REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

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

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

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

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.

- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.

- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

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

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ANÁLISIS DE CAUSAS DE FALLAS DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA–FRANCISCO DE ORELLANA 138 KV Y ELABORACIÓN DEL PLAN DE MITIGACIÓN.

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

HÉCTOR GEOVANNY HARO FLORES

geovanny_haro6253@hotmail.com

DIRECTOR: MSc. JUAN CARLOS ASTUDILLO MUÑOZ

juan.astudillom@celec.gob.ec

CODIRECTOR: Dr. HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ

hugo.arcos@epn.edu.ec

Quito, Abril 2019

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Héctor Geovanny Haro Flores, bajo nuestra supervisión.

MSc. JUAN CARLOS ASTUDILLO MUÑOZ
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Dr. HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Héctor Geovanny Haro Flores, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Héctor Geovanny Haro Flores

C.I. 1717840084

DEDICATORIA

A mis padres, Héctor y Guadalupe que a pesar del tiempo transcurrido siempre me brindaron su paciencia, amor y apoyo incondicional e hicieron posible alcanzar esta meta tan anhelada.

A mis hermanos Ximena y Edgar que de una u otra manera siempre estuvieron pendientes de mi bienestar y superación personal.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por sus bendiciones que ahora me permiten culminar una etapa de mi vida y por haberme bendecido con unos excelentes padres que me han apoyado constantemente en este camino al que llamamos vida.

A mi director de tesis Juan Carlos Astudillo Muñoz por su acertada orientación y paciencia.

A mis amigos Darwin, Carlos, Patricio, Rommel, Alexis, Xavier, Leodan, Nelson, Verónica, Diana, Sandra, Patricia, Lisseth por sus palabras de ánimo, apoyo y cariño.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL. I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA II
DEDICATORIA III
AGRADECIMIENTO IV
ÍNDICE DE CONTENIDO V
RESUMEN VIII
1. INTRODUCCIÓN 1
1.1. Objetivo General 1
1.2. Objetivos Específicos 1
1.3. Justificación del Proyecto 2
1.4. Alcance 3
1.5. Contenido del Documento 3
2. ESTABLECIMIENTO DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 KV MEDIANTE CRITERIOS DETERMINÍSTICOS Y PROBABILÍSTICOS 5
2.1. Líneas de Trasmisión: Introducción 5
2.1.1. Tipo de estructura en función del número de circuitos a nivel de 138 kV 5
2.1.2. Componentes de la torre 7
2.1.3. Construcción de Líneas de Trasmisión 9
2.1.4. Distancia mínima de seguridad 10
2.1.5. Afectación al SNI por falla de la Línea de Trasmisión (barra simple) . 11
2.1.6. Índices 12
2.2. Determinación del origen de las fallas 13
2.3. Tipos del origen de las fallas 16
2.4. Resumen Cronológico de tipos de fallas 2009-2017 16
2.5. Análisis gráfico de los diferentes tipos de fallas 17
2.6. Descargas atmosféricas 20
2.7. Determinación de las causas 22

3. ESTIMACIÓN, MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 KV 24
3.1. Estado actual de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV ……24
3.1.1. Descripción actual de la Línea de Trasmisión 24
3.1.2. Planimetría de la línea de trasmisión 25
3.1.3. Características técnicas de la Línea de Trasmisión 27
3.1.4. Tipo y número de estructuras 27
3.1.5. Modelo geométrico de las torres de la Línea de Trasmisión 28
3.1.6. Conductor de la Línea de Trasmisión 30
3.1.7. Subestaciones 31
3.2. Parámetros de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 31
3.2.1. Parámetros eléctricos de la Línea de Trasmisión 31
3.3. Cálculo de la densidad de descargas a tierra 36
3.4. Número de descargas directas en la Línea de Trasmisión en 100 km 38
3.5. Verificación Apantallamiento 38
3.5.1. Cálculo del área desprotegida y el ángulo de apantallamiento 39
3.6. Verificación del aislamiento 42
3.6.1. Cálculo del número de aisladores 43
3.6.2. Longitud de la cadena de aisladores 45
3.6.3. Sobrevoltaje a frecuencia industrial (V_{fi}) 47
3.6.4. Sobrevoltaje de origen atmosférico 47
3.7. Verificación del sistema de puesta a tierra 52
3.7.1. Resistencia de pie de torre 53
3.7.2. Medición de resistencia de puesta a tierra 53
3.8. Protecciones eléctricas, verificación mediante el ajuste del relé de distancia 56
3.9. Características del software Alternative Transients Program (ATP) 62
3.10. Modelación de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV en ATP 63
3.10.1. Modelación de la línea de trasmisión 64
3.10.2. Crear un nuevo caso en ATP 64
3.10.3. Crear la Línea de Trasmisión 65
3.10.4. Parámetros a ingresar de la Línea de Trasmisión 65
3.10.5. Parámetros a ingresar de los conductores 66

3.11. Modelación de la descarga atmosférica en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV 69
3.11.1. Impedancia de la torre 138 kV 71
3.11.2. Cadena de aisladores 72
3.11.3. Descarga atmosférica (Rayo) 72
3.11.4. Resistencia de pie de torre 73
3.12. Circuito de modelación 73
3.12.1. Simulación descarga en el hilo de guarda o torre 75
3.12.2. Simulación descarga en una de las fases 77
3.12.3. Descarga en el hilo de guarda o torre 79
3.12.4. Descarga en una de las fases 81
4. PLAN DE MITIGACIÓN 87
4.1. Mejoramiento de la resistencia de puesta a tierra 87
4.1.1. Mantenimiento Preventivo del sistema de puesta a tierra 90
4.1.2. Mantenimiento correctivo del sistema de puesta a tierra 92
4.2. Aumento de la cadena de aisladores 92
4.3. Utilización de descargadores de sobretensión 93
4.3.1. Área de acción de protección de descargadores 95
4.3.2. Selección del descargador 97
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 100
5.1. Conclusiones. 100
5.2. Recomendaciones. 102
6. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS 103
7. ANEXOS 106
ORDEN DE EMPASTADO 115

RESUMEN

El presente estudio técnico permite establecer las principales causas de fallas de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV, en el proyecto se examina un número de eventos tomados de la base de datos del IFS (International Featured Standards) de CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC.

Se realiza el estudio aplicando dos criterios, determinístico y probabilístico para establecer las principales causas de fallas en la línea de trasmisión, además se efectúa el análisis de los parámetros de la línea de trasmisión así como del sistema de Protección, Apantallamiento, Coordinación de Aislamiento y Sistemas de Puestas a Tierra con el fin de obtener un diagnóstico operativo actual y a través del software computacional ATP (ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM) se realiza la modelación de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV.

Con el propósito de modelar y simular la línea de trasmisión en condiciones actuales y con los correctivos necesarios y así elaborar un plan de mitigación de fallas de la línea de transmisión Tena-Francisco de Orellana.

PALABRAS CLAVE: Línea de trasmisión, Fallas, Apantallamiento, Coordinación de Aislamiento, Sistemas de Puestas a Tierra, Simulación, ATP.

ABSTRACT

The present technical study allows to establish the main causes of failures of the Tena-Francisco de Orellana 138 kV transmission line. The project examines a number of events taken from the IFS (International Featured Standards) database of CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC.

The study is carried out by applying both deterministic and probabilistic criteria to establish the main causes of faults in the transmission line, in addition to the analysis of the parameters of the transmission line as well as the Protection, Shielding, Insulation Coordination and Grounding systems in order to obtain a current operative diagnosis and through the ATP computer software (ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM) the modeling of the 138 kV Tena-Francisco de Orellana transmission line is performed.

With the purpose of modeling and simulating the transmission line under current conditions and with the necessary corrective measures, and thus to prepare a fault mitigation plan for the Tena-Francisco de Orellana transmission line.

KEYWORDS: Transmission Line, Faults, Shielding, Insulation Coordination, Grounding Systems, Simulation, ATP.

1. INTRODUCCIÓN

Los problemas suscitados debido a las continuas salidas por fallas en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV desde hace varios años atrás hasta la actualidad, ameritan su estudio pormenorizando sus causas.

El presente trabajo se enfoca en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV, si bien una línea de trasmisión es eléctrica y mecánicamente el activo más sencillo del sistema eléctrico de potencia (SEP), sin embargo es el elemento que mayor impacto produce en un SEP al momento de una falla en ella.

Por esta razón, se realiza un análisis para establecer las principales causas de las fallas que se tienen en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana tomando en cuenta el estado operativo actual.

Con estos antecedentes se elabora un plan que contenga acciones preventivas y correctivas, para mitigar los efectos de las fallas sobre la línea de trasmisión Tena-Francisco Orellana 138 kV.

El Alternative Transiensts Program ATP será la herramienta utilizada en el estudio de simulación.

1.1. Objetivo General

El objetivo general es: Proponer un plan de mitigación de fallas de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV sobre la base del análisis de la estadística de fallas, modelación y simulación de su operación.

1.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de este estudio técnico son:

1) Establecer las principales causas de fallas en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV.

2) Estimar el estado actual de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV en función de normas de diseño de líneas de trasmisión de alto voltaje.

3) Modelar en el software ATP (ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM) la línea de trasmisión con la finalidad de realizar un diagnóstico operativo.

4) Elaborar un plan que contenga acciones preventivas y correctivas para mitigar los efectos de las fallas de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV.

1.3. Justificación del Proyecto

El trabajo de titulación propuesto es requerido por el Departamento de Operación y Mantenimiento de CELEC EP TRANSELECTRIC, debido a que la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV presenta varias salidas por fallas, en el transcurso de sus años de operación.

El estudio está basado principalmente en realizar el análisis de la estadística de fallas mediante la utilización de dos criterios: determinístico y probabilístico. Los criterios determinísticos consisten en examinar un número de eventos limitantes escogidos de acuerdo al planificador y la experiencia del operador, mientras que los criterios probabilísticos reconocen la naturaleza aleatoria de los eventos, de esta manera se logrará estimar las causas de las fallas en la línea de trasmisión.

La realización del trabajo propuesto incluye el análisis de la situación operativa de la línea de trasmisión tal como: Apantallamiento, Coordinación de Aislamiento, Sistemas de Puestas a Tierra y Protecciones Eléctricas bajo normas de diseño de líneas de trasmisión de alto voltaje para determinar el estado actual de la línea de trasmisión y mediante su modelación y simulación de operación, a través del software computacional ATP, se obtendrá información con la cual, posteriormente se le facilitará a CELEC EP TRANSELECTRIC un plan que contenga acciones preventivas y correctivas para mitigar los efectos de las fallas de la línea de transmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV.

1.4. Alcance

El estudio propuesto permitirá establecer las principales causas de las constantes salidas por fallas de la línea de transmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV. Para tal efecto, se empleará la información tomada de la base de datos del IFS (International Featured Standards) proporcionada por CELEC EP TRANSELECTRIC. Además, se llevará a cabo un estudio de la línea de trasmisión teniendo en cuenta el Apantallamiento, Coordinación de Aislamiento, Sistemas de Puestas a Tierra y Protecciones Eléctricas utilizando normas de diseño de líneas de trasmisión de alta tensión; para obtener datos estimados actuales de la línea de trasmisión.

Una vez terminado el estudio se procederá a modelar y simular la línea de trasmisión, en condiciones actuales y con los cambios correctivos necesarios. Por consiguiente y de acuerdo al análisis realizado, en la estadística de fallas, modelación y simulación de la línea de trasmisión se darán las conclusiones y recomendaciones necesarias para que sean aplicadas.

Finalmente, se planteará un plan de mitigación de fallas de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV.

1.5. Contenido del Documento

1) Introducción.

Se presentarán la introducción, objetivos, justificación, y el alcance que tiene el trabajo

2) Establecimiento de las principales causas de fallas de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV mediante criterios determinísticos y probabilísticos.

Se establece de manera clara la metodología que se utiliza para determinar las causas de las fallas en la línea de trasmisión.

3) Estimación, modelación y simulación de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV.

Se indica de manera clara todo lo referido a las características físicas, eléctricas mecánicas de la línea de trasmisión así también se explica la metodóloga utilizada en la estimación, modelación y simulación de la línea de trasmisión con el fin de obtener una visión más amplia sobre el tema y obtener los resultados necesarios del estudio realizado en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV.

4) Elaboración del plan de mitigación.

Se establecen las soluciones a realizar para mitigar las fallas en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV en cuanto a la mejora del sistema de puesta a tierra, aumento de la cadena de aisladores y la colocación de descargadores en cada una de las fases.

5) Conclusiones y Recomendaciones.

Se definen las respectivas recomendaciones de acuerdo a los resultados obtenidos así como también a las conclusiones finales a la que se llega al finalizar el presente trabajo.

6) Referencias Bibliográficas.

7) Anexos.

2. ESTABLECIMIENTO DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 KV MEDIANTE CRITERIOS DETERMINÍSTICOS Y PROBABILÍSTICOS

2.1. Líneas de Trasmisión: Introducción

Una línea de trasmisión se extiende a lo largo de grandes distancias y es el medio físico por el cual se realiza la trasmisión de energía eléctrica en alto voltaje entre dos o más subestaciones interconectadas, las cuales están conformadas por conductores desnudos apoyados en torres y sujetos mediante cadenas de aisladores.

2.1.1. Tipo de estructura en función del número de circuitos a nivel de 138 kV

Las líneas de trasmisión a nivel de 138 kV poseen estructuras de simple o doble circuito esto se debe a la potencia requerida de trasmisión, la diferencia entre uno y otro de los tipos de estructura está en el número de crucetas como se indica en la Figura 2.1.

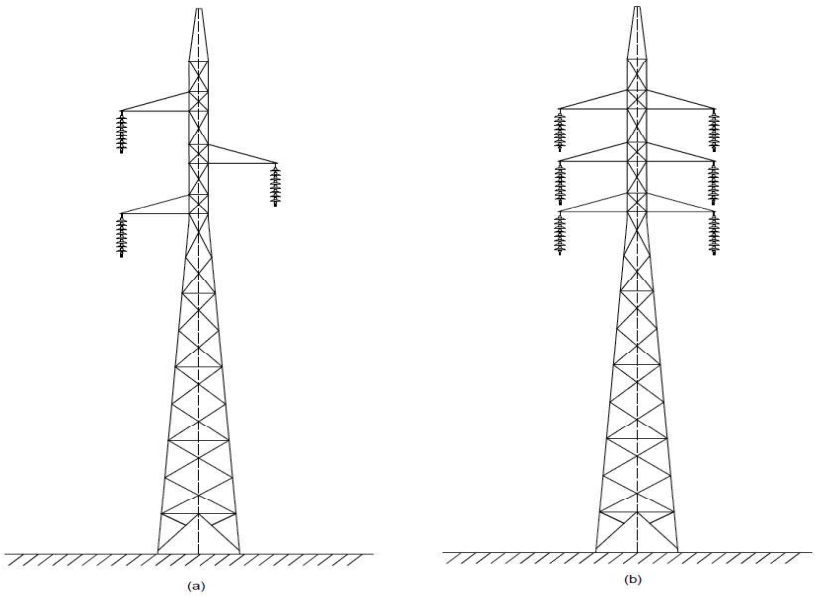


Figura 2.1. a) Simple circuito b) Doble circuito. [Elaboración Propia]

Las estructuras de simple circuito están formadas por tres crucetas, dos a un lado y una al otro lado de la torre formando un circuito.

Las estructuras de doble circuito están formadas por seis crucetas, tres a un lado y tres al otro lado de la torre formando dos circuitos.

En función del uso a nivel de 138 kV se tienen estructuras de suspensión y retención como se observa en la Figura 2.2.

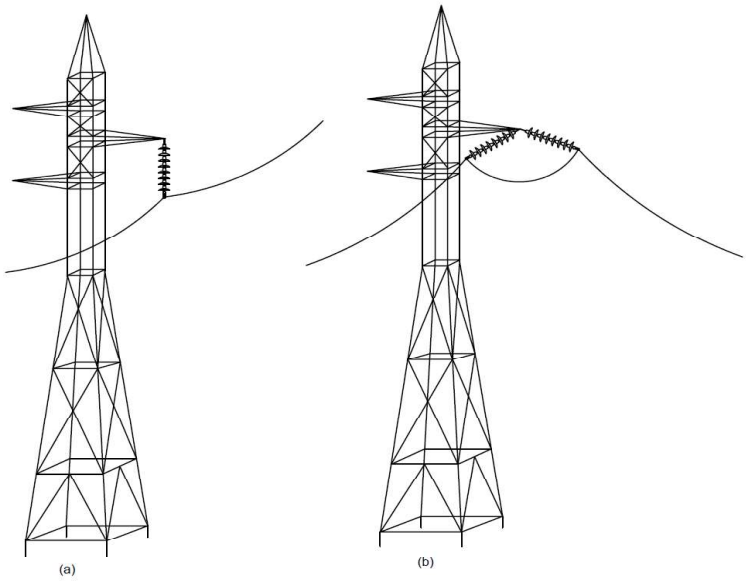


Figura 2.2. a) Estructura de suspensión b) Estructura de retención.
[Elaboración Propia]

Estructura de suspensión: Este tipo de estructura se caracteriza porque la cadena de aisladores que soporta al conductor se encuentra ubicada de forma vertical y la disposición constructiva de la línea de trasmisión se encuentra en línea recta. Con las estructuras adyacentes anterior y posterior a ella, estas no soportan esfuerzos transversales.

Estructura de retención: Este tipo de estructura se caracteriza porque las cadenas de aisladores que soportan al conductor se encuentran colocadas con un cierto ángulo de inclinación que permite giros o deflexiones de acuerdo a la topografía de la línea de trasmisión y soportan esfuerzos transversales.

2.1.2. Componentes de la torre

Los componentes de la torre se muestran en la Figura 2.3.

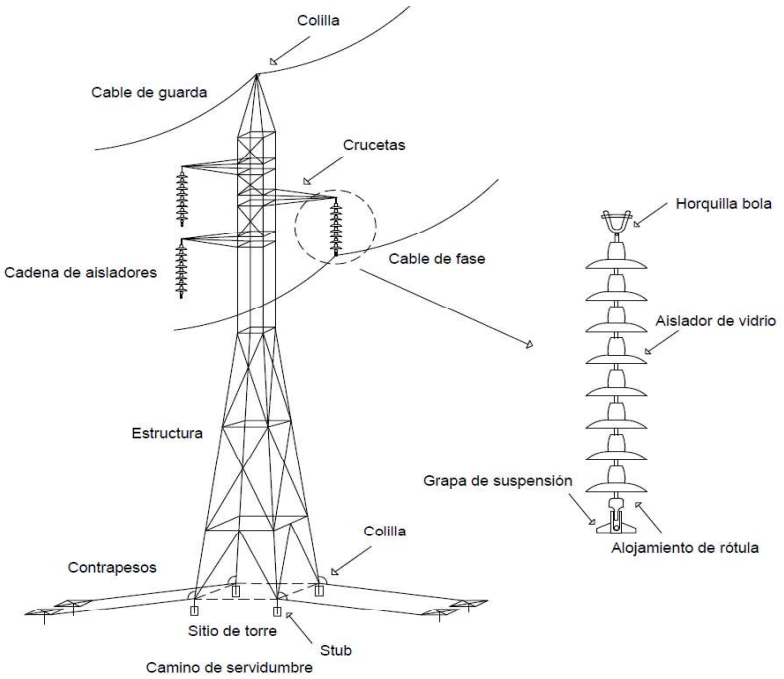


Figura 2.3. Componentes de la Torre [Elaboración Propia]

Cable de Guarda: Es el cable que sirve para proteger a la línea de trasmisión contra fenómenos de origen atmosférico, son cables de acero galvanizado con alta resistencia y tensión de rotura.

Cable de guarda OPGW: Es el cable de guarda con fibra óptica compuesto por capas periféricas de hilos de acero recubierto de aluminio.

Cable de fase: Es el cable cuya función es transmitir la energía eléctrica entre varios puntos, generalmente desnudos y están conformados por varios hilos de aluminio, aleación de aluminio y acero dependiendo del tipo de conductor, concéntricos alrededor de un núcleo.

Cadena de aisladores: Es el conjunto de aisladores cuya función es aislar al conductor de fase de la estructura, están construidas con materiales de plástico, porcelana, vidrio, etc.

Aislador: Dispositivo cuya función es aislar eléctricamente conductores o equipos respecto a tierra o a otros conductores o equipos, además de proveer un soporte rígido o flexible a equipos o conductores.

Aislador tipo FOG: Utilizados en áreas muy contaminadas donde una línea de trasmisión está siendo intervenida para alguna mejora o recorte, que requieren de aisladores de suspensión con mayor distancia de fuga. Los aisladores de este tipo cumplen o exceden todos los requerimientos de un aislador estándar (ver anexo IV.A).

Estructura: Está constituida por varios tramos de retícula metálica entre los que se tiene: anclaje, cuerpo, cabeza apernada, cruceta y cúpula los que permiten obtener altura a la torre. Fabricadas con perfiles tipo “L” en acero galvanizado apernadas y montadas sobre una base. Como se observa en la Figura 2.4.

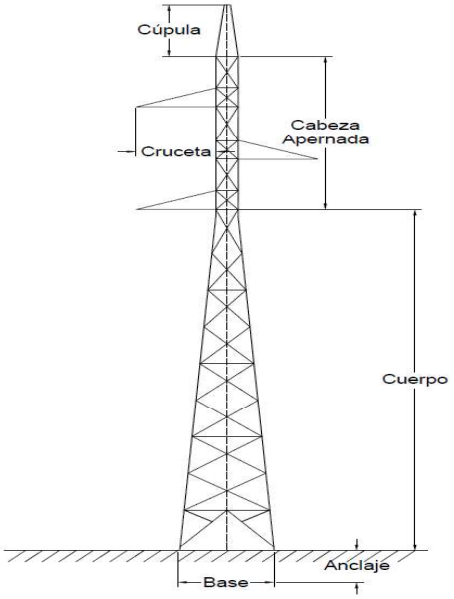


Figura 2.4. Partes de la estructura. [Elaboración Propia]

Stub: Es el perfil de acero galvanizado que se monta sobre la base de hormigón armado, que permite sostener a la estructura en donde se insertan las patas, que permiten absorber los esfuerzos mecánicos de la estructura y disiparlos al suelo.

Sitio de la Torre: Se denomina al sitio en donde se ubica la base de la torre es decir en donde se colocan los cuatro stub.

Base: Son todos los elementos metálicos galvanizados unidos para dar forma al cuadro de la base y en donde se verifica la correcta instalación e inclinación del stub.

Camino de servidumbre: Es el camino por donde cruza la línea de trasmisión con dimensiones de acuerdo al tipo de línea de trasmisión y con ciertas limitaciones a la propiedad, se utiliza para la construcción, mantenimiento y operación de la línea de trasmisión y se le denomina área de servidumbre como se observa en la Figura 2.5.

Contrapesos: Sistema de puesta a tierra que permite disipar la corriente de un rayo a través del suelo, están conformados por varillas Coperwel y cable de aluminio o cobre desnudo.

Crucetas: Elementos donde se ubican la cadena de aisladores y permite separar al conductor de fase de la estructura con el fin de evitar cortocircuitos, la distancia de separación dependerá del nivel de voltaje a trasmitir.

Herrajes: son elementos de sujeción y unión tales como grapas, alojamiento de rótula y horquilla de bola fabricados en acero galvanizado con protección contra la corrosión a través del cincado en caliente además de los pernos, tuercas, chavetas, etc.

2.1.3. Construcción de Líneas de Trasmisión

A continuación se describe la metodología constructiva para una línea de trasmisión:

1) Diseño y trazado preliminar de la línea de trasmisión, realizado en cartas del Instituto Geográfico Militar (IGM), apoyado de revisión del trazado en software Sistemas de Información geográfica (ARCGIS), usando herramientas digitales del IGM, modelos digitales de terreno MDT, ortofotos de SIGTIERRAS.
2) Verificación en campo de los vértices de la línea de trasmisión trazada en el punto (1).
3) Revisión geológica, ambiental y social del trazado de la línea de trasmisión.
4) Optimización del trazado de la línea de trasmisión realizada.
5) Realización de la topografía del trazado de la línea de trasmisión (obtención del perfil longitudinal, planimetría de la franja de servidumbre).
6) Diseño final de la línea de trasmisión (ubicación de estructuras).

7) Realización de estudios geológicos (estudios de suelos) en cada sitio de la ubicación de las estructuras.
8) Obtención de la licencia ambiental.
9) Realización de la obra civil (excavaciones de sitios de estructuras, cimentaciones y montajes de stubs).
10) Montaje de estructuras.
11) Instalación de puestas a tierra.
12) Vestido de estructuras (instalación de herrajes y aisladores).
13) Limpieza y despeje de la franja de servidumbre (desbroce).
14) Tendido de conductores, cable de guarda y/o OPGW.
15) Flechado y regulado.
16) Engrapado de conductores y cable de guarda y/o OPGW.
17) Prueba y puesta en servicio de la línea de trasmisión.

2.1.4. Distancia mínima de seguridad

Es la distancia mínima establecida entre superficies de un objeto energizado y las personas o edificaciones, la cual permite reducir el riesgo de descargas eléctricas.

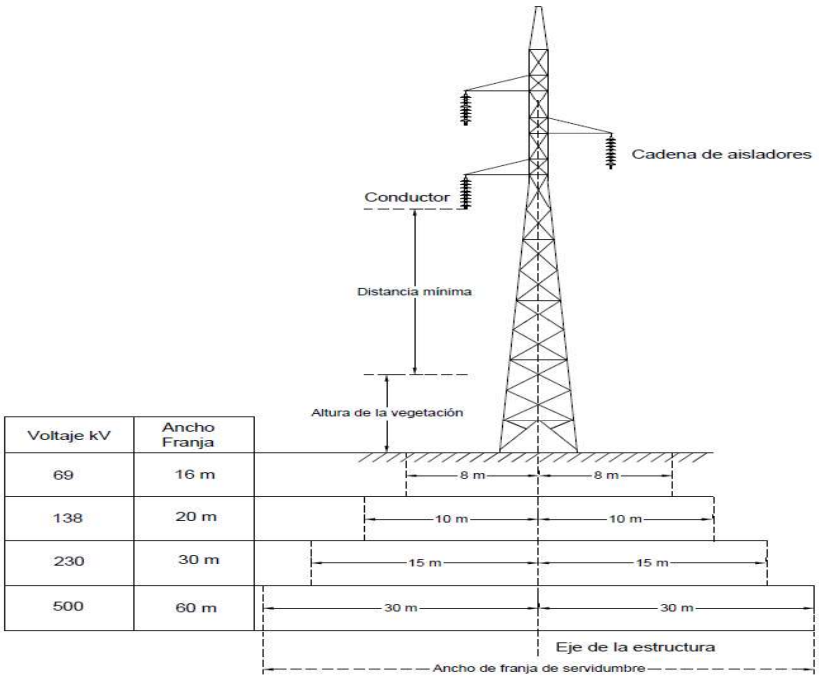


Figura 2.5. Franjas de servidumbre. [Elaboración Propia]

La siembra de especies dentro de las franjas de servidumbre (banano u otros cultivos) se puede realizar, siempre que se mantenga una distancia mínima (d) como se observa en la Figura 2.5 desde el conductor más bajo hacia la parte superior de la vegetación en edad adulta aplicando los siguientes valores [1]:

- Voltajes iguales o inferiores a 69 kV, d= 4m.
- Voltaje superior a 69 kV hasta 230 kV, d= 6m.
- Voltaje mayores a 230 kV, d= 9m.

2.1.5. Afectación al SNI por falla de la Línea de Trasmisión (barra simple)

De acuerdo con el esquema de barra simple como se puede observar la Figura 2.6 presenta las siguientes características:

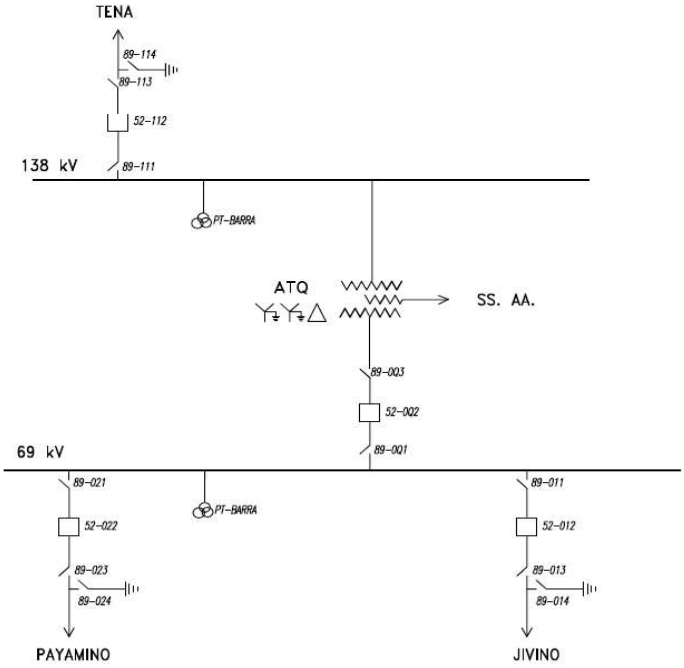


Figura 2.6. Esquema de barra simple. [1]

Baja confiabilidad: es decir que si se presenta una falla en la barra la subestación adyacente sale de servicio.

No presenta continuidad de servicio: es decir que no permite la reparación o mantenimiento de la barra sin salir de servicio.

2.1.6. Índices

La confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia se determina mediante índices los cuales cuantifican la calidad de servicio eléctrico que presenta una red eléctrica entre los que se tienen los índices básicos o mono paramétricos los cuales utilizan un solo parámetro y se definen como [2]:

- Tasa de falla (λ)
- Tasa de reparación (μ)
- Frecuencia de falla (f)

Tasa de falla (λ): Es la cantidad de fallas en un componente del sistema en un periodo de observación (anual) en que estuvo operando, la tasa de fallas se define por la Ecuación 2.1. [2]

$$\lambda = \frac{Número\ de\ fallas}{Tiempo\ de\ operación\ expuesto\ a\ la\ falla}$$

Ecuación 2.1. Tasa de fallas. [2]

Tasa de reparación (μ): Es la cantidad de reparaciones de un componente del sistema en el periodo en el que estuvo siendo reparado, la tasa de reparación se define por la Ecuación 2.2. [2]

$$\mu = \frac{Número\ de\ reparaciones}{Tiempo\ expuesto\ a\ la\ reparación}$$

Ecuación 2.2. Tasa de reparación. [2]

Frecuencia de falla (f): Es la cantidad de fallas de un componente del sistema en un periodo de observación (años), la frecuencia de falla se define por la Ecuación 2.3. [2]

$$f = \frac{Número\ de\ fallas}{Tiempo\ de\ obsevación}$$

Ecuación 2.3. Frecuencia de fallas. [2]

El ejemplo de cálculo de los índices de falla se muestra en el anexo IV.A.

2.2. Determinación del origen de las fallas

Una falla se explica como la presencia de una condición indeseable y es una desviación a una condición operativa inicial determinada es decir que una falla en la línea de trasmisión significa que la línea de trasmisión no funciona correctamente de acuerdo a las especificaciones establecidas.

Es necesario encontrar primero el origen de la falla solucionarla y prevenirla, cuando ocurre una falla lo primero que se detecta son los efectos que al momento de examinarlos proporcionan información del origen de la falla y las causas que se generan por motivo de ella.

Las causas determinan la prioridad de las actividades de mantenimiento o mejoras de diseño para evitar que vuelvan a ocurrir o reducir su probabilidad de ocurrencia.

Por esta razón para minimizar los posibles errores en la definición y aplicación de la metodología es importante precisar claramente componentes y características de la línea de trasmisión, cuál es su función principal, sus límites, origen de las fallas, las causas y las acciones a realizar para mitigarlas. [3]

El origen de los problemas en una línea de trasmisión está asociado con el medio en el que se encuentra y que cambian momentáneamente rompiendo la inercia del sistema y se asocia con fenómenos externos, los cuales son de difícil pero mas no de imposible predicción y control. [3]

La causa es la razón por la cual el sistema sale de equilibrio y es de carácter interno, pudiéndose controlar mientras que el efecto es la reacción o respuesta característica a esta variación. [3]

Debido a que la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV presenta ochenta y un salidas por fallas desde el año 2009 hasta mediados del año 2017 es de gran importancia para CELEC EP, y su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC garantizar el correcto funcionamiento de sus líneas de trasmisión eléctrica, por esta razón se deben tomar en cuenta las acciones correctivas necesarias para mitigar las continuas salidas que esta línea de trasmisión presenta. La metodología presentada se basa principalmente en

la aplicación de los métodos determinísticos y probabilísticos para la evaluación de la confiabilidad:

El criterio determinista es uno de los primeros en ser usado principalmente si se trata de estudios de confiabilidad en sistemas de trasmisión pero las facilidades computacionales actuales han permitido que el criterio probabilístico entre en auge y sea usado por las empresas de generación distribución y trasmisión en fase de desarrollo de nuevos sistemas eléctricos. [4]

Monitoreando y registrando datos de cada evento en los cuales exista falta de confiabilidad, se obtienen índices de riesgo que forman parte de una base numérica para establecer métodos de análisis sobre la base de su operación de los sistemas eléctricos actuales y futuros. [4]

El criterio determinístico se basa en examinar un número limitado de eventos (salidas de la línea de trasmisión) escogidos de acuerdo a la experiencia del operador y proporcionado por el CELEC EP, y su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC.

Debido a la naturaleza aleatoria de los fenómenos que afectan la evaluación cuantitativa de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, se tiende a pasar de criterios e índices determinísticos a criterios e índices probabilísticos. [4]

Razón por la cual se utilizan métodos de cálculo probabilísticos entre los que se tiene al método de probabilidad condicional que asume un tratamiento independiente para los sistemas de generación y trasmisión. Se usa la expresión de probabilidad condicional para determinar la estadística de falla del sistema compuesto por generación y/o trasmisión. [5]

El método de probabilidad condicional se describe a continuación considerando el siguiente ejemplo y aplicando la expresión de probabilidad condicional Ecuación 2.4 se tiene:

En la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV se producen 100 eventos de falla durante los años 2009-2017 tomados de la estadística de falla anexo IB, sabiendo que algunas de las fallas fueron por descarga atmosférica y las otras restantes por causas no determinadas, se procede a calcular la probabilidad de que la línea de trasmisión si falle por causa de origen atmosférico con los valores mostrados en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Eventos de falla. [Anexo I.A]

	Descargas atmosféricas	**No determinadas**	**Total**
Si falla (A)	43	27	70
No falla (B)	15	15	30
	58	42	100

Sean A y B dos eventos la probabilidad condicional de A dado el B se calcula mediante la Ecuación 2.4:

$$P\left(\frac{A}{B}\right) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} \; ; \; P(B) > 0$$

Ecuación 2.4. Probabilidad condicional. [5]

Donde B es un evento que ha ocurrido y la probabilidad de (A/B) es la probabilidad modificada con la información adicional de que B ha ocurrido, además de que el espacio muestral se reduce al evento B entonces la probabilidad (A/B) en el nuevo espacio muestral es B.

Remplazando los valores en la Ecuación 2.4 se tiene:

$$P\left(\frac{A}{B}\right) = \frac{\frac{43}{100}}{\frac{58}{100}} = \frac{0{,}43}{0{,}58} = 0{,}74$$

Es decir 74 de cada 100 eventos de falla, en la línea de trasmisión si falla probablemente por descargas atmosféricas.

Tomando en cuenta estos criterios se procedió a escoger la información de la base de datos del IFS (International Featured Standards), como se observa en la Figura 2.7 para determinar el origen de las principales fallas en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV con esta información se realizó un reporte de fallas resultante el cual se encuentra en el anexo I.B el cual permitió establecer el origen de los tipos de fallas.

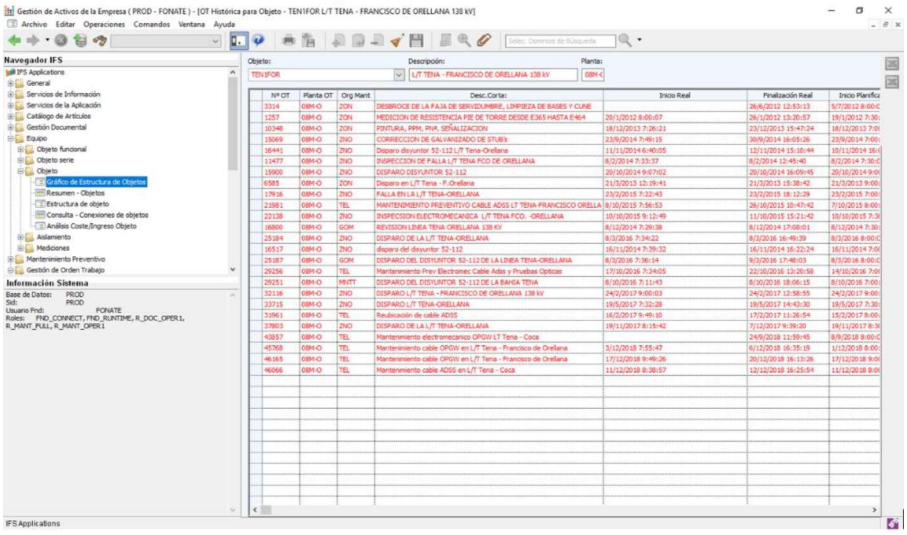


Figura 2.7. Base de datos International Featured Standards.
[Captura de pantalla IFS]

IFS (Estándares Internacionales Destacados), es un software de gestión empresarial que sirve para: Planificación de Recursos (ERP), Gestión de Activos (EAM) y Gestión de Servicios (ESM). Además de la posibilidad de ampliar y reconfigurar el sistema si es requerido. El sistema ERP de CELEC EP, enlaza la gestión de mantenimiento y proyectos con la gestión financiera y activos de la empresa.

2.3. Tipos del origen de las fallas

Los diferentes tipos de origen de fallas encontradas son:

- Descargas atmosféricas.
- Incidentes por causa fugaz.
- Interferencia accidental.
- Lluvia.
- No determinadas.
- Vegetación.
- Terceros.

2.4. Resumen Cronológico de tipos de fallas 2009-2017

Se procedió a cuantificar, tabular y ordenar utilizando la herramienta computacional Excel y mediante el uso de tablas dinámicas se obtuvo el número total de los tipos de fallas ocurridas desde el año 2009 hasta el año 2017 como se puede observar en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Número total del origen de las fallas 2009-2017. [Elaboración Propia]

Causas / año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total Eventos
Descargas atmosféricas	2	3	2	5	2	8	9	7	5	**43**
Incidentes por causa fugaz	x	1	x	x	x	x	x	x	x	1
Interferencia accidental	2	x	x	1	x	x	x	x	x	3
Lluvia	x	1	2	x	x	x	x	x	x	3
No determinadas	4	10	6	2	1	x	1	1	2	**27**
Vegetación	x	2	1	x	x	x	x	x	x	3
Terceros	x	x	x	x	x	x	x	1	x	1
TOTAL EVENTOS	8	17	11	8	3	8	10	9	7	81

2.5. Análisis gráfico de los diferentes tipos de fallas

Los resultados obtenidos del análisis de la estadística de fallas se pueden visualizar en la Figura 2.8 y Figura 2.9 (Diagrama de Pareto).

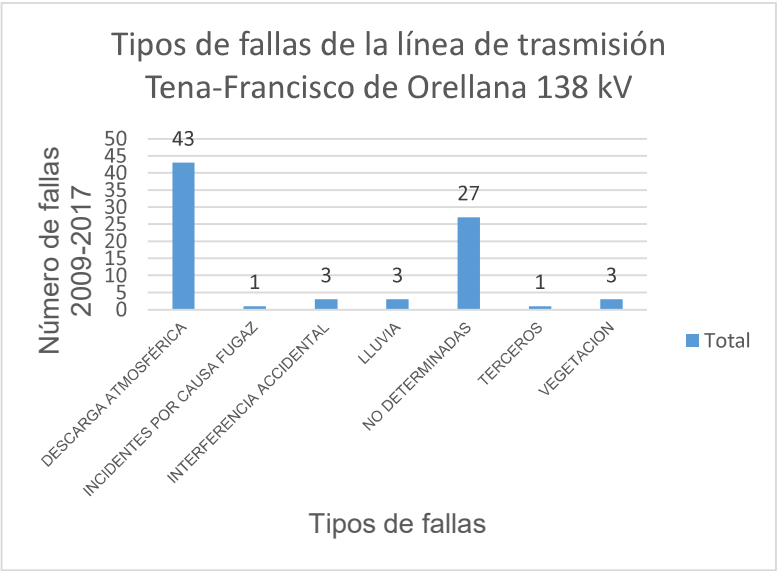


Figura 2.8. Tipos de fallas en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana. [Elaboración Propia]

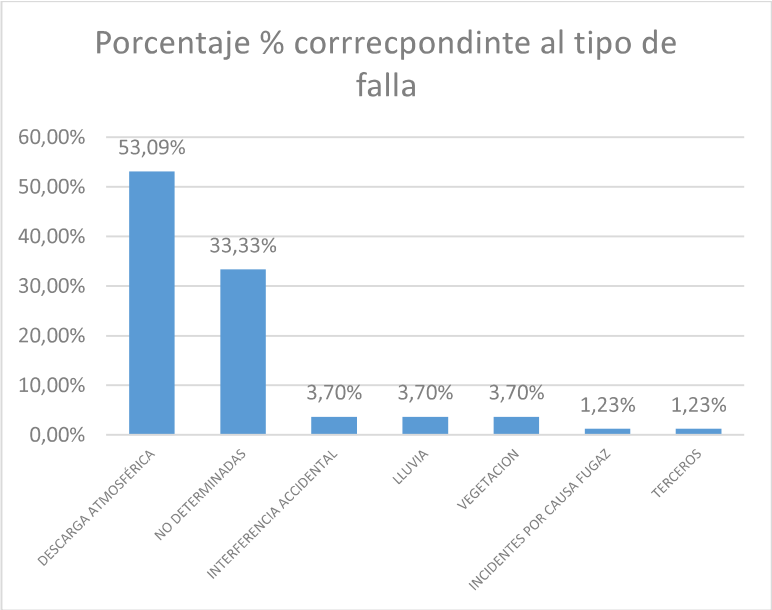


Figura 2.9. Resultados de porcentajes correspondiente al tipo de falla. [Elaboración Propia]

Como se puede observar en la Figura 2.9 los eventos con mayor índice de ocurrencia son:

- Descargas atmosféricas.
- No Determinadas.

De acuerdo al monitoreo y registro de datos en el sistema de la base de datos IFS (International Featured Standards) de CELEC EP, TRANSELECTRIC se reporta y genera un aviso de fallo Figura 2.10 que en términos generales proporciona información del evento del origen de la falla en la línea de trasmisión.

CELEC EP TRANSELECTRIC	INFORME PRELIMINAR DE FALLA	Código: FOR-OPE-#41
	Proceso: EJECUCION DEL PROGRAMA DE LA ENTREGA DE SERVICIO	Fecha: Jueves, 18 de Mayo de 2017

INFORME PRELIMINAR DE FALLA # 174-2017

EVENTO:	DISPARAN LOS DISYUNTORES ASOCIADOS A LA LIT TENA - ORELLANA 138 KV.
FECHA: 18 - May - 2017	HORA: 03:14
REPORTADO POR:	Robinson Chancusig - Jackson Baquero - Fausto Chimarro

ELEMENTO FALLADO:	CIRCUITO 1 TENA - FRANCISCO DE ORELLANA 138 kV		
PERTENENCE A TRANSELECTRIC:	X SI	NO	
COMPAÑÍA CAUSANTE DEL DISPARO:	CELEC EP TRANSELECTRIC		
CAUSA PROBABLE:			
Grupo:	FENOMENOS NATURALES Y AMBIENTALES	Causa:	DESCARGA ATMOSFÉRICA

CONDICIONES PRE FALLA			
FLUJO POR EL ELEMENTO FALLADO:	11.7+6.4	DATO SISTEMA NM	ORELLANA
VOLTAJE DE BARRA:	137.10 kV	DATO SISTEMA NM	ORELLANA
FLUJO POR EL ELEMENTO FALLADO:	-12.2+1.6	DATO SISTEMA NM	TENA
VOLTAJE DE BARRA:	143.30 kV	DATO SISTEMA NM	TENA

Figura 2.10. Fragmento del informe preliminar de falla. [1]

Los principales eventos de falla son:

Descargas Atmosféricas:

Debido a fenómenos naturales y ambientales principalmente por lluvias acompañados de descargas atmosféricas, se disparan los disyuntores asociados a la línea de trasmisión con o sin desconexión de carga y según un aviso de fallo se realiza una inspección el tramo de la línea de trasmisión asociado a la falla por el grupo de mantenimiento determinándose que por el producto del disparo debido a descargas atmosféricas en una determinada zona la cadena de aisladores de una estructura de una o varias fases presentan flameos (disrupción).

No Determinadas:

Por causas no determinadas como su nombre lo indica no están determinadas las razones por las que disparan los disyuntores asociados a la línea de trasmisión. Como consecuencia se desconecta carga y se genera un aviso de fallo, para luego de la inspección respectiva realizada por el grupo de mantenimiento entre los vanos

comprendidos, no se encuentra ningún indicio de la posible causa de la falla, que normalmente van en relación a las descargas atmosféricas que no dejan rastro en los aisladores (disrupción), que es lo que normalmente se evidencia en una descarga atmosférica.

2.6. Descargas atmosféricas

Los sistemas eléctricos (líneas de trasmisión) se construyen a la intemperie expuestos constantemente a la acción de las descargas atmosféricas conocida como rayo, los rayos se originan por la transferencia súbita de la carga eléctrica acumulada en una nube a otra nube es decir descarga entre nubes o de una nube a tierra que se refiere a la descarga atmosférica o rayo.

Las salidas de la línea de trasmisión suceden cuando una estructura o cable de guarda es alcanzado por una descarga atmosférica y la corriente de impulso que circula a través de la torre se dirige hacia el sistema de puesta a tierra, que al no poder disipar esta corriente regresa por la torre produciendo un aumento de potencial entre la torre y una o varias fases que si sobrepasa el nivel básico de aislamiento de la cadena de aisladores provoca un flameo (flameo inverso), a esto le sigue un cortocircuito fase-tierra que si no es despejado hacia tierra, entonces actúan las protecciones y la línea sale de servicio.

Las descargas atmosféricas pueden incidir en la línea de trasmisión de dos maneras: directa o indirecta como muestra la Figura 2.11.

De forma directa cae el rayo sobre los hilos de guarda (a), torres (b) y conductores de fase (c).

De forma indirecta cae el rayo relativamente cerca de la línea de trasmisión y por inducción a través del aire se genera un sobrevoltaje. En este análisis se considera la incidencia del rayo de forma directa.

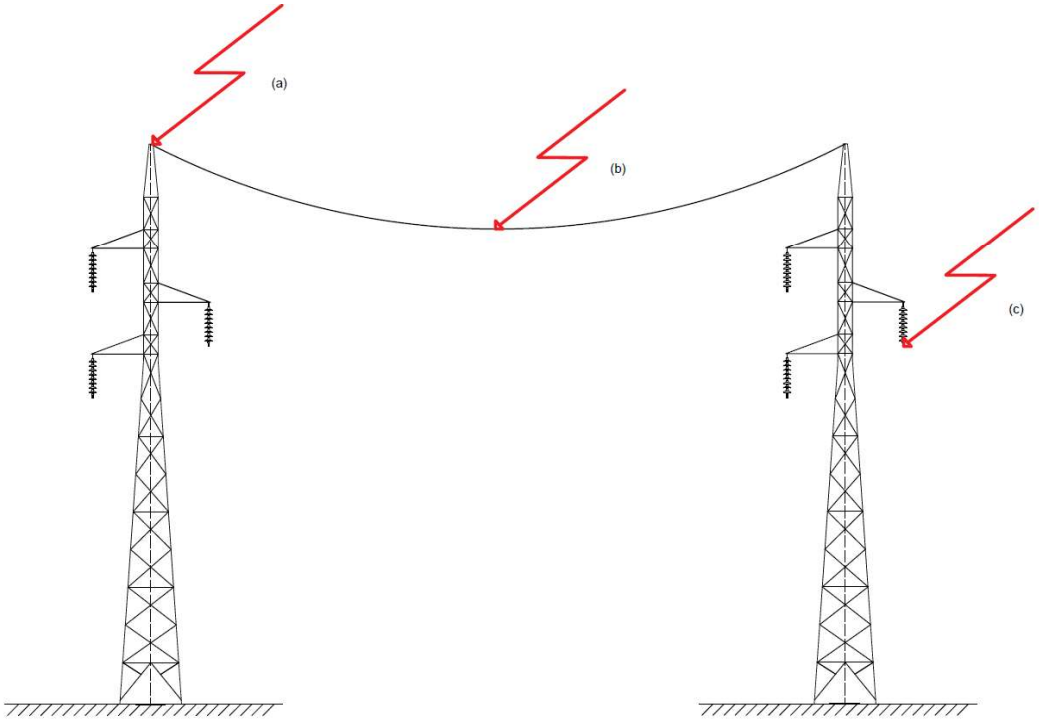


Figura 2.11. Incidencia del rayo de forma directa. [Elaboración Propia]

Tomando en cuenta la manera de incidir un rayo en la línea de trasmisión se provoca flameo directo o flameo inverso.

Flameo Directo. Se produce la descarga atmosférica que cae directo en el conductor de fase y el sobre voltaje producido por esta es superior al voltaje que puede soportar el aislamiento (voltaje critico de aislamiento CFO) y se produce una disrupción desde la fase a la cruceta o estructura, en líneas que poseen cable de guarda esta situación se da por falla de apantallamiento (la descarga atmosférica no es interceptada por el cable de guarda como se esperaría) una falla de apantallamiento no necesariamente significa un flameo del aislamiento en líneas con voltaje de operación mayor a 230 kV. [10]

Flameo Inverso. Ocurre cuando la descarga atmosférica es interceptada por el cable de guarda o en la torre como se observa en la Figura 2.12, y la corriente en su camino por descargarse a través de la torre genera un voltaje que se desarrolla en el tiempo en la cadena de aisladores. De acuerdo a la magnitud de la corriente y su forma de crecimiento hacia su valor máximo, este voltaje puede formar un arco desde la torre o estructura hacia el conductor de fase, en la mayoría de veces produciéndose un camino disruptivo a través

de la cadena de aisladores no auto extinguible provocando la respectiva salida forzada de la línea. [10]

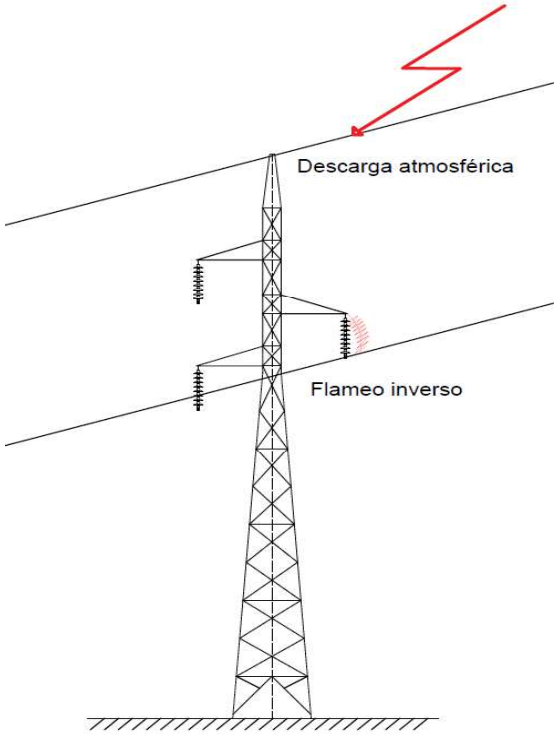


Figura 2.12. Flameo inverso. [Elaboración Propia]

Para la simulación del fenómeno de descarga atmosférica en la línea de trasmisión se considera el fenómeno de flameo inverso debido a que la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV está debidamente protegida con un cable de guarda.

2.7. Determinación de las causas

Utilizando la regla del 80/20 ley de Pareto en este análisis se establecen que el 80% de los problemas se debe al 20% de las causas posibles. Considerando esta regla hay que enfocarse en resolver los problemas que causan el mayor porcentaje de salida de la línea de trasmisión y a las que se les identifica como descargas atmosféricas.

Regla Pareto: llamada también curva 80/20 es una gráfica que permite organizar datos en forma descendente de izquierda a derecha y establecer un orden de prioridades como se observa en la Figura 2.9.

La salida de funcionamiento de la línea de trasmisión por descarga atmosférica es el origen de difícil predicción y control, si el sistema de protección falla se establecen las siguientes causas:

1) El cable de guarda, por falta de pantalla. (apantallamiento)
2) La cadena de aisladores, presenta flameos. (aislamiento)
3) La resistencia de puesta a tierra, esta alta. (puestas a tierra)

Estas son las causas raíz de la falla sobre las cuales se pueden aplicar acciones para su mejoramiento y el efecto es el arco eléctrico en el aislamiento que lo flamea y hace que por acción de las protecciones e interruptores salga de funcionamiento.

Por lo tanto las salidas de la línea de trasmisión son causadas en su mayoría por descargas atmosféricas, teniendo en consideración que para el otro evento no se cuenta con la información necesaria para su estudio, entonces se hace necesario enfocar el estudio de los eventos por descargas atmosféricas estimando el número o probabilidad de ocurrencia de este tipo de fenómeno para verificar el sistema de protección ante descargas atmosféricas (apantallamiento, aislamiento, puestas a tierra). Los parámetros asumidos o medidos necesarios para este estudio en cada torre son: tipo de suelo, resistividad, resistencia de puesta a tierra, altura sobre el nivel del mar, nivel ceráunico, tipo de torre, distancias, tipo de aislamiento estos parámetros se utilizan como punto de comparación entre lo planteado en el diseño y el estado actual de la línea de trasmisión y como datos de entrada para la simulación en ATP, para dar las soluciones necesarias en el plan de mitigación. El procedimiento a seguir se detalla a partir del capítulo 3 (sección 3.6 – sección 3.9) utilizando la metodología de las normas IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).

3. ESTIMACIÓN, MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 KV

3.1. Estado actual de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV

3.1.1. Descripción actual de la Línea de Trasmisión

La línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV ubicada a una altura superior a 1000 m.s.n.m. atraviesa territorios pertenecientes a la provincia del Napo (ciudad del Tena) hasta la provincia de Orellana, atravesando la zona nororiental del Ecuador como se observa en la Figura 3.1, es de simple circuito como se observa en la Figura 3.3 y tiene una transposición como se indica en la Figura 3.4.

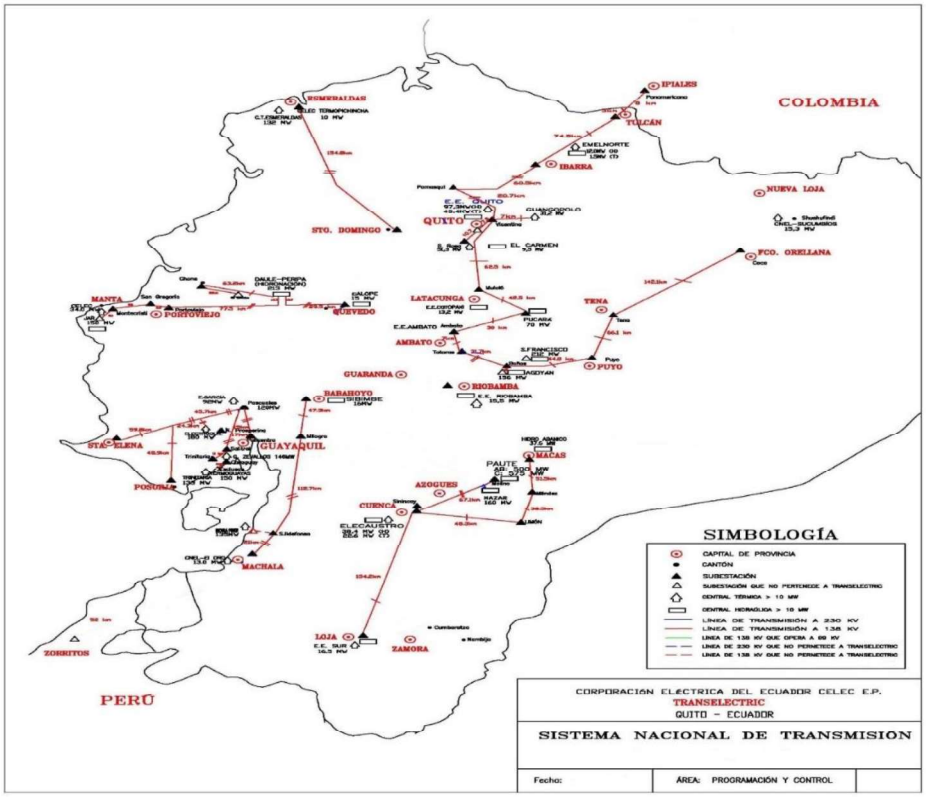


Figura 3.1. Sistema actual de Trasmisión del Ecuador a nivel 138 kV. [6]

3.1.2. Planimetría de la línea de trasmisión

El trazado de la ruta de la línea de trasmisión determina que su longitud es de 142 km, el tipo de terreno por el cual atraviesa es irregular, montañoso y selvático. Se extiende a lo largo de una zona mayormente de tipo de suelo arcilla arenosa húmeda. Con un nivel ceráunico de 30 días de tormenta por año.

El nivel ceráunico es el número de día/año en donde al menos se oye un trueno en un intervalo de 24 horas.

La configuración geográfica de la línea de trasmisión actual es la mostrada en la Figura 3.2.

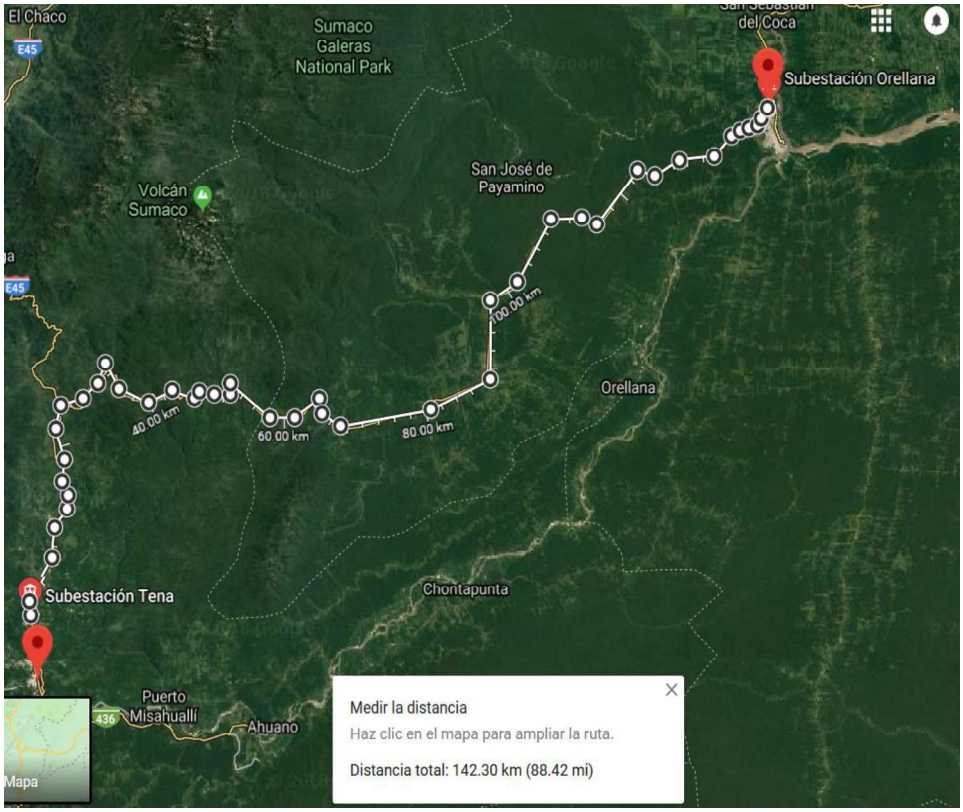


Figura 3.2. Recta de la Línea de Trasmisión. [7]

Figura 3.3. Torre de trasmisión E112 de simple circuito de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV. [Fotografía]

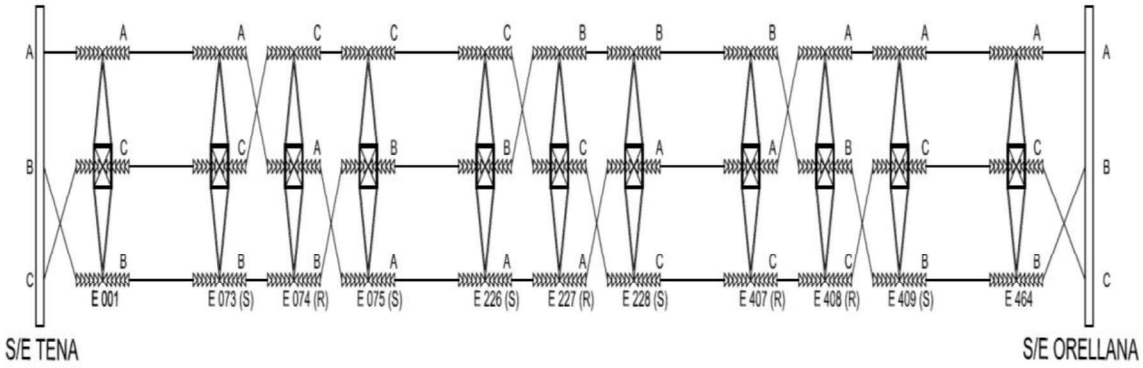


Figura 3.4. Esquema de Transposiciones. [Elaboración Propia]

3.1.3. Características técnicas de la Línea de Trasmisión

La Tabla 3.1 presenta las características técnicas de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV.

Tabla 3.1. Características de la Línea de Trasmisión. [1]

Tipo	Característica
Voltaje	138 kV
Longitud de la línea	142 km
Longitud de la cadena	1,5 m
Capacidad de trasmisión	90 MVA
Numero de circuitos	1
Vano promedio	436 m
Conductor de fase	ACAR 300 MCM
Conductor hilo de guardia	3/8'' acero galvanizado alta resistencia
Tipo de estructuras	Torres metálicas de suspensión y retención simple circuito.
Tipo de aislamiento	Aisladores de suspensión y retención tipo polímero.
Ángulo de apantallamiento máximo	<30°
Trazado de la ruta	Montañoso - selvático
Tipo de suelo	Arcilla - arenosa - húmeda
Resistencia de puesta a tierra promedio	2,7 Ohm
Franja de servidumbre	20 m de ancho, 10 metros a cada lado del eje de la línea.
Número total de torres	464

3.1.4. Tipo y número de estructuras

Las estructuras son de acero galvanizado en L de 10 mm de espesor y 110 mm de ancho, la sujeción está hecha mediante pernos tipo hexagonal de forma general. De acuerdo con el diseño electromecánico realizado para la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV posee los tipos de estructuras de soporte mostrados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Tipo y número de estructuras de la Línea de Trasmisión.
[Elaboración Propia]

N°	Tipo de Estructura	Clase de Estructura	Altura de la Torre (m)	Total de Estructuras
1	A10/477	Suspensión	22	6
		Retención		10
2	A10/J266	Suspensión	21,85	37
		Retención		65
3	A10/R2-0	Suspensión	22	18
		Retención		8
4	A10/TIPO A	Suspensión	22	10
		Retención		4
5	A30/R266	Suspensión	22,15	2
		Retención		9
6	A30/R2-0	Suspensión	22,30	6
		Retención		14
7	A30/J266	Retención	22	9
8	A60/477	Retención	21,75	4
9	A60/J266	Retención	22	8
10	A60/R2-0	Retención	22,20	5
11	ACACIA	Suspensión	21,20	171
12	OLMO	Suspensión	22	1
		Retención		8
13	SL2-2	Suspensión	22	15
		Retención		3
14	SL-CL	Suspensión	22	25
15	SP2-2	Suspensión	22	20
		Retención		6
TOTAL				464

La lista completa de los tipos y ubicación de estructuras se encuentra en el anexo II.A y los planos de cada una de las estructuras se ubican en el anexo II.B.

La línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV está compuesta por 464 estructuras, 311 son de suspensión y 153 de retención. La estructura que se ha tomado como referencia para la geometría de la torre es aquella que más se repite a lo largo de la línea de trasmisión y es la estructura de tipo suspensión Acacia, la cual se utilizará en este estudio.

3.1.5. Modelo geométrico de las torres de la Línea de Trasmisión

Las torres de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV se encuentran conformadas por varios tipos de estructuras entre los que tenemos: A10, A30, A60, SL2-2, SP2-2, SL-CL, OLMO y ACACIA, torres metálicas de suspensión y retención con una sola

configuración geométrica debido al simple circuito, cuyos conductores de fase y de guarda están ubicados de acuerdo a coordenadas en metros, considerando que el eje vertical (eje y) pasa por el centro de la torre y el eje horizontal (eje x) se encuentra a nivel del suelo. Con los datos proporcionados por CELEC EP–TRANSELECTRIC.

La Figura 3.5 detalla el modelo geométrico de la estructura, que representa a la torre más utilizada en la línea de trasmisión la cual se utilizó para la modelación.

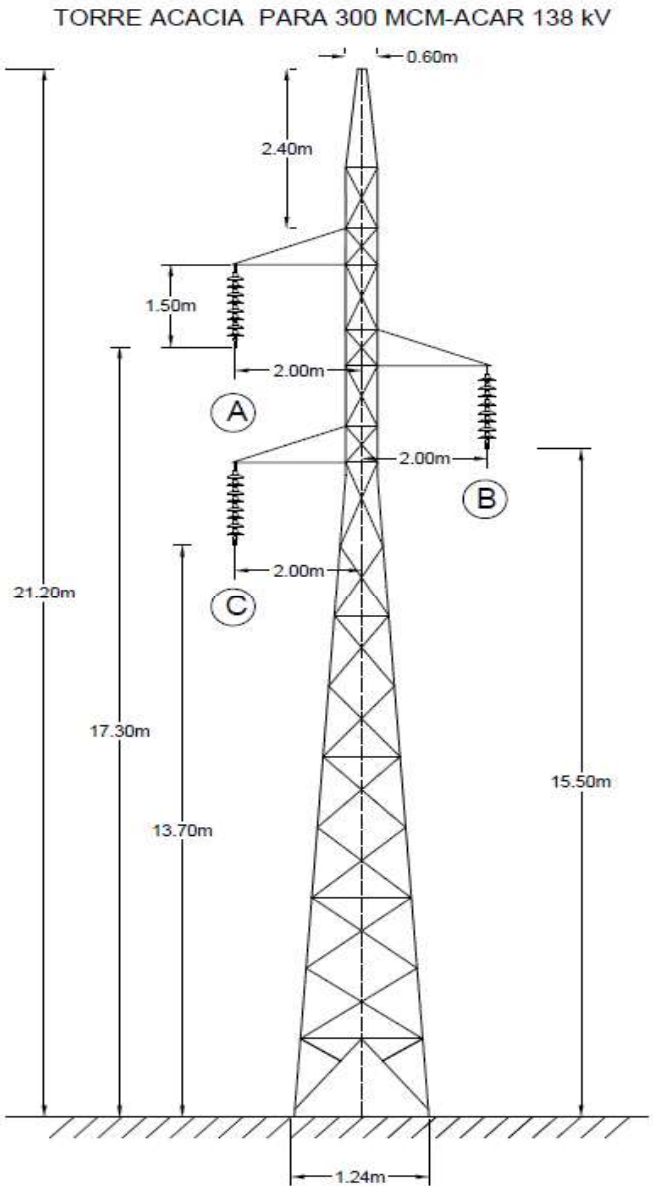


Figura 3.5. Modelo geométrico de la torre de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV. [Elaboración Propia]

3.1.6. Conductor de la Línea de Trasmisión

El conductor de la línea de trasmisión es el ACAR 300 construido con un núcleo de alambres de aleación 6201-T81 rodeado con alambres de aleación 1350 H19 (extra duro). La Tabla 3.3 resume las características eléctricas y mecánicas del conductor de fase.

Tabla 3.3. Características del conductor ACAR 300. [Fuente Anexo III]

Tipo	Unidad	Valor
Calibre	AWG o MCM	300
Número de hilos de aluminio		12
Número de hilos de aleación de Aluminio		7
Diámetro del hilo Aluminio	mm	3,192
Diámetro interior del conductor	mm	9,576
Diámetro exterior del conductor	mm	15,96
Diámetro del hilo de aleación de aluminio	mm	3,192
Peso Aproximado	kg/km	418,6
Carga de rotura nominal	kg	3344
Resistencia eléctrica DC a 25°C	Ω/km	0,118
Resistencia eléctrica AC (60 Hz) a 25°C	Ω/km	0.119
Resistencia eléctrica DC a 50°C	Ω/km	0,132
Resistencia eléctrica AC (60 Hz) a 50°C	Ω/km	0,133
Capacidad de corriente	A	409
RMG	mm	6,05

La protección de línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV se realiza por medio del hilo de guarda de acero galvanizado 3/8''. La Tabla 3.4 resume las características eléctricas y mecánicas del hilo de guarda.

Tabla 3.4. Características del cable de guarda de acero galvanizado. [Fuente Anexo III]

Tipo	Unidad	Valor
Calibre	pulg	3/8”
Número de hilos de acero de alta resistencia		7
Diámetro del hilo Acero	mm	3,05
Diámetro del conductor	mm	9,525
Peso Aproximado	kg/km	407
Carga de rotura nominal	kg	4899
Resistencia eléctrica máxima DC a 20°C	Ω/km	0,05

3.1.7. Subestaciones

Las subestaciones de 138 kV tienen un esquema de barra simple; con equipamiento, en su mayoría, de tipo convencional y algunas instalaciones con equipo compacto en SF_6 (Hexafluoruro de azufre).

Subestación Francisco de Orellana 138/69 kV

Posee un autotransformador trifásico (ATQ) marca CHINT de 66 MVA, 138/69/13.8 kV. [1]

Subestación Tena 138/69 kV

Consta un transformador trifásico (TRQ) marca ITALTRAFO de 33 MVA, 138/69/13.8 kV como se muestra en la Figura 2.6. [1]

3.2. Parámetros de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana

3.2.1. Parámetros eléctricos de la Línea de Trasmisión

Los parámetros eléctricos a considerar son [8]:

- Resistencia en serie (R).
- Inductancia en serie (L).
- Capacitancia en paralelo (C).
- Conductancia en paralelo (g).
- Impedancia de la línea (Z).

La resistencia de un conductor se encuentra afectada por el efecto piel y la temperatura.

El efecto piel se da cuando la corriente alterna que circula en la superficie del conductor es mayor a la corriente alterna que circula sobre la sección del conductor, esto produce que la resistencia AC sea ligeramente mayor que la resistencia DC a esto se le denomina el efecto piel. [8]

Además la resistencia de un conductor se incrementa con la temperatura. Si se considera despreciable el efecto piel se tiene que para el cálculo de la resistencia eléctrica (R) se considera el valor obtenido de la Tabla 3.3. Resistencia AC (60 Hz) a 25 °C que corresponde al valor para el conductor ACAR 300 MCM donde $\mathrm{R}_{25°\mathrm{C}} = 0{,}119\ \Omega/\mathrm{km}$ y su longitud (L), $\mathrm{L} = 142\ \mathrm{km}$ entonces la resistencia total de la línea se obtiene mediante la Ecuación 3.1.

$$\mathrm{R} = \mathrm{R}_{25°\mathrm{C}} * \mathrm{L}$$

Ecuación 3.1. Resistencia eléctrica. [9]

Donde R es la resistencia eléctrica en ohm (Ω), reemplazando valores se calcula R:

$$\mathrm{R} = 0.119 \frac{\Omega}{\mathrm{km}} * 142\ \mathrm{km} = 16{,}89\ \Omega$$

Resultando $\mathrm{R} = 16{,}89\ \Omega$

La inductancia es el parámetro más importante de una línea de trasmisión. Para un material magnético la inductancia (L) es la razón entre el flujo magnético respecto a la corriente, puede ser definida como la suma de los flujos concatenados tanto interno como externo al conductor [8].

Para el cálculo de la inductancia por fase del circuito para una línea de trasmisión trifásica asimétrica se usa la Ecuación 3.2:

$$L = \frac{\mu_o}{2\pi} \ln \frac{\mathrm{DMG}}{\mathrm{RMG}} \left[\frac{\mathrm{H}}{\mathrm{m}}\right]$$

Ecuación 3.2. Inductancia por fase. [9]

Donde:

L: Inductancia por fase en henrio por metro $(\mathrm{H/m})$.

μ_o: Inductancia debido al flujo interno, constante $\mu_o = 4\pi * 10^{-7}\,(\mathrm{H/m})$.

DMG: Distancia media geométrica (m).

RMG: Radio medio geométrico (m). (Tabla 3.3)

En la Figura 3.6 se muestra la disposición geométrica de los conductores en triangulo según la estructura Acacia para la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV.

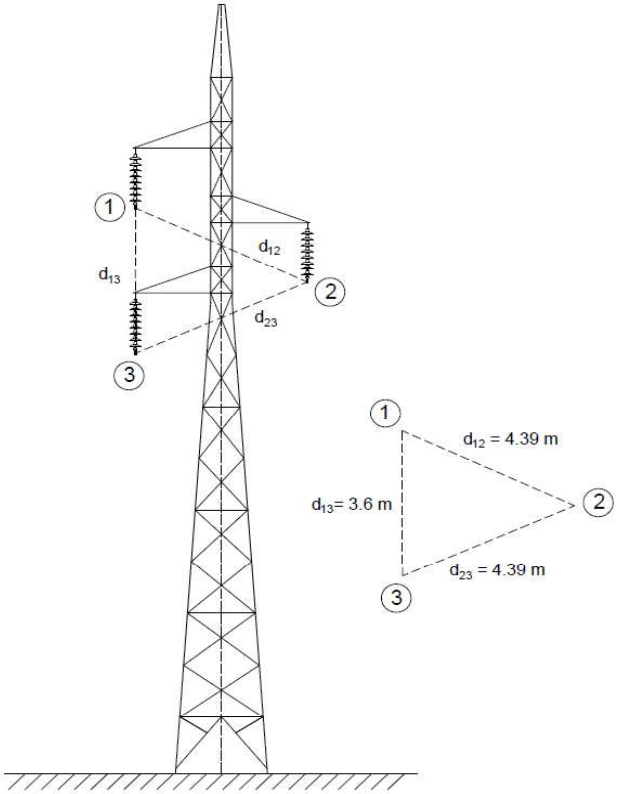


Figura 3.6. Disposición de los conductores [Elaboración Propia]

La distancia media geométrica con espaciamiento asimétrico se obtiene a partir Figura 3.6 y se calcula por medio de la Ecuación 3.3.

$$\mathrm{DMG} = \sqrt[3]{\mathrm{d}_{12} * \mathrm{d}_{13} * \mathrm{d}_{23}}$$

Ecuación 3.3. Distancia Media Geométrica. [9]

$$\mathrm{DMG} = \sqrt[3]{4{,}39 * 4{,}39 * 3{,}6} = 4{,}109\ \mathrm{m}$$

$$\mathrm{RMG} = 6{,}05 * 10^{-3}\mathrm{m}$$

$$L = \frac{4\pi * 10^{-7}}{2\pi} \ln \frac{\mathrm{DMG}}{\mathrm{RMG}} \left[\frac{\mathrm{H}}{\mathrm{m}}\right]$$

$$L = 1{,}304 * 10^{-6} \left[\frac{\mathrm{H}}{\mathrm{m}}\right]$$

La inductancia total se obtiene multiplicando la inductancia por fase por la longitud total de la línea de trasmisión.

$$L_{\mathrm{TOTAL}} = 1{,}304 * 10^{-6} * 142000 = 0{,}185\ \mathrm{H}$$

Para el cálculo de la reactancia eléctrica total se tiene la Ecuación 3.4:

$$\mathrm{X_L} = \omega L$$

Ecuación 3.4. Reactancia eléctrica. [7]

Donde:

ω: Frecuencia en rad/s ($\omega = 2\pi \mathrm{f}$).

f: Frecuencia en hercio, $\mathrm{f} = 60\ (\mathrm{Hz})$.

L: Inductancia en henrios (H).

$$\mathrm{X_{L(TOTAL)}} = 2\pi * 60 * 0.185 = 69.82\ \Omega$$

Resultando $\mathrm{X_{L(TOTAL)}} = 69.82\ \Omega$

La capacitancia (C) de una línea de trasmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas [8].

Para el cálculo de la capacitancia fase neutro para una línea de trasmisión trifásica asimétrica se calcula por la Ecuación 3.5:

$$C_{F-N} = \frac{2\pi\varepsilon_o}{\ln\frac{DMG}{r}}\left[\frac{F}{m}\right]$$

Ecuación 3.5. Capacitancia por fase. [9]

Donde:

C_{F-N}: Capacitancia por fase en faradio por metro (F/m).

ε_o: Permitividad del aire, constante $\varepsilon_o = 10^{-9}/36\pi\ (F/m\ )$.

DMG: Distancia media geométrica (m).

r: Radio del conductor (m).

$$DMG = \sqrt[3]{4.39 * 4.39 * 3.6} = 4.109\ m$$

$$r = 7.98 * 10^{-3} m$$

$$C_{F-N} = 8.95 * 10^{-12}\ \left[\frac{F}{m}\right]$$

La capacitancia total se obtiene multiplicando la capacitancia fase-neutro por la longitud total de la línea de trasmisión.

$$C_{F-N(TOTAL)} = 8.95 * 10^{-12} * 142000 = 1.26 * 10^{-6}\ F$$

Para el cálculo de la reactancia capacitiva se tiene la Ecuación 3.6:

$$X_c = \frac{1}{\omega\ C_{F-N}}$$

Ecuación 3.6. Reactancia capacitiva.

Donde:

ω: Frecuencia en rad/s ($\omega = 2\pi f$).

f: Frecuencia en hercio ($f = 60\ (Hz)$.

C: Capacitancia en faradio (F).

$$X_{c\,(TOTAL)} = \frac{1}{2\pi * 60 * 1.26 * 10^{-6}} = 2097.82\ \Omega$$

Resultando $X_{c\,(TOTAL)} = 2097.82\ \Omega$

La conductancia se define como el inverso de la resistencia (R) y puede definirse como la propiedad de un circuito o de un material que tiene para permitir el paso de la corriente eléctrica [8].

Para el cálculo de la conductancia se tiene la Ecuación 3.7:

$$g = \frac{1}{R}\ [mho\ o\ siemens]$$

Ecuación 3.7. Conductancia eléctrica.

Reemplazando valores en la ecuación anterior se tiene:

$$g = \frac{1}{16{,}89} = 0.0592\ [siemens]$$

Resultando $g = 0{,}0592\ siemens$.

Los parámetros calculados se resumen de la siguiente manera, la impedancia Z:

$$Z = R + j\,X_L = 16.89 + j69.82\ \Omega.$$

3.3. Cálculo de la densidad de descargas a tierra

De acuerdo con los resultados del origen de las causas de las fallas se procede a verificar el número de descargas para la zona en donde se encuentra la línea de trasmisión.

La densidad de descargas a tierra es un parámetro que se considera en el cálculo de la disrupción de la cadena de aisladores.

Según la norma IEEE Std. 1410-2004 y la norma IEEE Std. 1243-1997 se tiene:
La Ecuación 3.8 permite calcular el número anual de rayos por unidad de área y unidad de tiempo:

$$\mathrm{Ng} = 0{,}04\ \mathrm{T}^{1{,}25}$$

Ecuación 3.8. Número de descargas. [11]

Donde:

Ng: Número de descargas/km^2/año.

T: Nivel ceráunico (número de días de tormenta al año).

Reemplazando y considerado un nivel ceráunico para la zona de influencia estimado en 30 tomado del mapa isoceráunico Figura 3.7 se calcula Ng se tiene:

$$\mathrm{Ng} = 0{,}04\ * 30^{1{,}25} = 2{,}81$$

Resultando $\mathrm{Ng} =\ 2{,}81$ descargas/km^2/ año.

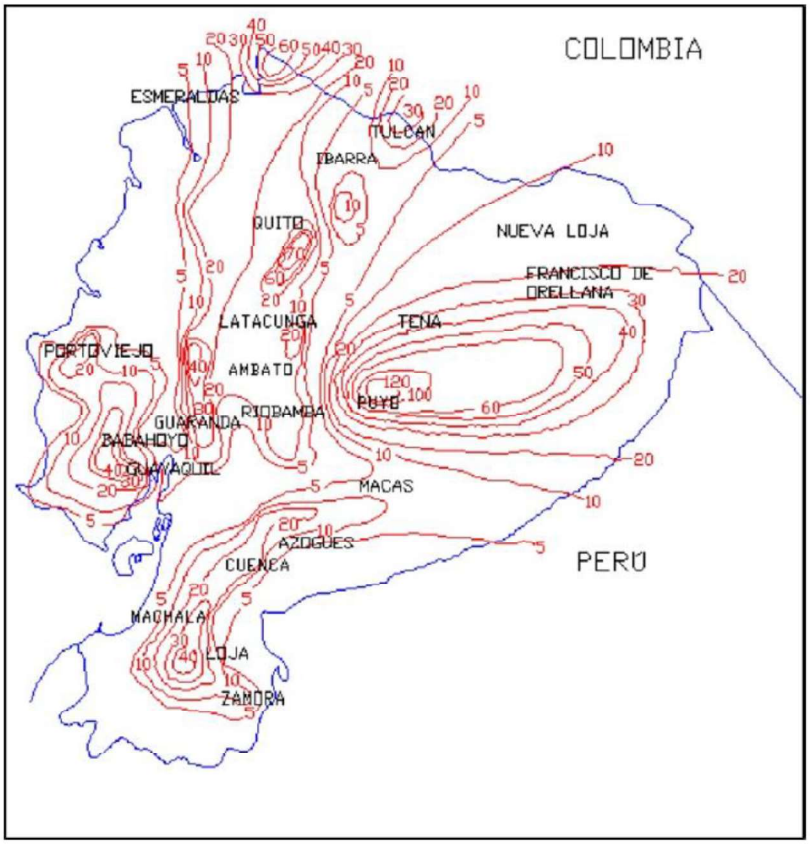


Figura 3.7. Mapa Isoceráunico Ecuador. [1]

3.4. Número de descargas directas en la Línea de Trasmisión en 100 km

El número de descargas directas sobre la línea de trasmisión en campo abierto se calcula por la Ecuación 3.9.

$$N = N_g\left(\frac{28 * h^{0,6} + b}{10}\right)$$

Ecuación 3.9. Descargas sobre la línea de trasmisión en 100 km. [11]

Donde:

N: Número de descargas en la línea de trasmisión en 100 km.

h: Altura promedio del cable de guardia en la torre (m).

b: Ancho de la estructura (m).

Remplazando h y b de la torre de la figura 3.8 se calcula N se tiene:

$$N = 2,81\left(\frac{28 * 21,20^{0,6} + 1,24}{10}\right) = 49,34$$

Resultando $N = 49,34$ descargas/100 km/ año.

Los resultados demuestran que existen muchas descargas en la zona en donde se encuentra la línea de trasmisión y comprobando con la estadística de fallas resultante y probabilidad condicional se tiene que el principal origen de las salidas de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana es por descargas atmosféricas razón por lo cual es necesario revisar el sistema de protecciones, apantallamiento, aislamiento y sistema de puesta a tierra ya que muchas de estas descargas terminan con flameos en la cadena de aisladores y sacando a la línea de trasmisión de servicio.

3.5. Verificación Apantallamiento

El método más empleado actualmente para diseñar o analizar el comportamiento de una pantalla se basa en el modelo electrogeométrico. Este modelo permite determinar el punto

de impacto de una descarga atmosférica, considerando la corriente del rayo y un canal de propagación vertical, la metodología a seguir es la siguiente:

3.5.1. Cálculo del área desprotegida y el ángulo de apantallamiento

El ángulo de apantallamiento (α) es el ángulo formado entre la intersección de la recta del eje "eje y" que pasa por el centro de la torre y recta que pasa por punto del conductor de fase con mayor altura (fase 1) del vértice del hilo de guarda (HG), como se muestra en la Figura 3.8. Según la norma IEEE Std. 1243-1997 establece que el ángulo de apantallamiento debe ser maximo de 30° para líneas de trasmisión.

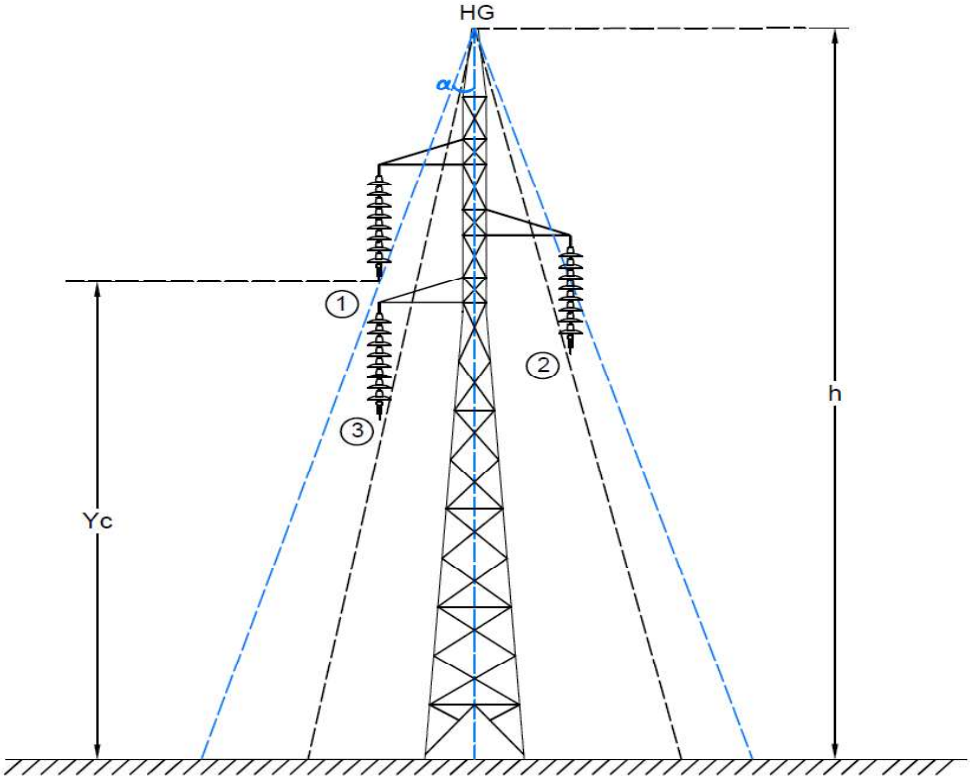


Figura 3.8. Ángulo de apantallamiento para la torre de Suspensión.
[Elaboración Propia]

Para el cálculo del área desprotegida (Xs) y el ángulo de apantallamiento (α) se sigue la metodología de acuerdo al modelo electrogeométrico que se observa en la Figura 3.9.

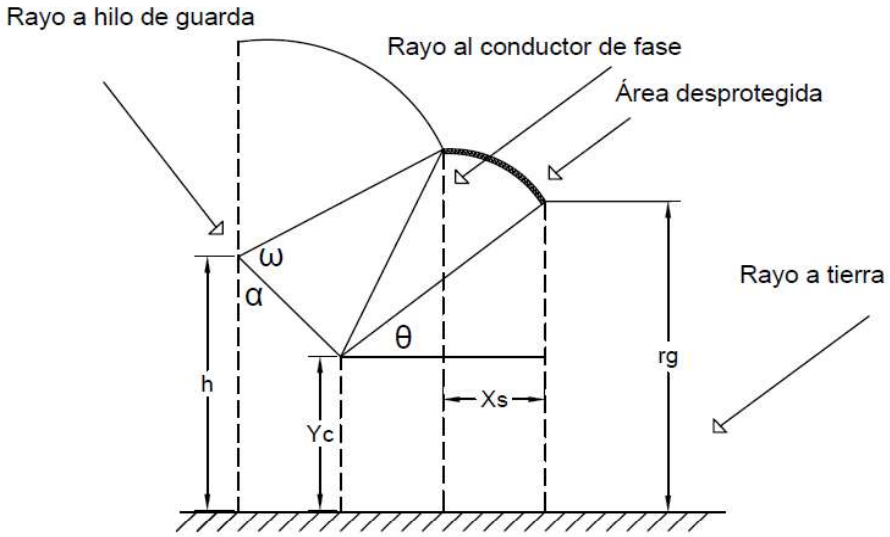


Figura 3.9. Modelo electrogeométrico. [12]

Según la norma IEEE Std. 1410-2004 se tienen las siguientes las ecuaciones:

$$\mathrm{Xs} = \mathrm{rc} * (\cos\theta + \mathrm{sen}(\alpha - \omega))$$

Ecuación 3.10. Área desprotegida. [11]

$$\mathrm{rc} = 10 * \mathrm{I_C^{0,65}}$$

Ecuación 3.11. Distancia crítica. [11]

$$\mathrm{rg} = (3{,}6 + 1{,}7 * \ln(43 - \mathrm{yc})) * \mathrm{I_C^{0,65}} \text{ si } \mathrm{yc} \leq 40\mathrm{m}$$

Ecuación 3.12. Distancia crítica a tierra. [11]

$$\mathrm{Ic} = \frac{2 * \mathrm{V_{CO}\%}}{\mathrm{Z_C}} \text{ si } \mathrm{Vco\%} = 0.9 * \mathrm{CFO}$$

Ecuación 3.13. Corriente crítica de arqueo del rayo. [11]

$$\mathrm{Zc} = 60\ln\left(\frac{2 * \mathrm{y_c}}{\mathrm{r_e}}\right) \text{ si } \mathrm{y_c} = 2 * \mathrm{h} \text{ (terreno montañoso)}$$

Ecuación 3.14. Impedancia del conductor ante el frente onda atmosférico. [11]

$$\theta = \text{arcosen}\frac{\text{rg} - \text{yc}}{\text{rc}}$$

$$\alpha = \text{arctang}\left(\frac{\text{xc} - \text{xg}}{\text{h} - \text{yc}}\right)$$

$$\omega = \text{arccos}\frac{\text{dcg}}{2 * \text{rc}}$$

Donde:

Ic: Corriente crítica de rayo que produce el flameo (kA).

Zc: Impendancia del conductor ante el frente de onda atmosférico.

Yc: Altura promedio de pantalla de cables sobre el piso (m).

h: Altura de los conductores de face en la en la torre (m).

rc: Distancia crítica (m).

rg: Distancia crítica a tierra (m).

dcg: Distancia entre hilo de guarda y el conductor (m).

xc: Coordenada del conductor en el en el eje *x* (m).

xg: Coordenada del conductor en el en el eje *y* (m).

hg: Coordenada del hilo de guardia en el en el eje *y* (m).

Xs: Área desprotegida (m).

Se reemplaza los valores para la fase A en las ecuaciones y se tiene:

$$\text{Zc} = 60\ln\left(\frac{2 * 2 * 17{,}3}{0{,}01596}\right) = 640{,}64\ \Omega$$

$$\text{Vco\%} = 0.9 * 650 = 585\ \text{kV}$$

$$\text{Ic} = \frac{2 * 585}{640{,}64} = 1{,}83\ \text{kA}$$

$$\text{rc} = 10 * 1{,}83^{0{,}65} = 14{,}8\ \text{m}$$

$$\mathrm{rg} = (3{,}6 + 1{,}7 * \ln(43 - 14{,}8)) * 1{,}83^{0{,}65} = 13{,}5\ \mathrm{m}$$

$$\theta = \mathrm{arcosen}\frac{15{,}79 - 17{,}3}{17{,}32} \rightarrow \theta = -14{,}9°$$

$$\omega = \mathrm{arccos}\frac{4{,}38}{2 * 17{,}32} \rightarrow \omega = 81{,}5°$$

$$\alpha = \mathrm{arctang}\left(\frac{-2 - 17{,}3}{21{,}2 - 17{,}3}\right) \rightarrow \alpha = -78{,}6°$$

$$\mathrm{Xs} = 17{,}32 * \left(\cos - 14{,}9 + \mathrm{sen}(-78{,}6 - 81{,}5)\right) = 9{,}25\ \mathrm{m}$$

Resulntando $\alpha = 11{,}4°$ y $\mathrm{Xs} = 9{,}25\ \mathrm{m}$

Despues de verificar el apantallamiento en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV se obtiene el suigiente resultado que el ángulo de apantallamiento se encuentra dentro de la norma IEEE Std. 1243-1997 y no se necesita realizar ningún tipo de corrección.

3.6. Verificación del aislamiento

Se verificará el aislamiento aplicando los siguientes criterios:

- Determinación del número de aisladores para una cadena de aisladores de acuerdo con la distancia de fuga del aislador, corrección por la altura y según el nivel de contaminación de la zona.

- Verificación del aislamiento frente a sobrevoltajes de:
  Sobre voltaje a frecuencia industrial.
  Sobre voltaje de origen atmosférico.

De acuerdo a la norma IEC 60071-1-2006 considera que para tensiones hasta los 245 kV el nivel básico de aislamiento de impulso está determinado principalmente por los sobrevoltajes de origen atmosférico que son los que producen los mayores esfuerzos en el aislamiento. Por lo tanto no se considera los sobre voltajes de maniobra, que son considerados para tensiones del sistema superiores o iguales a 300 kV.

Según la norma IEEE Std. 1313.2-1996 se tiene:

3.6.1. Cálculo del número de aisladores

El cálculo del número de aisladores en una cadena para el grado de contaminación está dado por la Ecuación 3.15.

$$N_a = V_{ff} * \frac{D_f}{d_f}$$

Ecuación 3.15. Número de aisladores. [13]

Voltaje pico:

$$V_{pico} = \frac{\sqrt{2} * 138\ kV}{\sqrt{3}} = 112{,}68\ kV$$

Voltaje RMS:

$$V_{RMS} = \frac{138\ kV}{\sqrt{3}} = 79{,}67\ kV$$

Donde:

N_a: Número de aisladores.

D_f: Distancia mínima de fuga para un cierto grado de contaminación. Tabla 3.6

d_f: Distancia de fuga mínima de cada aislador (mm). Tabla 3.7

V_{ff}: Tensión nominal del sistema.

Remplazando los siguientes valores en la ecuación se tiene:

$D_f = 20\ mm/kV$

$d_f = 320\ mm$

$V_{ff} = 138\ kV$

$$N_a = 138 * \frac{20}{320} = 8{,}64$$

El número de aisladores requeridos a nivel del mar es nueve, pero como la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana se encuentra en una altura diferente se hacen las siguientes correcciones.

$$N_a = f_1 * V_{ff} * \frac{D_{f\,corregido}}{d_f}$$

Ecuación 3.16. Número de aisladores con corrección. [13]

$$D_{f\,corregido} = \frac{D_f}{\sqrt{\delta}}$$

$$\delta = \frac{3{,}92 * b}{273 + t}$$

$$\log b = \log(76) - \frac{h}{18336}$$

Donde:

f_1: Factor de seguridad del 10%. Norma IEEE-1427-2006

δ: Densidad relativa del aire.

b: Presión barométrica ($cm\ Hg$).

t: Temperatura ambiente ($°C$).

h: Altura sobre el nivel del mar (m).

Remplazando los siguientes valores en la Ecuación 3.16 se tiene:

$h = 1000\ m.s.m.s$

$t = 20\ °C$

$f_1 = 1{,}1$

$$b = 10^{\log(76) - \frac{1000}{18336}} = 67{,}03$$

$$\delta = \frac{3{,}92 * 67{,}03}{273 + 20} = 0{,}8968$$

$$D_{\text{f corregido}} = \frac{20}{\sqrt{0{,}8968}} = 21{,}12$$

$$Na_{\text{corregido}} = 1{,}1 * 138 * \frac{21{,}12}{320} = 10$$

El número de aisladores requeridos con la corrección es 10

3.6.2. Longitud de la cadena de aisladores

La cadena de aisladores se muestra en la Figura 3.10.

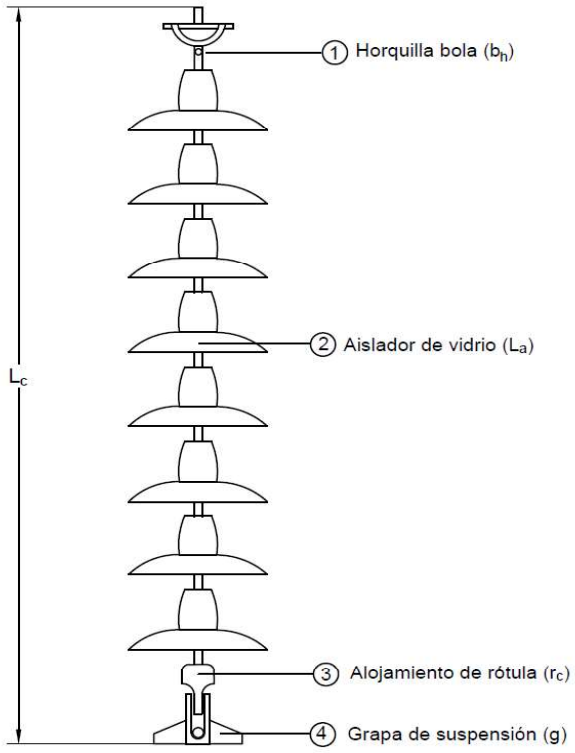


Figura 3.10. Cadena de aisladores [Elaboración Propia]

Herrajes

Los herrajes son galvanizados en caliente con una alta resistencia corrosiva al medio ambiente, las grapas de suspensión, alojamiento de rótula, y la horquilla de bola posen superficie antideslizante soportan un 95% de la carga de rotura del cable.

Aisladores

Los aisladores comúnmente usados son aislador tipo disco - bola de porcelana y vidrio con partes metálicas debidamente protegidas por la acción corrosiva del medio ambiente. Las características técnicas se observan en la Tabla 3.7.

La longitud de la cadena de aisladores se determina por medio de las ecuaciones:

$$\mathrm{Lc} = \mathrm{Ca} + \mathrm{Hc}\ [\mathrm{mm}]$$

Ecuación 3.17. Longitud de la cadena de aisladores. [14]

$$\mathrm{Ca} = \mathrm{Na} * \mathrm{La}$$

Ecuación 3.18. Longitud de acuerdo al número de aisladores. [14]

$$\mathrm{Hc} = \mathrm{g} + \mathrm{bh} + \mathrm{rc}$$

Ecuación 3.19. Longitud de los herrajes. [14]

Donde:

Lc: Longitud de la cadena de aisladores.

Ca: Longitud de acuerdo al número de aisladores.

Hc: Longitud de los herrajes.

Na: Número de aisladores.

La: Espaciamiento unitario. Tabla 3.8

g: Longitud de la grapa de suspensión. Tabla 3.8

bh: Longitud de la bola de horquilla. Tabla 3.8

rc: Longitud de la rótula. Tabla 3.8

Reemplazando los valores de la Tabla 3.8 en las ecuaciones anteriores se tiene:

$$\mathrm{Ca} = 10 * 146 = 1460\ \mathrm{mm}$$

$$\mathrm{Hc} = 50 + 82 + 41{,}5 = 173{,}5\ \mathrm{mm}$$

$\mathrm{Lc} = 1460 + 173{,}5 = 1633{,}5\ \mathrm{mm}$

$\mathrm{Lc} = 1{,}63\ \mathrm{m}$

La longitud calculada de la cadena de aisladores es 1,63 m.

3.6.3. Sobrevoltaje a frecuencia industrial (V_{fi})

El sobrevoltaje a frecuencia industrial soportada por los aisladores se determina mediante la Ecuación 3.20:

$$\mathrm{V_{fi}} = \frac{\mathrm{N_a} * \mathrm{d_f}}{\mathrm{D_f}}$$

Ecuación 3.20. Tensión a frecuencia industrial. [13]

$$\mathrm{V_{fi}} = \frac{\mathrm{N_{a\ corregido}} * \mathrm{d_f}}{\mathrm{D_{f\ corregido}}}$$

$$\mathrm{V_{fi}} = \frac{10 * 320}{21{,}12} = 151{,}52$$

Resultando $\mathrm{V_{fi}} = 151{,}52\ \mathrm{kV}$

El número de aisladores para soportar esta condición es de 10 según la norma ANSI C29.1-2012.

3.6.4. Sobrevoltaje de origen atmosférico

La tensión crítica de flameo CFO se calcula con la Ecuación 3.21:

$$\mathrm{CFO} = \frac{\mathrm{Ks} * \mathrm{BIL}}{1 - (\mathrm{K} * \mathrm{dr} * \mathrm{d_{std}})}$$

Ecuación 3.21. Tensión critica de flameo. [13]

Donde:

Ks: Constante de seguridad para impulsos, según la norma IEEE-1427-2006 equivale al 15% ($\mathrm{Ks} = 1{,}15$).
BIL: Nivel básico de aislamiento de impulso.
K: Constante de probabilidad de flameo, la norma recomienda 1,3 que equivale al 10% de la probabilidad de falla para la tensión tolerada o soportada.
dr: Densidad relativa del aire.
$\mathrm{d_{std}}$: Desviación estándar; Según la norma IEEE-1427-2006 equivale al 3% (0,03) y según la norma IEC-60071-2-1996 equivale al 6% (0,06).

Método de cálculo para impulso de rayo (NBA-BIL)

$\mathrm{BIL} = 650\ \mathrm{kV}$ (Tabla 3.5)
$\mathrm{Ks} = 1{,}15$
$\mathrm{d_{std}} = 0{,}06$
$\mathrm{dr} = 0{,}89$
$\mathrm{k} = 1{,}3$

Reemplazando los valores en la Ecuación 3.21 se tiene:

$$\mathrm{CFO} = \frac{1{,}15 * \mathrm{BIL}}{1 - (1{,}3 * 0{,}89 * 0{,}06)}$$

$$\mathrm{COF} = 1{,}1959 * \mathrm{BIL}$$

$$\mathrm{CFO} = \frac{1{,}15 * 650000}{1 - (1{,}3 * 0{,}89 * 0{,}06)} = 803{,}26$$

Resultando $\mathrm{CFO} = 803{,}26\ \mathrm{kV}$

El aislador estándar U120BS de 255 mm x 146 mm tiene un nivel básico de aislamiento de 100 kV debido a que el CFO no es lineal para una cadena de aisladores, se debe tener en cuenta esta no linealidad mediante el uso del grafico (CFO vs Número de aisladores) que está en función de la siguiente expresión:

$$\mathrm{Na} = \left[\left(6{,}6485\ x\ 10^{-6}\right)(\mathrm{CFO}^2) + \left(7{,}9192\ x\ 10^{-3}\right)(\mathrm{CFO}) + 0{,}4219\right]$$

Ecuación 3.22. CFO vs Número de aisladores. [Norma IEC 60071-2-1996]

La selección del número de aisladores (Na) para la cadena de aisladores se lo hace mediante el valor del CFO calculado y de acuerdo a la Figura 3.11, que se construye el gráfico de acuerdo a la Ecuación 3.22.

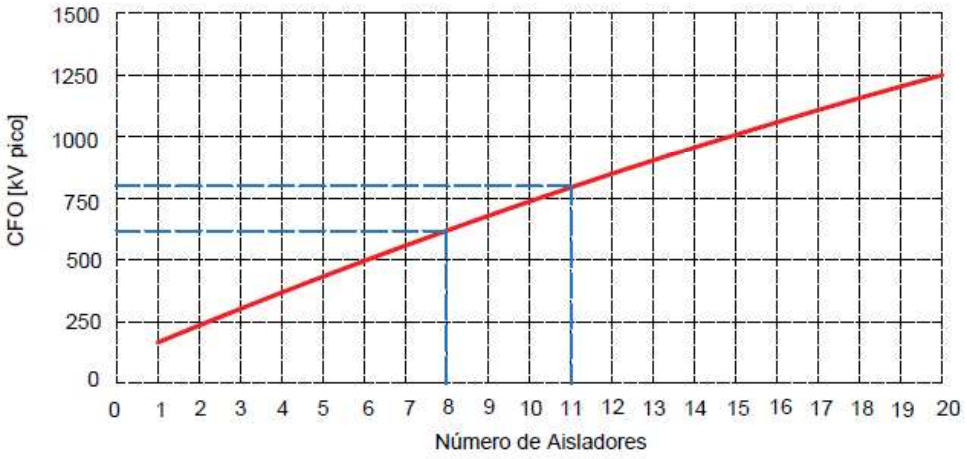


Figura 3.11. Método de selección por CFO. [Norma IEC 60071-2-1996]

El número de aisladores minimo debería ser 11.

La Tabla 3.5 se muestra las definiciones y requerimientos para interruptores de Aire, Aisladores y soportes de Alto Voltaje.

Tabla 3.5. BIL. [Norma ANSI C37.30-2002]

Tensión Nominal del Sistema kV	Nivel Básico de Aislamiento BIL kV
14.4	110
23	150
34.5	200
46	250
69	350
115	550
138	650
161	750
230	900
230	1050

Tabla 3.6. Distancias de fuga mínimas para diferentes grados de contaminación. [Norma IEE Std. 1313-1999]

Grado de Contaminación	Tipos de Ambiente	Mínima Distancia de Fuga mm/kV	
		Norma IEC 60071-2-1996	Norma IEEE Std-1313-1999
I-Insignificante	Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción. Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sometidas a frecuentes vientos y/o lluvia. Áreas agrícolas. Áreas montañosas. Todas las áreas anteriores deben estar situadas al menos entre 10 y 20 km del mar y no estar sometidas a vientos provenientes del mismo.	16	27,7
II-Medio	Áreas con industrias poco contaminantes y/o con casas equipadas con plantas de calefacción. Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias. Áreas expuestas a vientos del mar pero no próximas a la costa.	20	34,6
III-Fuerte	Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo polución. Áreas próximas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.	25	43,3
IV-Muy Fuerte	Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos. Áreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes. Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal.	31	53,7

Las características técnicas de los aisladores que componen la cadena de la línea de trasmisión se indican en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Características técnicas del aislador. [14]

Característica	Valor
Tipo de aislador	Estándar U120BS (clase IEC)
Material	Vidrio o porcelana
Distancia de fuga	320 mm
Diámetro	255 mm
Espaciamiento por aislador	146 mm
Resistencia mecánica	120 kN
Resistencia al impacto	6,78 Nm
Peso	4,10 kg
Nivel básico de aislamiento	100 kV
Voltaje soportado a baja frecuencia en seco	70 kV
Voltaje soportado a baja frecuencia en húmedo	40 kV
Voltaje de perforación a baja frecuencia	123 kV

Tabla 3.8. Características de la cadena de aisladores. [14]

Característica	Dimensiones (mm)
Horquilla Bola (b_n)	82
Aislador de vidrio (L_a)	146
Alojamiento de rótula (r_c)	41,5
Grapa de suspensión (g)	50

Después de verificar el número de aisladores y si el aislamiento es capaz de soportar las condiciones atmosféricas por las que atraviesan las líneas de transmisión se tienen los siguientes resultados:

- Para la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV, se han empleado aisladores tipo U120BS con línea de fuga unitaria de 320 mm, por lo que se necesitan al menos 11 unidades.

- Para las 11 unidades la longitud de la cadena de aisladores debería ser al menos 1,78 m.

3.7. Verificación del sistema de puesta a tierra

Todas las torres tienen sistema de puesta a tierra (varillas y contrapesos), cable de guarda con el fin de reducir el número de descargas que produzcan flameo a la línea.

En la Tabla 3.9 se indican las resistividades por conformación de los diferentes tipos de suelo.

Tabla 3.9. Resistividad por conformación. [15]

Clase de Terreno	**ρ(Ω.m)**
Tierra orgánica húmeda	10
Tierra pantanosa	50
Tierra arcillosa húmeda	100
Tierra arcillo-arenosa húmeda	200
Tierra arenosa seca	1000
Tierra de arenisca dura	2000
Suelo con estrato de roca	10000

La resistencia de puesta a tierra es directamente proporcional a las características físicas químicas del suelo y si una línea de trasmisión presenta continuas salidas debido a flameos inversos significa que tiene altas resistencias de puesta a tierra en las estructuras por ende se busca mejorar la resistencia de puesta a tierra.
Apartir: para mejorar la resistencia de puesta a tierra primero se debe medir la resistencia de puesta a tierra para posteriormente instalar contrapesos, varillas y mejoramiento del suelo.

Los de cables de contrapesos se entierran horizontalmente unidos a la estructura de la torre, estos deben ser conductores de cobre cuyo calibre se indican en la Figura 4.3.

Si es necesario la utilización de varillas estas se entierran verticalmente pegadas a la estructura de la torre estas deben ser de acero con recobrimiento de cobre de 5/8 x 3 m.

En algunos casos es necesario la utilización de soluciones químicas, como geles, cementos, sales etc en el suelo donde se encuentra la torre. Con la finalidad de disminuir el valor de la resistencia de puesta a tierra.

3.7.1. Resistencia de pie de torre

El pico de sobrevoltaje que se genera en la torre esta relacionado directamente con la resistencia de pie de torre al momento de la descaraga, debido a la reflexion de la base de la torre en el momento de la descarga [16].

La resistencia de pie de torre se calcula con la Ecuación 3.23:

$$R_T = \frac{R_o}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}}$$

Ecuación 3.23. Resistencia de pie de torre. [16]

$$I_g = \frac{E_o * \rho}{2\pi {R_o}^2}$$

Donde:

R_T: Es resistencia de puesta a tierra aparente en el momento de la descarga.

R_o: Es resistencia de pie de torre a baja frecuencia y baja corriente medida en el campo.

I_g: Es la corriente máxima para iniciar una ionización suficiente del suelo.

I: Es la corriente a través de la resistencia de pie de torre

ρ: Resistividad del suelo 100 Ωm

E_o: Gradiente de ionización del suelo 300 kV/m

3.7.2. Medición de resistencia de puesta a tierra

La medición de la resistencia de puesta a tierra de una torre que integra una línea de trasmisión aérea por métodos convencionales ofrece una gran dificultad dado que las torres están eléctricamente unidas a través del cable de guarda, lo que en realidad se mide es el sistema formado por todas las puestas a tierra, conectadas en paralelo. Por lo tanto el valor que se obtiene regularmente es bajo y no representa el verdadero estado de una puesta a tierra. Un método para obtener el valor correcto consiste en desconectar el cable de guarda y una vez aislado, efectuar la medición para luego volverlo a conectar. Como esta operación debe hacerse la mayoría de veces, con la línea energizada, resulta una tarea

compleja, costosa y de alto riesgo incluso con la línea fuera de servicio es un trabajo lento, tedioso y peligroso. [15]

Por lo que una solución integral es la utilización de un telurómetro Figura 3.12 y Figura 3.13 su empleo permite conocer el estado de la puesta a tierra realizando la medición en pocos minutos y con la línea energizada.

Figura 3.12. Telurómetro AEMC Ground Tester 6472 Y6474. [Fotografía]

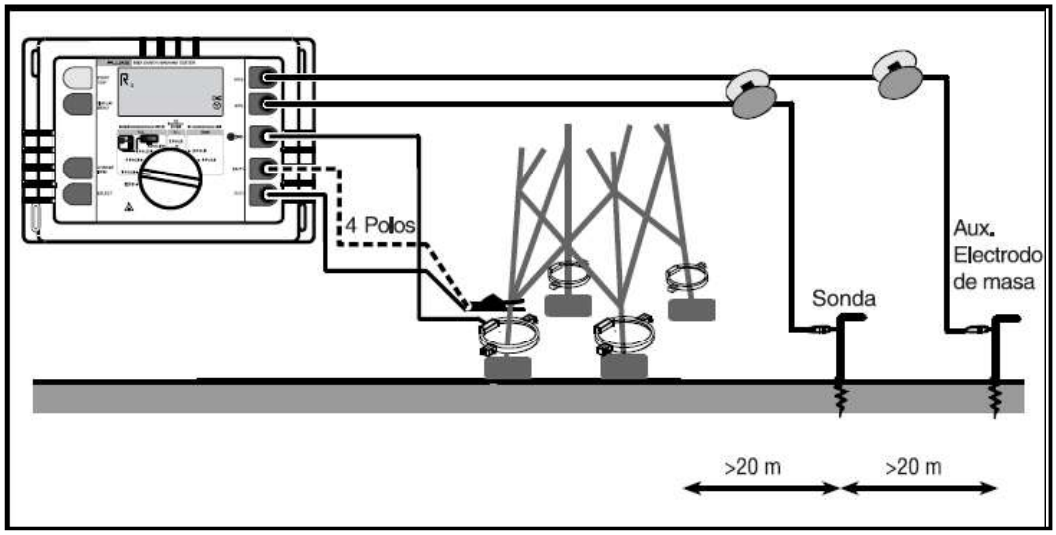


Figura 3.13. Forma de conexión. [Manual de Operación]

La Tabla 3.10 muestra las mediciónes de resistencia de pie de torre de un tramo de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV comprendido entre las estructuras E230 y E243

Tabla 3.10. Pruebas de medición de resistencia de pie de torre. [1]

Estructura		Pata A	Pata B	Pata C	Pata D	R Ω	Tipo	Temperatura Ambiente	Humedad Relativa	Estado
		R Ω	R Ω	R Ω	R Ω		Suelo	(ºC)	%	
E230	SP2 - (S)	27,44	7,265	25,89	13,5	3,4869	arcilla húmeda	26	80	nublado
E231	A10 - (R)	3,239	432,3	1,061	14,77	0,7569	arcilla húmeda	28	80	soleado
E232	SL-CL - (S)	33,43	18,08	32	19,5	5,9611	arcilla húmeda	26	80	nublado
E233	A30 - (S)	16,97	15,06	71,46	52,86	6,3195	arcilla húmeda	26	80	nublado
E234	ACACIA (S)	0,080 4	0,689	5,269	11,5	0,0706	arcilla húmeda	30	80	soleado
E235	A10 - (S)	57,41	38,01	27,74	12,96	6,3720	arcilla húmeda	32	80	soleado
E236	ACACIA N (S)	35,07	5,122	7,304	8,51	2,0913	arcilla húmeda	32	80	soleado
E237	ACACIA N (S)	8,19	9,621	8,992	87,09	2,8675	arcilla húmeda	31	80	soleado
E238	ACACIA N (S)	7,653	10,77	24,9	17,6	3,1202	arcilla húmeda	31	80	soleado
E239	SL2-2 - (S)	7,521	6,002	8,696	37,2	2,2653	arcilla húmeda	32	80	soleado
E240	ACACIA (S)	16,6	4,111	16,65	162,8	2,7049	arcilla húmeda	25	80	nublado
E241	ACACIA (S)	3,351	4,707	12,26	48,76	1,6315	arcilla húmeda	25	80	nublado
E242	ACACIA (S)	3,504	9,101	7,252	93,82	1,8389	arcilla húmeda	30	80	soleado
E243	A30 - (R)	5,187	26,25	27,78	29,86	3,3292	arcilla húmeda	27	80	soleado

Después de verificar la resistencia de puesta a tierra en cada una de las estructuras se observa que es necesario bajar la resistencia de puesta a tierra en las torres que estan identificadas (ver anexo V.B).

3.8. Protecciones eléctricas, verificación mediante el ajuste del relé de distancia

De acuerdo con un informe de inspección por falla en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana a 138 kV.

El día viernes 19 de mayo del 2017 se informa de la salida de servicio de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana de 138 kV, el evento se produjo el día anterior en horas de la madrugada exactamente a las 03h18. [1] La información de la falla se muestra en la Tabla 3.11 y de acuerdo con las protecciones operadas y proporcionada por personal de Operación de la subestación Tena fue:

Tipo de falla: Falla bifásica fase C y B a tierra.

Tabla 3.11. Operación de Protecciones y alarmas. [1]

S/E	Panel	Alarma	Relé	Distancia	Disyuntor
Orellana	Tena 138 kV	Arranque fase B	21P	98.6 km	52-112
Orellana	Tena 138 kV	Arranque fase C	21P	98.6 km	52-112
Orellana	Tena 138 kV	Arranque tierra	21P	98.6 km	52-112
Orellana	Tena 138 kV	Recibo teleproteción	21P	98.6 km	52-112
Orellana	Tena 138 kV	Disparo teleproteción	21S	100.2 km	52-112
Orellana	Tena 138 kV	Recibo teleproteción	21S	100.2 km	52-112
Tena	Orellana 138 kV	Disparo general	21P	41 km	52-112
Tena	Orellana 138 kV	Disparo zona 1	21P	41 km	52-112
Tena	Orellana 138 kV	Arranque fase B	21P	41 km	52-112
Tena	Orellana 138 kV	Arranque fase C	21P	41 km	52-112
Tena	Orellana 138 kV	Arranque tierra	21P	41 km	52-112
Tena	Orellana 138 kV	Recibo teleproteción	21P	41 km	52-112
Tena	Orellana 138 kV	Disparo general	21S	37.5 km	52-112
Tena	Orellana 138 kV	Recibo teleproteción	21S	37.5 km	52-112

Para llevar a cabo las protecciones eléctricas se consideran las siguientes características:

- Fiabilidad.
- Selectividad y Coordinación.
- Velocidad o tiempo de despeje de fallas.
- Sensibilidad de protección.

Para detectar la falla de forma automática el relé necesita conocer el voltaje y/o corriente de la falla, los mismos que son proporcionados por transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP) como se muestra en la Figura 3.14.

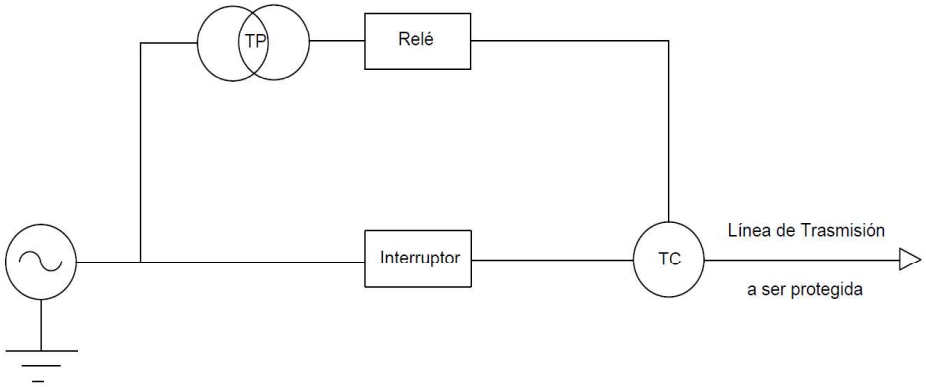


Figura 3.14. Esquema de protecciones de la Línea de Trasmisión.
[Elaboración propia]

Un sistema eléctrico de potencia se debe proteger de forma completa para lo que es necesario dividirlo en zonas de influencia como se observa en la Figura 3.15.

La protección de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138kV emplea la protección de distancia que es una protección más selectiva y por lo mismo puede ser más rápida, a continuación se presenta la zonificación de la línea.

Zona 1 (Z_1): se hace uso para detectar fallas ajustadas aproximadamente al 80% de la línea de trasmisión, se determina mediante la Ecuación 3.24.

$$Z_1 = K_1 * Z_{secundario\ L1}$$

Ecuación 3.24. Zona 1. [17]

Donde:

Z_1: Ajuste de la zona 1 (Ω).

$K_1 = Constante = 80\%$

$Z_{secundario\ L1}$: Impedancia de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana visto del secundario del transformador (Ω).

Zona 2 (Z_2): el valor mínimo de ajuste se selecciona a 120% de la impedancia de la línea de trasmisión:

$$Z_2 = K_2 * Z_{secundario\ L1}$$

Ecuación 3.25. Zona 2. [17]

Donde:

Z_2: Ajuste de la zona 2 (Ω).

$K_2 = Constante = 120\%$

$Z_{secundario\ L1}$: Impedancia de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana visto del secundario del transformador (Ω).

Zona 3 (Z_3): el ajuste de la zona tres se determina por:

$$Z_3 = K_1 * Z_{secundario\ L1} + K_2 * Z_{secundario\ L2}$$

Ecuación 3.26. Zona 3. [17]

Donde:

Z_3: Ajuste de la zona 3 (Ω).

$K_1 = Constante = 100\%$

$K_2 = Constante = 120\%$

$Z_{secundario\ L1}$: Impedancia de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana visto del secundario del transformador (Ω).

$Z_{secundario\ L2}$: Impedancia de la línea de trasmisión Tena-Puyo visto del secundario del transformador (Ω).

Los resultados de la simulación del line check en ATP se obtienen los parámetros de la línea de trasmisión (anexo VIII reportes), en Tabla 3.12 se muestran los parámetros para la obtención de Z_{L1} y Z_{L2}.

Tabla 3.12. Parámetros de la línea de trasmisión. [Elaboración propia]

Línea de Trasmisión	Secuencias	R(Ω/km)	X(Ω/km)	B(μs/km)	Longitud (km)
Tena-Francisco de Orellana	Positiva y Negativa	0,0558	0,5096	0,3168	142
	Cero	0,2146	1,644	0,1334	
Tena-Puyo	Positiva y Negativa	0,095	0,552	0,443	61,90
	Cero	0,262	1,601	0,201	

$$Z_{L1} = 7{,}92 + j\ 72{,}36\ \Omega$$

$$Z_{L2} = 5{,}88 + j\ 34{,}19\ \Omega$$

Donde:

Z_{L1}: Impedancia de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana.

Z_{L2}: Impedancia de la línea de trasmisión Tena-Puyo.

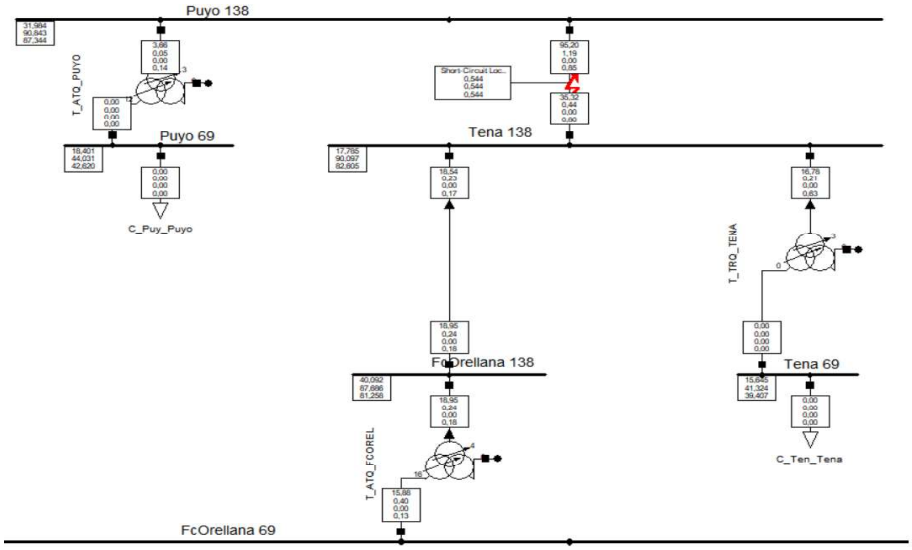


Figura 3.15. Líneas de trasmisión que componen la zona de influencia para el ajuste del relé. [Captura de pantalla DigSilent]

La elección del TC se realiza en función de la corriente nominal (In) de la línea de trasmisión donde está instalado el relé 21, además se considera el crecimiento de la corriente nominal.

$$\mathrm{TC} = \frac{\mathrm{In}}{\mathrm{TAP}}$$

Ecuación 3.27. Elección del TC. [18]

Donde:

In: Corriente nominal

TAP sin carga: 3

Reemplazando valores en la Ecuación 3.27 se tiene:

$$\mathrm{TC} = \frac{350}{3} = 116{,}67$$

Se normaliza y considerando el crecimiento de la demanda se tiene TC= 120

De los resultados de la simulación de cortocircuitos en DigSilent, se tienen las corrientes nominales que se muestran en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13. Corrientes nominales. [Elaboración propia]

Línea de Trasmisión	Corriente Nominal I_n (A)
Tena-Francisco de Orellana	350
Tena-Puyo	544

La elección del TP se realiza en función de la tensión nominal (Vn) de la línea de trasmisión donde está instalado el relé de distancia 21, los relés trabajan con una tensión aplicada (Va) de 115 V.

El TP seleccionado se determina con la Ecuación 3.28 según la relación de transformación:

$$\mathrm{TP} = \frac{\mathrm{Vn}}{\mathrm{Va}}$$

Ecuación 3.28. Elección del TP. [18]

Donde:

Vn: Tensión nominal (V).

Va: Tensión aplicada al relé (V)

Reemplazando valores en la Ecuación 3.28 se tiene:

$$\mathrm{TP} = \frac{138\,000}{115} = 1200$$

La impedancia para el lado del secundario para que mida el relé se estable por la siguiente Ecuación 3.29:

$$Z_{secundario\ L} = Z_{primario\ L} * \frac{\mathrm{TC}}{\mathrm{TP}}$$

Ecuación 3.29. Impedancia secundaria. [18]

$$Z_{primario\ L} = Z_L$$

Donde:

$Z_{secundario\ L}$: Impedancia de la línea de trasmisión visto del secundario del transformador (Ω).

$Z_{primario\ L}$: Impedancia de la línea de trasmisión visto del primario del trasformador (Ω).

Z_L: Impedancia de la línea de trasmisión (Ω).

Por lo tanto la impedancia del secundario se determina reemplazando valores en la Ecuación 3.29.

$$Z_{secundario\ L1} = (72{,}80 \angle 83{,}76°)\left(\frac{120}{1200}\right)$$

$$Z_{secundario\ L1} = 7{,}28\angle 83{,}76° = 0{,}791 + j\ 7{,}24\ \ \Omega$$

Ajuste de la zona 1 de protección se obtiene reemplazando valores en la Ecuación 3.24:

$$Z_1 = 0{,}8 * 7{,}28\angle 83{,}76° = 0{,}634 + j\ 5{,}80\ \Omega$$

Ajuste de la zona 2 de protección se obtiene reemplazando valores en la Ecuación 3.25:

$$Z_2 = 1{,}2 * 7{,}28\angle 83{,}76° = 0{,}955 + j\ 8{,}69\ \Omega$$

Ajuste de la zona 3 de protección se obtiene reemplazando valores en la Ecuación 3.26:

$$Z_{secundario\ L2} = (34{,}68 \angle 80{,}25°)\left(\frac{120}{1200}\right)$$

$$Z_{secundario\ L2} = 3{,}47\angle 80{,}25° = 0{,}588 + j\ 3{,}42\ \Omega$$

$$Z_3 = 7{,}28\angle 83{,}76° + 1{,}2 *\ 4{,}16\angle 80{,}25° = 1{,}50 + j\ 11{,}34\ \Omega$$

En Figura 3.15 se observan las líneas que participan en el ajuste para la zona tres. Para la zona tres se establece que el 100% de la línea trasmisión protegida (Tena-Francisco de Orellana) más el 120% de la línea de trasmisión adyacente (Puyo-Tena) que se encuentran al mismo nivel de voltaje con el fin de proteger a la línea de trasmisión.

Luego de calcular los ajustes para el relé 21 P se procede a validarlos para lo cual se necesita simular un cortocircuito trifásico en estado de demanda máxima con una resistencia de falla de cero ohmios a diferentes valores de porcentaje de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV. Esta metodología se realiza para observar donde se encuentra operando el Relé. Luego de realizar las diferentes simulaciones se determina que el relé se encuentra operando en la zona tres.

3.9. Características del software Alternative Transients Program (ATP)

Alternative Transients Program (ATP) es una herramienta diseñada para realizar estudios, en individual como en conjunto, de algunos elementos que componen el sistema eléctrico, así como los sistemas de control asociados a los equipos eléctricos. [19]

El programa ATP es un software que permite llevar acabo la simulación digital en el dominio del tiempo y de la frecuencia de fenómenos transitorios de naturaleza electromagnética y electromecánica con fines de diseño, especificaciones de equipos o definición de parámetros eléctricos fundamentales. Mediante el programa es posible plantear y resolver la mayor parte de situaciones que se pueden dar en las diferentes instalaciones eléctricas. [19]

Los estudios que se pueden realizar con el software ATP pueden ser clasificados en diseño en el cual se incluye el dimensionamiento de los equipos, coordinación de aislamiento, nivel de tensión, diseño de los elementos de protección y control. [19]

También se puede utilizar en la solución de los problemas de operación, estos suelen ser fallas en las líneas, análisis de sobretensiones y análisis de transitorios etc.
A continuación se presenta una lista con los casos de estudio más típicos [19]:

Los estudios típicos que se realizan en ATP son:

Transitorio de maniobra

- Determinísticos.
- Probabilísticos.
- Maniobra de reactores.
- Maniobra de capacitores.
- Maniobra de interruptores.
- Re-cierres.
- Tensión transitoria de restablecimiento.
- Transitorios de maniobra en cables.

Coordinación de aislamiento

- Líneas aéreas.

- Subestaciones.
- Subestaciones blindadas en SF6 (GIS).
- Descargadores.

Impulsos atmosféricos

- Contorneos inversos.
- Impulsos inducidos.
- Ingresos de impulsos atmosféricos a subestaciones.

Oscilaciones torsionales de ejes

Resonancia sub-sincrónica.

Rechazo de carga.

Sistema de alta tensión en corriente continua (HVDC)

- Control.
- Transitorios eléctricos.
- Armónicas.

Ferro resonancia

Análisis armónico

Arranque de motores

Sistemas de control

Análisis de sistemas desbalanceados

3.10. Modelación de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV en ATP

Con el fin de obtener la validación y chequeo de la operación de la línea de trasmisión en condiciones normales de operación se obtienen los voltajes, corrientes de fase y las impedancias de secuencia Tabla 3.12.

Se construye el modelo de la línea de trasmisión de simple circuito transpuesta de 138 kV con un hilo de guarda, se utiliza una fuente equivalente de generación en un extremo de la línea de trasmisión y el otro extremo en vacío con su impedancia equivalente de red respectiva, se emplea el modelo cónico para obtener la impedancia de la torre. Con su respectiva cadena de aisladores en cada una de las fases y su resistencia de pie de torre, para luego aplicar el modelo de descarga atmosférica en la línea de trasmisión, se obtiene así los voltajes de línea, voltajes de fase y voltajes en la cadena de aisladores para

reconocer y verificar la operación de la línea de trasmisión en condiciones de falla por descarga atmosférica.

Los parámetros utilizados para modelar la línea de transmisión son varios, entre los que se tiene: las características de cada conductor, disposición geométrica de los conductores en las torres o estructuras, vano promedio de la línea de trasmisión, el voltaje de operación, frecuencia, número de conductores, nivel básico de aislamiento, las características del suelo.

3.10.1. Modelación de la línea de trasmisión

Para la modelación de la línea de trasmisión en ATP es necesario seguir una serie de pasos los cuales se describen a continuación.

3.10.2. Crear un nuevo caso en ATP

Después de abrir el programa ATP en la ventana que aparece a continuación, se selecciona File y se da click sobre el botón New y se crea un nuevo caso para simulación como se muestra en la Figura 3.16.

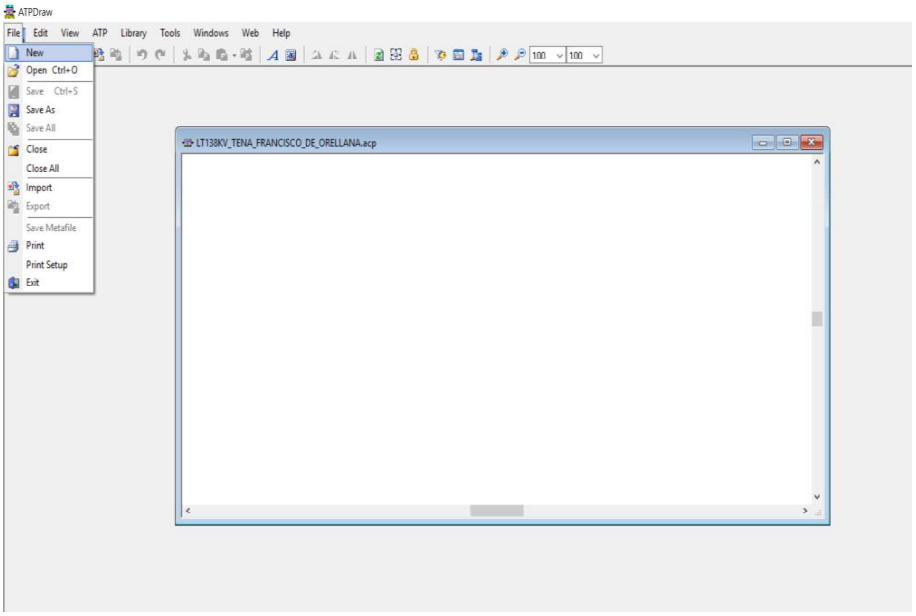


Figura 3.16. Creación de un nuevo caso. [Captura de pantalla de ATP]

3.10.3. Crear la Línea de Trasmisión

Luego se da click derecho sobre la pantalla, se selecciona el botón Lines/Cables y se da click sobre LCC Template. En la Figura 3.17 se ilustra la manera de seleccionar y escoger la línea de trasmisión.

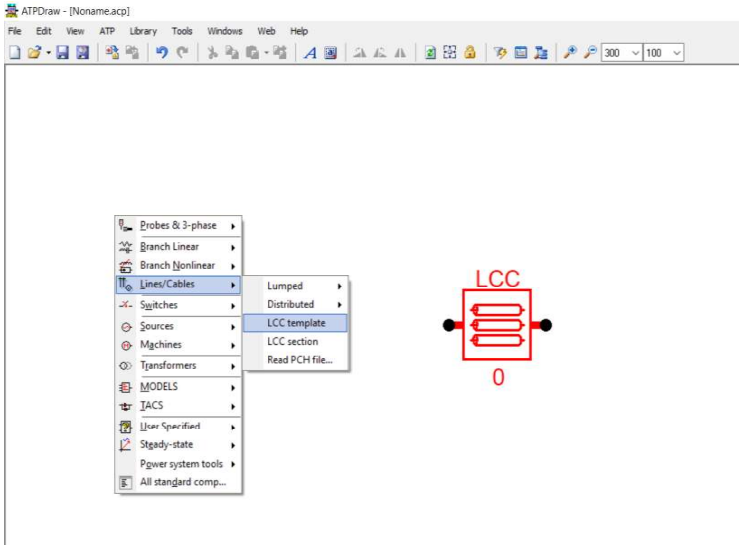


Figura 3.17 Selección del tipo de Línea de Trasmisión. [Captura de pantalla ATP]

3.10.4. Parámetros a ingresar de la Línea de Trasmisión

En la ventana de la Figura 3.17 se da doble click derecho sobre LCC y aparece Line/ Cable Data que se muestra en la Figura 3.18 ahí se colocan los parámetros eléctricos que se muestran en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14. Parámetros a ingresar en el modelo de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana. [Elaboración Propia]

Parámetros	Datos
Voltaje de operación	138 kV
Número de conductores (fases + hilo de guardia)	4
Resistividad	100 ohm/m
Frecuencia	60 Hz
Longitud	142 km
Modelo	JMARTI

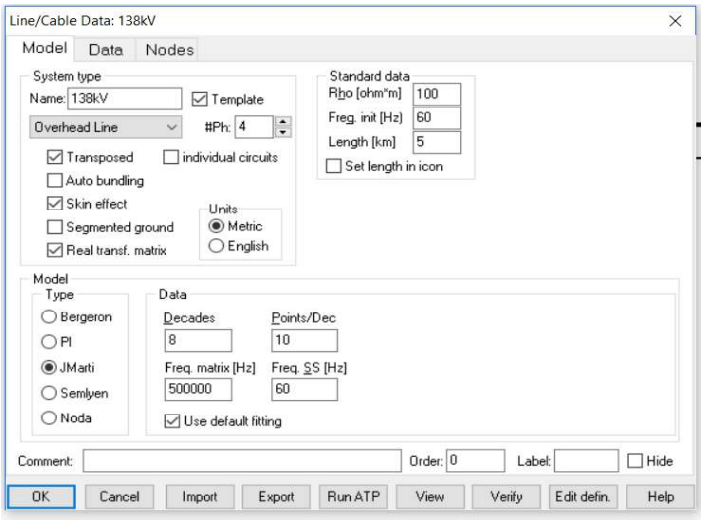
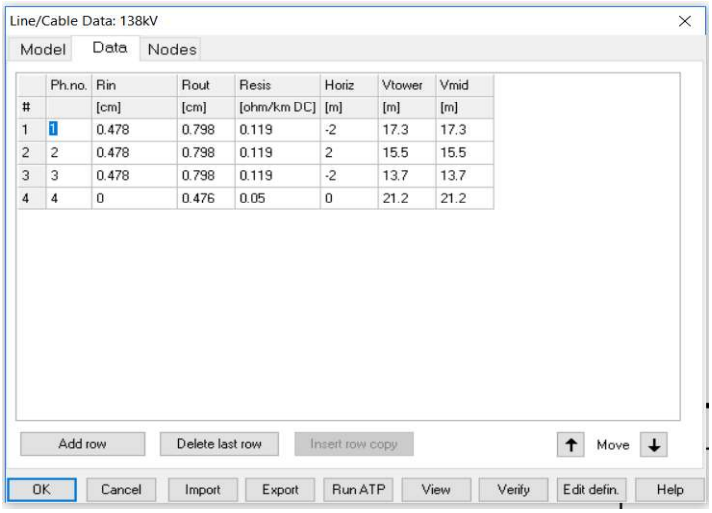


Figura 3.18. Ingreso de parámetros de la Línea de Trasmisión 138 kV.
[Captura de pantalla de ATP]

3.10.5. Parámetros a ingresar de los conductores

En la ventana anterior se debe hacer click sobre Data y llenar los espacios con la información de la Tabla 3.3, Tabla 3.4 y Figura 3.5. En la Figura 3.19 se ilustra la manera de ingresar los parámetros tanto del cable de fase como el cable de guarda y las alturas, disposición geométrica de cada uno de los conductores.



#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0.478	0.798	0.119	-2	17.3	17.3
2	2	0.478	0.798	0.119	2	15.5	15.5
3	3	0.478	0.798	0.119	-2	13.7	13.7
4	4	0	0.476	0.05	0	21.2	21.2

Figura 3.19. Ingreso de los parámetros de los conductores de la torre de 138 kV.
[Captura de pantalla ATP]

En la ventana de la Figura 3.19 se da click sobre el botón View y se despliega View Model que muestra la disposición geométrica de los conductores tanto del cable de guarda como el cable de fase.

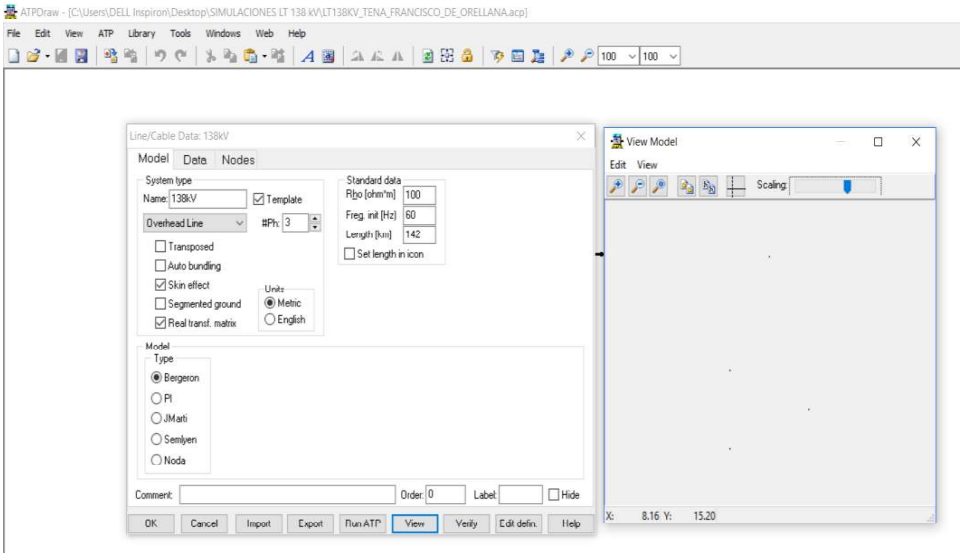


Figura 3.20 Disposición geométrica de los conductores. [Captura de pantalla ATP]

Los demás elementos a ingresar se muestran en el anexo VI.A.

El circuito utilizado para la modelación en condiciones normales de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV se muestra en la Figura 3.21. Para iniciar las simulaciones se comprueba que el circuito funcione correctamente obteniendo los voltajes y corrientes en cualquiera de las barras de la subestaciones pertenecientes a la línea de trasmisión en este caso se elige la barra Francisco de Orellana.

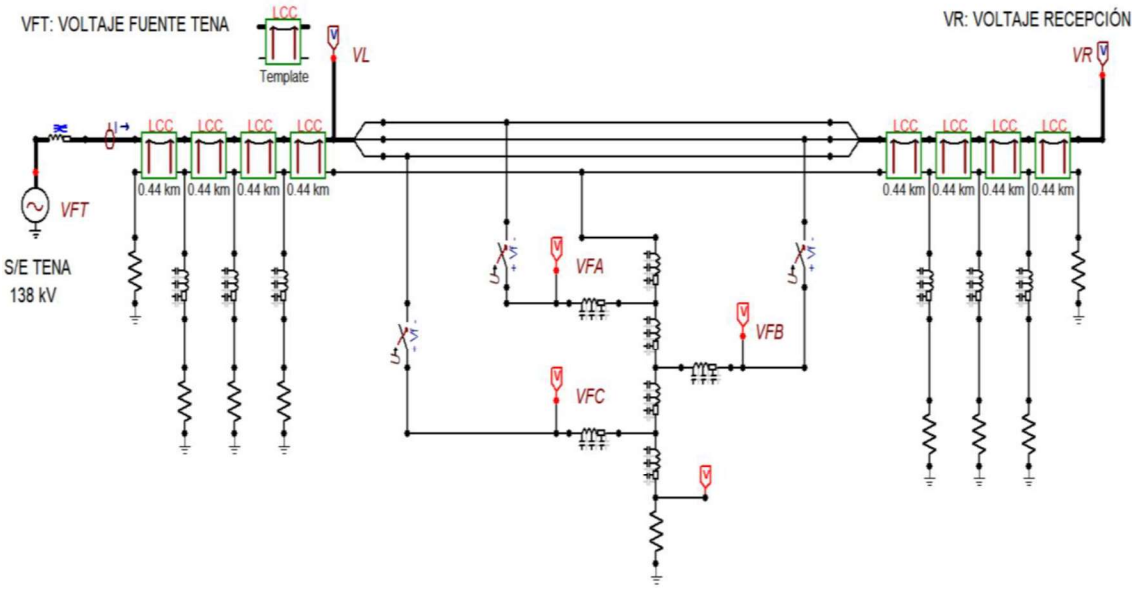


Figura 3.21. Circuito en condiciones normales de operación.
[Captura de pantalla ATP]

La Figura 3.22 y Figura 3.23 muestran los voltajes y corrientes de fase respectivamente en condiciones normales de operación es decir sin falla.

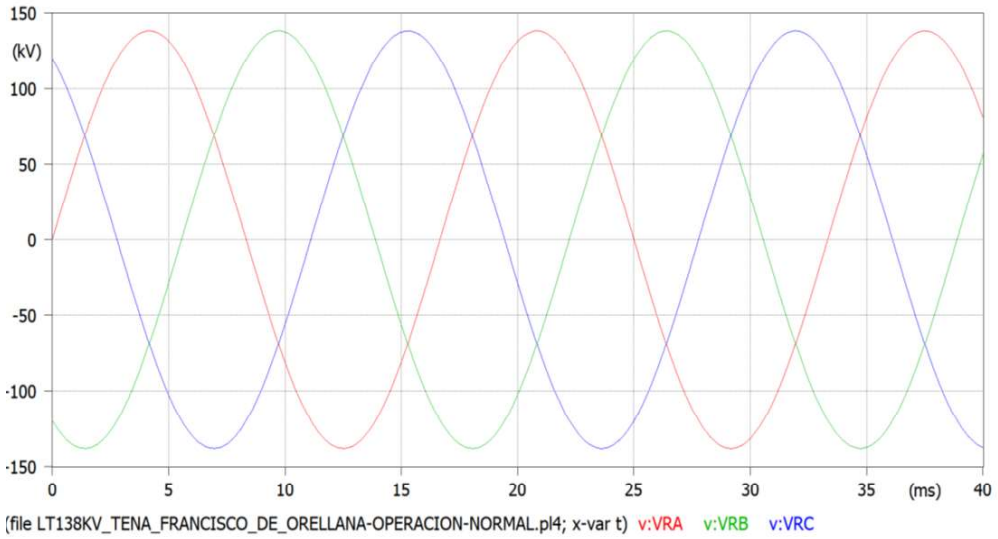


Figura 3.22. Voltajes en la barra Francisco de Orellana. [Captura de pantalla ATP]

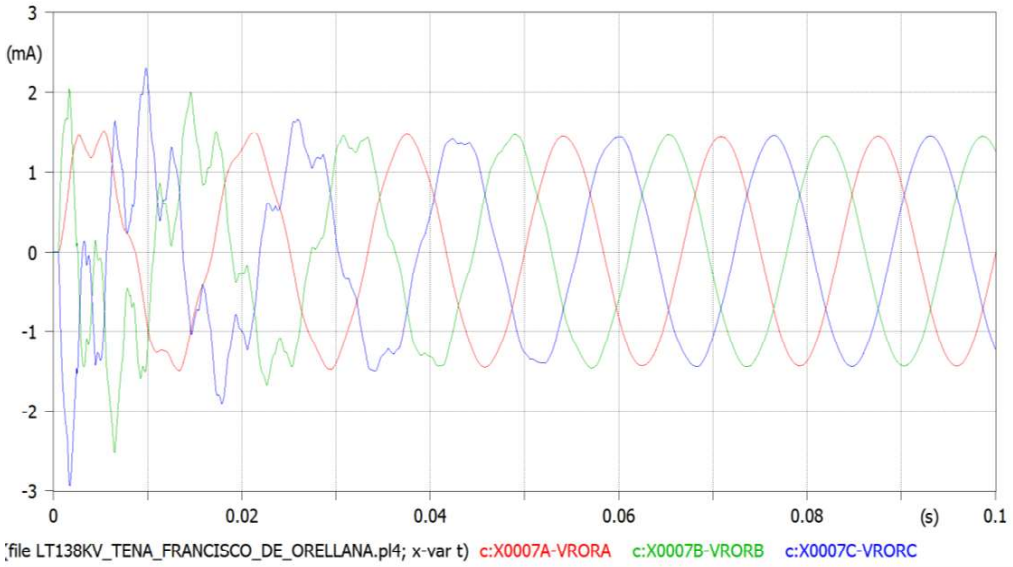


Figura 3.23. Corrientes del circuito visto desde la barra Francisco de Orellana. [Captura de pantalla ATP]

3.11. Modelación de la descarga atmosférica en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV

Para el modelado y simulación de la descarga atmosférica se considera el caso más común ocurrente en la línea de trasmisión que es descarga atmosférica con flameo inverso por lo tanto para su estudio se usa la torre de trasmisión de la Figura 3.24, para el cálculo de la impedancia se utiliza la Ecuación 3.30, se realiza separando la torre en conos que conforman cada una de las secciones como se observa en la Figura 3.24 b, además se necesita considerar el efecto de reflexión de la onda que establece que cuando la descarga atmosférica alcanza la torre de trasmisión, la onda de corriente provocada por el rayo viaja a los dos lados de la línea provocando sobrevoltajes, por lo tanto se consideran por lo menos cuatro torres adicionales a la torre en donde incide la descarga atmosférica.

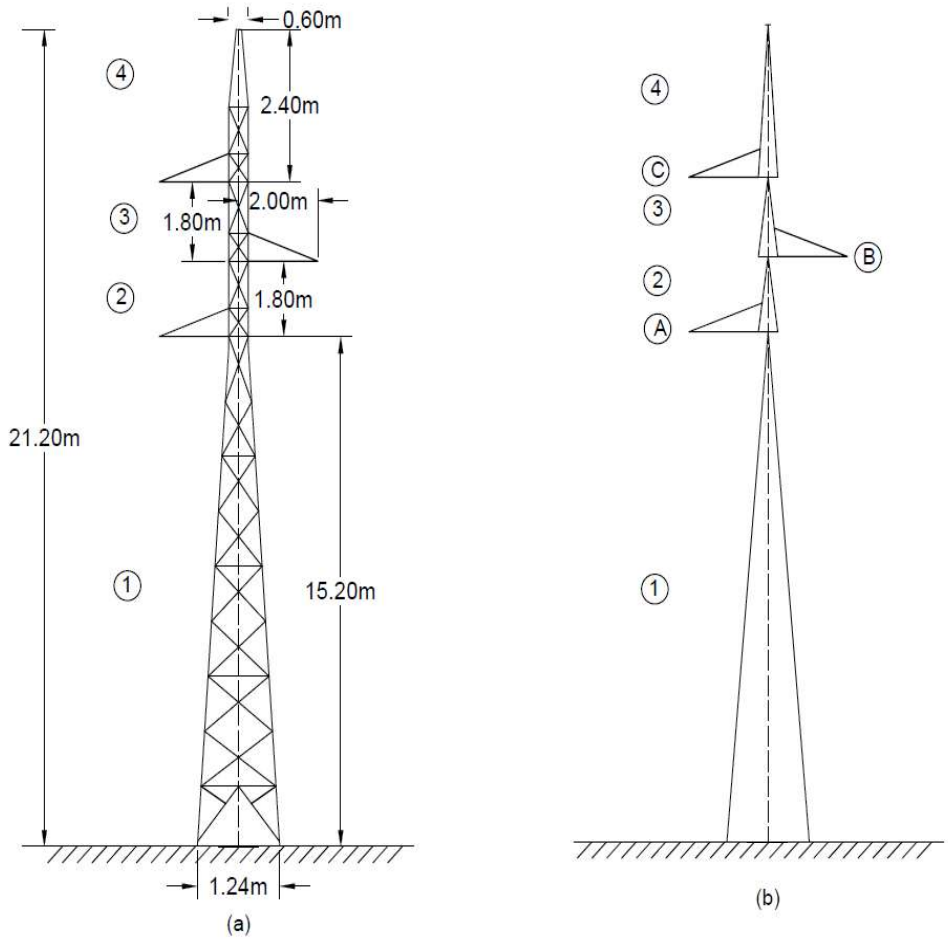


Figura 3.24. a) Forma de la torre, b) Modelo de estudio. [Elaboración Propia]

Cálculo de la impedancia característica:

$$Z_T = 30ln\left[\frac{2(h^2 + r^2)}{r^2}\right]$$

Ecuación 3.30. Impedancia característica de la torre. [11]

Donde:

Z_T: es la impedancia de la torre Ω.

h: altura de la torre m.

r: el radio del cono que representa la torre.

El ejemplo de cálculo se encuentra en el anexo IV.A, Sistemas de Puestas a Tierra (SPT).

3.11.1. Impedancia de la torre 138 kV

En ATP la torre se representa por un arreglo de impedancias como se muestra en la Figura 3.25, en donde los datos de entrada son los valores de impedancia calculados, velocidad de la luz y la altura de cada uno de los conos que conforman la torre.

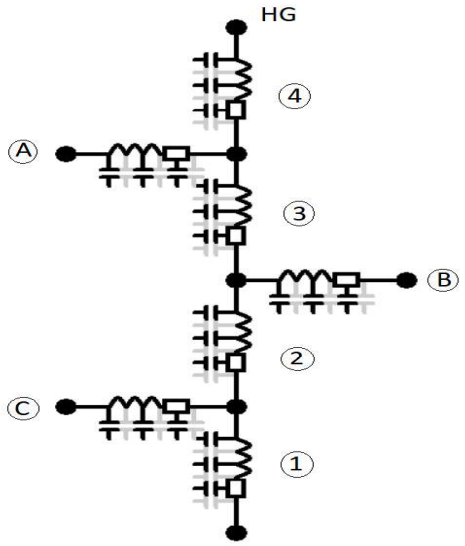


Figura 3.25. Arreglo de impedancias [Captura de pantalla ATP]

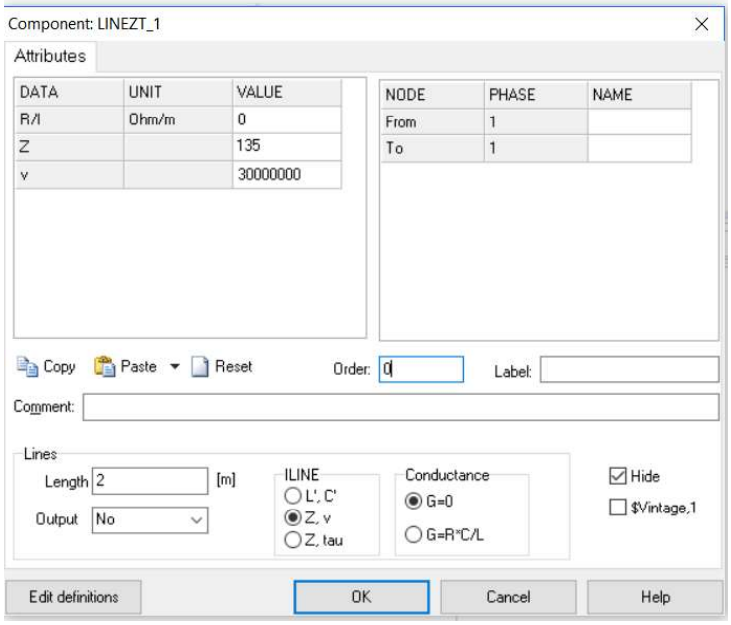


Figura 3.26. Datos de entrada de impedancias de la torre. [Captura de pantalla ATP]

3.11.2. Cadena de aisladores

En ATP la cadena de aisladores se puede simular mediante un interruptor controlado por voltaje como se muestra en la Figura 3.27 que debe estar ubicado entre la cruceta de la torrre y los conductores de fase de la línea de trasmisión. El interruptor controlado por voltaje debe ser normalmente abierto para que si supera el valor de voltaje puesto de acuerdo al nivel básico de aislamiento se cierre y permanezca cerrado un tiempo para que luego regrese a su estado normal de operación, simulando la regeneracion de aislamiento. [20]

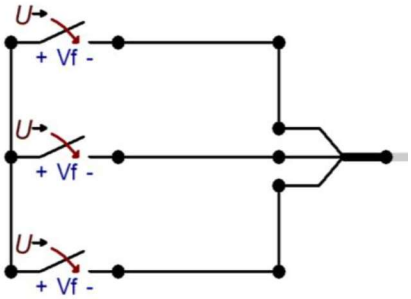


Figura 3.27. Arreglo para la cadena de aisladores. [Captura de pantalla ATP]

3.11.3. Descarga atmosférica (Rayo)

En ATP se modela como una fuente de corriente tipo Heidler type 15, en paralelo con una resistencia de 20Ω como se muestra en la Figura 3.28. Esta es la fuente transitoria de frente rápido que se ajusta de mejor manera a la forma de onda normalizada de la corriente del rayo y que estable la norma IEC-60070-1-1996, forma de onda de rayo 1,2/50 μs.

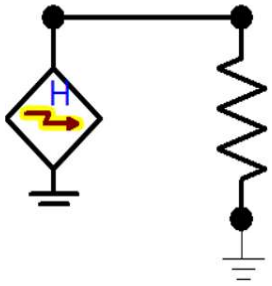


Figura 3.28. Arreglo para la descarga atmosférica. [Captura de pantalla ATP]

3.11.4. Resistencia de pie de torre

En ATP para la simulación resistencia al pie de torre se simula por una resistencia que en un extremo está conectada a la torre y en el otro a tierra.

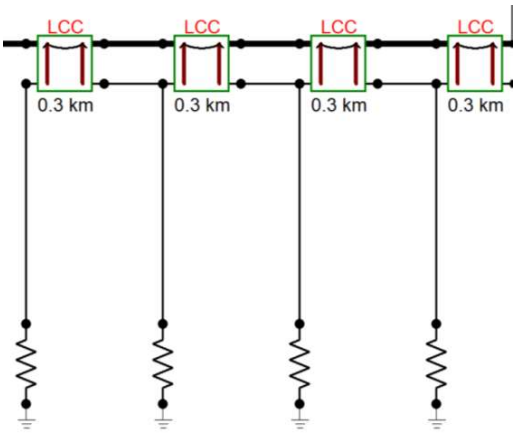


Figura 3.29. Resistencia de pie de torre. [Captura de pantalla ATP]

3.12. Circuito de modelación

El circuito para la simulación se presenta en la Figura 3.30 el cual tiene una fuente de alimentación 97580 kV RMS (138 kV Pico), equivalente de red, los datos del equivalente de red se obtienen a partir de un corto circuito simulado en DigSilent en las barras correspondientes a las subestaciones Tena y Francisco de Orellana, fuente Heidler Type 15 (20-30 kA) que son los valores de corriente del rayo con más probabilidad de ocurrencia según la norma IEC 60071-2-1996, también se muestra el arreglo en que van las torres (7 torres adicionales) y la torre en la que incide la descarga atmosférica se considera que está formada por vanos uniformes de 436 m de longitud que es un valor promedio de los vanos reales y la resistencia de pie de torre (10-100Ω) en cada punto con un tiempo máximo de simulación para el circuito de 10μs.

Para el análisis de la incidencia de la descarga atmosférica sobre la línea de trasmisión no es necesario presentar la longitud completa de la línea, es suficiente considerar tres vanos a cada lado de la torre de impacto por efecto de reflexión de la onda, como muestra la Figura 3.31.

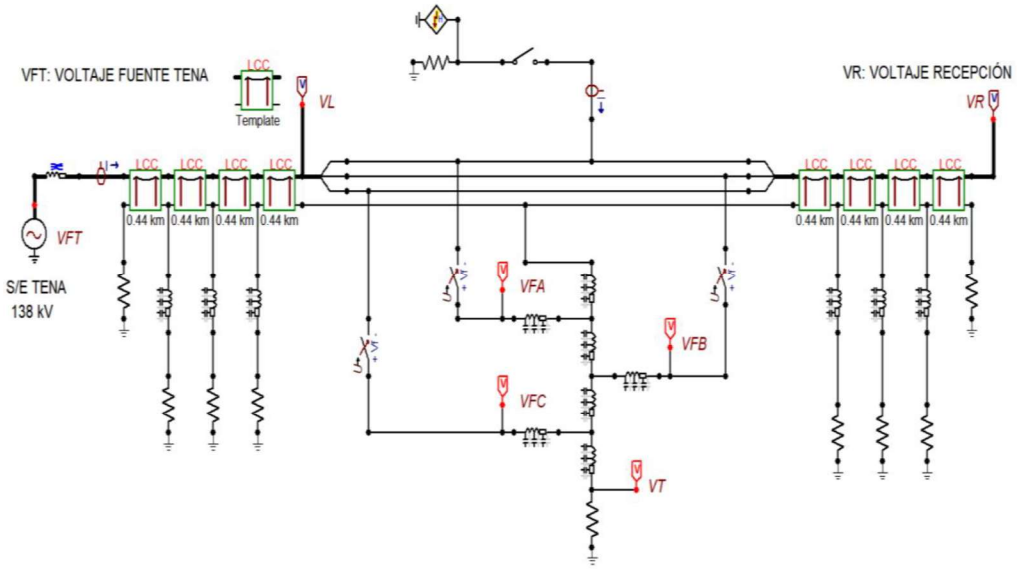


Figura 3.30. Circuito de simulación para la descarga atmosférica.
[Captura de pantalla ATP]

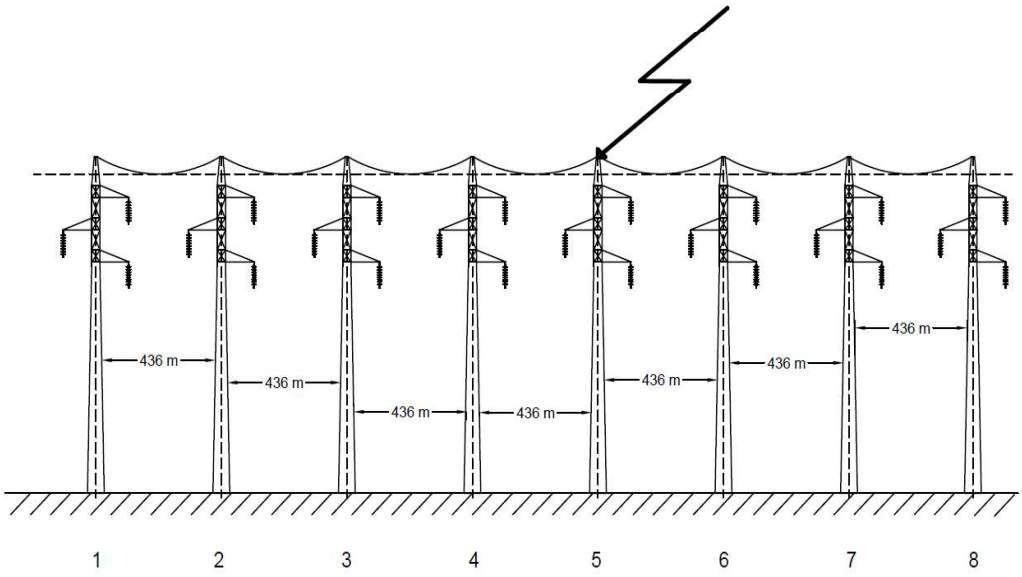


Figura 3.31. Representación de vanos uniformes. [Elaboración Propia]

Por lo dicho en esta tesis al determinar las causas de las fallas se procede a estudiar el comportamiento de la descarga atmosférica frente a la resistencia de pie de torre conjuntamente con el aislamiento en la cadena de aisladores se establecen dos escenarios (uno en condiciones óptimas de resistencia de pie de torre y otro en condiciones desfavorables de resistencia de pie de torre) para lo que es necesario variar los valores de

resistencia de puesta a tierra en un mínimo 10 Ω condiciones óptimas y un máximo de 100 Ω condiciones desfavorables y verificar su estado.

Se procede para cada simulación a ajustar los valores de resistencia de pie de torre (R_o) y variar el valor de la corriente del rayo como se muestra en la Tabla 3.15 y Tabla 3.16. Para luego realizar las siguientes simulaciones:

Tabla 3.15. Casos de simulación (R=10 Ω/ρ=100 Ωm/ I=20 kA). [Elaboración Propia]

Condición	Resistencia de pie de Torre [R_o (Ω)]	Resistividad del suelo [ρ(Ωm)]	Valor de la Corriente de la Descarga Atmosférica [I(kA)]
Descarga en el hilo de guardia o torre	10	100	20
Descarga en una de las fases	10	100	20

3.12.1. Simulación descarga en el hilo de guarda o torre

En Figura 3.32 se muestra el circuito de simulación para descarga atmosférica en el hilo de guarda o torre.

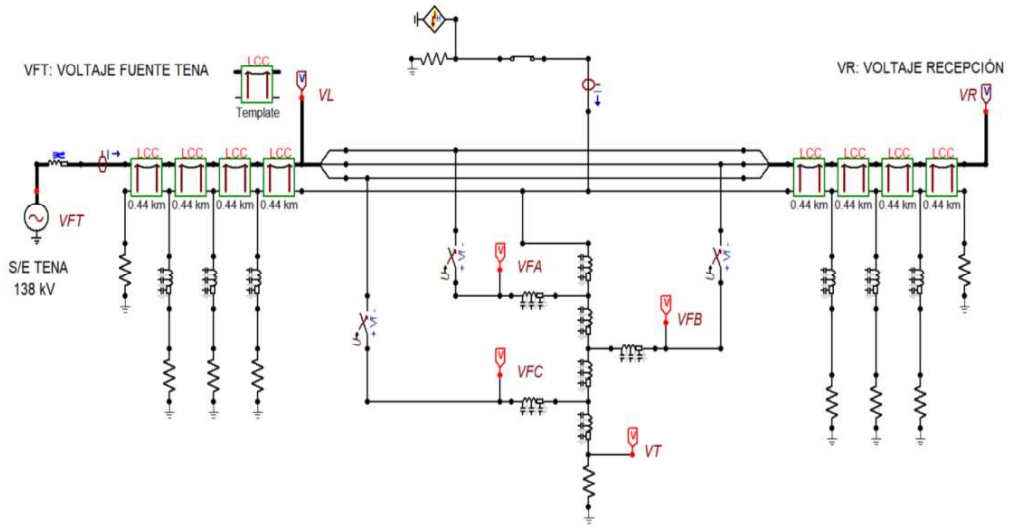


Figura 3.32. Circuito de simulación para descarga atmosférica en el hilo de guarda o torre. [Captura de pantalla ATP]

Las Figura 3.33 muestra los transitorios en las fases de la línea, la que mayor voltaje presenta es la fase C con 205 kV.

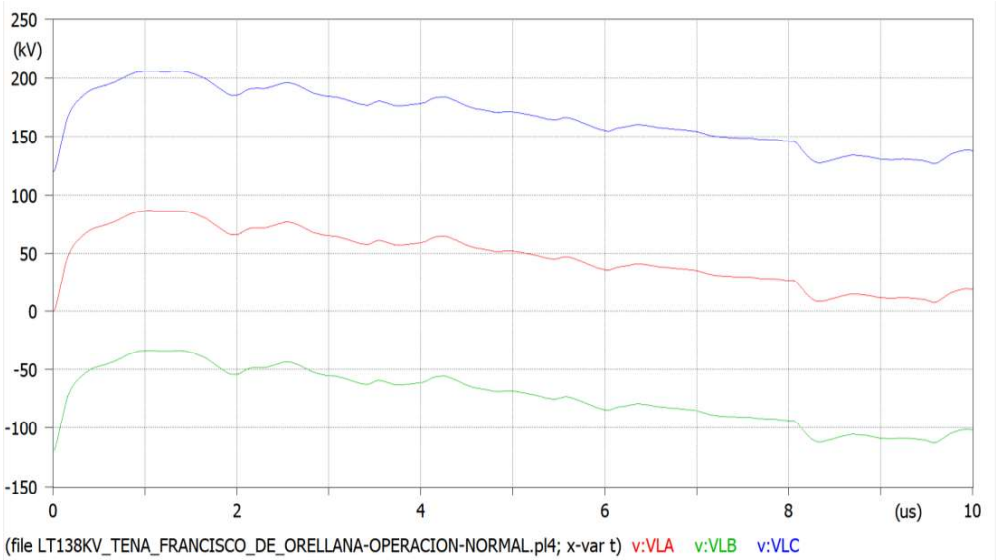


Figura 3.33. Voltajes de fase en la línea. [Captura de pantalla ATP]

La Figura 3.34 muestra los transitorios en las fases de la torre. La que mayor voltaje presenta es la face B con 437 kV.

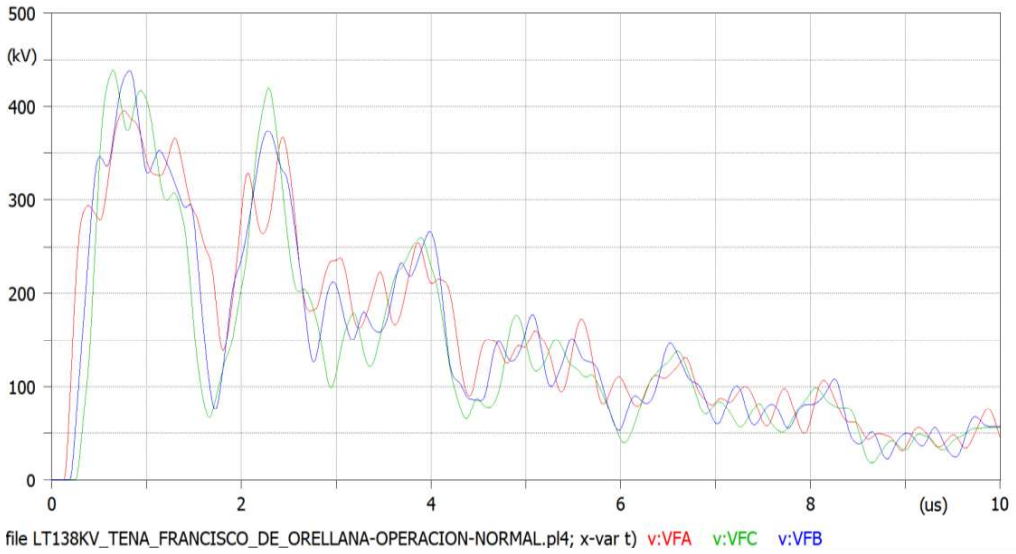


Figura 3.34. Voltajes de fase en la torre. [Captura de pantalla ATP]

La Figura 3.35 muestra los transitorios en la cadena de aisladores. Los voltajes de fase son: fase A con 310 kV, la fase B con 474 kV y la fase C con 220 kV como se puede observar ninguna sobre pasa el nivel de aislamiento de 650 kV por lo tanto la corriente es drenada a través de la torre por la baja impedancia 10 Ω, por lo que se observan transitorios pero la línea de trasmisión no sale de operación.

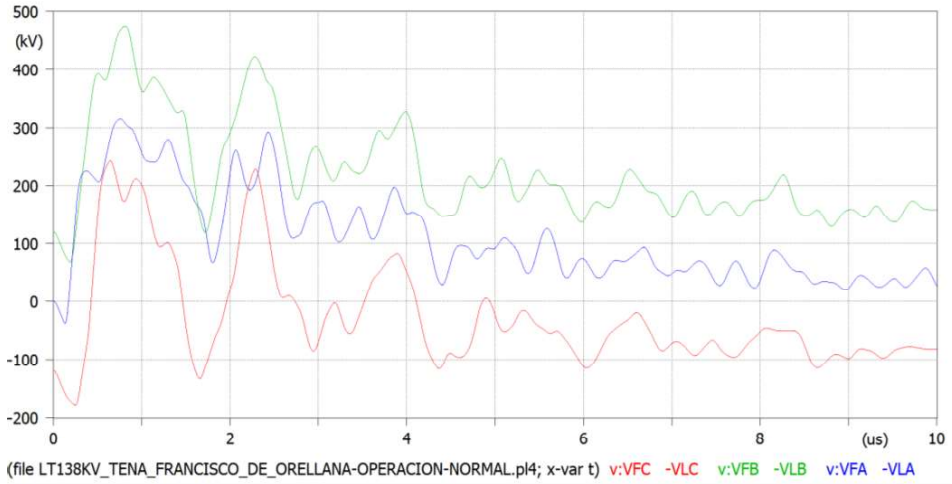


Figura 3.35. Voltaje en la cadena de aisladores. [Captura de pantalla ATP]

3.12.2. Simulación descarga en una de las fases

En Figura 3.36 se muestra es circuito de simulación para descarga atmosférica en una de las fases.

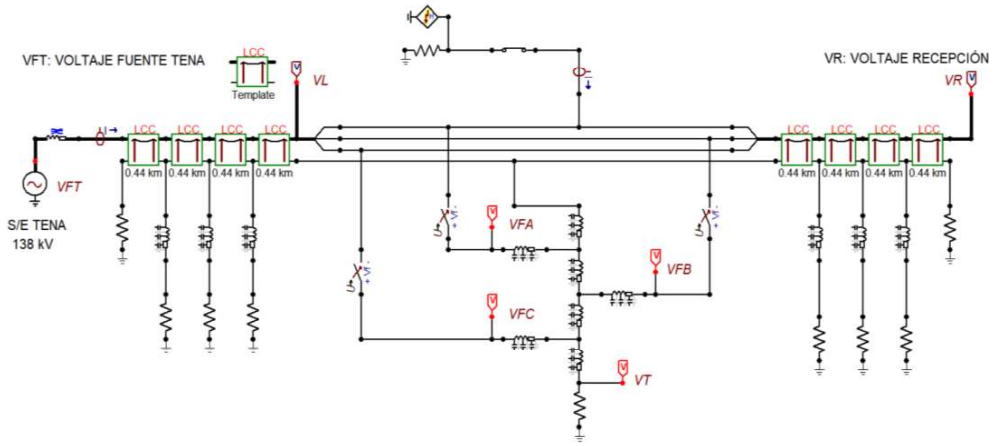


Figura 3.36. Circuito de simulación para descarga en una de las fases (fase A). [Captura de pantalla ATP]

La Figura 3.37 muestra los transitorios en las fases de la línea, la que mayor voltaje presenta es la fase A con 348 kV.

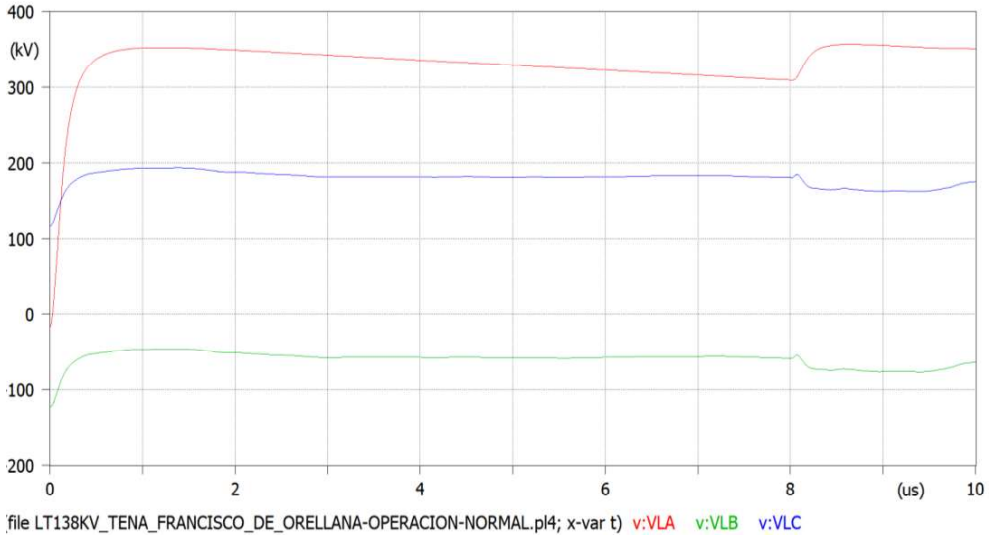


Figura 3.37. Voltajes de fase en la línea. [Captura de pantalla ATP]

La Figura 3.38 muestra los transitorios en las fases de la torre. Las tres fases oscilan por el mismo valor de voltaje pero la que mayor voltaje presenta es la face B con 40.8 kV.

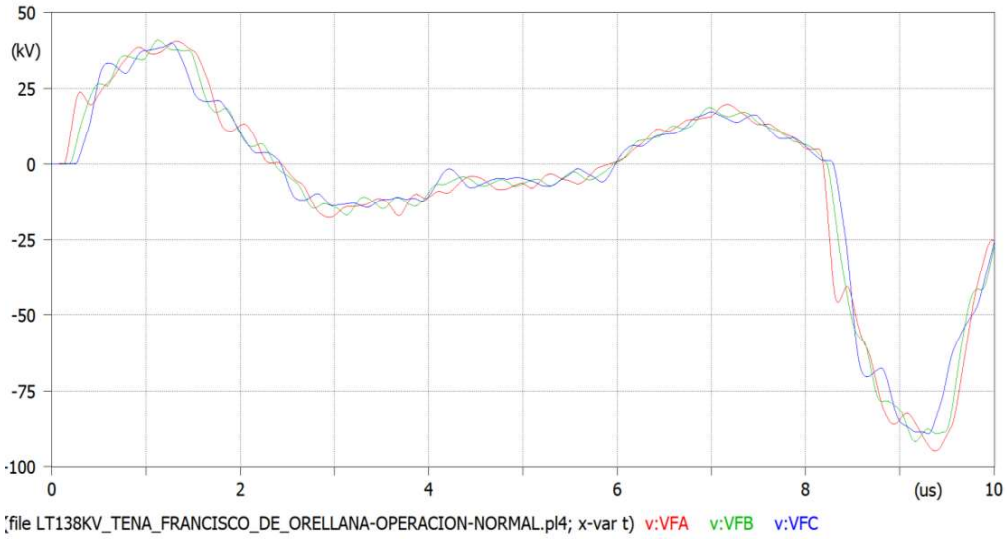


Figura 3.38. Voltajes de fase en la torre. [Captura de pantalla ATP]

La Figura 3.39 muestra los transitorios en la cadena de aisladores. Como se puede observar son ondas asimétricas es decir que el sobrevoltaje se comporta como transitorio que es drenado a tierra y la línea de trasmisión no sale de operación.

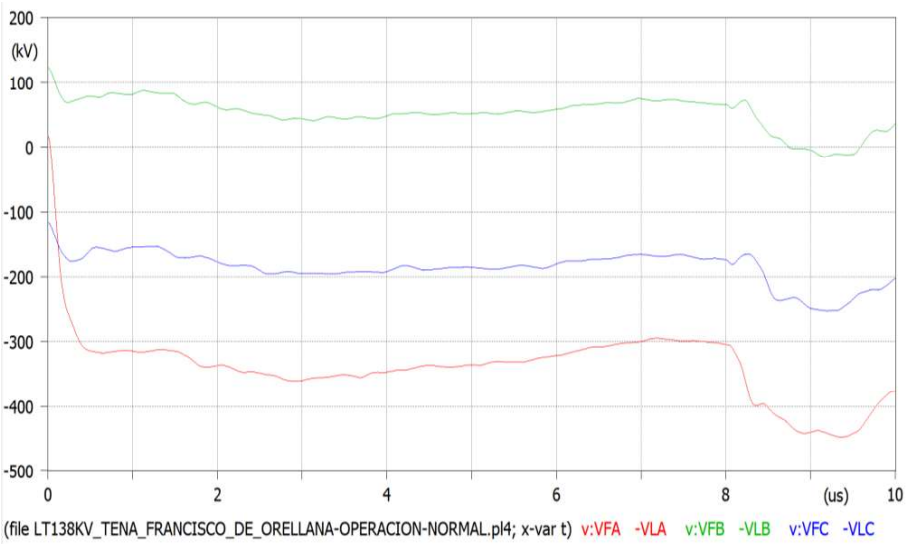


Figura 3.39. Voltaje en la cadena de aisladores. [Captura de pantalla ATP]

Tabla 3.16. Casos de simulación (R=10 Ω/ρ=100 Ωm/ I=30 kA).
[Elaboración Propia]

Condición	Resistencia de pie de Torre [R_o (Ω)]	Resistividad del suelo [ρ(Ωm)]	Valor de la Corriente de la Descarga Atmosférica [I(kA)]
Descarga en el hilo de guardia o torre	10	100	30
Descarga en una de las fases	10	100	30

3.12.3. Descarga en el hilo de guarda o torre

La Figura 3.40 muestra los transitorios en las fases de la línea, la que mayor voltaje presenta es la fase C con 546 kV.

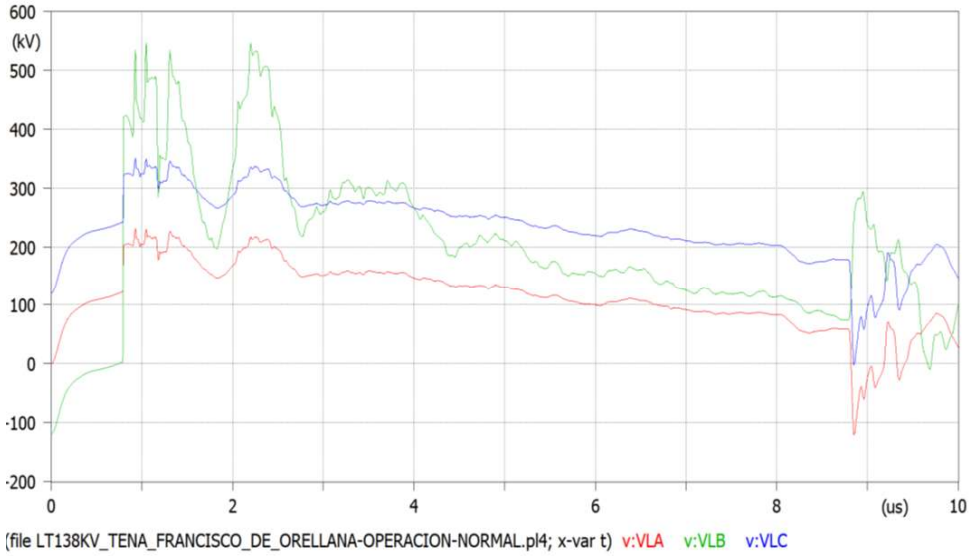


Figura 3.40. Voltajes de fase en la línea. [Captura de pantalla ATP]

La Figura 3.41 muestra los transitorios en las fases de la torre. La que mayor voltaje presenta es la face B con 645 kV.

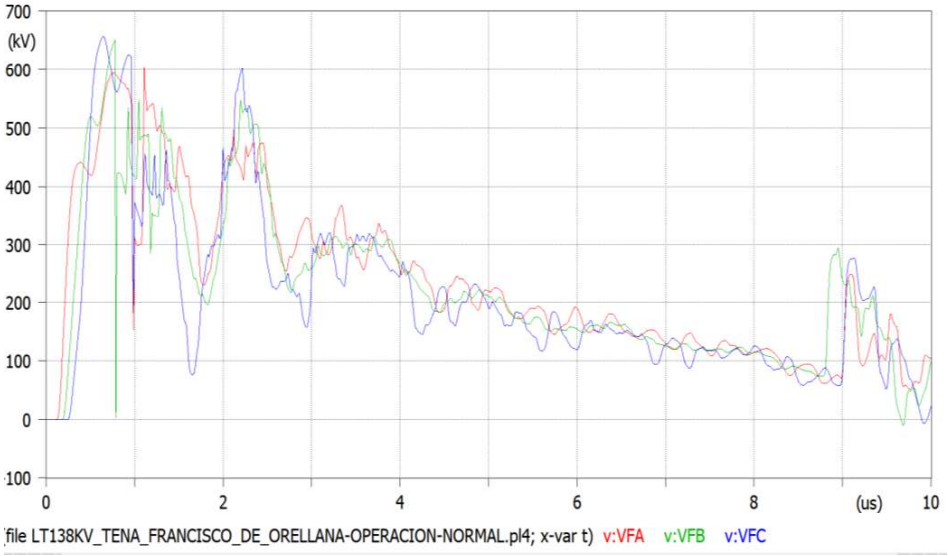


Figura 3.41. Voltajes de fase en la torre. [Captura de pantalla ATP]

La Figura 3.42 muestra los transitorios en la cadena de aisladores. Como se puede observar son ondas asimétricas y el sobrevoltaje en la fase B generado no es drenado a tierra. La fase B supera el valor del nivel del aislamiento por lo tanto se produce el flameo y la salida de la línea de operación.

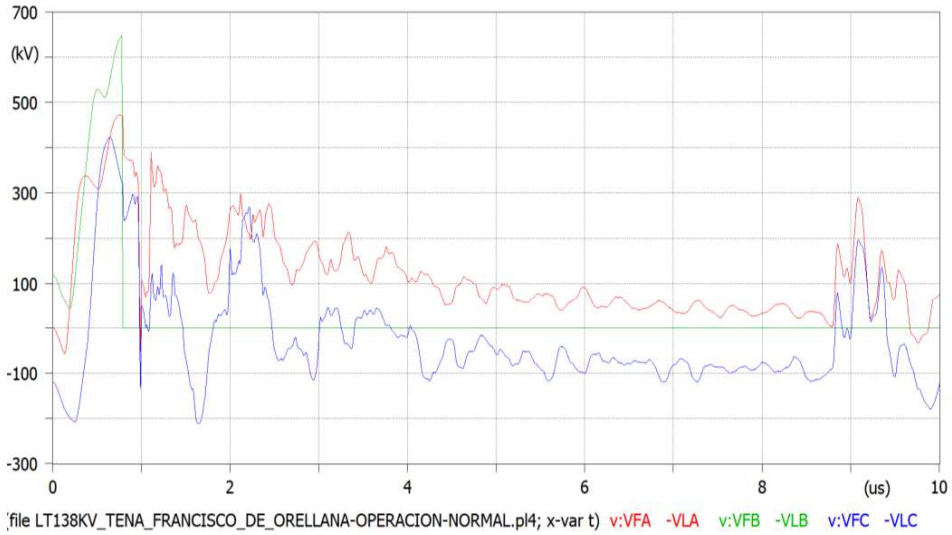


Figura 3.42. Voltaje en la cadena de aisladores. [Captura de pantalla ATP]

3.12.4. Descarga en una de las fases

La Figura 3.43 muestra los transitorios en las fases de la línea, la que mayor voltaje presenta es la fase A con 550 kV. La fase en donde se produjo la descarga.

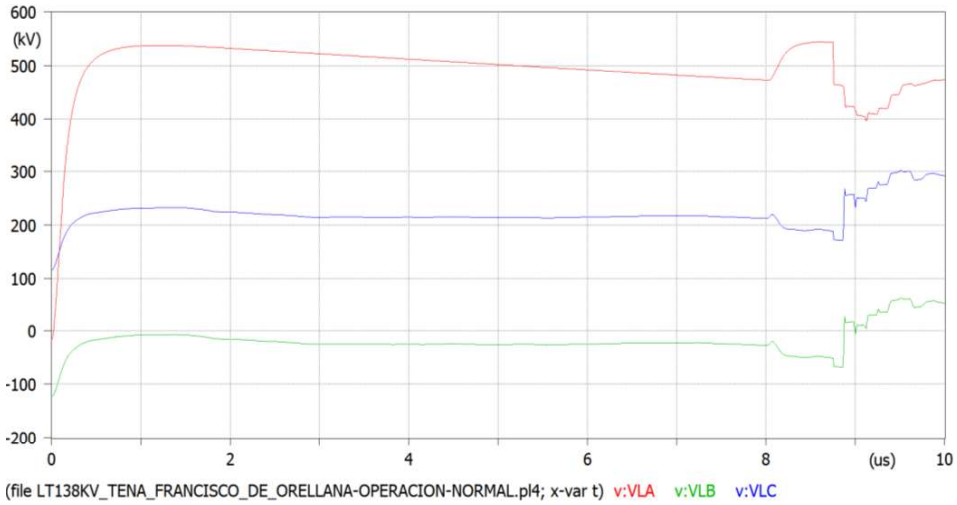


Figura 3.43. Voltajes de fase en la línea. [Captura de pantalla ATP]

La Figura 3.44 muestra los transitorios en las fases de la torre. Las fases que mayor voltaje presentan son B y C con 680 kV,sin embargo la fase donde se produjo la falla presenta un votaje de 540 kV.

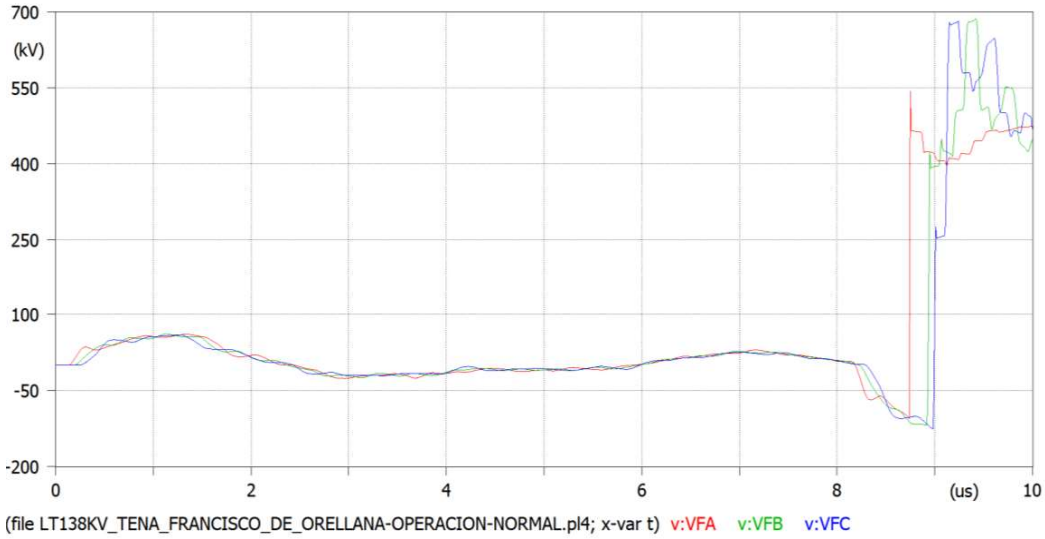


Figura 3.44. Voltajes de fase en la torre. [Captura de pantalla ATP]

La Figura 3.45 muestra los transitorios en la cadena de aisladores. Como se puede observar el sobrevoltaje en la fase A generado no es drenado a tierra. La fase A supera el valor del nivel del aislamiento por lo tanto se produce el flameo y la salida de la línea de operación.

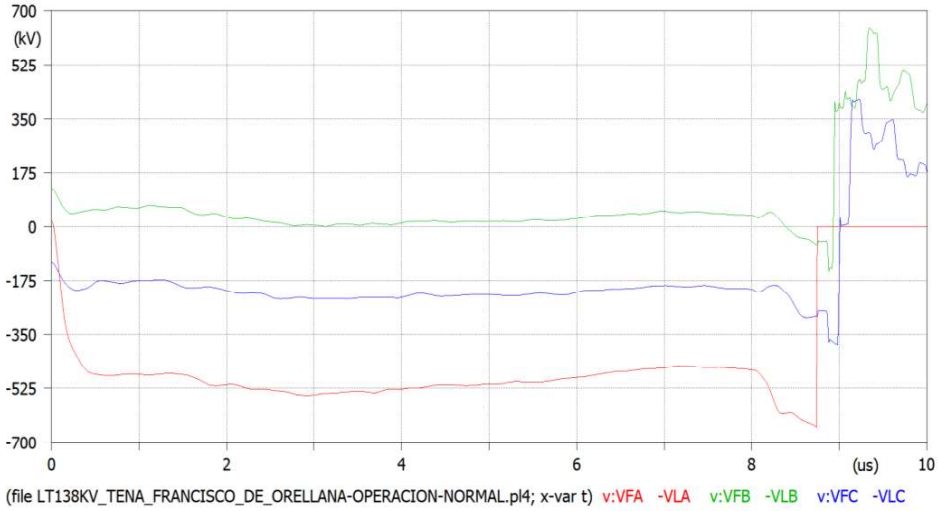


Figura 3.45. Voltaje en la cadena de aisladores. [Captura de pantalla ATP]

Para una resitividad del suelo 10 Ω y 20 kA de corrriente de impulso de descarga se observa en la Figura 3.46 los transitorios en la cadena de aisladores que el sobrevoltaje generado VT es drenado a tierra por lo que no se produce la salida de la línea de servicio.

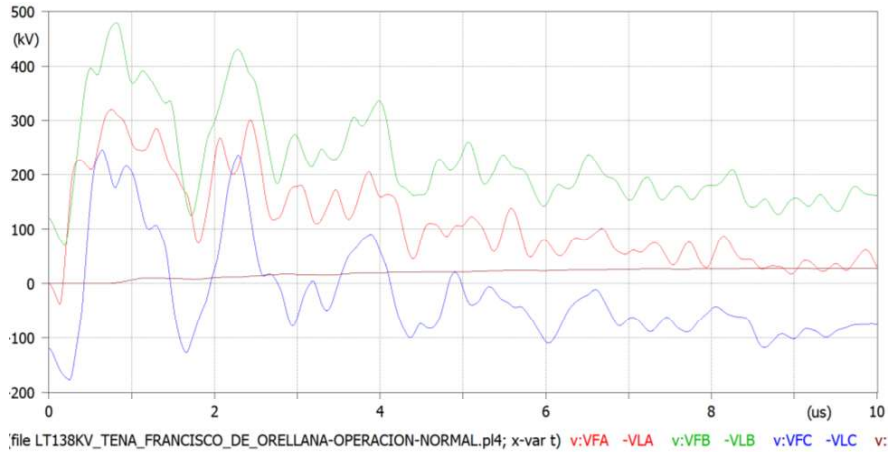


Figura 3.46. Voltaje generado por una baja resistividad del suelo.
[Captura pantalla ATP]

Para una resitividad del suelo 50 Ω y 20 kA de corrriente de impulso de descarga se observa en la Figura 3.47 los transitorios en la cadena de aisladores que el sobrevoltaje genderado VT es drenado a tierra pero alcanza un valor alto que casi llega al límite del nivel básico de aislamiento y a punto de producir el contorneo.

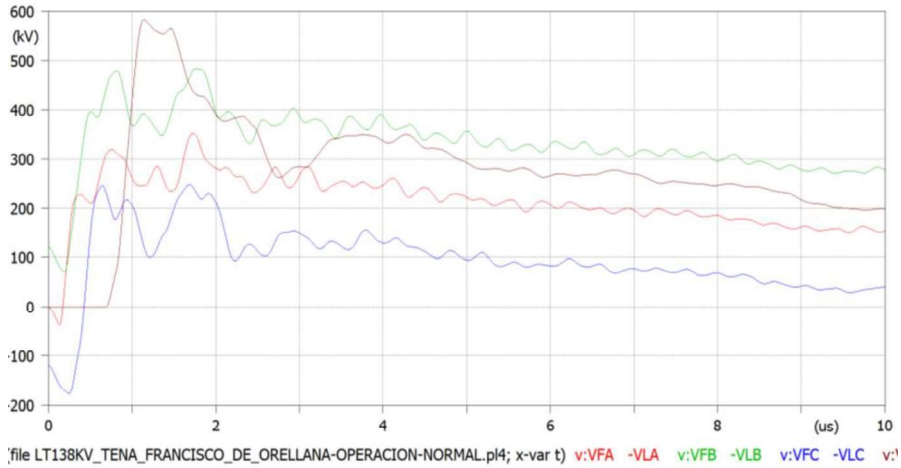


Figura 3.47. Voltaje generado por una mediana resistividad del suelo.
[Captura pantalla ATP]

Para una resitividad del suelo 100 Ω y 20 kA de corrriente de impulso de descarga se observa en la Figura 3.48 los transitorios en la cadena de aisladores, que el sobrevoltaje generado VT no es drenado a tierra y la fase B alcanza un valor que supera el nivel básico de aislamiento y se produce el flameo y la salida de la linea de servicio.

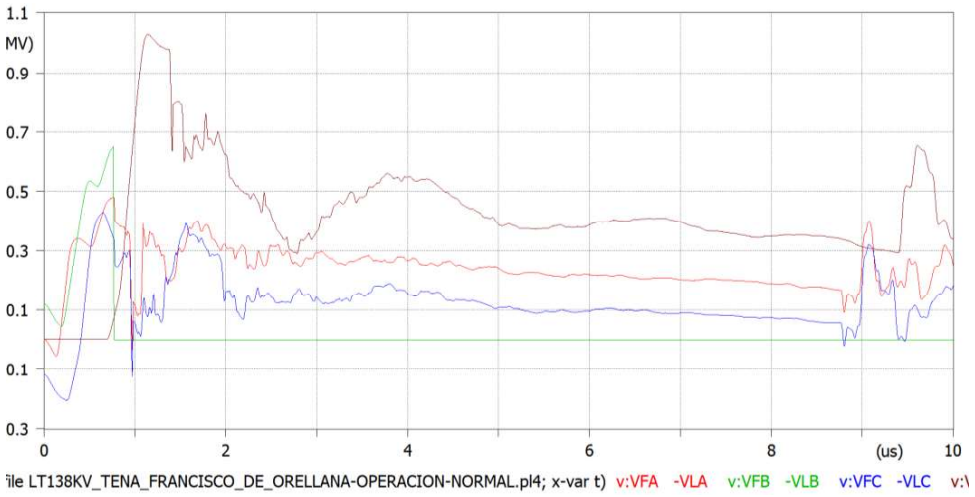


Figura 3.48. Voltaje generado por una alta resistividad del suelo. [Captura pantalla ATP]

Para una resitividad del suelo 100 Ω y 30 kA de corrriente de impulso de descarga se observa en la Figura 3.50 los transitorios en la cadena de aisladores, que el sobre voltaje generado en la fase B que antes salia de servicio ahora es drenado por el descargador a tierra y no se produce la salida de la línea de servicio. El circuito utilizado es el que se muestra en la Figura 3.49.

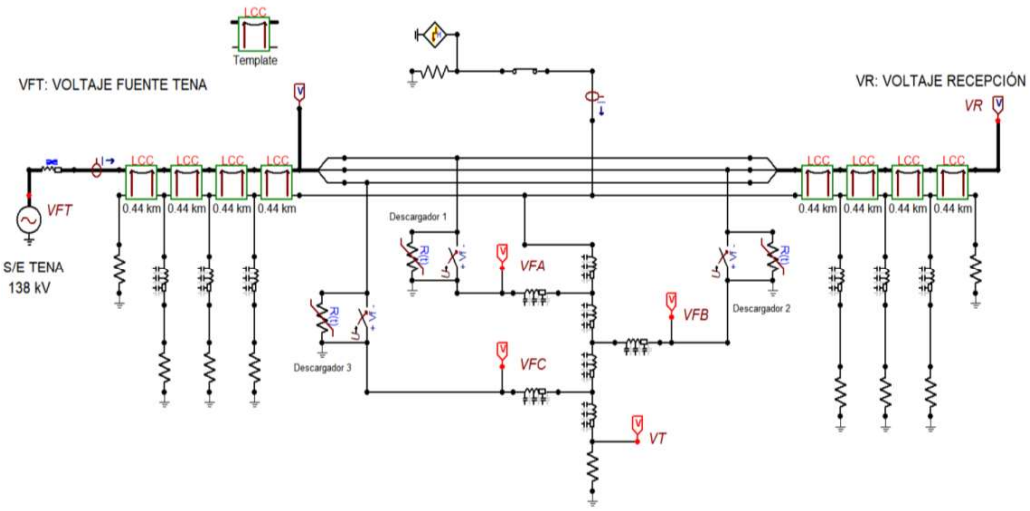


Figura 3.49. Circuito de simulación. [Captura de pantalla ATP]

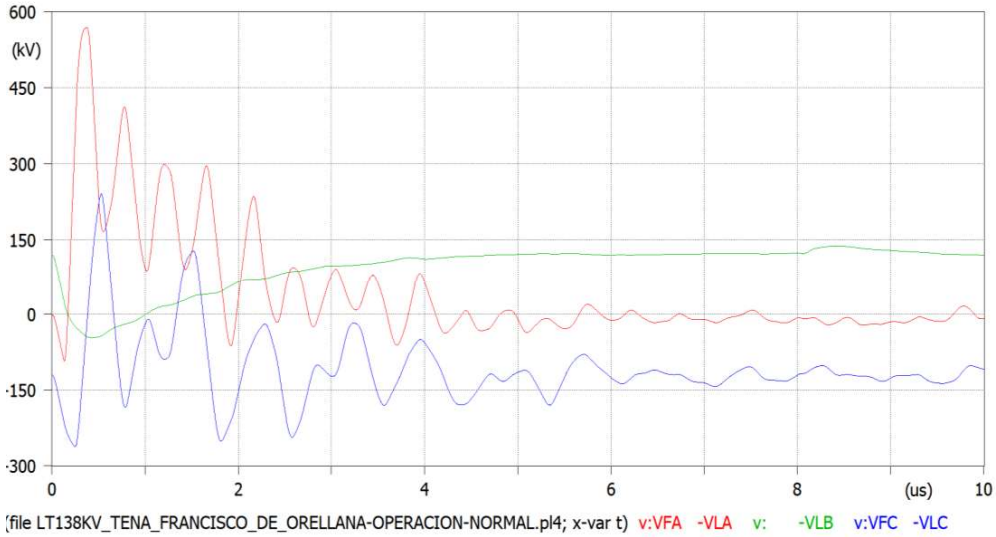


Figura 3.50. Voltaje en la cadena de aisladores. [Captura de pantalla ATP]

Después de realizar las simulaciones en ATP para el modelo de línea de trasmisión Tena Francisco de Orellana 138 kV, se obtienen los siguientes resultados que se muestran en la Tabla 3.17. Revisar Anexo VI.B.

Tabla 3.17. Resultados de las simulaciones en ATP. [Elaboración propia]

Resistividad del suelo (Ω)	Descarga (kA)	Hilo de guarda	Fase	No sale de servicio	Si sale de servicio	Descargador
10	20	x	x	x		
50	20	x	x		x	
100	20	x	x		x	
10	30	x	x		x	
50	30	x	x		x	
100	30	x	x		x	
100	30	x	x	x		x

Con las simulaciones planteadas realizadas con valores reales, promedios y confiables en la línea de trasmisión se determinó los siguientes resultados:

En operación normal:

- No existe ningún problema de contingencia.

Para el caso de descarga atmosférica:

- Para resistencias de pie de torre menor o igual a 10 Ω y una corriente de descarga de 20 kA en el cable de fase (8 aisladores), como para el hilo de guarda la línea de trasmisión no sale de servicio ya que el voltaje generado es drenado a tierra.

- Para resistencias de pie de torre mayor o igual a 10 Ω y una corriente de descarga de 30 kA en el cable de fase (8 aisladores), como para el hilo de guarda la línea de trasmisión si sale de servicio ya que el voltaje transitorio generado por la descarga, va aumentando si la resistividad del suelo aumenta, hasta el caso de llegar al flameo inverso que solo ocurre cuando sobrepasa el nivel básico de asilamiento que es de 650 kV.

- Para una resistencia de pie de torre menor o igual a 10 Ω y una corriente de descarga de 30 kA en cualquiera de los cables de fase (11 aisladores), la línea de trasmisión no sale de servicio.

- Para una resistencia de pie de torre mayor o igual a 10 Ω y una corriente de descarga mayor o igual de 30 kA en el cable de fase (8 aisladores) y la colocación de descargadores la línea de trasmisión no sale de servicio.

4. PLAN DE MITIGACIÓN

De acuerdo con los resultados obtenidos tanto en la parte teórica como en las simulaciones se plantean las siguientes soluciones que se muestran en la Figura 4.1:

1) Se contemplará el mejoramiento de la resistencia de pie de torre.
2) Se contemplará el aumento de la aislación para la cadena de aisladores.
3) Se contemplará la instalación de descargadores de sobretensión.

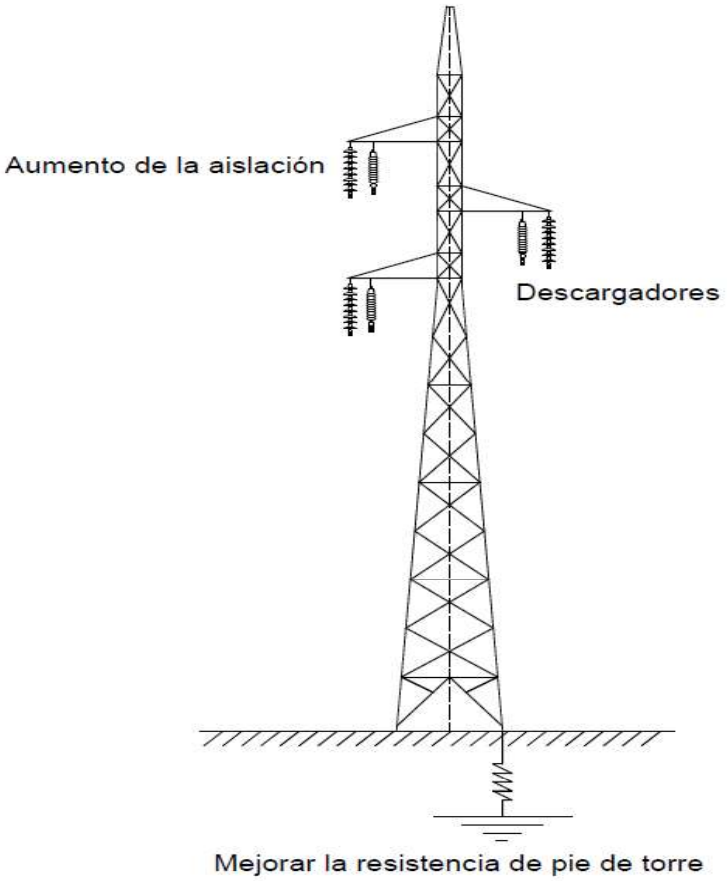


Figura 4.1. Soluciones a las causas de falla. [Elaboración Propia]

4.1. Mejoramiento de la resistencia de puesta a tierra

El valor de la resistencia de pie de torre se ve afectado por las características del suelo y por los sistemas de puesta a tierra con los que cuentan cada una de las torres de la línea

de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV por lo que es necesario aplicar algunas técnicas de mejoramiento del sistema de puesta a tierra y del suelo, como las siguientes:

Sistema de contrapesos: Es un procedimiento que permite disipar en un 80% la corriente del rayo sin embargo deja de ser efectivo cuando la conexión eléctrica con el terreno no es duradera. La Figura 4.3 muestra la configuración de los contrapesos. Una buena aproximación para ubicar la distancia a la que se debe ubicar el contrapeso es la Ecuación 4.1.

$$L_c = 50 - 2/3(H - 15)$$

Ecuación 4.1. Longitud Contrapeso. [15]

Donde:
L_c: Longitud del contrapeso (m).
H: Altura de la torre (m).

Sistema de varillas: Este método permite mejorar el valor de la resistencia colocando 2 o más varillas alrededor de la torre siempre y cuando el suelo sea fácilmente penetrable ya que a mayor profundidad la resistividad del suelo mejora.

Hormigón conductivo: El concreto es una mezcla en la que intervienen cemento, arena, ripio y agua, las puestas a tierra envestidas en concreto presentan un buen comportamiento para disparar ondas tipo rayo, pero los materiales fundidos en concreto sufren corrosión por lo que deben ser utilizados como complemento para otros sistemas de puesta a tierra.

Suelos Artificiales: La reducción de la resistividad mediante procedimientos artificiales se da cuando no se tienen valores de resistencia de conexión a tierra aceptables en el suelo, es necesario utilizar procedimientos para reducir artificialmente la resistividad del suelo agregando varios tipos de materiales como sales (no recomendable), tierra negra, geles, bentonita y cementos conductivos como se observa en la Figura 4.5. No se deben usar sales de cloruro y de sulfato para incrementar la conductividad del suelo debido a que se puede contaminar áreas vecinas por filtración causando corrosión de materiales metálicos.

Agregar cementos conductivos y geles es un método muy simple en el cual se hace un hueco para la varilla y una zanja para el conductor, alrededor de la varilla y por la zanja se

agregan los cementos conductivos y la tierra como muestra la Figura 4.2. De esta manera se logra un buen suelo capaz de absorber y retener humedad.

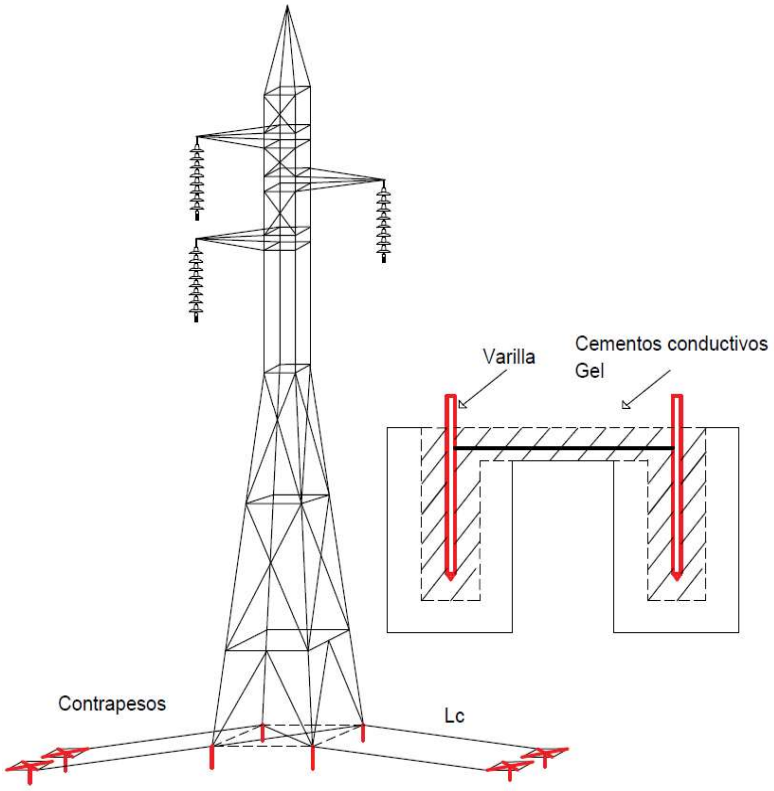


Figura 4.2 Agregando Gel [Elaboración Propia]

Se colocarán varillas Coperwel 5/8 x 3 m soldadas con el cable de cobre # 8 desnudo en T en las cuatro patas a 1.8 m del stub, para la colocación de los contrapesos se utilizará cable # 2 desnudo. La Figura 4.3 muestra las etapas en las que deben ir colocados los contrapesos de acuerdo con la resistividad del suelo.

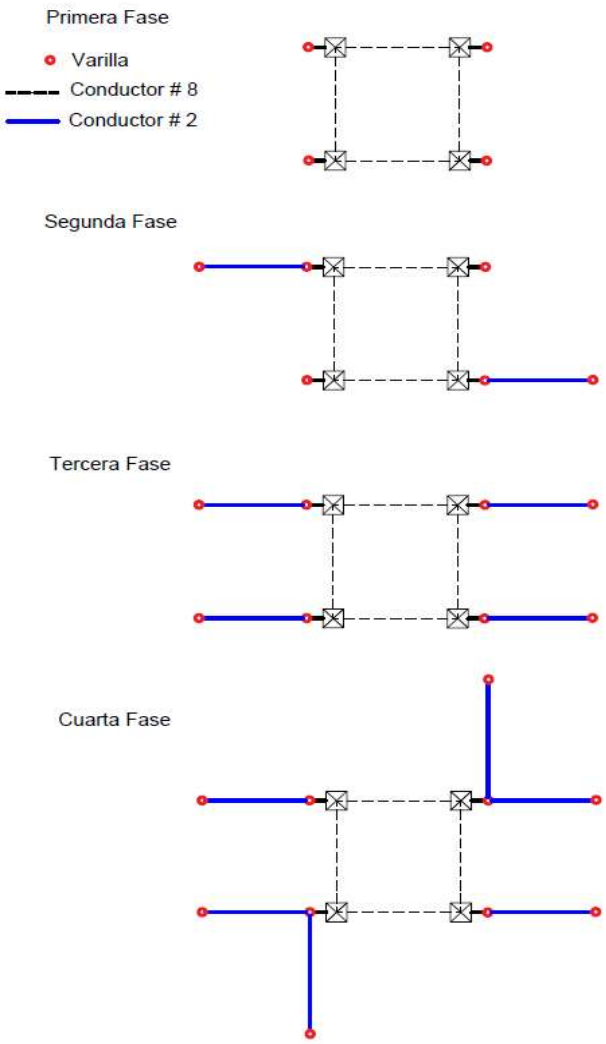


Figura 4.3. Sistema de puesta a tierra para torres de transmisión. [15]

4.1.1. Mantenimiento Preventivo del sistema de puesta a tierra

Para realizar el mantenimiento preventivo del sistema de puesta a tierra se realizará inspección visual y medición de la resistencia a tierra.

Medición de Puesta a Tierra

Para realizar los trabajos se recomienda utilizar los siguientes equipos:

- Equipo de protección personal.

- Pinza volt-amperimétrica FLUKE.
- Telurómetro AEMC 6470. (Figura 4.4).
- Equipo para ajustes mecánicos.

Se realizará la inspección visual de la torre, de los electrodos del sistema de puesta a tierra y verificación de la resistencia de puesta a tierra mediante la utilización del telurómetro.

Se procederá a realizar la medición de las resistencias de puesta a tierra en cada torre, Para lo cual se usa el método de tres polos o puntos:

1) Primero se localiza el electrodo de puesta a tierra. Siguiendo las especificaciones del telurómetro, se realizarán las conexiones.
2) El primer terminal se conecta directamente al electrodo de puesta a tierra.
3) El segundo terminal a 12 metros del primero.
4) El tercer terminal a 8 metros del segundo y en línea recta.

Figura 4.4. Medición de resistencia de puesta a tierra. [Fotografía]

Una vez realizado el trabajo como se puede observar en la Figura 4.4, se obtiene una resistencia de puesta a tierra de la malla de 1.68 Ω. De acuerdo con el estándar IEEE, los valores aceptables de resistencia de tierra, para torres de trasmisión, van de 1 a 10 ohm, lo que permite concluir que la resistencia de tierra medida en las torres de la Tabla 3.10 se encuentra dentro del rango aceptable. En estos casos no es necesario realizar mantenimiento correctivo, caso contrario si los valores de resistencia de pie de torre se encuentran con valores superiores a 10 Ω se procederá con el mantenimiento correctivo.

4.1.2. Mantenimiento correctivo del sistema de puesta a tierra

Se identificará la estructura con resistencia de pie de torre alta, para el caso de las estructuras que cuentan con varillas se instalarán contrapesos y para las que cuentan con contrapesos se mejorará la calidad del suelo aplicando gel siguiendo el siguiente procedimiento: retirar la tierra a cierta profundidad para dejar una parte de la varilla y el cable expuesto y si es necesario se cambiará si el material presenta corrosión, posteriormente se procederá a colocación de una cierta cantidad electrolítica de gel como se observa en la Figura 4.5. Seguido con la revisión de la soldadura entre las uniones de la varilla y el cable y si es necesario se cambiará y se volverá a soldar nuevamente, luego se hará la reposición de la tierra para finalmente repetir la medición. Este proceso deberá realizarse una vez cada año para mantener una conexión de puesta a tierra adecuada.

Figura 4.5. Mejoramiento del suelo con gel. [Fotografía]

De acuerdo con las simulaciones se verificó que con una buena resistividad del suelo la descarga atmosférica es drenada en su totalidad a tierra.

4.2. Aumento de la cadena de aisladores

De acuerdo con la verificación de aislamiento y las simulaciones realizadas el número de aisladores con que debería contar la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV debería ser 11 y no 8 como tiene en la actualidad. En la Figura 4.6 se puede observar la cadena de aisladores de la estructura 194 de retención y de la estructura 197 de suspensión respectivamente.

Figura 4.6. Cadena de aisladores E194-E197. [Fotografía]

Se debe analizar la posibilidad de incrementar 2 aisladores en cada una de las estructuras de la línea de trasmisión para las torres que se encuentran a una altura mayor a los 1000 m.s.n.m. Al incrementar las dos unidades la longitud de la cadena de aisladores se ve afectada en un 20% (ver anexo IV.A) es decir unos 30 cm de su longitud original, que no afecta las distancias de seguridad, al terreno según las regulaciones de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).

Adicionalmente a esto se puede evidenciar que la distancia de fuga de los actuales aisladores existentes en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV es de 320 mm, se debe analizar la alternativa de usar aisladores tipo FOG los cuales tienen distancias de fuga de 432 mm.

4.3. Utilización de descargadores de sobretensión

La tercera opción que se plantea en este plan de mitigación es la utilización de descargadores para lo cual se seleccionará el descargador adecuado para esta línea.

Descargadores o pararrayos son dispositivos colocados normalmente en serie o en paralelo con los aisladores de la torre como se muestra en la Figura 4.7.

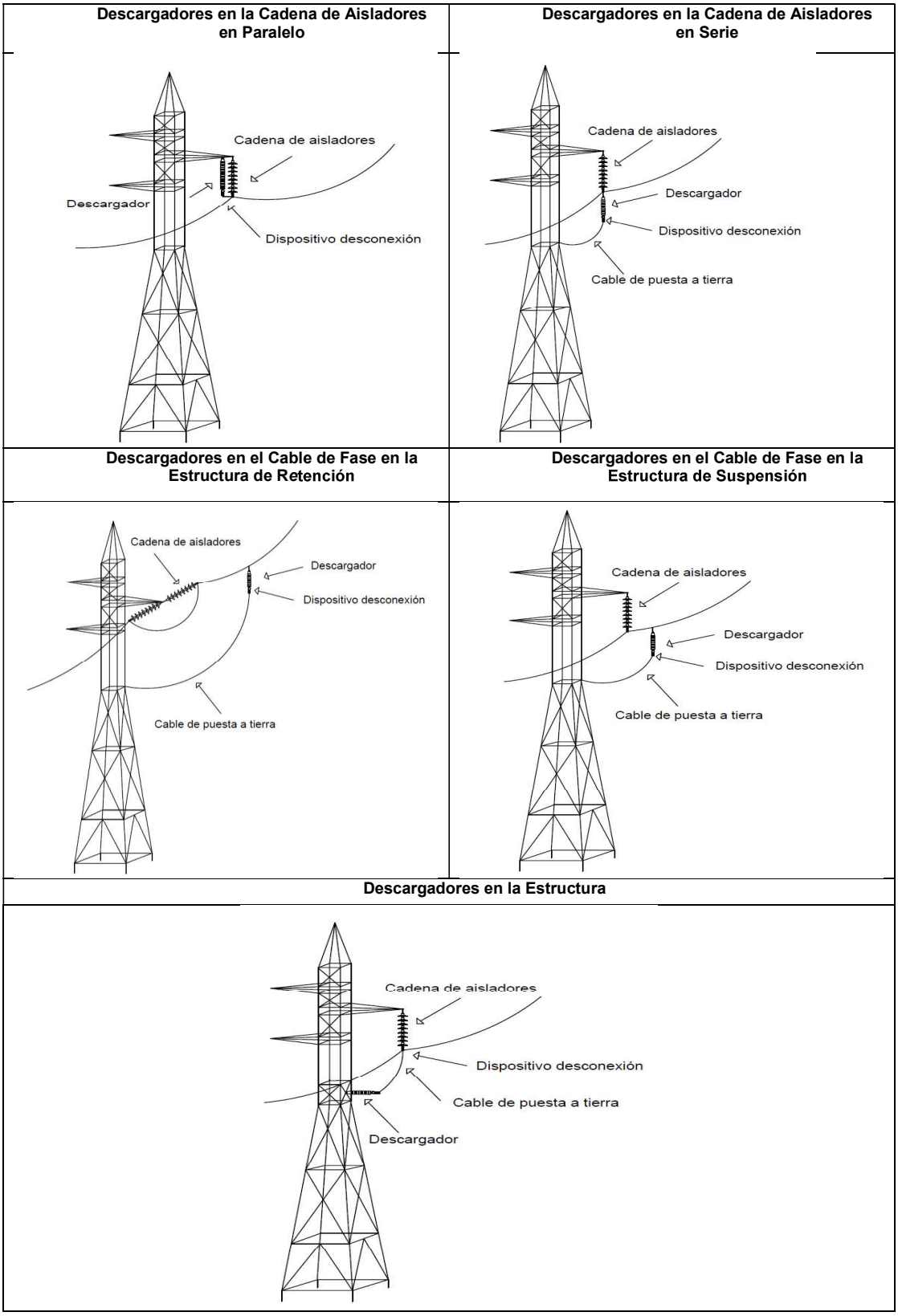


Figura 4.7. Alternativas de instalación de descargadores en líneas de trasmisión 138 kV. [Elaboración Propia]

Especialmente en los sitios donde los sistemas de puestas a tierra como varillas, contrapesos y el mejoramiento del suelo no han dado resultado entonces, la aplicación de este método en las torres eliminaría totalmente las salidas al año por sobretensiones, rayos, o maniobra.

4.3.1. Área de acción de protección de descargadores

El uso de descargadores se aplica en todas las estructuras que presentan una mayor probabilidad de incidencia de fenómenos atmosféricos con una alta resistencia de pie de torre y una alta resistividad del suelo y que presenten condiciones inadecuadas para su operación normal.

La Figura 4.8 se muestra sobretensiones de fase-tierra generadas por el recierre trifásico de 450 kV en una línea de 100km con una falla a tierra anterior.

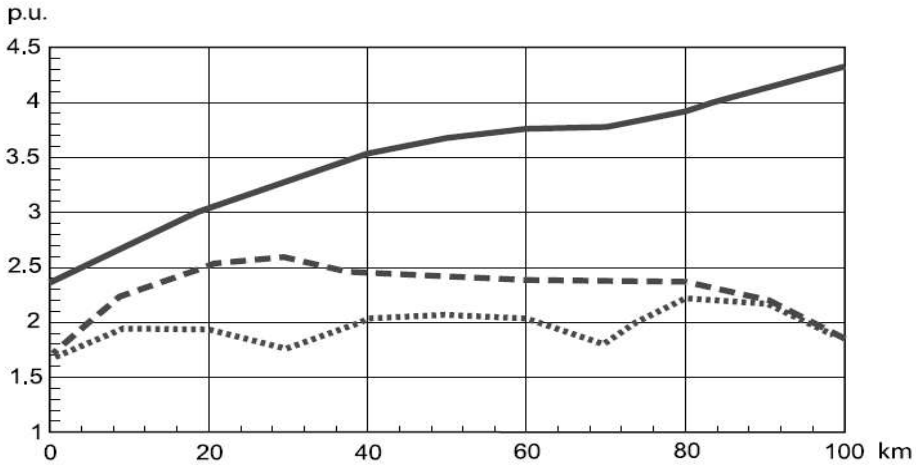


Figura 4.8. Control de sobretensiones. [21]

——— Ningún control de sobretensiones.

– – – – Descargadores de sobretensiones en los extremos de la línea.

····· Descargadores de sobretensiones en los extremos de la línea y dos ubicaciones adicionales a lo largo de la línea.

Para líneas de trasmisión mediana y larga, los descargadores se ubican en los extremos de la línea cerca de la subestación con esto se elimina el riesgo de arcos inversos cerca de la estación, así como en uno o más puntos a lo largo de línea por ejemplo en el centro, a un tercio y dos tercios de la longitud de la línea de trasmisión. [21]

La Figura 4.9 muestra la necesidad de descargadores en las torres con baja impedancia de base de torre (TFI), en los extremos de la selección así como el efecto del descargador en la línea de trasmisión a lo largo de una sección de línea con alta TFI. Es decir que si se protege con descargadores a lo largo de la línea de trasmisión el sobrevoltaje que soporta la cadena de aisladores por efecto de la descarga es menor.

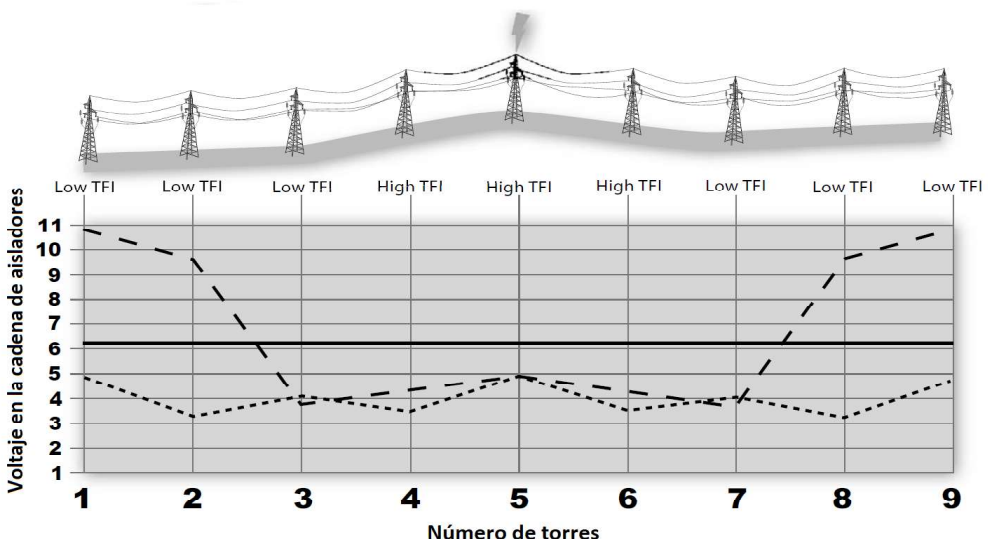


Figura 4.9. Efecto del descargador en la línea de trasmisión. [21]

——— Aislamiento de la línea normal.

– – – – Descargadores en las torres tres a siete solamente.

····· Descargadores en todas las nueve torres.

Los datos de protección garantizados para la línea de trasmisión de 138 kV se muestran en la Figura 4.10.

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC	según ANSI/IEEE			30/60 µs			8/20 µs			
U_m kV_{rms}	U_r kV_{rms}	U_c kV_{rms}	MCOV kV_{rms}	1 s kV_{rms}	10 s kV_{rms}	0,5 kA kV_{pico}	1 kA kV_{pico}	2 kA kV_{pico}	5 kA kV_{pico}	10 kA kV_{pico}	20 kA kV_{pico}	40 kA kV_{pico}
145	108	86	86,0	124	118	223	231	242	264	280	314	359
	120	92	98,0	138	132	247	257	269	294	311	349	398
	132	92	106	151	145	272	283	296	323	342	383	438
	138	92	111	158	151	284	295	309	338	358	401	458
	144	92	115	165	158	297	308	323	352	373	418	478
170	132	106	106	151	145	272	283	296	323	342	383	438
	138	108	111	158	151	284	295	309	338	358	401	458
	144	108	115	165	158	297	308	323	352	373	418	478

1) Las tensiones de operación continua U_C (según IEC) y MCOV (según ANSI) sólo se diferencian debido a las desviaciones en los procedimientos de pruebas tipo.
Uc sólo debe considerarse cuando la tensión de red real es superior a la indicada.
Se puede seleccionar cualquier descargador con U_C superior o igual que la tensión de red real dividida por √3.

2) Con servicio anterior igual a la carga energética máxima de impulso simple (2,5 kJ/kV (U_r)).

Figura 4.10. Datos de protección garantizados. [21]

4.3.2. Selección del descargador

Para la selección del descargador por catálogo del fabricante ABB (Asea Brown Boveri) se considera la tensión de la red Um = 138 kV y se selecciona según las siguientes tablas:

La clasificación del descargador se establece según la norma IEC-60099-4-2004

Donde:
Um: Tensión máxima de red.
Ur: Tensión nominal.
Ups: Nivel de protección de impulso de funcionamiento.
Upl: Nivel de protección de impulso de descarga.

En la Tabla 4.1 se indica el valor mínimo de tensión nominal del descargador (Ur). En cada caso se elige el valor nominal inmediato superior según el catálogo.

Tabla 4.1. Valor mínimo de tensión nominal del descargador. [20]

Tierra del sistema	Duración del fallo	Tensión de la red Um (kV)	Tensión nominal mínima Ur (kV)
Efectiva	≤ 1 s	≤ 100	≥ 0,8 x Um
Efectiva	≤ 1 s	≥ 123	≥ 0,72 x Um
Inefectiva	≤ 10 s	≤ 170	≥ 0,91 x Um ≥ 0,93 x Um (EXLIMT)
Inefectiva	≤ 2 h	≤ 170	≥ 1,11 x Um
Inefectiva	> 2 h	≤ 170	≥ 1,25 x Um

Según la Tabla 4.1 Ur = 0,72 * 138 = 99,36 kV se selecciona el de Ur estándar inmediato superior, de acuerdo con los datos de protección garantizados se establece que para 99,36 kV el inmediato superior es 108 kV que se obtiene de la Figura 4.10.

En la Tabla 4.2 se indica la capacidad de energía de los descargadores, dependiendo de los parámetros específicos pueden ser necesarios descargadores de clase superior.

Tabla 4.2. Capacidad de energía de los descargadores. [20]

Clasificación tipo	Clase de descarga de línea	Capacidad de energía (2 impulsos) kJ/kV (Ur)	Gama de aplicación normal (Um)
EXLIM R	2	5	≤ 170 kV
PEXLIM R	2	5,1	≤ 170 kV
EXLIM Q	3	7,8	170-420 kV
PEXLIM Q	3	7,8	170-420 kV
EXLIM P	4	10,8	362-550 kV
PEXLIM P	4	12	362-550 kV
HS PEXLIM P	4	10,5	362-550 kV
EXLIM T	5	15,4	420-800 kV
HS PEXLIM T	5	15,5	420-800 kV

Según la Tabla 4.2 para 138 kV se elegiría un descargador con descarga de línea de clase 2, es decir un PEXLIM R, este descargador tiene una relación Upl/Ur de 2,59 a 10 kA según la Tabla 4.3 es decir que tiene un margen de protección de 96% según el catálogo y de acuerdo a pruebas realizadas por el fabricante, si el margen de protección se considera insuficiente se puede elegir un descargador de clase 3 con la misma tensión nominal según la Tabla 4.2.

Entonces de acuerdo a la Figura 4.11 y por lo dicho anteriormente se recomienda un descargador de clase 2 PEXLIM R 108-145 L valores normalizados.

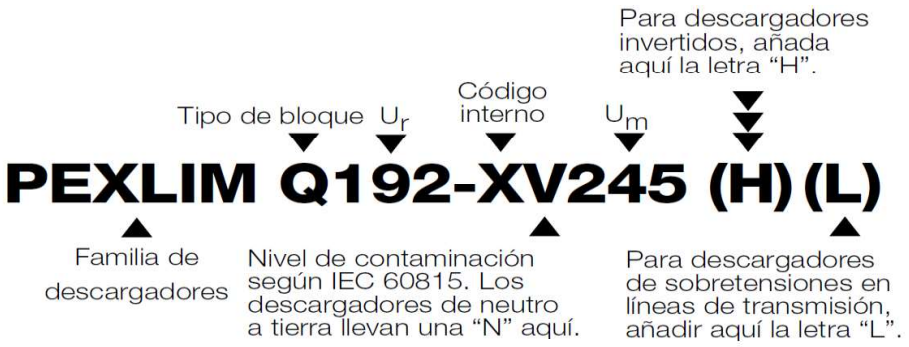


Figura 4.11. Elección del descargador por código. [20]

Tabla 4.3. Upl y Ups para los descargadores. [20]

Clasificación tipo	Corriente de descarga nominal (In) kA	Upl/Ur a 10 kAp	Upl/Ur a 20 kAp	Ups/Ur
EXLIM R	10	2,59		2,060 a 0,5 kAp
PEXLIM R	10	2,59		2,060 a 0,5 kAp
EXLIM Q	10	2,35		1,981 a 1,0 kAp
PEXLIM Q	10	2,35		1,981 a 1,0 kAp
EXLIM P	20	2,275	2,5	2,020 a 2,0 kAp
PEXLIM P	20	2,275	2,5	2,020 a 2,0 kAp
HS PEXLIM P	20	2,275	2,5	2,020 a 2,0 kAp
EXLIM T	20	2,2	2,4	2,020 a 2,0 kAp

El descargador de óxido de cinc PEXLIM R como se indica en la Figura 4.12 es uno de los más utilizados para aplicaciones con requisitos de bajo peso, espacios reducidos, montaje flexible, robustez y seguridad adicional para el personal, se utiliza en la protección contra descargas atmosféricas en líneas de trasmisión.

Sumario de datos de rendimiento

Tensiones de red $(Um)_m$)	24 -170 kV
Tensiones nominales (U_r)	18 -144 kV
Corriente de descarga nominal (IEC)	10 kA_{pico}
Corriente de clasificación (ANSI/IEEE)	10 kA_{pico}
Resistencia de corriente de descarga	
Corriente alta 4/10 µs	100 kA_{pico}
Corriente baja 2.000 µs	550 A_{pico}
Capacidad de energía:	
Clase de descarga de línea (IEC) [2 impulsos, (IEC Cl. 8.5.5)	Clase 2 5,1 kJ/kV (U_r]
Cumple con/sobrepasa los requisitos de la prueba de descarga de líneas de transmisión ANSI para sistemas de 170 kV.	
Capacidad de cortocircuito/ alivio de presión	50 kA_{sim}
Aislamiento externo	Cumple con/ sobrepasa las normas
Resistencia mecánica:	
Carga de servicio estática admisible declarada (DPSSL)	1.000 Nm
Carga de servicio dinámica admisible máxima (MPDSL)	1.600 Nm
Condiciones de funcionamiento:	
Temperatura ambiente	-50 °C a +45 °C
Altitud de diseño (Mayores altitudes bajo pedido)	máx. 1.000 m
Frecuencia	15 - 62 Hz

Figura 4.12. Descargador de óxido de cinc PEXLIM. [20]

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones.

- Del análisis estadístico y probabilístico, recolección y tratamiento de los datos de fallo se determinó que el origen de las continuas salidas de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana de 138 kV se debe principalmente a descargas atmosféricas.

- Del análisis de los resultados obtenidos tanto de la parte teórica, datos reales y así como de las simulaciones se propuso un plan de mitigación para la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana de 138 kV que contempla el mejoramiento de la resistencia de pie de torre, el aumento de aisladores en la cadena e instalación de descargadores en cada una de las fases.

- De la verificación del estado actual de la línea de trasmisión se determinó que las causas generadas que provocan las continuas salidas en la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana debido a las descargas atmosféricas obedecen a la alta resistividad del suelo en algunas de sus torres, que están claramente identificadas. Y a la falta de aislamiento en la cadena de aisladores que presentan flameos.

- Las descargas atmosféricas se caracterizan principalmente por la forma de incidencia, regularidad de las lluvias acompañados con rayos en la zona, nivel ceráunico y la magnitud del impulso de corriente transitoria.

- Para las simulaciones en ATP se realizó el modelo cónico para la torre más representativa de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV para determinar su impedancia constante, además se utilizó el equivalente de red con su respectiva fuente y sus parámetros eléctricos para realizar un modelo que más se aproxime a la realidad.

- De las gráficas de las simulaciones en ATP de la línea de trasmisión en operación normal la incidencia de la descarga atmosférica sobre el hilo de guarda o torre, se

observa que al variar la resistencia de pie de torre de un valor menor o igual a 10 Ω el sobrevoltaje generado en la torre es decreciente es decir que es drenado en su totalidad a tierra. Caso contrario si la resistencia de pie de torre aumenta a un valor mayor a 10 Ω el sobre voltaje generado va aumentando hasta que ocurre el flameo y se produce la salida de la línea de trasmisión de servicio.

- El flameo se da cuando la corriente transitoria de impulso generada por la onda de frente rápido conocida como rayo genera un sobrevoltaje transitorio que sobre pasa el nivel básico de aislamiento de la cadena de aisladores, eso se observó claramente en las simulaciones cuando se sobrepasó el nivel básico de aislamiento de 650 kV que corresponde a ocho unidades de aisladores.

- De las simulaciones realizadas en ATP el sobre voltaje generado por la descarga atmosférica en la cadena de aisladores disminuye al colocar un descargador en paralelo a la cadena de aisladores por lo tanto se demuestra que la aplicación de descargadores en la línea de trasmisión permite disminuir las salidas debido a la presencia de descargas atmosféricas.

- Al comparar los resultados obtenidos de las simulaciones de los parámetros de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana 138 kV mediante ATP con los resultados calculados se observó que son similares se concluye que los datos obtenidos son verídicos y confiables.

- El ATP resulto ser un programa de gran ayuda para el análisis propuesto en este trabajo especialmente en la simulación, modelación y obtención de las gráficas, los componentes utilizados en la modelación dependen de la habilidad del usuario para comprender su funcionamiento, el éxito que se pueda obtener finalmente depende de la calidad de información existente en el medio ya que es un programa de distribución gratuita.

5.2. Recomendaciones.

- Se recomienda considerar durante la recolección, tabulación y tratamiento de los datos tener una adecuada organización para obtener un análisis estadístico correcto, pues depende del orden, calidad y confiabilidad de los datos para conseguir resultados lo más cercanos a la realidad.

- Al momento de empezar a utilizar el programa Alternative Transients Program (ATP) se recomienda hacer uso de todo tipo de manuales disponibles antes y durante el proceso del modelamiento para poder obtener resultados adecuados válidos.

- Los parámetros de entrada utilizados en cada uno de los componentes de la modelación de la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana de 138 kV deben ser confiables y verificados para obtener resultados coherentes.

- Teniendo en cuenta las simulaciones que se realizaron en ATP en función de la resistencia de pie de torre y la resistividad del suelo es necesario bajar la resistencia a un valor menor o igual a 10 Ω con los métodos expuestos en este trabajo en las torres que presentan alta resistencia y que se encuentran debidamente identificadas revisar Anexo V.B.

- Al momento de realizar la verificación del aislamiento para la línea de trasmisión Tena-Francisco de Orellana de 138 kV los cálculos realizados demuestran que por lo menos se necesitan 11 unidades, se recomienda incrementar 3 aisladores en las torres que se encuentran a una altura mayor a 1000 m.s.n.m., revisar Anexo II.A

- Se recomienda colocar descargadores tipo PEXLIM R 108-145 L paralelos a las cadenas de aisladores en cada una de las fases de las torres que presenten alta resistencia de puesta a tierra y que con los métodos de mejoramiento de suelo expuestos en este trabajo no sea posible disminuir la resistencia de puesta a tierra revisar Anexo II.A.

6. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS

[1] CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC, "Área de Operación y Mantenimiento," *Sección de Ingeniería,* Octubre 2017.

[2] R.N. Allan, G. Strbac, J. Milanovic, "Reliability assessment of power systems," in *UMIST*, USA, 2000.

[3] Leonardo Fabio Porras, "METODOLOGÍA COMPROBADA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LÍNEAS DE TRASMISIÓN AFECTADAS POR RAYOS Y CAUSAS NO ESTABLECIDAS," *ISA Colombia,* pp. 1-15, 2016.

[4] L. Salvaderi (Chairman, R. Billinton, J. Endrenyi, J. Prince, R. Ringlee), "Power Reliability in perspective," 1984.

[5] T.S.Dillon y Y. Backlund, "Reliability modeling of composite power systems," in *Swendish State Power Board Systems Development*, México, McGraw-Hill , 1987.

[6] "CONELEC.Expansión de la Trasmisión. PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022," [Online]. Available: https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/Plan%20expansion/parte%201.pdf. [Accessed 30 08 2018].

[7] "SIGTE CELEC EP TRANSELECTRIC," Sistema Nacional de Transmisión, [Online]. Available: http://gis-sigde.maps.arcgis.com/apps/View/index.html?appid=567c51531249407f8640b15c318d1bd2. [Accessed 18 09 2018].

[8] Breffe Torres, "Protecciones de los Sistemas Eléctricos de Distribución".

[9] John J. Grainger, Willian D. Stevenson, Análisis de Sistemas de Potencia, MÉXICO: Mc GRAW-HILL/INTERAMERICNA DE MÉXICO S.A., 1996.

[10] Martín Tobías Montesdeoca Espín, "Análisis computacional de Líneas de Trasmisión para identificar las torres con mayor índice de fallas por efecto de Descargas Atmosféricas.," Quito, Julio 2008.

[11] IEEE std.1410-2004, "Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines".

[12] Salazar Flores Paúl Francisco, "DISEÑO ÓPTIMO DE APANTALLAMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTO VOLTAJE Y EXTRA ALTO VOLTAJE," *XXVI Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica,* vol. 26, pp. 12-18, 2016.

[13] IEEE Std. 1313.2-1999, "Guide for the Application of Insulation Coordination".

[14] Industrias de Aparrellaje Eléctrico S.A., "Aisladores, grapas y herrajes para líneas aéreas," pp. 12-20, 2017.

[15] Ospina, Favio Casas, "TIERRAS Soporte de la seguridad eléctrica," Bogotá, 2008, pp. 207-260.

[16] IEEE Std. 1243-1997, "Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines".

[17] Richard Zambrano, "SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉTRICAS A NIVEL DE 500 kV APLICACIÓN SUBESTACIÓN PIFO," *ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL,* pp. 1-12, 2008.

[18] Enríquez Harper, Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas, México: LIMUSA S.A MÉXICO, 2005.

[19] László Prikler, Hans Kristian Hoidalen, ATP Draw for windows, 2009.

[20] J. Martinez Velasco, "El paquete de simulación ATP. Nuevas prestaciones," *Universidad Politécnica de Cataluña,* 2015.

[21] ABB, "Suministro eléctrico seguro, estable y económico con los descargadores de sobretensiones ABB," vol. 5, pp. 1-10, 2005.

[22] C. D. I. Diaz, "Localización de Fallas en Líneas de Transmisión,aplicación de un algoritmo digital para líneas paralelas.," in *Tesis de ingeniería, Escuela Politécnica Nacional*, Quito, Ecuador, Junio 2009.

[23] A. R. T. Trujillo, "Análisis de Modelos De Calculo de Parametros de Líneas de Trasmisión," in *Tesis de ingeniería, Escuela Politecnica Nacional*, Quito,Ecuador, Septiembre 2013.

[24] Juan A. Martínez Velasco, COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN REDES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN, MADRID-ESPAÑA: Mc GRAW-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA S.A.U., 2008.

[25] Pascual Simón Comín, Fernando Garnacho Vecino, Jorge Moreno Mohíno, Alberto González Sanz, CÁLCULO Y DISEÑO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN, MADRID: IBERGARCETA PUBLICACIONES, MADRID S.L., 2011.

[26] Kléber Sebastián Vásquez Ocaña, "CÁLCULO DE SOBREVOLTAJES ORIGINADOS POR DESCARGAS ATMÓSFERICAS EN LÍNEAS DE TRASMISÓN UTILIZANDO EL ATP (ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM) APLICADO A LA LÍNEA DE TRASMISÓN SANTA ROSA-POMASQUI A 230 KV," *XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica,* vol. 19, pp. 182-191, 2005.

[27] Luis Ruales, Fausto G. Yugcha, "Cálculo del Comportamiento de una Línea de Transmisión frente al Flameo Inverso basado en el Método Montecarlo," 2010.

[28] J. Piñedos Saldriaga, "ATP-GUIA BÁSICA," Asociación de Ingenieros Electricistas, Antioquia-Colombia, 2015.

[29] Fuentes Escamilla Ángel, Pesquera Rodriguez César Felipe, SIMULACIÓN DEL FLAMEO INVERSO EN LAS TORRES DE

TRASMISIÓN DE 230 Y 400 KV, MÉXICO: ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA , Tesis 2013.

[30] Mayra Araceli Vargas Sampedro, ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LÍNEAS DE TRASMISIÓN DE LA ZONA NORTE CONSIDERANDO LA INFLUENCIA DEL INGRESO EN OPERACIÓN DEL SISTEMA DE 500 kV, Quito: ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, Tesis 2018.

[31] Jorge Quezada Quezada, METODOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE TRASMISIÓN ELÉCTRICA, Chile: Universidad Austral de Chile, Tesis 2005.

7. ANEXOS

ANEXO I

Anexo I.A

REPORTE DE FALLAS PRELIMINARES DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 kV FACILITADOS POR CELEC EP TRANSELECTRIC.

‘’DIGITAL’’

Anexo I.B

REPORTE DE FALLAS RESULTANTE ESCOGIDOS DE LA BASE DE DATOS DEL IFS PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS CAUSAS DE LAS FALLAS CORRESPONDIENTES A ANOS DEL 2009 HASTA EL 2017

‘’DIGITAL’’

ANEXO II

Anexo II.A

REPORTE RESULTANTE DE LAS TORRES DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 kV.

‘’DIGITAL’’

Anexo II.B

PLANOS DE LOS DIFERENTES TIPOS TORRES DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 kV.

‘’DIGITAL’’

ANEXO III

CATÁLOGOS Y TABLAS DE CABLES HERRAJES Y AISLADORES

‘’DIGITAL’’

ANEXO IV

VERIFICACIÓN DEL SITEMA DE PROTÉCIONES AISLAMIENTO, APANTALLAMIENTO Y SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 kV.

‘’DIGITAL’’

ANEXO V

Anexo V.A

REPORTE DE MEDICIONES DE RESISTENCIA DE PIE DE TORRE DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 kV FACILITADOS POR CELEC EP TRANSELECTRIC.

‘’DIGITAL’’

Anexo V.B

TORRES DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 kV QUE DEBEN SER MEJORADAS SUS RESISTENCIAS DE PIE DE TORRE.

A continuación se presentan las torres que deben ser mejoradas sus resistencias de pie de torre en la Tabla V.1.

Tabla V.1. Estructuras que deben ser intervenidas

Nº de Estructura (Construcción)	Tipo de Estructura	Resistencia a Pie de Torre	Sistema de Puesta a Tierra
38	ACACIA	10	varillas
39	A10 / J 266.8 (R)	10	contrapeso
40	ACACIA	10,5	contrapeso
41	A10 / J 266.8 (R)	10	contrapeso
44	ACACIA	10	contrapeso
59	A10 / J 266.8 (S)	10	contrapeso
61	A10 / J 266.8 (S)	10	contrapeso
66	A10 / J 266.8 (R)	10	varillas
73	A10 / J 266.8 (S)	10	contrapeso
74	A30 / J 266.8 (R)	10	contrapeso
81	A10 / J 266.8 (S)	10	varillas
86	ACACIA	10	contrapeso
93	A10 / J 266.8 (R)	10	contrapeso
94	ACACIA	10	contrapeso
95	A10 / J 266.8 (S)	10	contrapeso
96	ACACIA	10	contrapeso
104	A60 / J 266.8 (R)	10	contrapeso
110	A10 / J 266.8 (R)	10,3	contrapeso
115	A10 / J 266.8 (R)	10,4	varillas
127	A10 / J 266.8 (R)	10	contrapeso
200	A10-R-2-0 (S)	10,64	contrapesos
207	ACACIA (S)	14,76	varillas
212	ACACIA N (S)	10,21	contrapesos
220	ACACIA (S)	11,32	contrapesos
222	ACACIA (S)	13,55	contrapesos
231	A30-R-266.8 (S)	11,47	varillas
233	A10-TIPO A (S)	11,26	varillas

235	ACACIA N (S)	10,43	varillas
236A	ACACIA (S)	10,95	contrapesos
245	ACACIA N (S)	11,62	varillas
247A	ACACIA N (S)	10,33	varillas
256	ACACIA (S)	10,61	contrapesos
294	ACACIA (S)	15,36	varillas
298	ACACIA (S)	10,89	varillas
323	ACACIA (S)	14,69	varillas
324	ACACIA (S)	12,58	varillas
331	ACACIA (S)	12	varillas
338A	ACACIA (S)	12,13	varillas
343	A30-R-2-0 (R)	12,31	varillas
344	A30-R-266.8 (R)	11,89	contrapesos
345	ACACIA N (S)	11,69	contrapesos
347	A30-R-2-0 (R)	11,43	varillas
367	ACACIA (S)	11,26	contrapesos
372	ACACIA (S)	10,39	contrapesos
390	ACACIA (S)	10,73	varillas
391	A10-TIPO A (R)	11,11	contrapesos
394	A10-R-477 (S)	17,93	contrapesos
400	SP2-2 (S)	10,15	contrapesos
402	ACACIA (S)	12,93	contrapesos
403	ACACIA (S)	11,42	contrapesos
420	A10-R-2-0 (S)	11,06	contrapesos
422	A10-E-477 (S)	10,18	contrapesos
424	ACACIA (S)	16	contrapesos
426	A10-E-477 (S)	11,35	contrapesos
428	A10-E-477 (R)	11,5	contrapesos
429	A30-R-266.8 (R)	17,53	contrapesos
430	A10-E-477 (R)	13,5	contrapesos
435	A10-R-2-0 (S)	6,78	contrapesos
436	OLMO (R)	10,9	contrapesos
437	SL2-2 (S)	10,05	contrapesos
443	ACACIA (S)	14,07	varillas
445	SL2-2 (S)	10,18	contrapesos
447	SP2-2 (S)	10,12	contrapesos
451	A10-R-2-0 (R)	10,75	varillas

ANEXO VI

Anexo VI.A

MANUAL DE INGRESO DE PARÁMETROS DEL CIRCUITO DE SIMULACIÓN EN ATP.

‘’DIGITAL’’

Anexo VI.B

SIMULACIÓN DEL AVISO DE FALLA N° 29925

De acuerdo con el aviso de falla 29925 la estructura E214 presenta aisladores flameados en la fase C.

Tabla VI.1. Estructuras de incidencia en la descarga atmosférica

Estructura Número	Tipo de Estructura	Vano Adelante	Número de aisladores	Corriente de la Descarga Atmosférica	Resistencia de Pie de Torre	Sistema de Puesta a tierra
210	A10-R-2-0 **(S)**	202,35	8		8,87	contrapesos
211	ACACIA **(S)**	271,24	8		8,73	contrapesos
212	ACACIA **(S)**	373,27	8		9,92	varillas
213	A10-R 266.8**(R)**	266,95	8		7,87	contrapesos
214	ACACIA N **(S)**	306,88	8	30 kA	10,2	contrapesos
215	A10-R-2-0 **(R)**	245,40	8		8,25	varillas
216	ACACIA **(S)**	184,93	8		9,19	contrapesos
217	ACACIA **(S)**	136,98	8		8,14	varillas

De acuerdo con la Figura 3.11 para ocho aisladores se considera una tensión critica de flameo 650 kV. Mientras que para once aisladores se considera una tensión critica de flameo de 803,26 kV. Además se considera el circuito de simulación de la Figura VI.1.

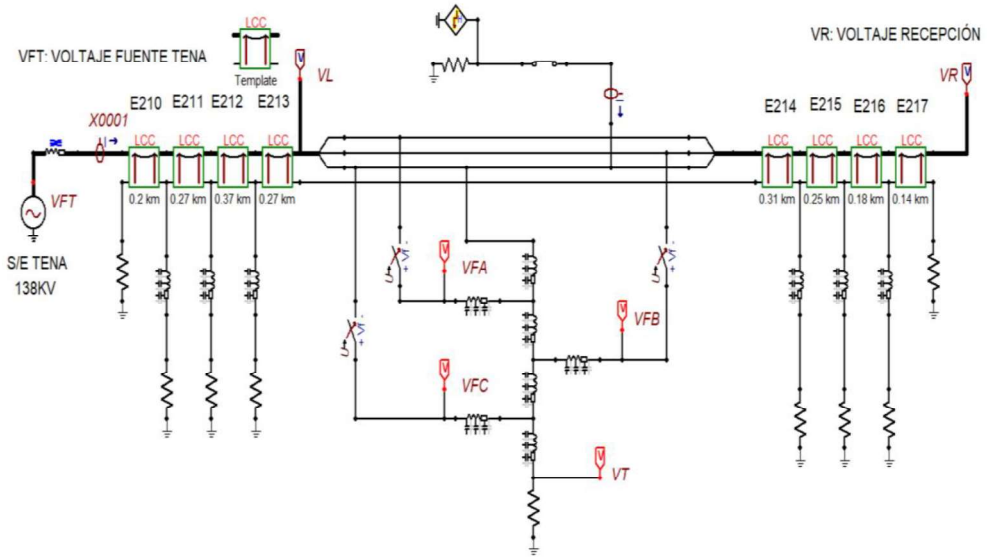


Figura VI.1. Circuito de simulación descarga atmosférica E214

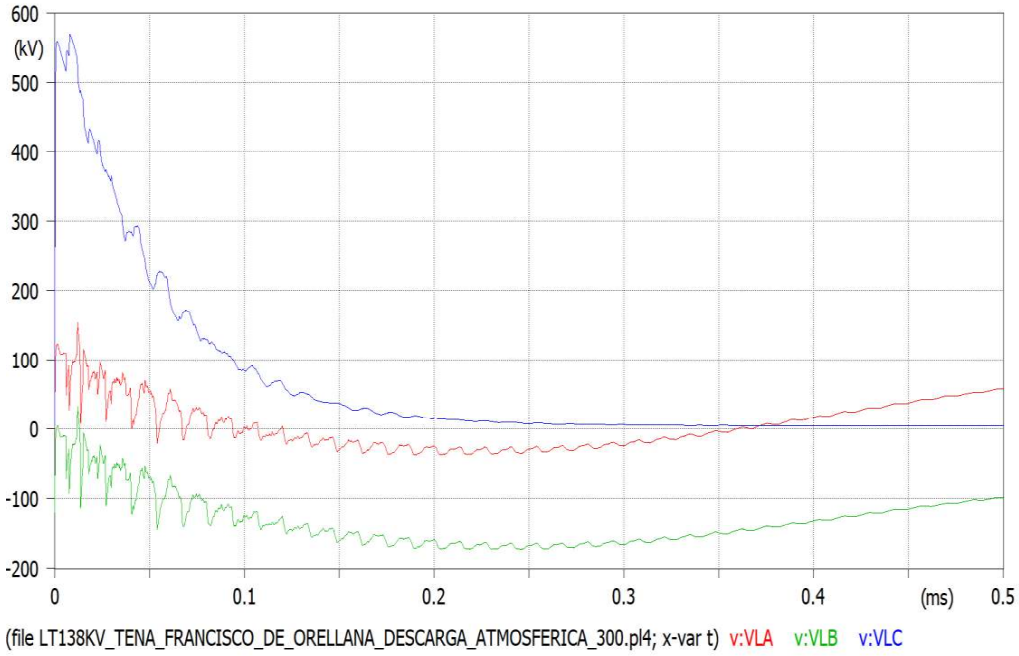


Figura VI.2. Voltajes de fase en la línea

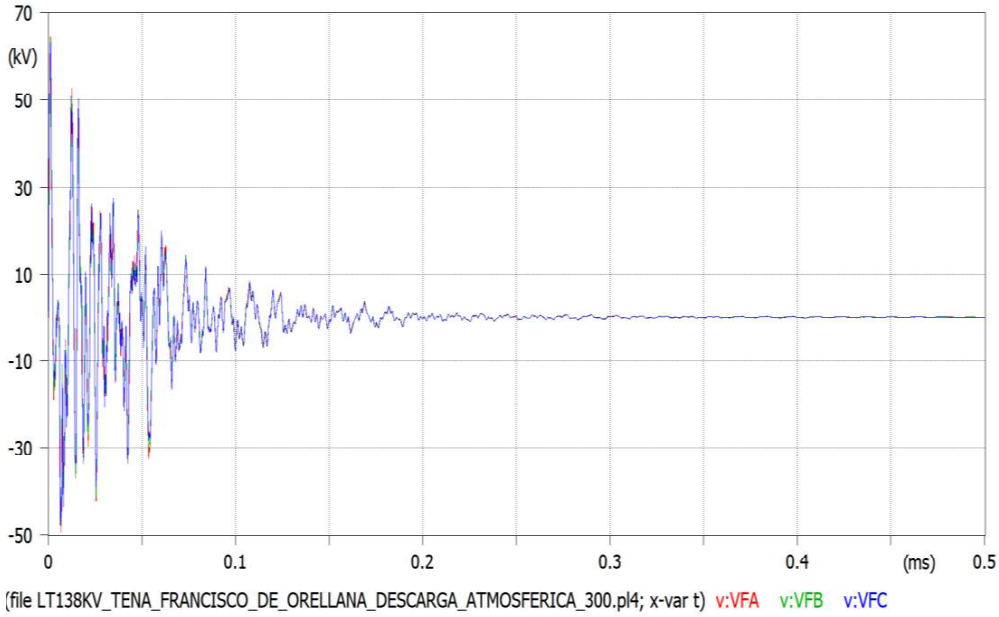


Figura VI.3. Voltajes de fase en la torre

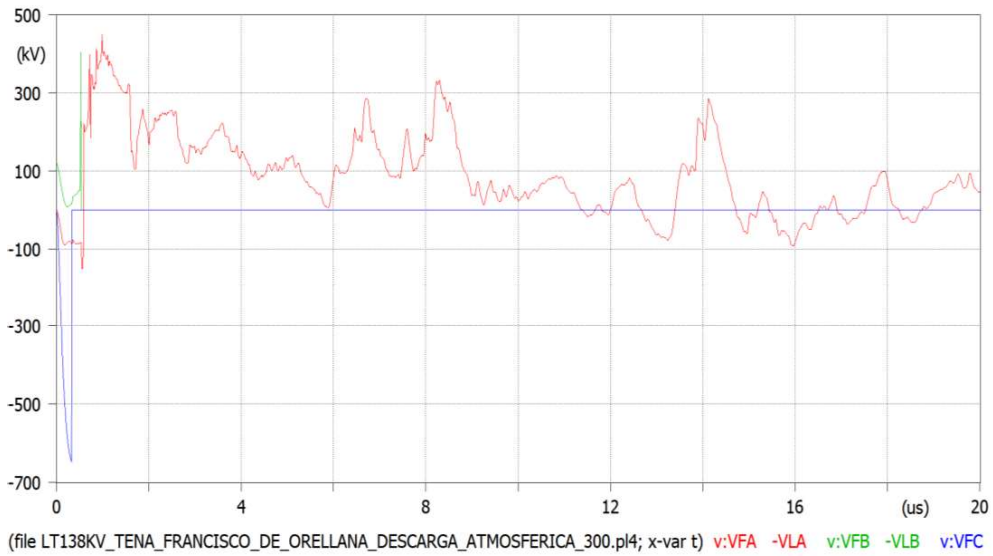


Figura VI.4. Voltajes en la cadena de aisladores

Como se puede observar en la Figura VI.2, Figura VI.3, Figura VI.4 el sobrevoltaje en la fase C no es drenado a tierra, la fase C supera el valor del nivel del aislamiento por lo tanto se produce el flameo y la salida de la línea de operación.

A continuación se procede a mejorar la resistencia de pie de torre en la torre E214 reduciéndole a un valor promedio de 2,7 Ω pero como se observa en la Figura VI.5 persiste la falla.

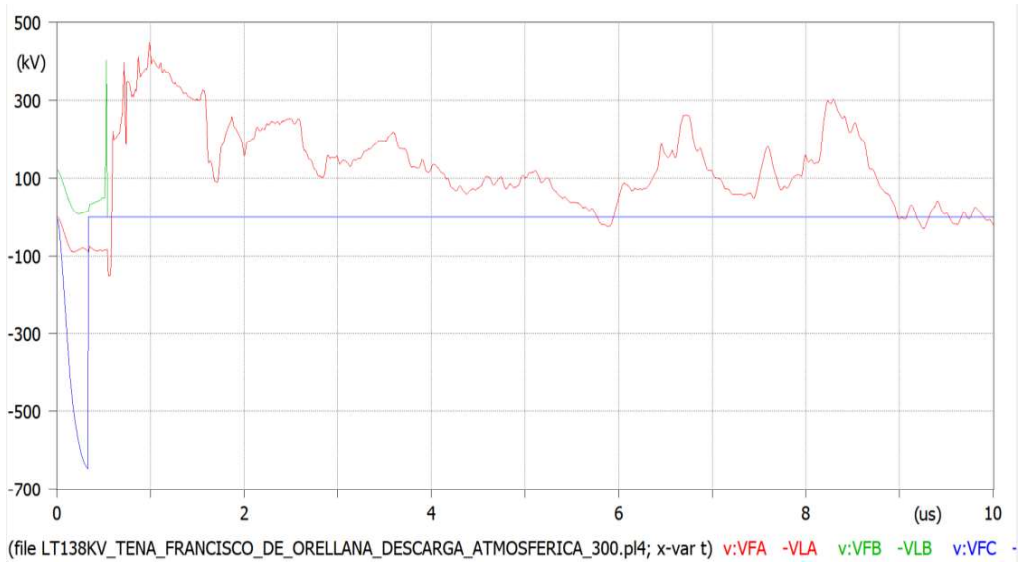


Figura VI.5. Voltajes en la cadena de aisladores R=2,7Ω

Por lo tanto se procede a aumentar el número de aisladores a 11 y a realizar la simulación nuevamente.

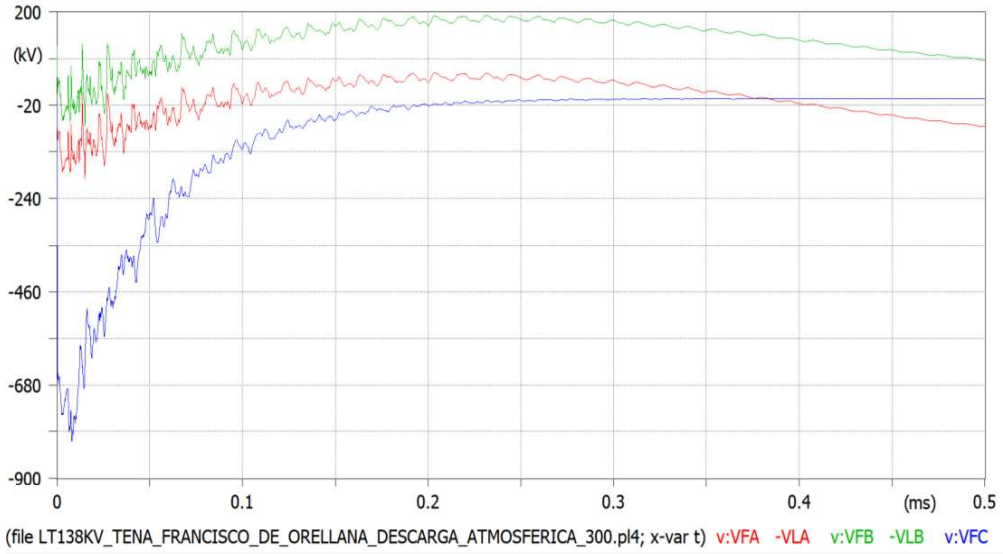


Figura VI.6. Voltajes en la cadena de aisladores aumento de aisladores

Se puede observar en la Figura VI.6 que se eliminó la falla. Ahora se consideran los mismos ocho aisladores y se añade los descargadores a las fases como se observa en la Figura VI.6.

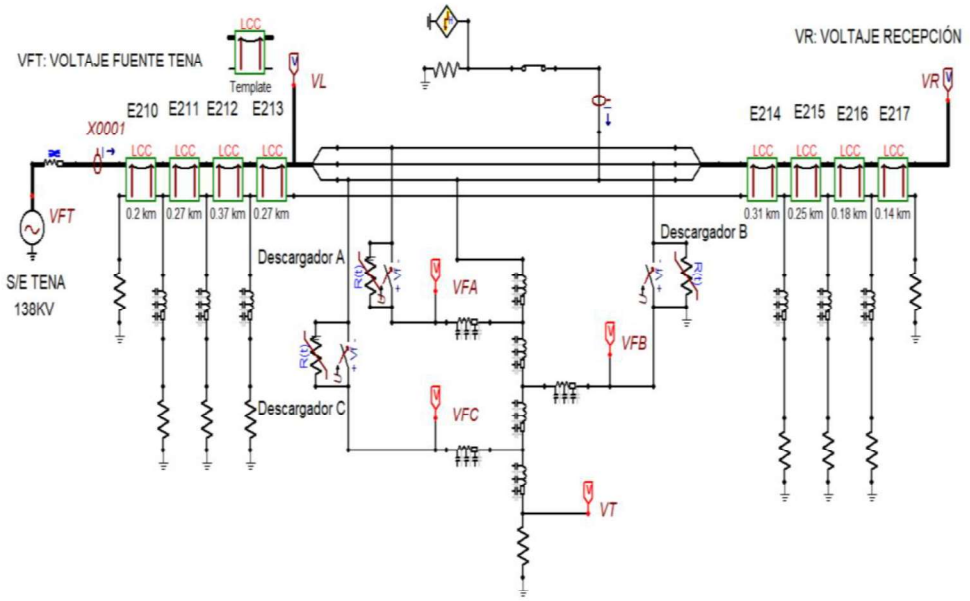


Figura VI.7. Circuito de simulación con descargadores

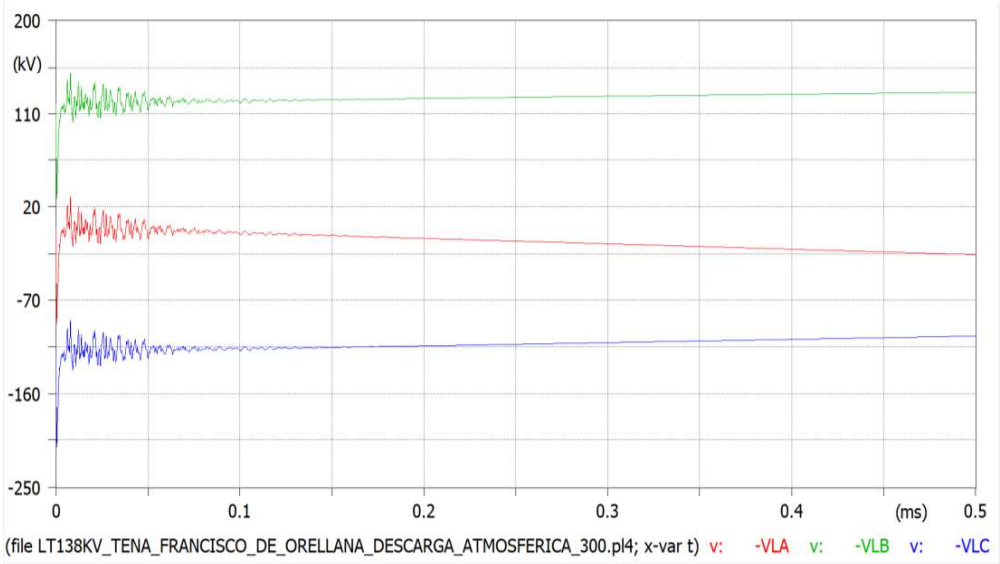


Figura VI.8. Voltajes en la cadena de aisladores con descargadores

También se puede observar en la Figura VI.8 que se elimina la falla.

ANEXO VII

SIMULACIONES DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 kV.

‘’DIGITAL’’

ANEXO VIII

CIRCUITO DE SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN TENA-FRANCISCO DE ORELLANA 138 kV.

‘’DIGITAL’’

ORDEN DE EMPASTADO

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
Campus Politécnico "J Rubén Orellana R "

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
DECANATO

ORDEN DE EMPASTADO

De conformidad al Artículo 101 del **REGLAMENTO DE RÉGIMEN ACADÉMICO DE LA ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL** aprobado por Consejo Politécnico en Octubre de 2017 y al **INSTRUCTIVO PARA EL PROCEDIMIENTO DE TRABAJOS DE TITULACIÓN DE LAS CARRERAS DE PRE-GRADO Y PROGRAMAS DE POSGRADO DE LA FIEE,** aprobado por Consejo de Facultad el 24 de enero de 2019 que establece que "*El Decano de la FIEE, remitirá los informes de calificación al Director del Trabajo de Titulación y le solicitará un informe de conformidad en relación a las observaciones planteadas, este informe será presentado al Decano en un plazo no mayor a diez días, quien a su vez emitirá la autorización de impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación o Tesis de Grado.*", una vez verificado el cumplimiento del formato de presentación establecido, autorizo la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por el señor·

HECTOR GEOVANNY HARO FLORES

Fecha de autorización. 26 de abril de 2019

M Sc. Carlos Herrera
Decano

Paola P

Isabel La Católica 202 y Veintimilla. Edif. Ingeniería Eléctrica 2do. Piso. Teléfono: 2976300 ext. 2201 Quito Ecuador