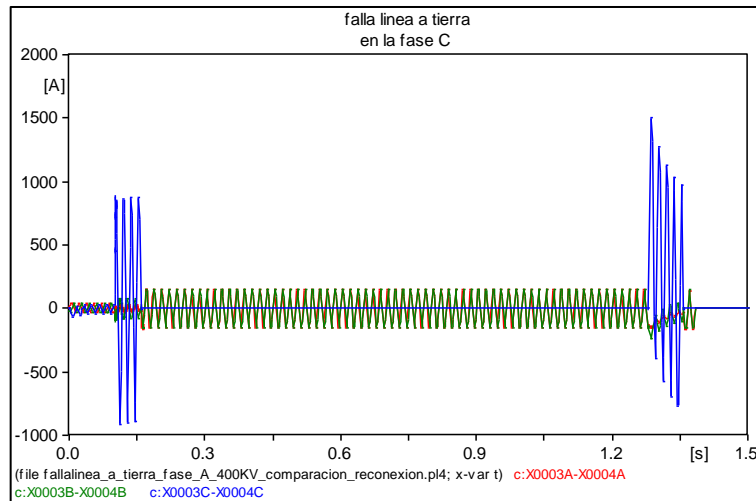
13882 07/12/2013 12:12:48.084 CG T 77.26 1250 1 INST ZONE_1 C_PHASE GROUND

Figura 68. **Oscilografía real de la falla línea a tierra de la fase C con recierre monopolar**



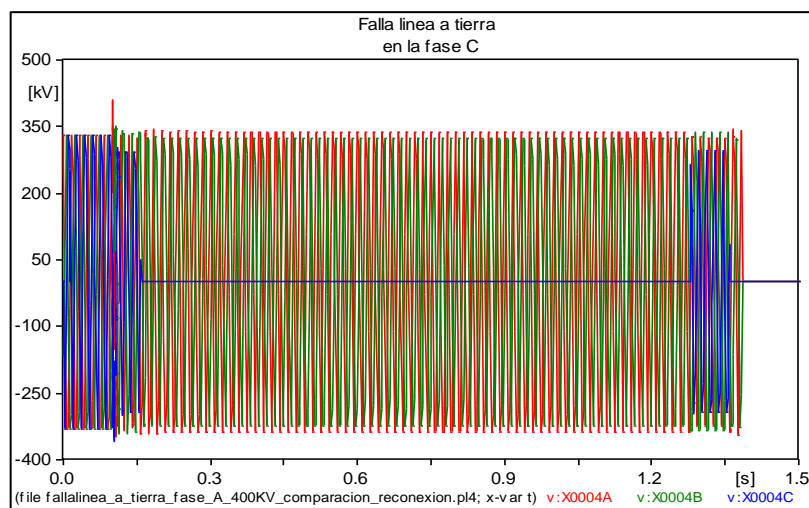
Fuente: oscilografías reales, informe de servicios técnicos ETCEE.

Figura 69. **Oscilografía simulada de la falla línea a tierra de la fase C con recierre monopolar, corrientes**



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Figura 70. **Oscilografía simulada de la falla línea a tierra de la fase C con recierre monopolar, voltajes**



Fuente: elaboración propia, empleando ATP versión 5.5.

Tabla XXVII. **Comparación de los valores reales contra los simulados en la falla fase C a tierra con recierre monopolar**

MÁXIMAS SOBRETENSIONES REALES CONTRA VALORES SIMULADOS EN P.U.	
Voltaje Simulado	Voltaje real
1,1	no registra sobretensión

Fuente: elaboración propia.

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1. Cierre de la línea

Para las simulaciones por cierre de la línea de transmisión se realizaron simulaciones con interruptores controlados por tiempo, interruptores sistemáticos e interruptores estadísticos, de los cuales, se obtuvieron los siguientes resultados.

6.1.1. Interruptor controlado por tiempo

Para la fase B, se obtuvo un valor de 2 pu en el momento de cerrar desde la subestación de Tapachula, midiendo esta sobretensión en la subestación de Brillantes, al realizar el caso contrario cerrando el interruptor en Brillantes se obtuvo para la fase B una sobretensión máxima de 1,90 pu medida en la subestación de Tapachula. Las sobretensiones máximas se dan en la barra que se encuentra en vacío y, en la fase B esto es debido al acoplamiento electromagnético de las fases adyacentes.

6.1.2. Interruptor sistemático

Para el interruptor sistemático al cerrar desde Tapachula se obtiene una sobretensión máxima de 2,25 pu en la barra de Brillantes estando esta en vacío, con las más alta probabilidad de ocurrencia en función del número de eventos, y de 3,1 con las probabilidades muy bajas de ocurrencia. Para el caso contrario al cerrar desde Brillantes se obtiene una sobretensión máxima de 2,05 medida en la barra de Tapachula y con la más alta probabilidad de ocurrencia

por el número de eventos, así también una sobretensión de 2,8 pu con una probabilidad muy pequeña de ocurrir.

6.1.3. Interruptor estadístico

Para el interruptor estadístico al cerrar en Brillantes, se obtuvo la máxima sobretensión de 2 pu con muy poca probabilidad de ocurrencia, mientras que 1,95 pu tendría el mayor número de eventos y por ende la máxima probabilidad de ocurrir. Este evento en la fase A medida en la subestación de Tapachula. Por otro lado al cerrar desde Tapachula se obtiene un valor de 2,25 pu para la fase B y C con muy poca probabilidad de ocurrencia, mientras que con el mayor número de eventos se tiene con un valor de 2 pu para la fase A medida en la subestación de Tapachula.

Para los tres casos, las máximas sobretensiones se originaron en la subestación que se encontraba en vacío, teniendo la versatilidad del interruptor sistemático y estadístico para poder considerar hasta qué valores serían los posibles que se den ante el cierre del interruptor. En los casos más probables se espera sobretensiones entre 1,95 y 2 pu, la máxima sobretensión que podría presentarse es de 3,1 pu lo que ayudaría a considerar la posibilidad del evento, aunque según la simulación es una probabilidad muy baja. Así también, se tendrán las máximas sobretensiones en la barra que esté en vacío si el cierre se hace desde la subestación de Tapachula. Para los casos de cierre con carga se puede decir que mientras mayor es la carga mayor será la sobretensión generada, que para el caso en simulación no sobrepasa los 2 pu.

6.2. Apertura de la línea

Para la apertura de la línea se utilizaron interruptores controlados por tiempo así como interruptores estadísticos, considerando el caso de apertura en vacío y bajo carga, abriendo el interruptor de Brillantes y luego el interruptor de Tapachula.

6.2.1. Apertura bajo carga

Al abrir el interruptor de potencia desde la subestación de Tapachula con una carga de 110 MW hacia Brillantes, se tuvo una sobretensión máxima de 1,22 pu, mientras que al hacer la maniobra desde la subestación de Brillantes se obtuvo una sobretensión de 1,13 pu. Al realizar la apertura con una carga de 40 MW hacia Brillantes, la máxima sobretensión fue de 1,03 pu. De esta cuenta la menor sobretensión se obtiene al abrir desde la subestación de Brillantes.

6.2.2. Apertura en vacío

Para la apertura de la línea en vacío se consideraron los interruptores estadísticos, los cuales en el caso del cierre desde Tapachula se obtuvo una sobretensión máxima de 1,4 pu con un 27 % de probabilidad respecto a los resultados, y una sobretensión de 1,05 con una 73 % de probabilidad respecto al número de cierres del interruptor. Al realizar la maniobra desde Brillantes se obtiene la máxima sobretensión con 1,4 pu con un 33 % de probabilidad de ocurrencia, mientras que la sobretensión más probable es de 1,05 % con un 67 % de probabilidad de ocurrencia.

6.3. Falla línea a tierra

Para la falla línea a tierra las mayores sobretensiones fueron de 1,27 y 1,25 pu a una distancia de 25 y 75 km de la barra de la subestación de Brillantes respectivamente. Así también, se analizó el caso muy poco probable que ocurra en el momento que la línea esté en vacío, teniendo una máxima sobretensión en vacío al momento de tener conectada la línea a la subestación de Tapachula y que esta ocurra a 75 km de la misma. Se obtuvo un valor de 1,67 pu medido en la subestación de Brillantes.

6.4. Falla doble línea a tierra

Para la falla doble línea a tierra se obtuvo una máxima sobretensión de 1,18 pu en el momento en el cual la línea esta bajo una carga de 110 MW hacia la subestación de Brillantes, y la falla ocurre a una distancia de 25 km de la barra de Brillantes. Así también, en el caso poco probable que ocurra la misma cuando la línea se encuentre en vacío en la subestación de Brillantes, estando conectada la subestación de Tapachula, se obtuvo una sobretensión de 1,57 pu al momento de ocurrir la misma a 75 km de la subestación de Brillantes.

6.5. Falla línea a línea

Para la falla línea a línea no se obtuvieron sobretensiones representativas ya que ningún valor sobrepaso 1 pu, a excepción de las simulaciones en las cuales se considera la subestación de Brillantes en vacío y se produce la falla a 25 km de Brillantes y 78 km de Tapachula obteniendo valores de 1,34 pu y 1,52 pu respectivamente.

6.6. Falla trifásica a tierra

Para la falla trifásica a tierra se obtuvo la máxima sobretensión al producirse la falla a 25 km de la subestación de Brillantes con un valor de 1,32 pu en la fase C, estando la línea bajo una carga de 110 MW hacia Brillantes. En la misma fase del lado de la subestación de Tapachula se tuvo la sobretensión de 1,27 pu la cual estaría a 78 km de distancia.

Así también, un caso poco probable, sería tener la subestación de Brillantes en vacío y la subestación de Tapachula conectada a la línea y que ocurra una falla trifásica a tierra por motivo de mantenimiento, descargas, entre otros, entonces se tendrá una sobretensión de 1,59 pu.

6.7. Falla por descarga electroatmosférica

Para las simulaciones de las descargas electroatmosféricas se trabajó con el modelo de 7 torres de transmisión, las mismas con una impedancia característica calculada de acuerdo a sus dimensiones así como la resistencia al pie de la torre, datos que se tomaron en 2013 en campo por el INDE, se consideró realizar la simulación con una descarga electroatmosférica de 10 kA corriente máxima que soporta el aislamiento de algunos equipos de potencia, así también se analizaron dos casos el primero en el cual la descarga electroatmosférica impacta en la torre o el hilo de guarda, así como también en el caso de que falle el apantallamiento e impacte en la fase que quede expuesta.

6.7.1. Descarga electroatmosférica en la torre

Al realizar la simulación de la descarga electroatmosférica impactando la torre número 50 con una corriente de 10 kA, según datos estadísticos del INDE la máxima sobretensión registrada en la región de la costa sur es de 2 kA. Considerando esto se trabajó con la máxima corriente que soporta un equipo de potencia, de esta cuenta la máxima sobretensión registrada es de 1,93 pu, en la parte más alta de la torre, seguido de 1,85, 1,72, 1,54 pu para los aisladores de la torre por cada fase, en ninguno de los casos se supera la tensión crítica de flameo que estás alrededor de los 4 pu. Sin embargo, al realizar las simulaciones se pudo obtener valores de sobretensiones muy grandes con variar la resistencia al pie de la torre ya que aumentaría las reflexiones de las sobretensiones produciendo flameos inversos.

6.7.2. Descarga electroatmosférica en la fase A

Para la descarga en la línea que se encuentra seguidamente del hilo de guarda, esto por motivo de falla del apantallamiento; se tendrán valores de 3,34, 1,93 y 1,6 pu en cada fase siendo la máxima sobretensión en la fase del impacto y teniendo valores de autoinducción en las fases adyacentes, con estos valores no se sobrepasan la tensión crítica de flameo, por lo que para una descarga de 10 kA no se tendrá flameo. En el caso de que este valor de la descarga aumente, aumentan las probabilidades de tener un flameo.

6.8. Sobretensiones por efecto Ferranti

En la simulación por efecto Ferranti se tuvo a bien inicialmente trabajar con la subestación de Brillantes en vacío y como fuente la subestación de Tapachula obteniendo resultados de 1,01 pu por cada fase. Al realizar el caso

contrario dejando la subestación de Tapachula en vacío y la subestación de Brillantes como fuente, se obtuvieron valores de 1,04 pu por fase, el caso más crítico para esta simulación es dejando la subestación de Brillantes como fuente y la subestación de Tapachula en vacío.

6.9. Comparación de oscilografías reales con las simuladas

En las simulaciones realizadas con base en las oscilografías reales tomadas del campo, en el caso de la desconexión del interruptor de potencia, se observaron sobretensiones máximas de 1,46 pu siendo las tomadas en campo de 1,21 pu, esta maniobra ocurre por activación de la protección del relé 81 por sobre frecuencia en el lado de Tapachula. En el caso de la simulación no se modeló la sobre frecuencia, solo la desconexión.

Para el segundo caso que es una línea a tierra en la Fase C la cual ocurre en territorio mexicano a 99,7 km de la barra de Brillantes, tienen el comportamiento de las fallas simuladas previamente bajo carga, con una sobretensión máxima simulada de 1,3 pu, en la oscilografía real no se observó sobretensión.

Para la última simulación, la cual es una falla línea a tierra de la fase "C" con recierre monopolar se obtuvo un valor de 1,1 pu para la máxima sobretensión simulada y 1 pu en la oscilografía real, los perfiles de las oscilografías son semejantes.

CONCLUSIONES

1. Al modelar la línea Tapachula-Brillantes en aperturas y cierres, se comprobó que para el cierre, los casos más críticos son cuando la línea está en vacío. Las menores sobretensiones se obtuvieron al cerrar desde la subestación de Tapachula. En el caso de la apertura es más conveniente abrir desde la subestación de Brillantes, con una carga menor a los 40 MW.
2. Para las fallas simétricas y asimétricas la subestación más vulnerable ante las sobretensiones, será la subestación de Brillantes a una distancia de 25 km la cual fue la referencia de las fallas.
3. Al realizar la simulación de las descargas electroatmosféricas, con una carga de 10 kA no se superó la tensión crítica de flameo, debido a la baja resistencia al pie de la torre.
4. Para el caso del efecto Ferranti, se registraron valores de 1,01 pu teniendo la subestación de Tapachula como fuente y la subestación de Brillantes en vacío y 1,04 pu al tener como fuente a la subestación de Brillantes y en vacío la subestación de Tapachula.

RECOMENDACIONES

1. Considerarlos valores máximos de las simulaciones realizadas en el presente trabajo para el dimensionamiento de los equipos de protección, ante las diferentes sobretensiones que se pueden presentar.
2. Para estudios de fallas tener los equivalentes de Thevenin de ambos países, con los valores actualizados. Para disminuir los errores en las simulaciones contra los valores tomados en campo.
3. Planificar el mantenimiento predictivo y correctivo de la red de tierras de la línea Tapachula–Brillantes para evitar problemas con flameos inversos.

BIBLIOGRAFÍA

1. BLANDON, Jaime. *Curso de fenómenos transitorios electromagnéticos*. Medellín: Ingeniería especializada, 2013. 68 p.
2. CARDONA C. Leonardo. *Guía de práctica de fenómenos transitorios electromagnéticos*. Colombia: Facultad de Minas. Escuela de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, 2004. 108 p.
3. CHAJ RAMÍREZ, Edgar Estuardo. *Análisis de sobretensiones debido a transitorios por maniobra en sistemas eléctricos de potencia mayores a 300 KV*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería. 2008. 161 p.
4. DOMMEL. H. W. *Electromagnetic transient Program (EMTP)*. Tehory Book. EE.UU: Bonneville Power Administration, 1987. 506 p.
5. FELIPE RAMÍREZ, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a ed. Colombia: Memberships, 2003. 728 p.
6. KOTHARI. D. P. *Sistemas eléctricos de potencia*. 3a ed. México: McGraw-Hill, 2008. 694 p.

7. PIÑEROS SALDARRIAGA, Juan Fernando. *Benchmarking de EMTP/ATP Y Digsilent Power Factory basado en IEC TR 60071-4*. Colombia: Facultad de Minas. Escuela de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, 2008. 231 p.
8. _____. *Aspectos básicos del ATP y principios del modelado de sistemas eléctricos*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia, 2010. 80 p.
9. RAULL MARTIN, José. *Diseño de subestaciones eléctricas*. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. 2a ed. 545 p.
10. STEVENSON Wiliam D. *Análisis y sistemas eléctricos de potencia*. Mexico: McGraw-Hill, 1988. 702 p.