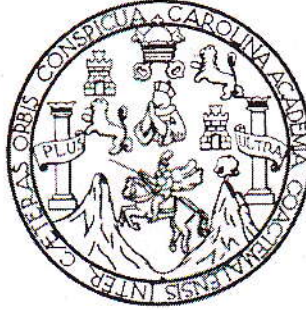


UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**SELECCIÓN DE AISLAMIENTO Y POSICIONAMIENTO DEL CABLE DE
GUARDA PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAS CRUCES-SOLOLÁ A 230
KV. CONTEMPLADA EN EL LOTE F DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL
SISTEMA DE TRANSPORTE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

DANIEL ALFREDO TUBAC ESCOBAR

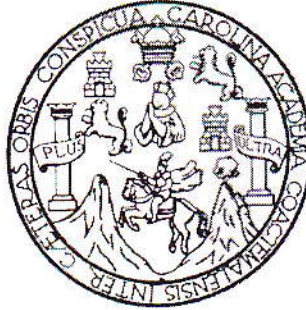
ASESORADO POR EL ING. ADOLFO RENÉ HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
EXAMINADOR	Ing. Jorge Armando Cortez Chanchavac
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

SELECCIÓN DE AISLAMIENTO Y POSICIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAS CRUCES-SOLOLÁ A 230 KV. CONTEMPLADA EN EL LOTE F DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 16 de noviembre de 2010.

Daniel Alfredo Tubac Escobar

Guatemala, 21 de Septiembre de 2011

Ingeniero

Jorge Pérez

Coordinador Área de Potencia

Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica

Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Pérez:

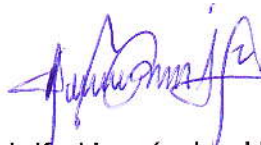
Por medio de la presente hago de su conocimiento que he asesorado el trabajo de graduación del estudiante DANIEL ALFREDO TUBAC ESCOBAR Carne 2006-11202, titulado: **“SELECCIÓN DE AISLAMIENTO Y POSICIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAS CRUCES-SOOLÁ A 230 KV. CONTEMPLADA EN EL LOTE F DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.”**

Después de haber revisado y corregido dicho trabajo, considero que llena los requisitos para su aprobación final.

Sin otro particular me suscribo de usted.

Cordialmente,

“ID Y ENSEÑAD A TODOS”



INGENIERO
Adolfo René Hernández Hernández
ING. ELECTRICISTA
Colegiado No. 6366

Ing. Adolfo Hernández Hernández

Ingeniero Electricista

Colegiado No. **6366**



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 73. 2011

Guatemala, 14 de OCTUBRE 2011.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"SELECCIÓN DE AISLAMIENTO Y POSICIONAMIENTO DEL
CABLE DE GUARDA PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAS
CRUCES-SOLOLÁ A 230 KV. CONTEMPLADA EN EL LOTE F
DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE",
del estudiante Daniel Alfredo Tubac Escobar, que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia

JLPR /sro





FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 67. 2011.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; DANIEL ALFREDO TUBAC ESCOBAR titulado: "SELECCIÓN DE AISLAMIENTO Y POSICIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAS CRUCES-SOLOLÁ A 230 KV. CONTEMPLADA EN EL LOTE F DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 25 DE OCTUBRE 2011.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **SELECCIÓN DE AISLAMIENTO Y POSICIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAS CRUCES-SOLOLÀ A 230 Kv CONTEMPLADA EN EL LOTE F DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE**, presentado por el estudiante universitario **Daniel Alfredo Tubac Escobar**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Grijalpa Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 17 de enero de 2012



AGRADECIMIENTOS A:

- Dios** Por darme la oportunidad de seguir adelante con mis metas y sueños.
- Mis padres** José Alfredo Tubac Patzán y Gloria Esmeralda Escobar Alquijay por guiarme en el camino de la educación, por su cariño, comprensión y apoyo incondicional.
- Familiares** Aníbal Eduardo y José Alberto por su amor y compañía. Abuela, tíos, tías y primos por su cariño.
- Amigos y novia** Mónica García por el apoyo y amor demostrado durante la realización del presente trabajo.
- Asesor** Por la dirección y apoyo en la realización del presente trabajo.
- Amigos de estudio** Porque me permitieron entrar en sus vidas durante los años de estudio.
- Facultad de Ingeniería** Por brindarme los conocimientos que me permitirán ser un mejor profesional.

Universidad de San Carlos de Guatemala Por brindarme la oportunidad de estudiar una carrera universitaria.

Transportadora de energía de Centro América Por su confianza en mi persona para la elaboración de la presente tesis.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	I
LISTA DE SÍMBOLOS.....	III
GLOSARIO	V
RESUMEN	IX
OBJETIVOS.....	XI
INTRODUCCIÓN	XIII
1. CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	1
1.1. Conceptos básicos.....	1
1.2. Tensión normalizada.....	10
1.3. Niveles de aislamiento normalizados	11
1.3.1. Rango I:.....	12
1.3.2. Rango II.....	13
1.4. Tipos de sobretensiones	16
1.4.1. Sobre tensiones de frente rápido.....	16
1.4.1.1. Sobretensiones atmosféricas.....	18
1.4.2. Sobretensiones de frente lento.....	18
1.4.2.1. Sobretensiones por maniobra.....	19
1.4.3. Sobretensiones temporales	21
1.4.3.1. Fallas a tierra	21
1.4.3.2. Cambios súbitos de carga	22
1.4.3.3. Efecto Ferranti	23
1.4.3.4. Resonancia y ferresonancia:	23
1.4.3.5. Combinaciones de sobretensiones temporales ..	24

1.4.4.	Sobretensiones continuas	24
2.	DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAS CRUCES-SOLOLÁ 230 kV	27
2.1.	Trazo de la línea de transmisión	27
2.2.	Condiciones meteorológicas	30
2.3.	Tipo de estructuras	32
2.3.1.	Impedancia de la torre.....	35
2.3.2.	Selección de la resistencia al pie de la torre	37
2.4.	Tipo de aisladores.....	38
2.4.1.	Selección de características.....	38
2.4.1.1.	Distancia de fuga.....	39
2.4.1.2.	Cantidad de aisladores de una cadena	39
2.4.1.3.	Distancia crítica	40
2.5.	Tipo de conductor	40
2.5.1.	Especificaciones del conductor	41
2.5.2.	Impedancia característica del conductor	43
2.6.	Tipo de cable de guarda	45
2.6.1.	Especificaciones del cable de guarda OPGW.....	45
2.6.2.	Impedancia del cable de guarda	46
2.6.3.	Impedancia equivalente del cable de guarda	47
3.	COORDINACIÓN Y SELECCIÓN DE AISLAMIENTO	49
3.1.	Métodos de la coordinación de aislamiento	49
3.1.1.	Método determinístico o convencional	50
3.1.2.	Método estadístico	50
3.2.	Determinación del nivel de contaminación.....	51
3.3.	Coordinación y selección de aislamiento por sobrevoltajes de baja frecuencia.....	54

3.4.	Aislamiento por sobrevoltaje de maniobra	59
3.4.1.	Comportamiento de las líneas de transmisión por maniobra.....	59
3.4.1.1.	Parámetros considerados para el comportamiento de una sobretensión por maniobra.....	60
3.4.1.2.	Forma de onda para una sobretensión tipo maniobra.....	62
3.4.2.	Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla en aislamientos sometidos a sobretensiones por maniobra ...	63
3.4.3.	Selección del aislamiento por sobrevoltaje de maniobra...	65
3.5.	Aislamiento por sobrevoltaje de descargas atmosféricas.....	69
3.5.1.	Forma de onda de un rayo	70
3.5.2.	Determinación de la distancia de fuga.....	73
3.5.2.1.	Nivel de contaminación medio	73
3.5.2.2.	Nivel de contaminación pesado.....	74
3.5.3.	Cálculo del voltaje crítico de flameo inverso y número de aisladores	74
3.5.3.1.	Nivel de contaminación medio	74
3.5.3.2.	Nivel de contaminación pesado.....	79
3.5.4.	Resultados de selección de aislamiento.....	82
4.	POSICIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA	87
4.1.	Modelo electro geométrico de una línea de transmisión	88
4.1.1.	Ángulo de apantallamiento total	91
4.1.2.	Tasa de fallas por apantallamiento.....	94
4.2.	Cálculo del posicionamiento del cable de guarda	96
4.2.1.	Cálculo de cantidad de rayos a la línea	97
4.2.2.	Cálculo del ángulo de apantallamiento de la estructura	97

4.2.3.	Cálculo de la corriente máxima para fallas de apantallamiento	99
4.2.4.	Cálculo de corriente crítica o mínima que puede producir flameo	100
4.2.5.	Apantallamiento perfecto.....	102
4.3.	Tasa de fallas por apantallamiento	103
4.4.	Fallas por flameo inverso.....	104
4.4.1.	Tensión crítica de la cadena de aisladores	105
4.4.2.	Impedancia equivalente del cable de guarda.....	106
4.4.3.	Impedancia equivalente de la torre	107
4.4.4.	Tiempos de viaje de la onda	107
4.4.5.	Cálculo de tensiones a 2 μ s	108
4.4.5.1.	Tensión en la cima de la torre	108
4.4.5.2.	Tensión a través de la resistencia de puesta a tierra	110
4.4.5.3.	Tensión inducida en las crucetas por fase	111
4.4.5.4.	Tensión a través del aislamiento por fase	112
4.4.6.	Cálculo de tensiones a 6 μ s	113
4.4.6.1.	Tensión en la cima de la torre	114
4.4.6.2.	Tensión a través del aislamiento por fase	114
4.4.7.	Cálculo de la corriente crítica que producirá flameo.....	115
4.4.7.1.	Corriente crítica a 2 μ s	115
4.4.7.2.	Corriente crítica a 6 μ s	116
4.4.8.	Probabilidad de que la corriente que producirá flameo sea excedida	116
4.5.	Tasa de fallas por flameo inverso	120

5.	ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y POSICIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA.....	123
5.1.	Análisis de la distancia eléctricas.....	123
5.1.1.	Análisis de la distancia de fase.....	123
5.1.2.	Análisis de la distancia verticales	126
5.2.	Análisis del ángulo de blindaje.....	128
5.3.	Análisis de fallas por apantallamiento y flameo inverso	129
5.4.	Análisis de los sistemas de tierras	130
	CONCLUSIONES	133
	RECOMENDACIONES	135
	BIBLIOGRAFÍA	137
	ANEXO.....	139

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Dependencia del factor m en coordinación de aislamiento al impulso tipo maniobra.....	6
2.	Clasificación de las sobretensiones.....	17
3.	Trazo referencial y trazo final línea Las Cruces-Sololá.....	29
4.	Cuerpo A3 Silueta Torre tipo A.....	33
5.	Silueta torre tipo A.....	34
6.	Impedancias aproximadas de diferentes torres.....	35
7.	Distancias para impedancia mutua.....	48
8.	Densidad relativa del aire en función de la altura sobre el nivel del mar y temperatura del aire.....	55
9.	Humedad absoluta en función de la temperatura promedio y la humedad relativa.....	56
10.	Factor de corrección de por humedad absoluta.....	57
11.	Distancia mínima conductor-estructura.....	58
12.	Representación de la línea transpuesta por sobrevoltaje de maniobra ..	61
13.	Histograma maniobra de conexión en vacío.....	64
14.	Histograma maniobra de reenganche, con tensión residual de 1 p.u. y pre-inserción de resistencias.....	65
15.	Distribución de probabilidad de sobrevoltaje por maniobra.....	66
16.	Factor de corrección por humedad.....	68
17.	Corriente de rayo presentada como una función rampa.....	71
18.	Curva Tensión-Tiempo para aislamiento.....	72
19.	Modelo electro geométrico para fallas de apantallamiento.....	90

20.	Ángulo de apantallamiento perfecto y distancia máxima de choque	92
21.	Variación de la corriente crítica para flameo inverso.....	118
22.	Variación de la resistencia de puesta a tierra.....	130
23.	Electrodo vertical de puesta a tierra	131
24.	Electrodo horizontal de puesta a tierra.....	132

TABLAS

I.	Tensiones internacionales para sistemas mayores de 35 kV.....	10
II.	Tensiones normalizadas Guatemala.....	11
III.	Niveles de aislamiento normalizado para el Rango I.....	14
IV.	Niveles de aislamiento normalizado para el Rango II.....	15
V.	Coordenadas UTM Subestación Las Cruces	28
VI.	Coordenadas UTM Subestación Sololá	28
VII.	Características del conductor ACAR 500 kCMIL.....	42
VIII.	Especificaciones del cable de guarda OPGW.....	46
IX.	Distancias de fuga recomendadas	53
X.	Aislamiento por sobrevoltaje de descarga atmosférica con nivel de contaminación media	78
XI.	Aislamiento por sobrevoltaje de descarga atmosférica nivel de contaminación pesada	81
XII.	Distancia de aislamiento por sobrevoltaje de baja frecuencia, maniobra y descargas atmosféricas.....	82
XIII.	Características del aislador estándar ANSI 52-5.....	84
XIV.	Características del aislador niebla ANSI 52-5	85

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
β	Constante de ajuste de distancia de choque a tierra
Ψ	Factor de amortiguamiento de la torre
Φ	Fase de un sistema trifásico
$^{\circ}\text{C}$	Grados Celsius
Hz	Hertzio
kA	Kiloamperios
km	Kilómetro
kPa	Kilopascales
kV	Kilovoltio
Ω	Ohm
%	Porcentaje
Π	PI
p.u.	Valor por unidad

τ_T

Tiempo de viaje de la onda en la estructura

GLOSARIO

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
Efecto Corona	Es la ionización del aire alrededor de un conductor debido a la elevada tensión que se presenta, siendo visible a través de un instrumento de medición.
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
Flecha	Es la distancia vertical, normalmente medida en el punto medio, entre la línea recta imaginaria que se forma entre dos estructuras y el conductor.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INSIVUMEH	Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología E Hidrología.
kV	Kilovoltio
kPa	Kilo pascales

msnm	Metros sobre el nivel del mar
NBI	Nivel Básico de Impulso
Nodo	Conjunto de equipos destinados a modificar los parámetros de corriente y voltaje en un punto determinado (Subestación).
NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones
NTDROID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTDOST	Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
PET	Plan de expansión del Sistema de Transporte
OPGW	Optic Guard Wire
Plantillado	Es la localización óptima de estructuras de la línea obtenida con el programa PLS-CADD.
SIN	Sistema Nacional Interconectado.
Servidumbre	Es el gravamen impuesto sobre un predio para uso de otro predio de distinto dueño o para utilidad pública o comunal. El inmueble a cuyo favor está constituida la servidumbre se llama predio

dominante; el que la sufre, predio sirviente.¹

TRECSA

Transportadora de energía de Centro América.

Vano

Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.

¹ Código Civil, Artículo 752

RESUMEN

La finalidad del trabajo de graduación es seleccionar el aislamiento adecuado para la línea de transmisión Las Cruces – Sololá considerando los efectos que pueden afectar el adecuado funcionamiento de la línea; así como la verificación del posicionamiento del cable de guarda ante descargas atmosféricas para que no se presenten fallas.

Las consideraciones generales de la coordinación de aislamiento dan el contexto de los temas que serán utilizados para la adecuada selección del aislamiento. Se presenta la descripción del trazo de la línea realizando la comparación de lo propuesto por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el trazo final; así como las condiciones meteorológicas, tipos de estructuras, tipo de conductor y cable de guarda que serán utilizadas en los cálculos, teniendo en cuenta que la línea en estudio será instalada con un circuito trifásico y diseñada para la incorporación de un segundo circuito trifásico.

La selección del aislamiento se realizará considerando las sobretensiones a frecuencia industrial, sobretensiones por maniobra y sobretensiones por origen atmosférico para el cual se debe realizar un análisis del nivel de contaminación del ambiente que se presenta en la línea por industrias, viviendas y materia de origen volcánico.

Debido a lo expuesto en las normas técnicas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en relación a que se permiten dos salidas forzadas por año, se siguieron las recomendaciones del Electric Power Research Institute para

calcular la tasa de fallas por apantallamiento y fallas por flameo inverso, con la finalidad de no superar lo solicitado por la CNEE:

Cálculo de fallas por apantallamiento:

- Cálculo de cantidad de rayos a la línea
- Cálculo del ángulo de apantallamiento de la estructura
- Cálculo de la corriente máxima para fallas por apantallamiento
- Cálculo de corriente crítica que puede producir flameo
- Tasa de fallas por apantallamiento

Cálculo de fallas por flameo inverso:

- Tensión crítica de la cadena de aisladores.
- Impedancia equivalente del cable conductor, cable de guarda y de la torre
- Tiempo de viaje de la onda de rayo en la estructura.
- Cálculo de tensiones en la cima de la torre, tensión reflejada proveniente de la torre contigua, tensión a través de la resistencia de puesta a tierra, tensión inducida en las crucetas de la torre, tensión a través del aislamiento por fase.
- Cálculo de corriente crítica que puede producir flameo inverso.
- Gráfica de las corrientes por fase que producen flameo inverso.

Con lo cual se verificó que con la configuración propuesta y 10 ohms de resistencia de puesta a tierra se consiguió lo solicitado por la CNEE; no obstante, se realizaron cálculos para diferentes resistencias con lo que se estimó que la resistencia máxima que se pueda permitir será de 20 ohms mientras no se instale el segundo circuito.

OBJETIVOS

General

Seleccionar el aislamiento y analizar el posicionamiento del cable de guarda para la línea de transmisión Las Cruces – Sololá de 230 kV, ante la presencia de sobretensiones.

Específicos

1. Conocer los conceptos básicos y generalidades de la coordinación de aislamiento.
2. Realizar la selección del aislamiento considerando las sobretensiones a frecuencia industrial, por maniobra y por descargas atmosféricas.
3. Verificar el posicionamiento del cable de guarda ante descargas atmosféricas y la tasa de fallas que se pudieran producir en la línea.
4. Analizar la influencia de la resistencia de puesta a tierra en la tasa de fallas de la línea.

CONTENTS

Page

Introduction 1

Chapter I 10

Chapter II 25

Chapter III 45

Chapter IV 65

Chapter V 85

Chapter VI 105

Chapter VII 125

Chapter VIII 145

Chapter IX 165

Chapter X 185

Chapter XI 205

Chapter XII 225

Chapter XIII 245

Chapter XIV 265

Chapter XV 285

Chapter XVI 305

Chapter XVII 325

Chapter XVIII 345

Chapter XIX 365

Chapter XX 385

Chapter XXI 405

Chapter XXII 425

Chapter XXIII 445

Chapter XXIV 465

Chapter XXV 485

Chapter XXVI 505

Chapter XXVII 525

Chapter XXVIII 545

Chapter XXIX 565

Chapter XXX 585

Chapter XXXI 605

Chapter XXXII 625

Chapter XXXIII 645

Chapter XXXIV 665

Chapter XXXV 685

Chapter XXXVI 705

Chapter XXXVII 725

Chapter XXXVIII 745

Chapter XXXIX 765

Chapter XL 785

Chapter XLI 805

Chapter XLII 825

Chapter XLIII 845

Chapter XLIV 865

Chapter XLV 885

Chapter XLVI 905

Chapter XLVII 925

Chapter XLVIII 945

Chapter XLIX 965

Chapter L 985

INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Guatemala es necesario un sistema de transporte confiable, seguro y eficiente; por lo que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE presentó un Plan de Expansión del sistema de Transporte (PET), con lo cual se fortalecerá el Sistema Nacional Interconectado (SNI). Considerando que la línea de transmisión Las Cruces – Sololá es parte del plan en mención, esta debe presentar las características descritas con anterioridad y así aumentar la capacidad de transmisión en el área occidental.

La línea de transmisión en estudio debe cumplir con los requerimientos necesarios para el transporte de la potencia entre los nodos de las subestaciones Las Cruces y Sololá con la menor interrupción posible, obteniéndose con una adecuada selección del aislamiento, selección del sistema de tierras, posicionamiento del cable de guarda y diseñando con las condiciones más críticas que se puedan presentar, con lo cual se pueda disminuir la probabilidad de falla. Aún cuando se puedan presentar fallas, estas deben ser resueltas en el menor tiempo posible.

La línea de transmisión en estudio tiene interés en no presentar fallas ante los diferentes escenarios por las condiciones de operación internas y externas. La metodología utilizada para el diseño o análisis se basa en los análisis realizados por Electric Power Research Institute (EPRI) y las normas internacionales como American National Standards Institute (ANSI) e International Electrotechnical Commission (IEC).

Presentando al inicio del trabajo los conceptos y generalidades de la coordinación de aislamiento basadas en normas nacionales e internacionales, continuando con la descripción del trazo de la línea, parámetros básicos con los cuales se cuenta para la realización del análisis correspondiente.

Con los diferentes parámetros del trazo de la línea y los diseños con los que se cuenta, se seleccionará un adecuado aislamiento para la línea considerando los sobrevoltajes de baja frecuencia, sobrevoltajes por maniobra y sobrevoltajes por descarga atmosférica; luego se verificará el posicionamiento del cable de guarda mediante el modelo electrogeométrico, encontrando la tasa de falla por apantallamiento y flameo inverso; y como se ve afectada las tasa de fallas en función de la resistencia de puesta a tierra.

1. CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

1.1. Conceptos básicos

Los siguientes conceptos son aplicables a la coordinación de aislamiento y están basadas en la norma IEC 60071.

Coordinación de aislamiento: es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con los voltajes que pueden aparecer en los equipos dependiendo de las condiciones de servicio y de las características de los equipos de protección a utilizar.

Aislamiento externo: son las distancias en el aire y las superficies en contacto con aire del aislamiento sólido del equipo, que están sujetas a los esfuerzos dieléctricos y a las condiciones del medio ambiente.

Aislamiento interno: son todas aquellas partes internas sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento del equipo, las cuales no son afectadas por las condiciones externas del medio ambiente.

Aislamiento auto-regenerativo: es el aislamiento que recobra completamente sus propiedades de aislamiento después de una descarga disruptiva.

Aislamiento no auto-regenerativo: es el aislamiento que pierde sus propiedades de aislamiento, o no las recobra completamente, después de una descarga disruptiva.

Clasificación de tensiones y sobretensiones: de acuerdo con su forma y duración, las tensiones y sobretensiones se dividen en las siguientes clases.

- Tensión continua: tensión a frecuencia industrial, que se considera que tiene un valor eficaz constante, continuamente aplicado a cualquier par de terminales de una configuración de aislamiento.
- Sobretensión temporal: sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga.
- Sobretensión transitoria: sobretensión de corta duración de unos pocos milisegundos o menos, oscilatoria o no oscilatoria, por lo general altamente amortiguada. Las sobretensiones son divididas en:
 - Sobretensión de frente lento: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico $20 \mu s < T_p \leq 5\,000 \mu s$, y duración de cola $T_2 \leq 20 \mu s$.
 - Sobretensión de frente rápido: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico $0,1 \mu s < T_p \leq 20 \mu s$, y duración de cola de $T_2 \leq 300 \mu s$.
 - Sobretensión de frente muy rápido: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico $T_F \leq 0,1 \mu s$, duración

total $< 3 \mu\text{s}$, y con oscilaciones superimpuestas a frecuencia 30 kHz
 $< f < 100 \text{ MHz}$

- Sobretensión combinada (temporal, frente lento, frente rápido, frente muy rápido): consistente de dos componentes de tensión aplicadas simultáneamente entre cada par de terminales de fase de un aislamiento fase-fase (o longitudinal) y tierra. Esta sobretensión está clasificada por la componente con el valor pico más alto.

Condiciones atmosféricas normalizadas: las condiciones atmosféricas de referencia normalizadas, son:

- Temperatura $T_{a_0} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$
- Presión $b_0 = 101,3 \text{ kPa (1 013 mbar)}$
- Humedad absoluta $h_{a_0} = 11 \text{ g/m}^3$

Configuración de aislamiento: la configuración geométrica completa consistente del aislamiento y de todos los terminales. Esto incluye todos los elementos (aislados y conductores) los cuales tienen influencia en su comportamiento dieléctrico. Se identifican las siguientes configuraciones de aislamiento:

- Trifásicos: consiste en tres terminales de fase, un terminal de neutro y un terminal de tierra.
- Fase-tierra: es una configuración de aislamiento trifásico en la cual dos terminales de fase no se tienen en cuenta, excepto en casos particulares, el terminal de neutro es aterrizado.

- Fase-fase: es una configuración de aislamiento trifásica donde un terminal de fase no se considera. En casos particulares, los terminales de neutro y tierra tampoco se consideran.
- Longitudinal: teniendo dos terminales de fase y un terminal de tierra. Los terminales de fase pertenecen a la misma fase de un sistema trifásico temporalmente separado en dos partes energizadas independientemente (equipos de maniobra abiertos). Los cuatro terminales pertenecientes a las otras dos fases no se consideran o se encuentran aterrizados. En casos particulares uno de los dos terminales de fase es considerado aterrizado.

Ensayos de tensión de soportabilidad normalizados: es un ensayo dieléctrico realizado bajo condiciones especificadas para probar que el aislamiento cumple con la tensión de soportabilidad normalizada, que comprende:

- Ensayos de corta duración a frecuencia industrial
- Ensayos con impulso de maniobra
- Ensayos con impulso atmosférico
- Ensayos de tensión combinada

Factor de coordinación K_c : es el factor por el cual se deberá multiplicar la sobretensión representativa para obtener el valor de la tensión de coordinación soportada.

Factor de corrección atmosférico, K_a : el factor que debe ser aplicado a la coordinación soportada para tener en cuenta la diferencia entre las condiciones atmosféricas, promedios en servicio, y las condiciones atmosféricas

normalizadas, aplicable al aislamiento externo únicamente. El cual puede ser calculado con la ecuación 1.1, teniendo en cuenta que:

- Para instalaciones localizadas en altitudes de hasta 1,000 m.s.n.m., no se aplicará el factor de corrección por altura, debido a que los equipos tienen aislamiento normalizado hasta ese punto.
- Para instalaciones con altitudes mayores a 1 000 msnm, el factor de corrección por altura deberá ser el correspondiente a la altura de la instalación.

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

Ecuación 1.1

Donde:

H: Altura sobre el nivel del mar, en metros.

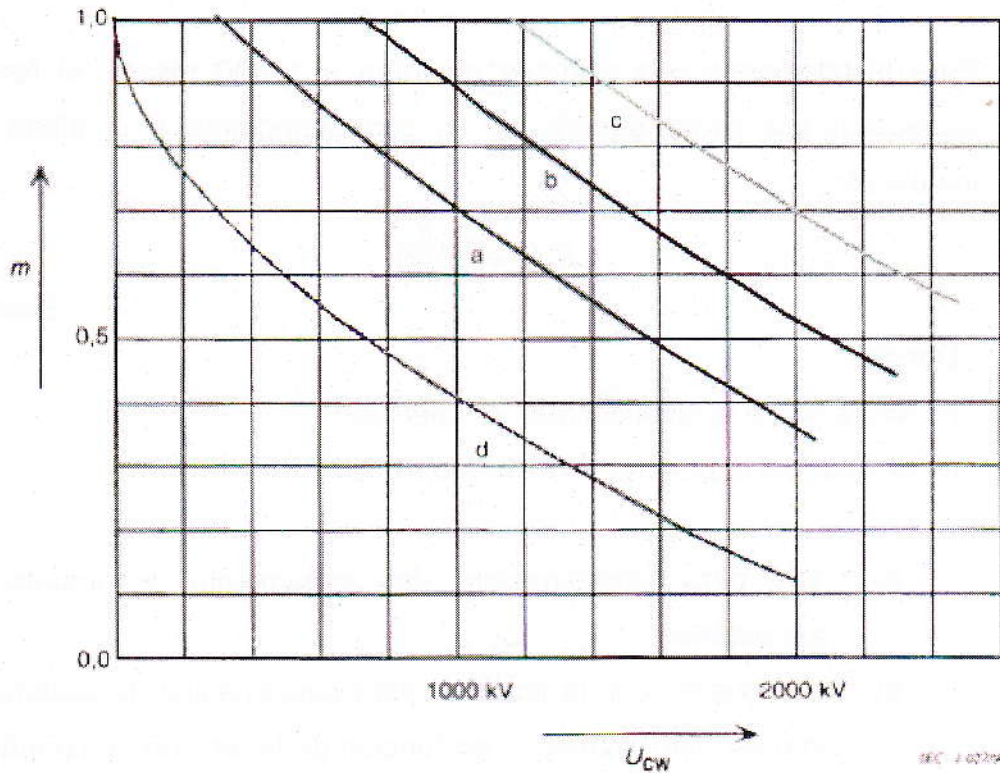
m: el valor del exponente m es como sigue:

- a) 1,0 para coordinación del aislamiento a impulso tipo atmosférico;
- b) de acuerdo con la figura 1, para coordinación de aislamiento a impulso tipo maniobra, en función de la tensión de coordinación soportada U_{cw} ;
- c) 1,0 para tensiones de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial con distancias en el aire y aisladores.

Nota: para aisladores en ambientes con polución, el valor del exponente "m" está en estudio por la IEC. Para las pruebas de larga duración y, si es necesario, para las pruebas de tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración de aisladores contaminados, se

puede considerarse a "m" no menor a 0,5 para un aislador normal y un valor máximo de 0,8 para aisladores tipo niebla.

Figura 1. Dependencia del factor m en coordinación de aislamiento al impulso tipo maniobra



Fuente: International Electrotechnical Commission 60071-2 Insulation co-ordination Part 2: Application guide.

Factor de seguridad: es el factor total que debe ser aplicado a la tensión de coordinación soportada, después de la aplicación del factor de corrección atmosférica, para obtener la tensión de soportabilidad requerida, para tener en cuenta otras diferencias entre las condiciones de servicio y las del ensayo de soportabilidad normalizado.

- Para aislamiento interno: $K_s = 1,15$
- Para aislamiento externo: $K_s = 1,05$

Flameo inverso: se presenta generalmente en sobretensiones de origen atmosférico cuando un rayo impacta en la torre o cable de guarda, la tensión se desplazan por la torre hacia tierra donde dará lugar a una nueva onda reflejada. Si la tensión que aparece entre la torre y alguno de los conductores supera la tensión soportada por la cadena de aisladores, se genera un fallo del aislamiento conocido como flameo inverso.

Formas de tensión normalizadas: las siguientes formas de tensión están normalizadas:

- Tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial: tensión senoidal con frecuencia entre 48 Hz y 62 Hz, y duración de 60 segundos.
- Impulso de maniobra normalizado: impulso de tensión que tiene un tiempo de pico de 250 μs y un tiempo de mitad de onda de 2500 μs .
- Impulso atmosférico normalizado: impulso de tensión que tiene un tiempo de frente de 1,2 μs y un tiempo de mitad de onda de 50 μs .
- Impulso de maniobra combinado normalizado: impulso de tensión combinado que tiene dos componentes de igual valor pico y polaridad opuesta. El componente positivo es un impulso de maniobra normalizado y el negativo es un impulso de maniobra con valores de tiempo de pico y de mitad de onda que no deben ser menores que los del impulso positivo. Ambos impulsos deberán lograr su valor pico en el mismo instante. El

valor pico de la tensión combinada es, por lo tanto, la suma de los valores picos de los componentes.

Mecanismos de limitación de sobretensiones: son los mecanismos que limitan los valores picos o la duración de las sobretensiones o ambos. Se clasifican como equipos preventivos (resistencia de pre-encendido) o como equipos de protección (pararrayos).

Nivel de aislamiento asignado: es el conjunto de tensiones de soportabilidad normalizadas, las cuales caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento.

Nivel de aislamiento normalizado: es el nivel de aislamiento asignado, cuyas tensiones de soportabilidad normalizadas, están asociadas a U_m , como se recomienda en las tablas III y IV.

Nivel de protección al impulso atmosférico (o maniobra): es el valor pico de la tensión máxima permisible en los terminales de un equipo de protección sujeto a impulsos atmosféricos o de maniobra, bajo condiciones específicas.

Tensión asignada del sistema: un valor adecuado de tensión asumido para designar o identificar un sistema.

Tensión de coordinación soportada, U_{cw} : para cada clase de tensión, es el valor de la tensión soportada de la configuración de aislamiento que cumple el criterio de desempeño en condiciones reales de servicio.

Tensión máxima del sistema, U_s : es la máxima tensión de operación que se puede presentar durante operación normal en cualquier momento y en cualquier punto del sistema.

Tensión más alta para el equipo, U_m : el valor eficaz más alto de la tensión fase-fase para la cual el equipo está diseñado con respecto a su aislamiento, así como para otras características que se relacionan con esta tensión en las especificaciones de los equipos.

Terminales de la configuración del aislamiento: cualquiera de los electrodos que están sometidos a un esfuerzo del aislamiento. Los tipos de terminales son:

- Terminal de fase, entre ésta y el neutro es aplicada la tensión fase-neutro del sistema.
- Terminal de neutro, representa o está conectado al punto de neutro del sistema (terminal de neutro de transformadores, etc.).
- Terminal de tierra, siempre sólidamente conectado a la tierra (tanque de transformadores, base de seccionadores, estructuras de torres, etc.)

Sistema aterrizado por impedancia: un sistema donde todos los puntos de neutro están aterrizados por medio de impedancias que limitan las corrientes de falla a tierra.

Sistema de neutro aislado: un sistema donde el punto de neutro no es conectado a tierra intencionalmente, excepto para conexiones de alta impedancia con propósitos de medida o protección.

Sistema de tierra resonante: un sistema en el cual uno o más puntos de neutro son conectados a tierra a través de reactancias, las cuales aproximadamente compensan el componente capacitivo de una corriente de falla monofásica a tierra.

Sistema sólidamente aterrizado: un sistema donde todos los puntos de neutro están aterrizados directamente.

1.2. Tensión normalizada

Se entiende como tensión normalizada o tensión asignada al parámetro de voltaje presentado en las normas internacionales o nacionales con las cuales se deben realizar los criterios de diseño, especificaciones técnicas, memorias básicas y selecciones de equipos.

Las tensiones internacionales normalizadas fueron definidas por la International Electrotechnical Commission (IEC 60038-2002), descritas en la tabla I:

Tabla I. **Tensiones internacionales para sistemas mayores de 35 kV**

Tensión Asignada (kV)	Tensión Máxima (kV)
69	72,5
115	123
138	145
230	245

Fuente: Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. p. 4.

Notas:

- Los valores son aplicables para 50 y 60 Hz.
- Los valores indicados son entre fases.

Las tensiones normalizadas para Guatemala fueron definidas en las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte – NTDOST– Artículo 11, descritas en la tabla II:

Tabla II. **Tensiones normalizadas Guatemala**

Tensión	
Nominal (kV)	Máxima de diseño (kV)
69	72,5
138	145
230	242

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica -NTDOST- Artículo 11.

Se entiende por tensión de servicio al valor de voltaje medido en algún punto del sistema eléctrico, el cual tiene como tolerancia máxima respecto a la tensión normalizada de un 5% para alta tensión en Guatemala definido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–, Título IV, Capítulo II, Artículo 24.

1.3. Niveles de aislamiento normalizados

Los niveles de aislamiento normalizados están asociados con la tensión máxima para equipos de acuerdo a lo siguiente:

1.3.1. Rango I

Como se puede apreciar en la tabla III, son valores entre 1 kV a 245 kV. Este rango contempla tanto distribución como transmisión de la energía eléctrica.

A continuación se describen los niveles de aislamientos normalizados por la IEC, de acuerdo con la clasificación por el nivel de tensión asignado y con las siguientes clasificaciones para aislamiento fase-fase y aislamiento longitudinal.

- Para aislamiento fase-fase, rango I, las tensiones fase-fase de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración e impulso atmosférico son iguales a las tensiones de soportabilidad fase-tierra respectivas (tabla II). Los valores en paréntesis, sin embargo, pueden ser insuficientes para probar que las tensiones de soportabilidad requeridas se cumplen y podría ser necesario realizar pruebas de soportabilidad fase-fase adicionales.
- Para aislamiento longitudinal, rango I, las tensiones de soportabilidad normalizadas a frecuencia industrial de corta duración y al impulso atmosférico son iguales a las respectivas tensiones de soportabilidad fase-tierra.

Se requieren únicamente dos tensiones de soportabilidad normalizadas para definir el nivel de aislamiento del equipo:

- Tensión de soportabilidad al impulso atmosférico.
- Tensión de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración.

1.3.2. Rango II

Como se puede apreciar en la tabla IV, son valores mayores a 245 kV, los cuales se utilizan en sistemas de transmisión de la energía eléctrica.

A continuación se describen los niveles de aislamientos normalizados por la IEC, de acuerdo con la clasificación por el nivel de tensión asignado y con la siguiente clasificación para aislamiento fase-fase y aislamiento longitudinal.

- Para aislamiento fase-fase, rango II, la tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico es igual al impulso atmosférico fase-tierra.
- Para aislamiento longitudinal, rango II, el componente del impulso de maniobra normalizado de la tensión de soportabilidad combinada está dado en la tabla III, con el valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta igual a $\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$, y el componente normalizado del impulso atmosférico de la tensión de soportabilidad combinada es igual a la respectiva tensión de soportabilidad fase-tierra, con el valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta igual a $0,7U_m\sqrt{2}/\sqrt{3}$.

Se requieren únicamente dos tensiones de soportabilidad normalizadas para definir el nivel de aislamiento del equipo:

- La tensión de soportabilidad normalizada al impulso de maniobra.
- La tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico.

Tabla III. Niveles de aislamiento normalizado para el Rango I

Tensión máxima del equipo U_m [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

Nota: Tomada de International Electrotechnical Commission 60071-1 Insulation co-ordination Part 1: Definition, principles and rules (1993)

Fuente: Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. p. 74.

Tabla IV. Niveles de aislamiento normalizado para el Rango II

Tensión máxima del equipo U_m [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo maniobra			Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
	Aislamiento longitudinal [kV] (valor pico)	Fase-tierra [kV] (valor pico)	Fase-fase (relación con el valor pico fase-tierra)	
300	750	750	1,50	850 950
	750	850	1,50	950 1 050
362	850	850	1,50	950 1 050
	850	950	1,50	1 050 1 175
420	850	850	1,60	1 050 1 175
	950	950	1,50	1 175 1 300
	950	1050	1,50	1 300 1 425
525	950	950	1,70	1 175 1 300
	950	1 050	1,60	1 300 1 425
	950	1 175	1,50	1 425 1 550
765	1 175	1 300	1,70	1 675 1 800
	1 175	1 425	1,70	1 800 1 950
	1 175	1 550	1,60	1 950 2 100

Notas:

- Tomada de International Electrotechnical Commission 60071-1 Insulation co-ordination Part 1: Definition, principles and rules (1993)
- Aislamiento Longitudinal: Valor de la componente del impulso de la prueba combinada pertinente.
- La introducción de $U_m=550$ kV (en lugar de 525 kV), 800 kV (en lugar de 765 kV), 1 200 kV, de un valor entre 765 y 1 200 kV, y de las tensiones de soportabilidad normalizadas asociadas, está bajo consideración.

Fuente: Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. p. 75.

1.4. Tipos de sobretensiones

Una sobretensión es la tensión entre fase y tierra o entre fases cuyo valor pico excede el valor pico de la tensión más alta del sistema. Las sobretensiones provocan esfuerzos en los equipos debido a parámetros como: duración, forma de onda, orígenes y parámetros ambientales.

Los sobrevoltajes son fenómenos transitorios, por lo que debe realizarse una distinción entre sobrevoltajes muy amortiguados de duración relativamente corta (sobrevoltajes de frente rápido y lento) y sobrevoltajes poco amortiguados y de larga duración (sobretensiones temporales).

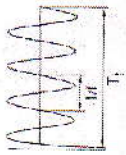


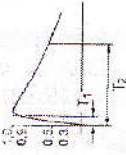
En la figura 2 se presenta un resumen de las principales características de cada tipo de sobretensión.

1.4.1. Sobre tensiones de frente rápido

Son sobretensiones de corta duración, varios microsegundos, y que normalmente llevan asociados picos de tensión superiores a los valores máximos de la tensión máxima del sistema.

La principal causa de una sobretensión de frente rápido es un rayo, aunque también pueden ocasionarse por maniobras, en situaciones donde las distancias entre interruptor y equipo son muy cortas.

Figura 2. Clasificación de las sobretensiones

Clase	Baja frecuencia		Transitorio	
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido
Formas de la tensión				
Rango de las formas de la tensión	$f = 50 \text{ Hz} \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3.600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3.600 \text{ s} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5.000 \mu\text{s} \geq T_p > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_p > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_2 \leq 3 \mu\text{s}$
Forma de onda normalizada	$f = 50 \text{ Hz} \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ T_1 *	$48 \text{ Hz} < f < 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2.500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$
Prueba de soportabilidad normalizada		Prueba de cora duración a frecuencia industrial	Prueba con impulso de maniobra	Prueba con impulso atmosférico

* A ser especificado para cada equipo en particular.

1.4.1.1. Sobretensiones atmosféricas

Un rayo puede ser representado como una fuente de corriente que es capaz de atravesar cualquier impedancia, esto se asume para simplificar el análisis. El voltaje desarrollado por el rayo será el producto de la corriente y la impedancia por la cual pasará.

En el rayo hay una serie de picos de corrientes denominados relámpagos, el primero se la llama el relámpago inicial y a los demás se les llama relámpagos subsecuentes. Observaciones realizadas han mostrado que el relámpago inicial es de polaridad negativa y tienen una amplitud pico cerca de 40 000 A, aunque puede variar desde unos cientos de amperios hasta algunos cientos de miles de amperios.

El tiempo pico de la onda de corriente es del orden de 3 μ s a 10 μ s. Luego del pico de corriente, esta decae con una constante de tiempo del orden de 10 μ s. Sin embargo, cada rayo tiene características diferentes por lo que se debe realizar un análisis estadístico.

Por lo anterior, el rayo al impactar en un conductor puede producir un flameo en la cadena de aisladores.

1.4.2. Sobretensiones de frente lento

Las sobretensiones de frente lento tienen frentes de duración desde algunas decenas de microsegundos hasta miles de microsegundos y duraciones de cola del mismo orden y son oscilatorias por naturaleza (poco amortiguadas).

1.4.2.1. Sobretensiones por maniobra

Son el tipo de sobretensiones generadas por el accionamiento de los equipos de los propios sistemas (interruptores de potencia o seccionadores). Los sobrevoltajes dependen de parámetros como la configuración del sistema, las condiciones del sistema, la carga conectada y aun en sistemas parecidos pueden presentarse valores de tensiones diferentes debido a que el accionamiento del equipo de potencia es realizado de manera aleatoria por lo que el tipo de tensión generada es obtenida de una forma estadística.

La obtención del valor de la sobretensión por un método estadístico no predice la condición por la cual fue generada la sobretensión, pero brinda la probabilidad con la certeza de exceder cierto valor de tensión. Aunque no es perfectamente válido, la distribución de probabilidad puede ser aproximada por una distribución Gaussiana entre el valor del 50% y el valor de truncamiento encima del cual se asume que no existen valores. Alternativamente, se puede usar una distribución *Weibull* modificada.

Normalmente este tipo de sobretensiones pueden ser ocasionadas por:

Energización de una línea de transmisión: este es un típico ejemplo de sobrevoltaje por maniobra, las sobretensiones se originan por el viaje que realizan las ondas en los conductores y la reflexión de las ondas. La magnitud de la sobretensión depende de la longitud de la línea, las pérdidas de la línea, la trayectoria a tierra y la pre-inserción de resistencias en los interruptores. Normalmente la tensión es mayor en el final de la línea.

En las líneas que tienen transformadores de potencial conectados, tienen gran influencia en la sobretensión debido a las características no lineales del núcleo de hierro.

Las sobretensiones por energización de línea generan 6 sobretensiones: 3 fase-fase y 3 fase-tierra.

Recierre de líneas: cuando un interruptor libera una falla en la línea, se interrumpe la corriente por lo que la línea queda con cierta carga y ésta será descargada en unos pocos segundos o a través de un transformador o reactor. Si se realiza el recierre antes de haber sido drenada la carga y el interruptor cierra el circuito con una polaridad opuesta la diferencia entre el voltaje inicial y final será aun mayor por lo que se generará una sobretensión mucho mayor.

Si en la línea están conectados transformadores (potencia o medida) a través de estos será drenada la carga de manera oscilatoria. A menos que la línea esté transpuesta, los tiempos de descarga serán diferentes para cada fase y será difícil calcular el tiempo en que la carga en la línea este en valores aceptables.

Una manera de reducir el sobrevoltaje por recierre es insertando resistencia en los interruptores de potencia.

Falla y despeje de fallas: las fallas y despeje de fallas ocurridas en un sistema de potencia no sólo generan sobretensiones temporales sino sobrevoltajes por maniobra. El sobrevoltaje transitorio generado depende de la impedancia del sistema, del sistema de tierras, el lugar de la falla, la localización y parámetros del transformador de potencia, tipo de compensación y la naturaleza de la falla misma.

Las fallas son originadas por el cambio en las condiciones de operación del sistema dando lugar a un aumento de tensión de operación temporal en las fases sanas y el retorno de un valor cercano a cero de la tensión de operación en la fase fallada. En general, las causas producen únicamente sobretensión fase-tierra, siendo despreciables las tensiones entre fases.

1.4.3. Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales son oscilaciones fase-fase o fase-tierra a frecuencia industrial de duración relativamente larga y pueden ser amortiguadas o no amortiguadas. Las sobretensiones temporales son originadas por.

- Fallas a tierra
- Cambios súbitos de carga
- Efecto Ferranti
- Resonancia y Ferroresonancia
- Combinaciones de sobretensiones temporales

Una falla de fase a tierra es un ejemplo típico de una sobretensión temporal poco amortiguada ya que se mantendrá aun en las fases que no presentan falla hasta que sea corregido.

1.4.3.1. Fallas a tierra

Las fallas a tierra son un tipo de sobretensiones temporales no amortiguadas, que permanece hasta que sea liberada y puede afectar a las otras fases donde no se dio la falla. La falla a tierra más común es la de una fase a tierra; la doble-fase a tierra, triple-fase a tierra y falla entre fases son menos probables que ocurran en un sistema.

La magnitud del voltaje de la sobretensión provocada por una falla fase a tierra depende del nivel de puesta a tierra del neutro del sistema y de la localización de la falla. Así, en un sistema que tiene un efectivo sistema de puesta a tierra (neutro aterrizado) el sobrevoltaje presentado en las fases donde no ocurrió la falla deberá ser menor a 1,4 veces del valor nominal y las protecciones deberán actuar en un tiempo no mayor a 1 segundo, en el caso de los sistemas que no tienen sistema de puesta a tierra el sobrevoltaje presentado en las fases donde no ocurrió la falla puede ser de 1,73 veces del valor nominal o mayor.

Se le denomina efectivo a un sistema de puesta a tierra cuando el voltaje eficaz (rms) fase a tierra es 80% o menor al voltaje normal de línea a línea antes de que ocurriera la falla. En un sistema de puesta a tierra resonante con despeje de falla, el tiempo de liberación de la falla no deberá ser mayor a 10 segundos.

1.4.3.2. Cambios súbitos de carga

El peor de los casos presentados para los cambios súbitos de carga es cuando se da un rechazo de carga. Un repentino rechazo de carga provoca una sobretensión temporal fase a tierra y longitudinales que dependen de la carga rechazada, disposición del sistema después de la desconexión y de las características del generador.

La pérdida súbita de carga provoca un pico de voltaje debido a la reducción en el flujo de corriente en la línea de transmisión y esto provoca una caída de tensión en la resistencia interna de la línea de transmisión. Adicionalmente, si el rechazo de carga es en un nodo del sistema donde hay generadores conectados, al desconectarse la carga del generador éste se

acelera, lo que produce tensiones más altas. En el orden de ideas presentado, la sobretensión depende tanto del gobernador de velocidad del generador, del sistema de excitación y de la característica de la carga residual en el nodo de carga.

En un nodo de generación donde se cuenta con una turbina de vapor, la cual con un rechazo total de carga da un aumento de velocidad de un 10%, y se recupera en un tiempo de 1 segundo, el sobrevoltaje presentado no es muy alto, en comparación con una turbina hidráulica en la cual con un rechazo total de carga se puede dar hasta un aumento de un 60% de la velocidad y tardará en recuperarse unos 10 segundos, con lo que provocaría un aumento en el voltaje. Para controlar esta situación debe colocarse un regulador de voltaje.

1.4.3.3. Efecto Ferranti

Se presenta en una línea de transmisión larga cuando el voltaje final en la línea de transmisión es mayor al voltaje inicial en la línea. Este tipo de sobrevoltaje es importante para su consideración cuando se da en un rechazo de carga en el extremo remoto o cuando la carga en la línea es muy pequeña ya que puede afectar a los equipos de la subestación conectados en el lado de la fuente en el extremo remoto del interruptor abierto.

La disminución del sobrevoltaje de Efecto Ferranti puede obtenerse colocando compensación serie (reactiva).

1.4.3.4. Resonancia y ferroresonancia

Las sobretensiones temporales debido a resonancia pueden generar valores de tensión extremadamente altos, ya que se producen cuando se

conectan o desconectan cargas en circuitos que incorporan elementos capacitivos o inductivos que tienen características de magnetización no lineales. Este tipo de sobretensión se puede limitar con la inserción de resistencias de amortiguamiento, con la finalidad de cambiar la impedancia del circuito.

El efecto de ferresonancia es un tipo de resonancia que está asociado a la excitación de un elemento capacitivo y una reactancia saturable en sistemas con amortiguamiento muy débil. Este tipo de fenómenos se presenta en un sistema trifásico cuando una o dos fases están energizadas por la apertura de las otras fases, en los transformadores cuando se conectan en vacío o en los transformadores conectados a través del terciario de un transformador de potencia.

1.4.3.5. Combinaciones de sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales de diferentes orígenes se deben analizar suponiendo su probabilidad de ocurrencia simultánea. Tales combinaciones pueden llevar a especificaciones más altas para los pararrayos y consecuentemente a niveles de protección y de aislamiento más altos; esto es técnica y económicamente justificable sólo si la probabilidad de ocurrencia simultánea es lo suficientemente alta.

1.4.4. Sobretensiones continuas

Están presentes en condiciones normales de operación, pueden variar en el tiempo, la amplitud de la sobretensión está muy por debajo de las tensiones que pueden producir esfuerzos que deterioren el aislamiento en corto tiempo, influyen en el envejecimiento del aislamiento y son diferentes de un punto a otro del sistema. Considerando lo anterior, para propósitos de diseño y coordinación

de aislamiento, la tensión representativa a frecuencia industrial será considerada como constante e igual a la tensión máxima del sistema. En la práctica, para sistemas con tensión hasta de 72,5 kV, la tensión máxima del sistema, U_s , puede ser sustancialmente menor que la tensión máxima del equipo, U_m , mientras que para tensiones mayores, ambos valores tienden a ser iguales.

Este tipo de sobretensiones debe ser considerado para la selección de equipos.

The first part of the book is devoted to a general introduction to the theory of the firm. It discusses the basic concepts of production, costs, and profit, and the role of the firm in the economy. The second part of the book is devoted to a detailed analysis of the firm's behavior in different market structures. It discusses the firm's production decisions, its pricing strategy, and its response to changes in market conditions. The third part of the book is devoted to a discussion of the firm's financial structure and its relationship with the capital markets. It discusses the firm's financing decisions, its capital structure, and its relationship with the stock market.

The book is written in a clear and concise style, and it is suitable for students of economics and business. It is a valuable resource for anyone interested in the theory of the firm and its application to real-world situations.

2. DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAS CRUCES-SOLOLÁ 230 kV

2.1. Trazo de la línea de transmisión

La resolución CNEE-176-2009 establece el trazo referencial para la línea de transmisión Las Cruces-Sololá a 230 kV correspondiente al lote F denominado Anillo Occidental del Proyecto PET-1-2009, con una longitud aproximada de 61,3 km; sin embargo, luego de realizar un análisis técnico-económico-ambiental se definió la mejor ruta de la línea de transmisión en mención.

Los parámetros técnicos, económicos y ambientales utilizados para la óptima selección de la ruta fueron los siguientes:

- Tratar de disponer de un corredor de 30 metros de ancho para la servidumbre de paso.
- Mejoras en su alineamiento para obtener la menor longitud.
- Evitar el paso cerca de ríos, vías principales y zonas urbanizadas.
- Facilidades de acceso para construcción y mantenimiento.
- Que no tengan aeropuertos cercanos y alejarse del cono de aproximación.
- Temas geológicos y topográficos.
- Evitar el paso e instalación de estructuras cerca del parque cultural Iximché, Área de protección especial San Rafael Pixcaya y áreas de usos múltiples del lago de Atitlán.

Por lo anterior, la línea de transmisión en su ruta final tiene una longitud de 63,8 km, cuya ruta se puede observar en la figura 3.

Las subestaciones a las cuales se conecta la línea de transmisión se denominan Las Cruces 230 kV, ubicada en la vía que comunica a Santiago Sacatepéquez con San Pedro Sacatepéquez a la altura de la vía que se dirige hacia el municipio de Mixco, y Sololá 230 kV, ubicada en el km. 137 de la ruta interamericana cruzando luego hacia la izquierda a 500m de la carretera, en la colonia María Tecún, aldea San Juan de Argueta, cuyas coordenadas se presentan en las tablas V y VI respectivamente.

Tabla V. Coordenadas UTM Subestación Las Cruces

VÉRTICE	X	Y
0	482 055,38	162 1471,72
1	482 051,60	162 1585,13
2	482 175,66	162 1593,53
3	482 249,96	162 1425,21

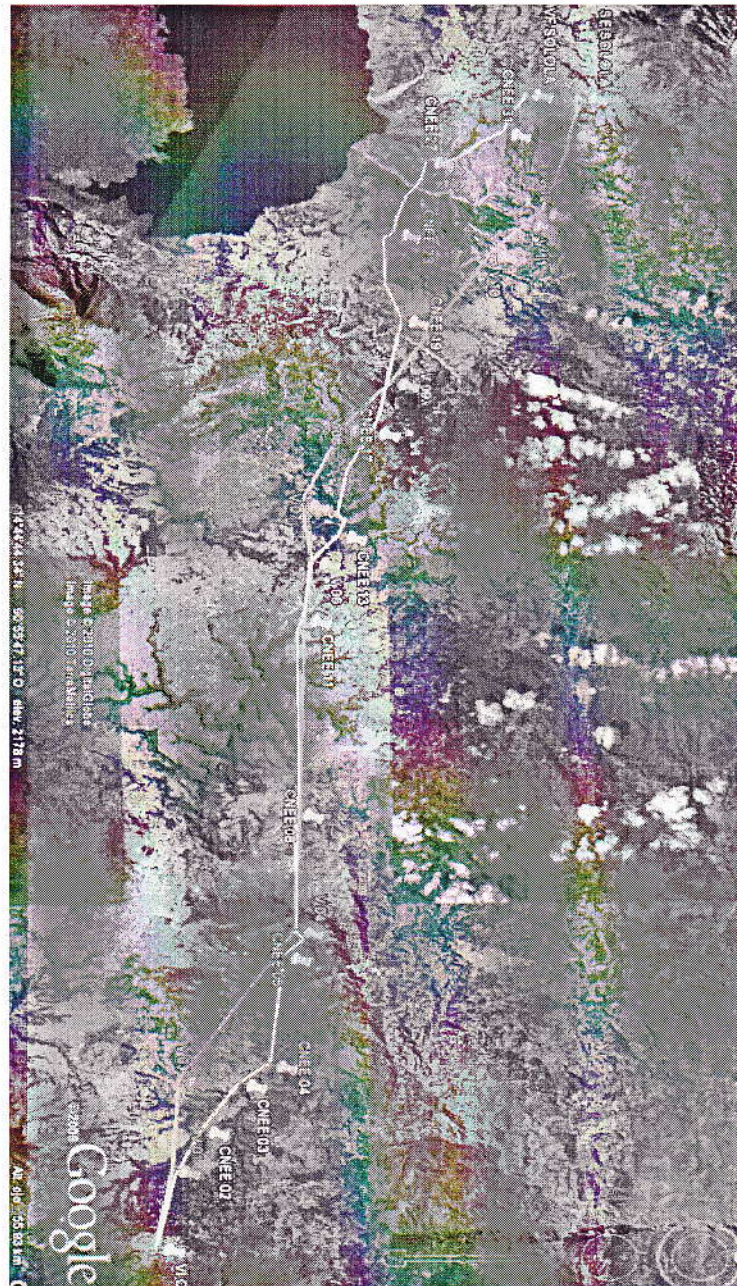
Fuente: TRECOSA. Selección de ruta y viabilidad ambiental.

Tabla VI. Coordenadas UTM Subestación Sololá

VÉRTICE	X	Y
0	423 766,63	1637 615,46
1	423 779,02	1637 801,14
2	423 919,43	1637 788,90
3	423 913,38	1637 564,44

Fuente: TRECOSA. Selección de ruta y viabilidad ambiental.

Figura 3. Trazo referencial y trazo final línea Las Cruces-Sololá 230 kV



Nota: La línea amarilla corresponde al trazo referencial y la línea verde corresponde al trazo final

Fuente: TRECSA. Selección de ruta y viabilidad ambiental.

2.2. Condiciones meteorológicas

Los parámetros atmosféricos utilizados fueron extraídos de las zonas establecidas por los Institutos de Sismología, Vulcanología y Meteorología (INSIVUMEH), los cuales se definen a continuación:

Velocidad de viento máximo: velocidad de ráfaga de viento con una duración de 3 segundos expresada en m/s medida 10 m sobre el terreno con período de retorno de 50 años.

Presión máxima de viento: es la presión dinámica de referencia calculada a 0,00 msnm, para una velocidad de viento en m/s, dada a 10 m sobre el suelo en un terreno de categoría C.

Temperatura máxima: valor de temperatura que con probabilidad del 2% (período de retorno de 50 años), puede ser excedido en un año, obtenido a partir de la serie de registros anuales de temperatura máxima absoluta.

Temperatura coincidente: valor de la temperatura considerada como coincidente con las velocidades de viento del proyecto. Es el valor promedio de la serie de registros de temperatura mínima.

Temperatura mínima: valor mínimo de temperatura con probabilidad del 2% (período de retorno de 50 años), no se presentan temperaturas inferiores en un período de un año, obtenida a partir de la serie de registros anuales de temperaturas mínimas absoluta.

Nivel ceráunico: es el número promedio de días al cabo del año en los que hay tormenta. Se considera día con tormenta a aquel en el que al menos se oye un trueno.

Humedad relativa promedio anual: valor que se obtiene a partir del promedio de la humedad registrada en los doce meses del año.

Temperatura media: valor promedio de la serie de registros de temperaturas promedio anuales.

Altitud: altura sobre el nivel del mar, se toman los valores más representativo de la línea luego de realizar el plantillado.

En lo que se refiere a la línea de transmisión en estudio denominada Las Cruces-Sololá se presentan los siguientes parámetros:

Viento máximo: 100 km/h

Temperatura máxima: 30 °C

Temperatura coincidente: 8 °C

Temperatura mínima: - 4 °C

Temperatura media: 15 °C

Nivel ceráunico: 50 días tormenta año.

Humedad relativa promedio anual: 80%

Altitud mínima msnm: 1 730

Altitud máxima msnm: 2 545

2.3. Tipo de estructuras

La línea de transmisión se encuentra soportada por una familia de torres de acero, cada una con un propósito especial, las cuales se pueden dividir en torres de suspensión y torres de retención. Cada tipo de torre puede incluir cadenas de suspensión y retención según sea necesario.

Las torres serán diseñadas para ser instaladas con un circuito y soportar la incorporación de un segundo circuito futuro en la misma estructura de la misma capacidad del primer circuito.

De la familia de estructuras, la estructura de suspensión liviana típica tiene una configuración vertical capaz de soportar doble circuito con doble cable de guarda, esta estructura típica corresponde a la torre tipo A, cuerpo 3, con patas de 4,5 m, el tipo de estructura más utilizado fue obtenido del plantillado de la línea en estudio. La silueta de la torre se presenta en la figura 4, así como el Cuerpo A3 con patas de 4,5 se presentada en la figura 5.

Considerando las figuras 4 y 5, a continuación se presentan las distancias más representativas de la estructura Torre A que serán usadas en los cálculos del presente trabajo, cuerpo 3 y patas de 4,5 m.

Altura total de la torre A-C3 = 38,50 m.

Ancho de la torre en la parte más alta = 11,90 m.

Ancho de la torre en la patas del cuerpo 3 = 7,20 m.

Localización del cable de guarda:

Altura del punto de amarre = 38,50 m.

Distancia horizontal del centro al c.g. = 5,45 m

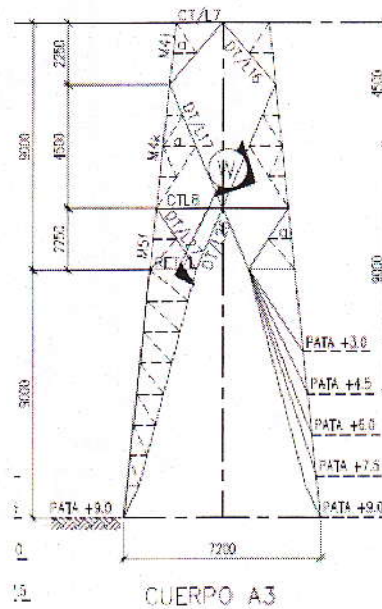
Distancia entre cable de guarda y conductor = 4,90 m.

Localización del conductor más expuesto:

Altura del punto de amarre = 33,6 m.

Distancia horizontal del centro al conductor = 5,45 m.

Figura 4. **Cuerpo A3 Silueta Torre tipo A**



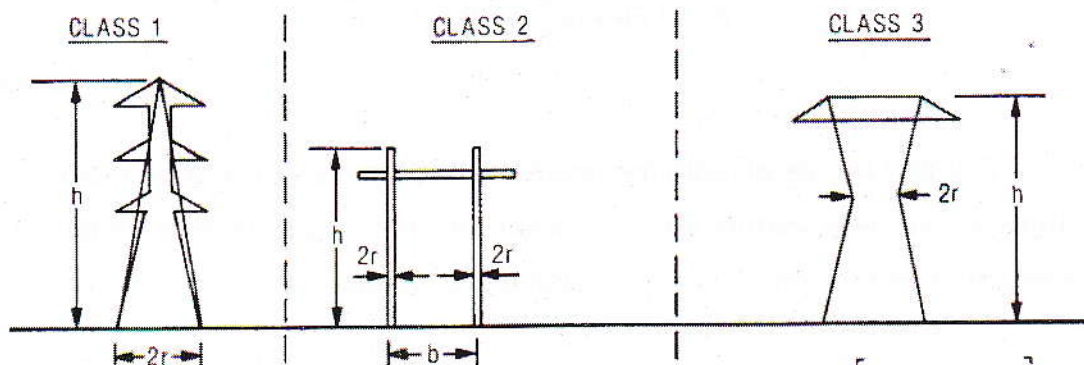
Nota: Las dimensiones están dadas en milímetros
Fuente: TRECSA. Planos de taller torre Tipo A.

Para la línea en estudio se presenta un vano promedio según el plantillado de 458 metros, para lo cual se presenta una flecha promedio del cable de guarda de 10,68 m y 11,67 m para el conductor.

2.3.1. Impedancia de la torre

Para el cálculo de la impedancia de la torre se debe realizar una función de transferencia ya que se desarrolla un voltaje en la cima de la torre por unidad de corriente que entra en la torre. El voltaje desarrollado debe considerar los campos electromagnéticos inducidos por la corriente de rayo en la estructura dependiendo del tiempo de viaje de la onda $T\tau$ en la estructura; debido a lo anterior es posible sustituir la estructura por una impedancia característica de la estructura aterrizada por una resistencia de puesta a tierra. En estudios realizados por Sargent y Darveniza² en 1968 ha brindado información suficiente para dividir el cálculo de la impedancia de la torre en 3 clases, las cuales se presentan en la figura 6, según la geometría de la torre.

Figura 6. Impedancias aproximadas de diferentes torres



Fuente: EPRI. Transmission Line Reference Book, Second Edition. p. 556.

² DARVENIZA, Sargen, Tower surge impedance IEEE transactions on power apparatus and systems, p. 680-687.

El tiempo ($T\tau$) de viaje de la onda a través de la estructura se puede obtener del cociente entre la altura de la torre y la velocidad de la luz.

Forma piramidal (Clase 1): Para lo cual se presenta la siguiente expresión para el cálculo de la impedancia de la torre.

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

Ecuación 2.1

Forma "H" (Clase 2): Para lo cual se presenta la siguiente expresión para el cálculo de la impedancia de la torre.

$$Z_T = \frac{1}{2} (Z_S + Z_m) [\Omega]$$

Ecuación 2.2

Donde:

$$Z_S = 60 * \ln \frac{h}{r} + 90 * \frac{r}{h} - 60 [\Omega]$$

Ecuación 2.3

$$Z_m = 60 * \ln \frac{h}{b} + 90 * \frac{b}{h} - 60 [\Omega]$$

Ecuación 2.4

Donde r (m) es el radio del poste de madera o estructura de metal, Z_s es la impedancia de la estructura en función del radio y Z_m es la impedancia de la estructura en función de la separación entre postes.

Forma cilíndrica (Clase 3): para lo cual se presenta la siguiente expresión para el cálculo de la impedancia de la torre.

$$Z_T = 60 \left[\ln \left(\sqrt{2} \frac{2 * h}{r} \right) - 1 \right] \quad [\Omega]$$

Ecuación 2.5

Para los tres casos tanto la altura como el radio deben darse en metros, con la finalidad de obtener la impedancia característica en ohms. Usualmente dicha impedancia estará entre 100 y 300 ohms.

2.3.2. Selección de la resistencia al pie de la torre

La adecuada selección de la resistencia de puesta a tierra es de importancia para la reducción de la tasa de flameos inversos que se puedan producir en la línea, debido a que la resistividad del terreno puede variar para los diferentes terrenos e inclusive en las diferentes épocas del año. Se debe considerar aplicar métodos para lograr uniformizar la resistencia de puesta a tierra en las torres y así aumentar la conducción de las descargas a tierra.

El diseño del sistema de puesta a tierra debe iniciar con la medición de la resistividad del terreno donde se instalará la torre, usualmente se utiliza el método de los cuatro electrodos de Wenner.

En las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID) de Guatemala Título II, Capítulo IV y Artículo 33.1, se establece como valor máximo de resistencia de puesta a tierra de 25 ohms; de acuerdo a lo anterior y a la resistividad del terreno medida en campo se procede al diseño del sistema de puesta a tierra.

El cálculo de resistencia de puesta a tierra al pie de la torre debe incluir la resistencia de cada uno de los elementos básicos a utilizar, como lo pueden ser electrodos verticales y horizontales.

La finalidad de reducir la resistencia de puesta a tierra al menor valor posibles es no superar los umbrales de voltaje al toque y de paso de soportabilidad del ser humano; así mismo, no exceder más de 2 salidas forzadas al año de la línea según lo estipula la Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) de Guatemala, Capítulo III y Artículo 46.

2.4. Tipo de aisladores

La función principal de un aislador es proveer el aislamiento para líneas y equipos, así mismo, provee retención mecánica a los conductores. Los aisladores están expuestos a condiciones de viento, contaminación, esfuerzos eléctricos y mecánicos que pueden ser producidos por sismos.

Por lo anterior, la adecuada selección de los aisladores es de importancia para las condiciones a las que serán expuestos, actualmente los aisladores utilizados en proyectos de líneas de transmisión pueden ser de vidrio, porcelana o goma silicona, según los requerimientos del proyecto.

2.4.1. Selección de características

A continuación se presentan la forma como se deben realizar los cálculos para una adecuada selección de distancia de fuga, cantidad de aisladores de una cadena y la distancia crítica de la cadena de aisladores.

2.4.1.1. Distancia de fuga

Para el cálculo de la distancia de fuga se debe considerar el nivel de contaminación al cual estará expuesto el aislador como lo expone la publicación IEC 60815 (1986), y que se calcula con la siguiente expresión.

$$D_{fmin} = K_f * U_m * K_d \text{ [mm]}$$

Ecuación 2.6

Donde:

D_{fmin} = Distancia de fuga mínima nominal, mm.

K_f = Distancia de fuga específica nominal, tomada de la tabla IX

U_m = Tensión más elevada, valor fase-fase en kV.

K_d = factor de corrección debido al diámetro, puede tomar los siguientes valores dependiendo del diámetro promedio D_m .

$$K_d = \begin{matrix} 1,0 & \text{si} & D_m < 300\text{mm} \\ 1,1 & \text{si} & 300\text{ mm} \leq D_m \leq 500\text{ mm} \\ 1,2 & \text{si} & D_m > 500\text{ mm} \end{matrix}$$

Ecuación 2.7

2.4.1.2. Cantidad de aisladores de una cadena

La distancia de fuga es la que determina el número de unidades en la cadena de aisladores a instalar con la siguiente expresión.

$$N = \frac{D_{fmin}}{d_f}$$

Ecuación 2.8

Donde:

N = Número de unidades de una cadena

D_{fmin} = Distancia de fuga mínima nominal, mm

D_f = Distancia de fuga de una unidad, mm.

2.4.1.3. Distancia crítica

La longitud de la cadena debe ser por lo menos igual a la distancia fase-estructura calculada para las diferentes sobretensiones y se deduce con la siguiente relación.

$$L_a = 14,6 * (N - 1) + 20 [cm]$$

Ecuación 2. 2.9

Donde:

L_a = Distancia crítica, cm

N = número de aisladores de la cadena

Si al realizar la comprobación de la longitud crítica con la distancia fase-estructura obtenida en los cálculos de sobretensiones, la primera es inferior; se debe aumentar el número de aisladores hasta alcanzar valores iguales.

2.5. Tipo de conductor

Luego de realizar los análisis correspondientes de capacidad de corriente, regulación de voltaje, efecto corona, radio interferencia, radio audible, campos eléctricos y magnéticos; en las especificaciones técnicas solicitadas por la CNEE para el proyecto, el conductor seleccionado por fase para la línea en estudio fue el 2x500 KCM ACAR (Conductor de aleación de aluminio reforzado).

2.5.1. Especificaciones del conductor

El conductor debe ser trenzado en capas concéntricas, reforzado con aleación de aluminio, compuesto por 18 hilos de aluminio 1250-H19 y 19 hilos de aleación de aluminio 6201-T81. Las características están basadas en la norma ASTM B524, ASTM B230 y ASTM B 398.

Las características dimensionales, especificaciones mecánicas y especificaciones eléctricas se encuentran descritas en la tabla VII.

Tabla VII. Características del conductor ACAR 500 kCMIL

ACAR 500 KCMIL		
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
Características dimensionales		
Número de hilos de aluminio 1350-H19		18
Número de hilos de aleación de aluminio 6201-T81		19
Diámetro de hilo de aluminio 1350-H19	mm	2,951
Diámetro de hilo de aluminio 6201-T81	mm	2,951
Diámetro de conductor	mm	20,66
Peso unitario del conductor	kg/km	695
Características mecánicas		
Carga nominal de ruptura del conductor	kN	58,8
Coefficiente de expansión lineal del conductor	/°C	23×10^{-6}
Módulo de elasticidad del conductor	kg/mm ²	6 203
Características eléctricas		
Resistencia eléctrica DC máxima del conductor a 20 °C	ohm/km	0,1225
Resistividad máximas 20 °C – Hilo 1350-H19	$\frac{ohm \times mm^2}{m}$	0,028172
Resistividad máximas 20 °C – Hilo 6210-T81	$\frac{ohm \times mm^2}{m}$	0,032841

Fuente: TRECSA. Especificaciones técnicas del conductor.

2.5.2. Impedancia característica del conductor

Debido a que la línea de transmisión en estudio está formada por dos conductores por fase se sugiere reducirlos a un conductor equivalente, esto se puede considerar ya que el conductor equivalente se supondrá que transportará la misma carga al mismo potencial que el conjunto de sub-conductores, la posición del conductor equivalente será asumida a la mitad de los dos sub-conductores. La reducción a un conductor equivalente se realiza con la siguiente expresión:

$$r_e = R_h \sqrt[n]{n * r_s / R_h} \text{ [m]}$$

Ecuación 2.10

Donde r_e es el radio equivalente del conjunto o haz de conductores de fase (radio medio geométrico), n es el número de sub-conductores de fase, r_s radio de un sub-conductor y R_h el radio del grupo o haz de conductores de fase, la cual se calcula por la expresión:

$$R_h = \frac{S}{2\text{sen}(\pi/n)} \text{ [m]}$$

Ecuación 2.11

Donde S es la separación entre el haz de sub-conductores de fase.

El efecto corona debe ser considerado para el cálculo de la impedancia característica del conductor ya que al presentarse un sobrevoltaje se provocaran pequeños destellos envolventes sobre el conductor (Efecto corona) que limitan la sobretensión que se pueda presentar. El cálculo del radio de efecto corona se puede deducir de la Ley de Gauss expresándose de la siguiente manera:

$$R * \ln \frac{2 * h_m}{R} = \frac{V}{E_0}$$

Ecuación 2.12

Donde R (m) es el radio de la envolvente de efecto corona, h_m (m) es la altura media del conductor entre estructuras, V (kV) es el voltaje aplicado al conductor y E_0 el límite del gradiente por efecto corona para el cual la envolvente ya no puede crecer más. Un valor comúnmente usado y recomendado por el EPRI para E_0 es 1 500 kV/m.

De acuerdo a lo anterior la impedancia característica del conductor (Z_c) se puede representar con la siguiente expresión:

$$Z_c = 60 * \sqrt{\ln \frac{2 * h_m}{r_e} * \ln \frac{2 * h_m}{(R + r_e)}} [\Omega]$$

Ecuación 2.13

Donde r_e (m) es el radio equivalente del conjunto de conductores, R (m) es el radio de la envolvente de efecto corona y h_m (m) es la altura media del conductor entre estructuras (vano) y se calcula con las siguientes expresiones, en función del tipo de terreno:

$$h_m = h_c - \frac{2}{3} f_c \quad \text{para terreno plano}$$

Ecuación 2.14

$$h_m = h_c \quad \text{para terreno ondulado}$$

Ecuación 2.15

$$h_m = 2 h_c \quad \text{para terreno montañoso}$$

Ecuación 2.16

Siendo f_c la flecha media del conductor y h_c es la altura de amarre del conductor.

2.6. Tipo de cable de guarda

Teniendo en cuenta que la línea de transmisión Las Cruces-Sololá será construida en primera instancia con un solo circuito, por consiguiente un solo cable de guarda, necesario para mantener la confiabilidad en el sistema en cuanto a comunicaciones y protecciones. Luego de realizar los análisis correspondientes acerca de la soportabilidad ante corrientes de corto a tierra y criterios de tensionado, se ha seleccionado un cable de guarda con fibras ópticas (OPGW), 36 fibras según requerimiento técnico de la CNEE para la línea en mención.

Debido a que el cable de guarda con fibras ópticas debe proveer simultáneamente las características físicas y eléctricas, este debe poder soportar las corrientes de corto circuito sin dañar las fibras, por lo cual se cubrirá por medio de capas periféricas de hilos de acero cubiertas de aluminio. Así también, la protección mecánica del núcleo será por medio de un tubo de aluminio.

2.6.1. Especificaciones del cable de guarda OPGW

El cable de guarda debe estar constituido por 12 fibras tipo ITU-T-G652D y 24 fibras tipo ITU-T-G655C, contenidas en la unidad protectora constituida por capas concéntricas de cables metalizados, las cuales deben soportar las corrientes de falla y la elevación de la temperatura del cable sin sufrir daños en las fibras ópticas.

Las características dimensionales, especificaciones mecánicas y especificaciones eléctricas se encuentran descritas en la tabla VIII.

Tabla VIII. Especificaciones del cable de guarda OPGW

CABLE DE GUARDA OPGW		
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
Mecánicas y Eléctricas		
Cables del conductor		Acero revestido de aluminio, 20,3% IACS
Diámetro nominal externo máximo	mm	13,6
Sección aproximada	mm ²	79
Peso propio	kgf/m	≤ 0,45
Flecha máxima	%	90% de la flecha del conductor en condiciones EDS
Carga de rotura	Kgf	6 400-9 000 Aprox.
Resistencia DC a 20 °C	ohm/km	≤ 0,5
Capacidad de corriente de falla	KA ² seg	≥ 68
Temperatura máxima de operación continua	°C	80
Temperatura máxima de diseño por un periodo máximo de 1 segundo	°C	200
Unidad Central		
Número de fibras ópticas		36
Diámetro mínimo y material del tubo	Mm	5,0 Aluminio

Fuente: TRECSA. Especificaciones técnicas cable de guarda con fibras ópticas.

2.6.2. Impedancia del cable de guarda

La impedancia característica del cable de guarda OPGW debe considerar la impedancia del cable más la influencia que pueda tener el efecto corona, similar a lo expuesto para el cable conductor. Por lo anterior, una de las

expresiones utilizadas para el cálculo de la impedancia característica es la siguiente:

$$Z_{cg} = 60 * \sqrt{\ln \frac{2 * h_{cg}}{r_{cg}} * \ln \frac{2 * h_{cg}}{R}} \text{ } [\Omega]$$

Ecuación 2.17

Donde h_{cg} (m) es la altura del cable de guarda, r_{cg} (m) es el radio del cable de guarda y R (m) es el radio de la envolvente de efecto corona el cual se debe calcular con la Ecuación 2.12.

2.6.3. Impedancia equivalente del cable de guarda

Cuando un rayo hace contacto con una estructura o cable de guarda la corriente estará limitada por la impedancia equivalente de la torre, la impedancia equivalente del cable de guarda y la impedancia de la red de tierras. La impedancia equivalente (Z_{eq}) del cable de guarda se expresa mediante la siguiente expresión:

$$Z_{eq} = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2} \text{ } [\Omega]$$

Ecuación 2.18

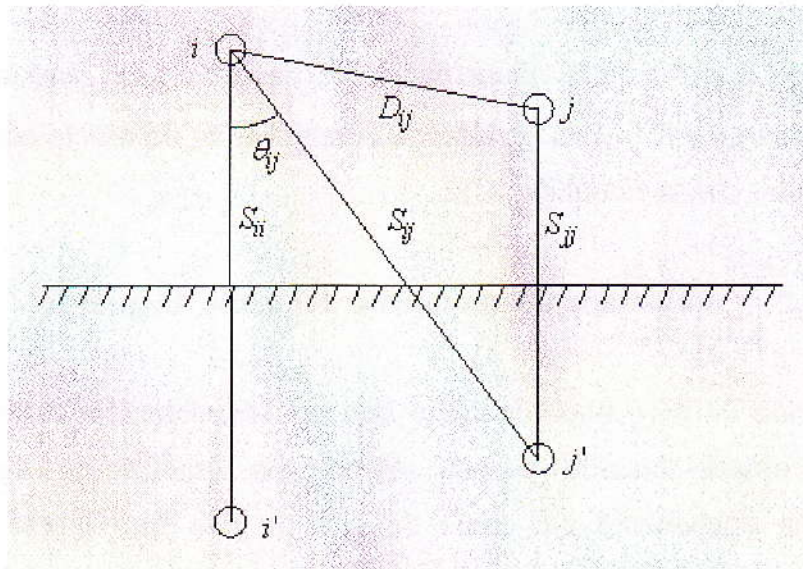
Donde Z_{11} es la impedancia característica propia del conductor y Z_{12} es la impedancia mutua entre los cables de guarda de la estructura y se puede calcular con la siguiente expresión:

$$Z_{12} = 60 * \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}}$$

Ecuación 2.19

Donde las distancias S_{ij} (m) es la distancia entre el conductor i y la imagen del conductor j y D_{ij} (m) es la distancia entre los conductores j e i , las distancias en mención se pueden observar en la Figura 7.

Figura 7. Distancias para impedancia mutua



Fuente: <http://elec.itmorelia.edu.mx/tovar/2modlineas-01.htm>

3. COORDINACIÓN Y SELECCIÓN DE AISLAMIENTO

3.1. Métodos de la coordinación de aislamiento

El estudio de coordinación de aislamiento tiene como objetivo que a partir de las sobretensiones representativas del sistema se procede a la selección de un conjunto de tensiones soportadas normalizadas, con las cuales se pueda determinar las distancias eléctricas necesarias para que los elementos puedan soportar las distintas sobretensiones en condiciones de servicio.

Los métodos para una adecuada coordinación de aislamiento deben determinarse a partir de la información que esté disponible, como lo puede ser: la polaridad de la sobretensión, forma de onda de la sobretensión, el tipo de aislamiento, las condiciones atmosféricas y el estado físico que puedan llegar a tener los equipos.

Para el aislamiento externo, los efectos tales como la humedad, la lluvia, el viento y sobre todo la contaminación tienen un efecto sumamente importante para la selección del aislamiento para garantizar que bajo estos factores la longitud de la cadena de aisladores es suficiente para que no exista una disrupción o falla del aislamiento.

Existen dos métodos para la coordinación de aislamiento: un método estadístico y uno determinístico; sin embargo, algunos factores usados en el método determinístico han sido establecidos a partir de de consideraciones estadísticas.

3.1.1. Método determinístico o convencional

Es el método utilizado cuando no es posible obtener alguna información estadística, como las tasas de falla de los equipos que estarán en servicio. Por lo que se debe dimensionar el aislamiento para que sea superior a la máxima tensión representativa que pueda aparecer en los equipos.

Para la adecuada selección de la tensión de soportabilidad cuando se tienen un aislamiento no auto regenerativo presentando una tensión soportada de probabilidad 100%, se debe multiplicar la tensión representativa por el factor de coordinación K_c , que deberá considerar el efecto de las incertidumbres en las consideraciones hechas para las tensiones de soportabilidad asumida y la tensión representativa.

Para los aislamientos regenerativos que presentan una tensión de soportabilidad de un 90%, se debe multiplicar la tensión representativa por el factor de coordinación K_c , que deberá considerar las diferencias entre esta tensión y la tensión asumida de soportabilidad.

3.1.2. Método estadístico

El método estadístico se basa en la ocurrencia y la distribución de probabilidad de una sobretensión específica sobre el aislamiento. Sin embargo, el riesgo de falla también puede ser definido calculando la sobretensión y la probabilidad de descarga simultáneamente sobre algún equipo, lo que permite dimensionar el aislamiento para que el riesgo de falla se encuentre dentro de límites aceptables.

Para que el cálculo presente una mayor confiabilidad deberá ser repetido iterativamente cambiando los puntos de falla y para diferentes estados de la red en cada simulación, lo que permitiría estimar la frecuencia de falla directamente como una función de los factores de diseño del sistema seleccionado.

3.2. Determinación del nivel de contaminación

Cuando se realiza la selección del aislamiento se debe tener en consideración el nivel de contaminación del entorno, el cual puede ser por: contaminación salina, por cercanía de volcanes activos, contaminación industrial y contaminación por alta densidad de viviendas.

Si se presenta contaminación muy alta, este factor se convierte determinante en el cálculo de la coordinación y selección del aislamiento ya que afecta directamente a la coordinación de aislamiento por sobrevoltaje de baja frecuencia.

Tomando en cuenta los criterios establecidos en la norma IEC 60071-2, tabla IX, en donde se establece un nivel de contaminación medio para zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas como lo es el trazo de la línea Las Cruces-Sololá.

Por lo antes expuesto, la distancia de fuga para el presente estudio será de 20 mm/kV. Sin embargo, debido a que la contaminación por origen volcánico puede ser posible en la línea en estudio ya que se encuentra en las proximidades de los volcanes Agua, Fuego, Pacaya y Tolimán (históricamente activos); se realizó un análisis de las posibles consecuencias.

La contaminación por origen volcánico puede afectar la selección del nivel de aislamiento y corrosión de los materiales metálicos, aun cuando este tipo de eventos es de poca probabilidad de ocurrencia y si llegase a ocurrir se deben remover las cenizas en un corto tiempo después de ocurrir el fenómeno, siendo la forma de limpieza un método manual o por medio de abrasivos.

Debido a lo expuesto en la tabla IX, donde no se hace mención de contaminación por origen volcánico, pero considerando que una vez depositada la ceniza sobre los aisladores esta empezará a ejercer presión constante sobre el aislamiento de una forma similar a como lo haría la contaminación salina.

Por lo anterior, se ha optado por definir los siguientes niveles de distancias de fuga específica mínima nominal (mm/kV), los cuales se describe a continuación:

- Nivel de contaminación medio: para lugares expuestos a las influencias de volcanes activos con una distancia mayor a 20 km, se adoptará una distancia de fuga de 20 mm/kV.
- Nivel de contaminación pesado: para lugares cercanos a volcanes con una distancia entre 10 y 20 km, se adoptará una distancia de fuga de 25 mm/kV.
- Nivel de contaminación muy pesado: para lugares muy cercanos con una distancia menor a 10 km, se adoptará una distancia de fuga de 31 mm/kV

Tabla IX. Distancias de fuga recomendadas

Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima (mm/kV) ¹
I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción - Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes - Zonas agrícolas² - Zonas montañosas - Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos distintos desde el mar³ 	16,0
II Medio	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción - Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia - Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (al menos distantes bastantes kilómetros)³ 	20,0
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación - Zonas cercanas al mar o, en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar³ 	25,0
IV Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas, generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos - Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminados desde el mar - Zonas desérticas, caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular 	31,0

Nota: Esta tabla deberá aplicarse únicamente a aislamiento de vidrio o porcelana y no cubre algunas condiciones ambientales, tales como nieve y hielo bajo fuerte contaminación, lluvia intensa, zonas áridas, etc.

¹ De acuerdo con la Norma CEI 60815, línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra relativas a la tensión más elevada de la red (fase-fase).

² El empleo de fertilizantes por aspiración o quemado de residuos puede dar lugar a un mayor nivel de contaminación por dispersión en el viento.

³ Las distancias desde la costa marina dependen de la topografía costera y de las extremas condiciones del viento.

3.3. Coordinación y selección de aislamiento por sobrevoltajes de baja frecuencia

El cálculo del aislamiento por sobrevoltajes de baja frecuencia se realizará según las recomendaciones del EPRI, mediante la cual se determina la distancia mínima en aire del conductor a la estructura. El cálculo se realiza con la expresión:

$$V_{60HzF-N} = V_{maxF-N} * F_s * F_y * F_{den} * F_h \quad [kVrms]$$

Ecuación 3.1

Donde:

$V_{60HzF-N}$ = Sobrevoltaje a 60 Hz

V_{maxF-N} = Voltaje máximo de operación Fase-Neutro. Conforme a lo establecido en las normas técnicas de Guatemala y calculado como sigue a continuación.

$$V_{maxFN} = \frac{V_{maxFF}}{\sqrt{3}} = \frac{245}{\sqrt{3}} = 141,45 \quad [kVrms]$$

Ecuación 3.2

F_s = Factor de sobre voltaje por tensiones temporales. Valores típicos IEC 60071-2 nos indican que si el sistema es sólidamente puesto a tierra se considera que la máxima sobretensión eficaz no sobrepasa 1,40 veces la tensión máxima. Para sistemas aislados las sobretensiones alcanzan hasta 1,73 veces la tensión eficaz. Por lo anterior expuesto, el valor utilizado será de 1,40.

F_y = Factor de contaminación y mantenimiento.

Fy = 1,1 según recomendaciones del EPRI y teniendo en consideración que la línea en estudio se encuentra en un nivel de contaminación medio y/o pesado.

F_{den} = Factor de densidad del aire que se debe calcular con la siguiente expresión.

$$F_{den} = \frac{1}{\text{densidad relativa del aire (Según figura 8)}} = \frac{1}{0,75} = 1,34$$

Ecuación 3.3

Figura 8. Densidad relativa del aire en función de la altura sobre el nivel del mar y temperatura del aire

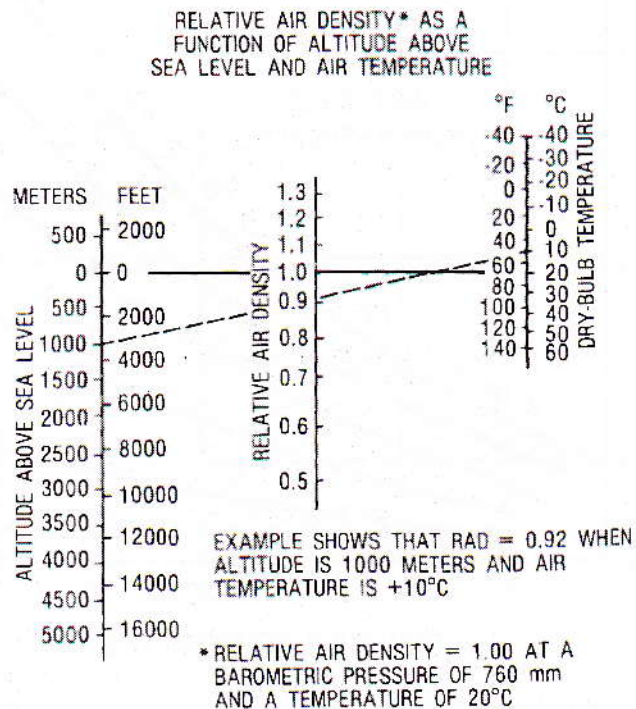


Figure A10.1.1. Nomogram of relative air density as a function of altitude and temperature.

Fuente: EPRI. Transmission line reference book, p. 498.

Fh = Factor por humedad, para las condiciones de la línea en estudio son 15 °C temperatura promedio y 80% de humedad relativa del aire. Según las figuras 9 y 10.

$$Fh = 1,01$$

Figura 9. Humedad absoluta en función de la temperatura promedio y la humedad relativa

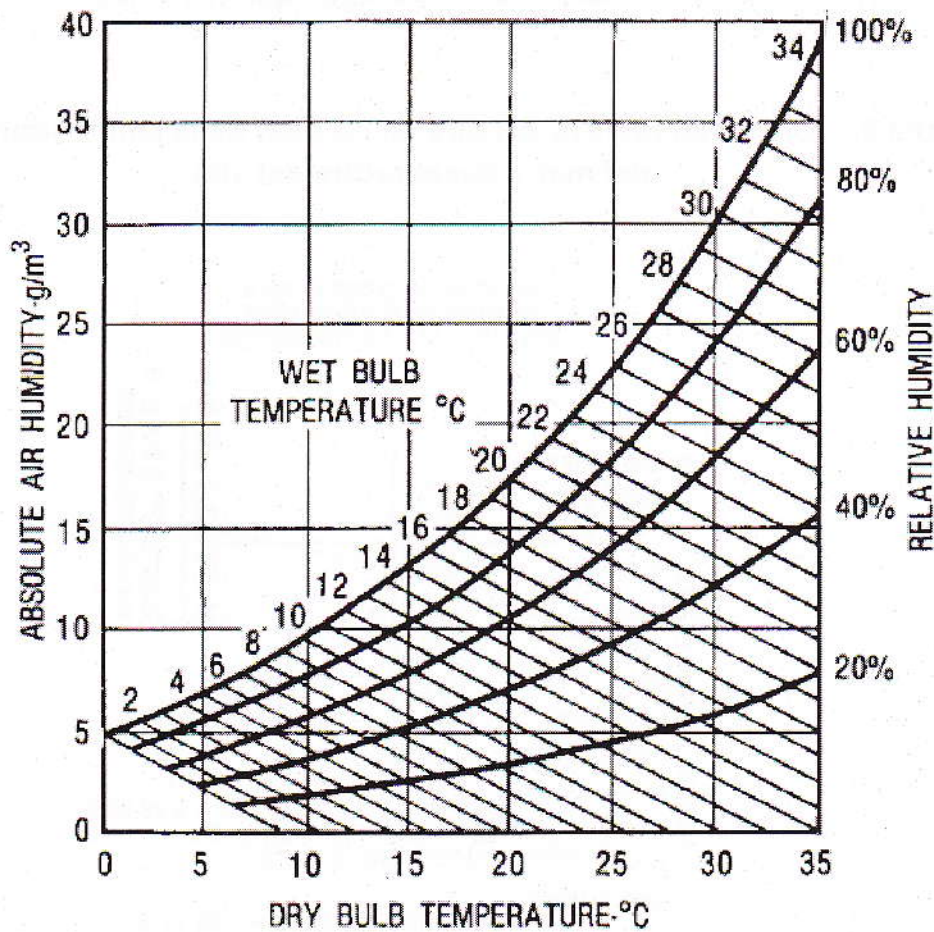


Figure A10.1.2. Absolute humidity of air as a function of dry- and wet-bulb thermometer readings.

Fuente: EPRI. Transmission line reference book, p. 499.

Figura 10. Factor de corrección de por humedad absoluta

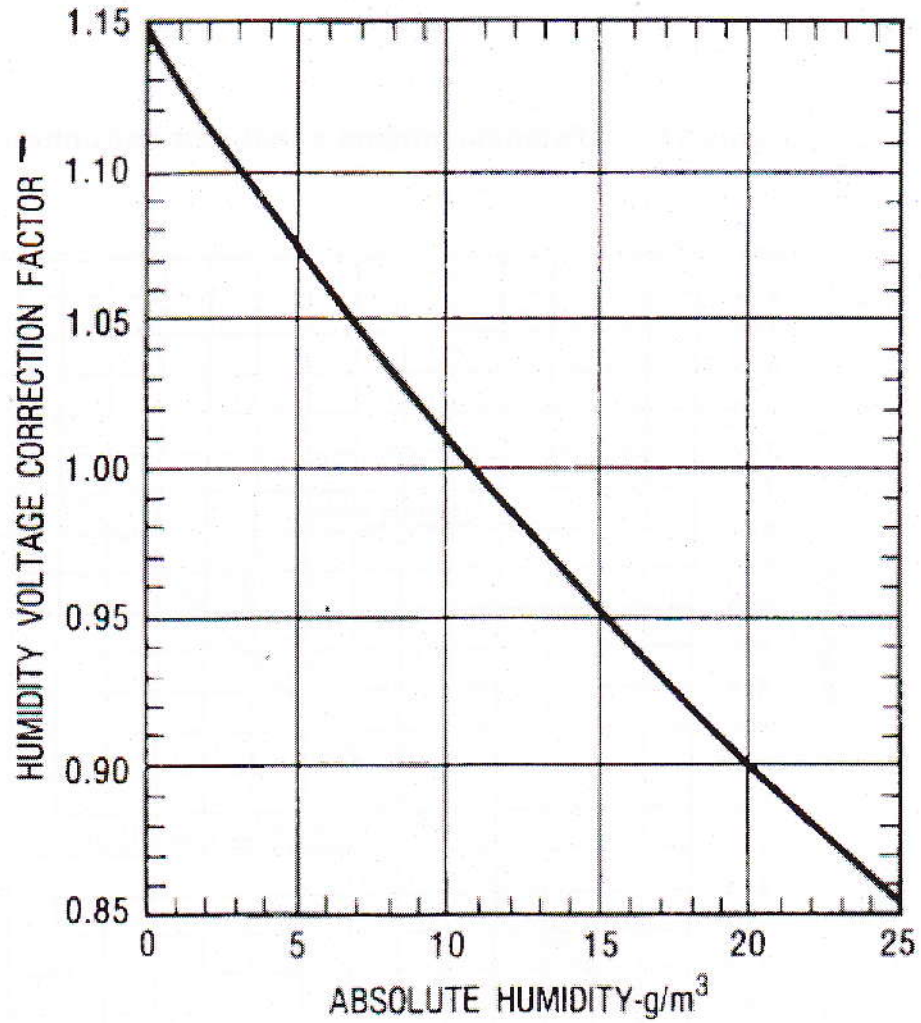


Figure A10.1.3. Humidity correction curve for 60-Hz voltages.

Fuente: EPRI. Transmission line reference book, p. 499.

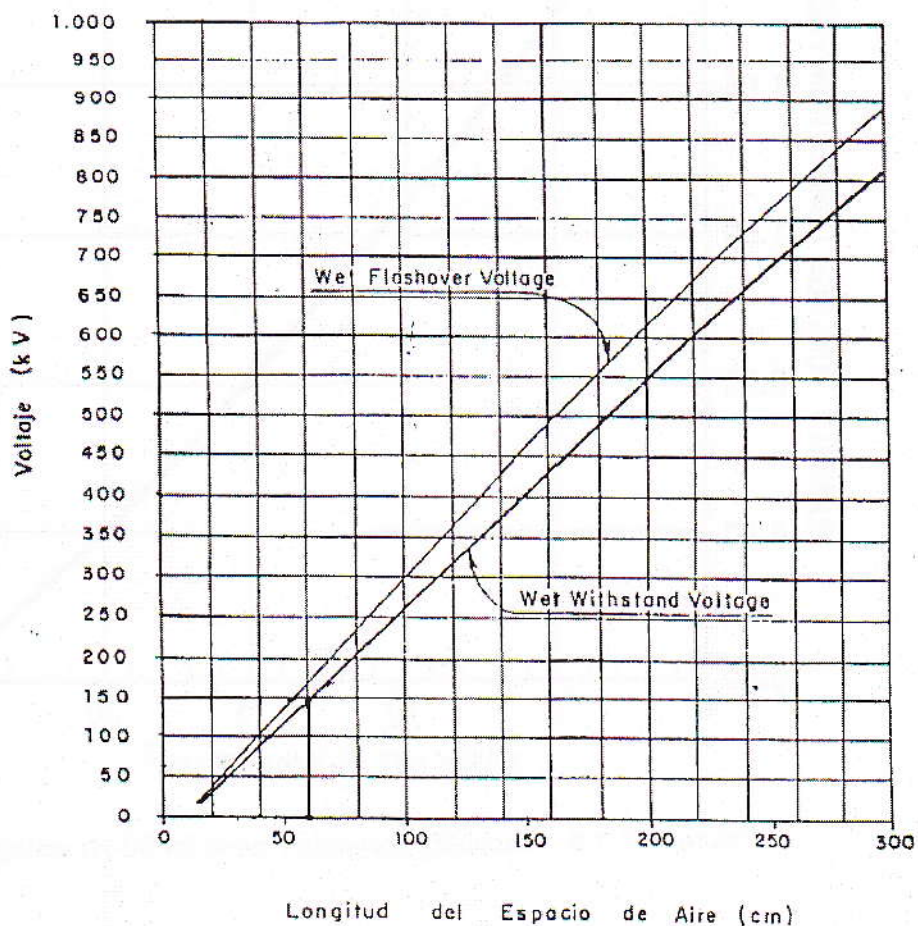
Tomando en consideración los valores antes expuestos y evaluados en la ecuación 3.1

$$V_{60HzFN} = 141,45 * 1,4 * 1,1 * 1,34 * 1,01 = 280,78 [kVrms]$$

Ecuación 3.4

Para el cálculo de la distancia mínima conductor-estructura, para el sobrevoltaje de baja frecuencia se utilizará la figura 11 y el voltaje antes calculado.

Figura 11. **Distancia mínima conductor-estructura**



GRÁFICA N°1

**LOW FREQUENCY WET FLASHOVER AND WITHSTAND
VOLTAGE CHARACTERISTICS OF ROD-ROD GAP**
(tomado de NGK TECHNICAL NOTE, April 26/68)

Fuente: NGK TECHNICAL NOTE, April 26/68.

Lo cual brinda una distancia fase-estructura por sobrevoltaje de baja frecuencia de 105 cm.

3.4. Aislamiento por sobrevoltaje de maniobra

Las sobretensiones por sobrevoltaje de maniobra son de carácter estadístico; esto debido a que son producidos primordialmente por la actuación de interruptores de potencia en las subestaciones, aunque también se puede generar debido a la aparición y liberación de fallas o bien por descargas atmosféricas en sitios lejanos.

Las maniobras que se realizan en una subestación por el interruptor de potencia cambian el estado y la configuración del sistema, por lo que la amplitud de la sobretensión puede considerarse como la superposición de la tensión en estado permanente y una sobretensión transitoria. Si la maniobra se realiza energizando una línea el valor de la sobretensión depende del instante que se realice la maniobra, por lo que para poder determinar la tensión representativa en ambos casos es necesario contar con una distribución estadística de los valores de cresta que se presentan en la sobretensión.

Para poder limitar este tipo de sobretensiones actualmente se utiliza el cierre sincronizado, que se basa en escoger el instante más adecuado para realizar el cierre del interruptor, es decir cuando la forma onda de sobretensión sinusoidal se encuentre muy cercana a cero.

3.4.1. Comportamiento de las líneas de transmisión por maniobra

Para analizar el comportamiento de una línea de transmisión por sobrevoltaje de maniobra es necesario reducir el sistema a un modelo o

equivalente de red simplificado del sistema donde se origine la sobretensión y dependerá del proceso transitorio a estudiar, dicho modelo debe ser lo más simple (sin tanto detalle) y riguroso posible (con los parámetros cuya influencia no se pueda despreciar).

La norma IEC TR 600071-4 sobre coordinación de aislamiento establece una serie de criterios a considerar en la simulación y los modelos que se deben elegir para cada componente. Así mismo, establece rangos de frecuencia para los cuales se debe realizar la simulación; siendo para el caso de sobretensión por maniobra de 50 Hz a 20 kHz.

En las líneas de transmisión, cuando se selecciona la zona a representar, se suele considerar que si el análisis es determinístico, el modelo a representar debe incluir la zona de la red situada alrededor de la línea en análisis. Por otro lado, si el cálculo será estadístico se debe reducir a un modelo de las líneas o componentes que sean de interés.

3.4.1.1. Parámetros considerados para el comportamiento de una sobretensión por maniobra

A continuación se da la descripción de algunos parámetros a considerar en el análisis de una línea de transmisión por sobrevoltajes de maniobra:

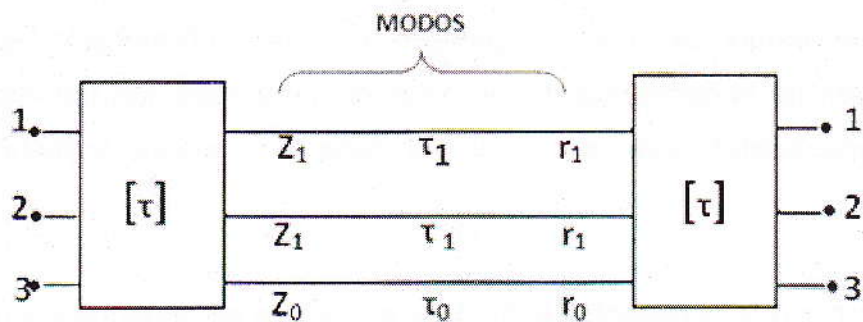
- Línea transpuesta: transformación modal con $[\tau]$, como se representa en la figura 12:

Donde:

$[\tau]$ = Tempo de propagación

Z = impedancia característica
Índice 1 = Secuencia positiva
Índice 0 = Secuencia homopolar

Figura 12. Representación de la línea transpuesta por sobrevoltaje de maniobra



Fuente: MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio. Coordinación de aislamiento de en redes eléctricas de alta tensión. p. 230.

- Línea no transpuesta: el componente capacitivo se vuelve un factor importante, mientras que el componente inductivo es poco importante para simulaciones monofásicas.
- Parámetros dependientes de la frecuencia: la impedancia característica de secuencia homopolar es importante en la simulación, mientras que la impedancia característica de secuencia positiva se vuelven poco relevantes en la simulación.
- Efecto corona: tiene poca importancia en la simulación.

3.4.1.2. Forma de onda para una sobretensión tipo maniobra

La forma de onda normalizada para un impulso tipo maniobra se presentó en la figura 2, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta de 250 μ s y un tiempo de cola de 2 500 μ s.

Los esfuerzos que se generan en una sobretensión tipo maniobra dependen de la geometría de los conductores y polaridad del impulso, el cual para una sobretensión de maniobra tiene una mayor probabilidad de ser positivo.

Por lo que la distancia entre fase-estructura es dependiente del tiempo de subida de la sobretensión y de las condiciones atmosféricas del lugar (especialmente la humedad), para lo cual se genera una tensión de flameo con una probabilidad de 50%, denominada también Tensión crítica de flameo por maniobra de interruptores. Este valor puede ser calculado con la siguiente expresión:

$$TCF = \frac{3400}{1 + \frac{8}{D}}$$

Ecuación 3.5

Donde:

TCF = Tensión crítica de flameo por sobretensión tipo maniobra

D = Distancia fase – estructura.

3.4.2. Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla en aislamientos sometidos a sobretensiones por maniobra

Como se ha mencionado con anterioridad, las sobretensiones por maniobra pueden ser analizadas estadísticamente; por lo que es necesario establecer un riesgo de fallo aceptable, el riesgo de fallo es la probabilidad de fallo del aislamiento.

Para lo cual se busca una distribución estadística de sobretensión que se origine en la línea, por lo que se realizan diferentes maniobras y se obtienen los datos necesarios para la tabulación y posterior análisis.

Ejemplos se muestran en la figura 13, donde se observa el histograma de la conexión de una línea en vacío en el extremo receptor y figura 14, donde se observa el histograma de maniobras de reenganche, con tensión residual de 1 p.u. y pre-inserción de resistencias en el interruptor de potencia.

Para poder evaluar el nivel de esfuerzos de una sobretensión, es necesario analizar los diversos sucesos que dan origen a una sobretensión y su número. El método estadístico se basa en el valor de cresta de las ondas. La distribución de frecuencia entre fase y tierra, para un caso particular, que puede ser evaluado con las siguientes hipótesis:

- Se considera únicamente el valor máximo de la sobretensión.
- La forma de onda más alta se toma como la de impulso tipo maniobra normalizado.
- Los valores más altos se toman de la misma polaridad.

Una vez obtenida la distribución de la frecuencia y la distribución de probabilidad de falla de aislamiento, el riesgo de falla de aislamiento puede ser calculado con la siguiente expresión:

$$R = \int_0^{\infty} f(U)P(U)dU$$

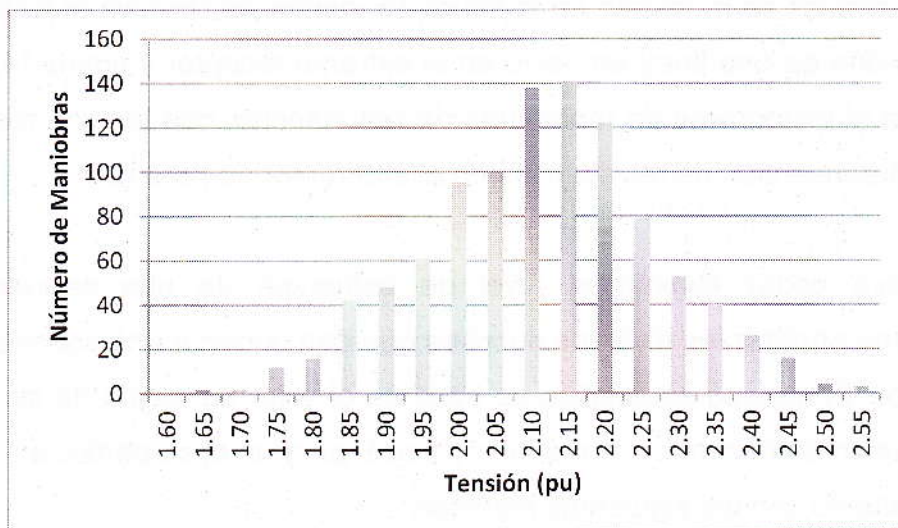
Ecuación 3.6

Donde:

$f(U)$ = es la función de densidad de probabilidad de las sobretensión.

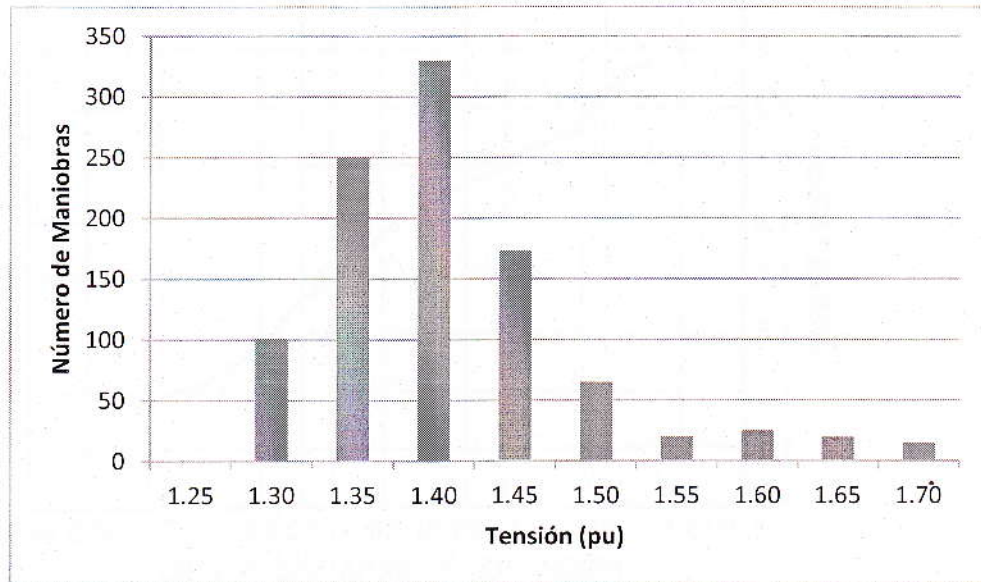
$P(U)$ = Probabilidad de descarga disruptiva del aislamiento.

Figura 13. **Histograma maniobra de conexión en vacío**



Fuente: MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio. Coordinación de aislamiento de en redes eléctricas de alta tensión. p. 400.

Figura 14. **Histograma maniobra de reenganche, con tensión residual de 1 p.u. y pre-inserción de resistencias**



Fuente: MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio. Coordinación de aislamiento de en redes eléctricas de alta tensión. p. 400.

3.4.3. Selección del aislamiento por sobrevoltaje de maniobra

Para realizar la selección del aislamiento debido a una sobretensión tipo maniobra y teniendo en cuenta que el sobrevoltaje por maniobra requiere un análisis estadístico, se presenta la figura 15, mediante la cual se observa la operación de un interruptor cientos de veces y cada operación es realizada para diferentes condiciones del sistema.

Figura 15. Distribución de probabilidad de sobrevoltaje por maniobra

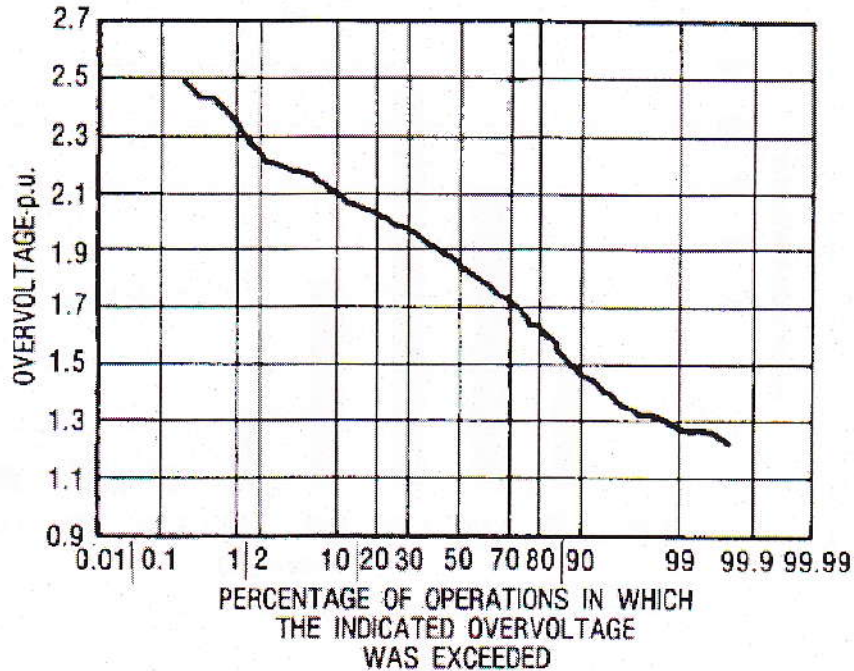


Figure 9.3.11. Probability distribution of overvoltages.

Fuente: EPRI. Transmission line reference book, p. 429.

Tomando en cuenta la figura 15, donde la máxima sobretensión tiene un valor de 2,5 p.u.. para el caso más crítico con una probabilidad de ocurrencia de 0,2%, es aceptable considerar un factor por sobrevoltaje tipo maniobra de 2,5.

Por lo anterior, se puede considerar la siguiente expresión para el cálculo del máximo sobrevoltaje que se pueda presentar, corregido a las condiciones atmosféricas donde se construirá la línea:

$$V_{svm} = F_{svm} * V_{maxFN} * F_{den} * F_{hman} \quad [kVrms]$$

Ecuación 3.7

Donde:

V_{svm} = Sobrevoltaje de maniobra corregido para las condiciones atmosféricas de la línea en estudio.

F_{svm} = Factor por sobrevoltaje

$F_{svm} = 2,5$, según lo antes expuesto.

$V_{max\ F-N}$ = Voltaje máximo de operación Fase-Neutro. Conforme a lo establecido en las normas técnicas de Guatemala y calculado como sigue a continuación.

$$V_{maxFN} = \frac{V_{maxFF}}{\sqrt{3}} = \frac{245}{\sqrt{3}} = 141,45 \text{ [kVrms]}$$

Ecuación 3.8

$F_{h\ man}$ = Factor de corrección por humedad por sobrevoltaje tipo maniobra, figura 9 y 16, considerando las siguientes condiciones: 15 °C temperatura promedio y 80% de humedad relativa del aire.

$$F_{h\ man} = 1,01$$

Figura 16. Factor de corrección por humedad

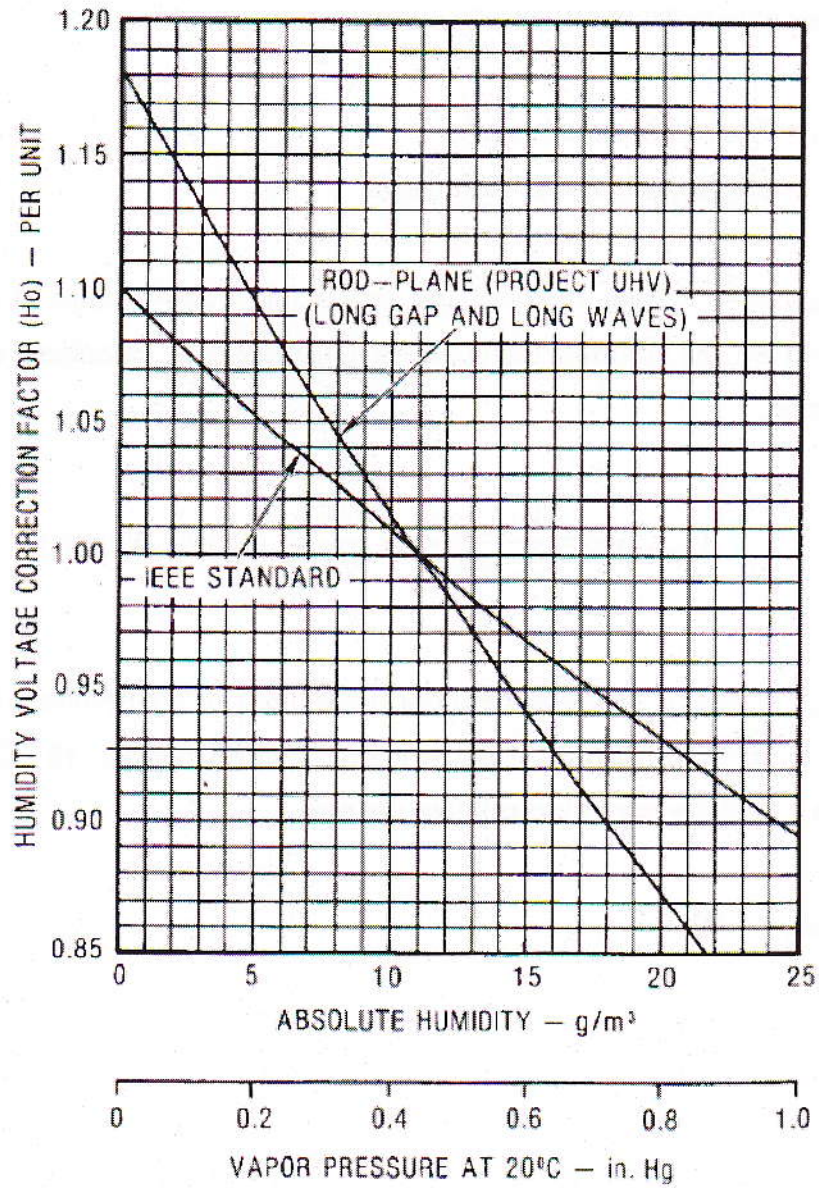


Figure 11.13.1. Humidity voltage correction factor.

Fuente: EPRI. Transmission line reference book, p. 528.

F_{den} = Factor por densidad relativa del aire, según lo calculado con la ecuación 3.3.

$$F_{den} = 1,34$$

Al evaluar los factores antes expuestos en la ecuación 3.7, el sobrevoltaje por maniobra:

$$V_{svm} = 2,5 * 141,45 * 1,01 * 1,34 = 478,60 \text{ [kVrms]}$$

Ecuación 3.9

Para el cálculo de la distancia en aire y la adecuada selección de aislamiento se deberá considera lo expuesto en la ecuación 3.5, donde se realiza la consideración de que la TCF, ecuación 3.5, es igual al valor de sobrevoltaje por maniobra calculado anteriormente. Por lo anterior, se presenta la siguiente expresión:

$$D = \frac{8}{\frac{3400}{TCF} - 1}$$

Ecuación 3.10

Donde:

D = distancia en aire, en m

TCF = Tensión Crítica de Flameo, en kV

TCF = 478,60 kV, de la ecuación 3.9

De acuerdo a la ecuación 3.9 se obtiene la distancia mínima de separación conductor-estructura "D", la cual es de 1,31 m.

3.5. Aislamiento por sobrevoltaje de descargas atmosféricas

Las sobretensiones de frente rápido son generalmente originadas por una descarga atmosférica y son una de las principales causas de fallas en las redes de transmisión. Las descargas atmosféricas pueden caer en el cable de guarda,

en el cable conductor o en la torre. Por lo que la adecuada selección de aislamiento puede prevenir fallas.

3.5.1. Forma de onda de un rayo

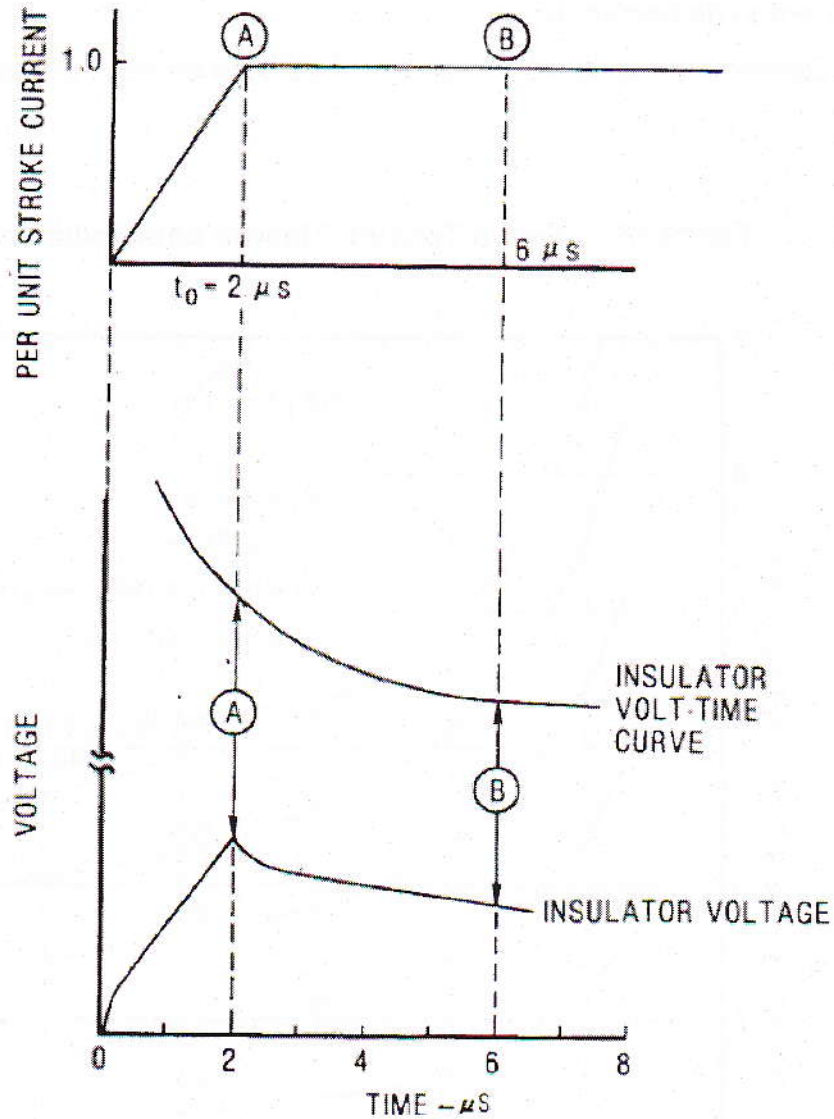
La forma de onda para un rayo se puede asumir como una función rampa con un tiempo de cresta de $2 \mu\text{s}$ y la parte superior aplanada según el método de los dos puntos recomendado por EPRI, la cual se puede observar en la figura 17, donde se presenta la corriente en por unidad y voltaje del rayo.

Dicha figura, será utilizada para el cálculo de la tensión crítica de flameo ya que en dicha figura se puede observar los dos puntos (A y B) donde será evaluado la corriente crítica del rayo, según recomendación del EPRI.

Los dos puntos para los cuales se debe evaluar la corriente crítica corresponden a $2 \mu\text{s}$ y $6 \mu\text{s}$, esto debido a que el menor de los tiempos se debe utilizar para evaluar la tasa de salidas para una fase dada ya que la mayoría de los disparos causados por flameo inverso debido a rayos son causados por descargas con magnitudes de 80 kA o mayores (frecuentemente mucho mayores), por lo cual se considera que entre los tiempos de $1,8 \mu\text{s}$ a $2 \mu\text{s}$ simula de una manera confiable las observaciones realizadas en campo. No obstante, si se presentaran corrientes mayores en tiempos mayores a los $2 \mu\text{s}$ (no muy frecuentes) estos no provocarían flameo debido al decremento de la curva de voltaje-tiempo según se observa en la figuras 17 y 18.

Se considera también que los flameos que ocurren más allá de los $6 \mu\text{s}$ son poco frecuentes, debido al aplanamiento de la curva Tensión vs. Tiempo del aislamiento según la figura 18, por lo que este tiempo es usado como tiempo crítico en la determinación de la tensión de flameo de aisladores.

Figura 17. Corriente de rayo presentada como una función rampa



Fuente: EPRI. Transmission line reference book, p. 573.

Para lo cual el CIGRE recomienda el uso de la siguiente expresión para la curva tensión vs tiempo.

$$V_{flameo} = \left(400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * L [kV]$$

Ecuación 3.11

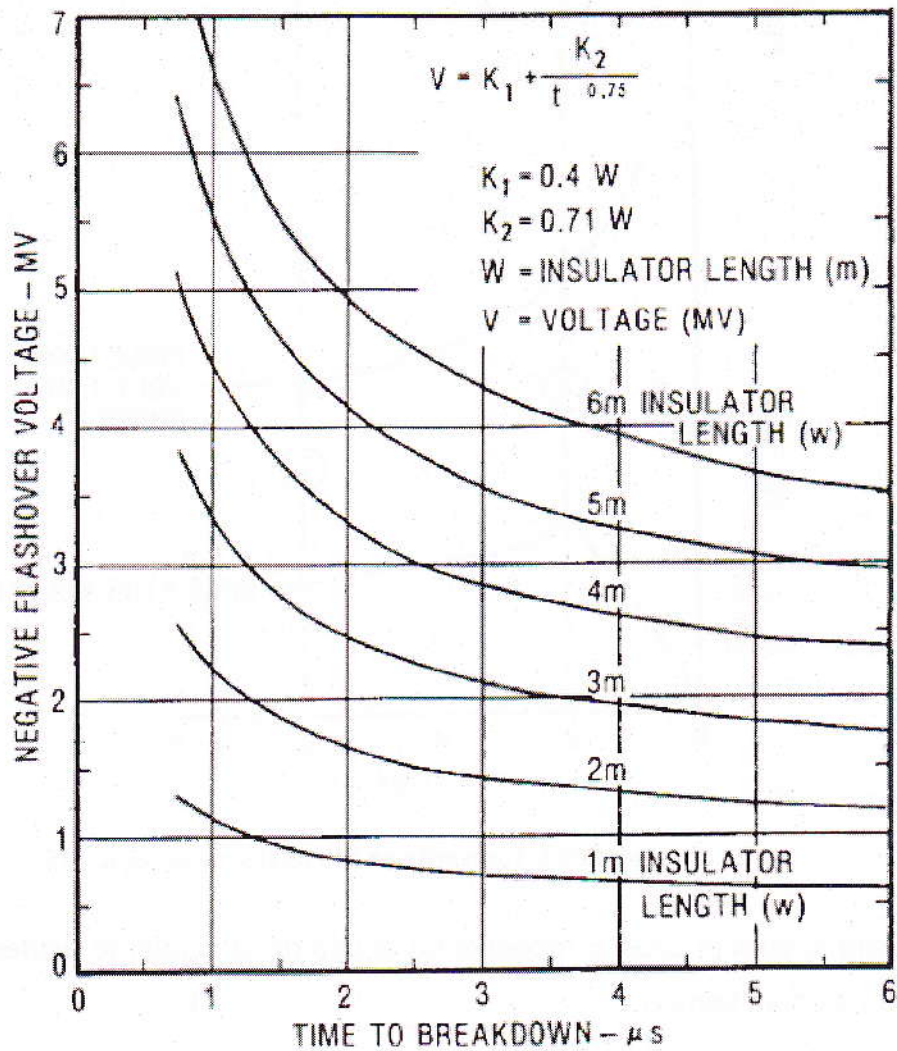
Donde:

V_{flameo} = Voltaje de flameo, en kV

t = Tiempo de flameo, en μs

L = Distancia de aislamiento (distancia de arco en seco de los aisladores),
en m.

Figura 18. Curva Tensión-Tiempo para aislamiento



Fuente: EPRI. Transmission line reference book, p. 564.

3.5.2. Determinación de la distancia de fuga

Por lo expuesto en la sección 3.2 y teniendo en cuenta que la línea de transmisión Las Cruces-Sololá, en su punto más cercano al volcán Tolimán, tiene una distancia aproximada de 19 km, se debe realizar el cálculo de selección de aislamiento para los niveles de polución Pesado y Medio.

3.5.2.1. Nivel de contaminación medio

De acuerdo a la ecuación 2.1, se procederá al cálculo de la distancia fuga mínima de la línea en estudio.

$$D_{fmin} = K_f * U_m * K_d \text{ [mm]}$$

Ecuación 3.12

Donde:

K_f = Distancia de fuga específica nominal, tomada de la sección 3.2

K_f = 20 mm/kV

Para este caso se escogen aisladores tipo estándar ANSI 52-5, con una distancia de fuga de 320 mm, 255 mm de diámetro y 146 mm de paso, por lo anterior $K_d = 1$.

Reemplazando los valores en la ecuación 3.12 y evaluando $D_{fmin} = 4\ 900$ mm.

3.5.2.2. Nivel de contaminación pesado

De acuerdo a la ecuación 2.1, se procederá al cálculo de la distancia fuga mínima de la línea en estudio.

$$D_{fmin} = K_f * U_m * K_d \text{ [mm]}$$

Ecuación 3.13

Donde:

K_f = Distancia de fuga específica nominal, tomada de la sección 3.2

K_f = 25 mm/kV

Para este caso se escogen aisladores tipo niebla, con una distancia de fuga de 445 mm, 280 mm de diámetro y 146 mm de paso, por lo anterior $K_d = 1$

Reemplazando los valores en la ecuación 3.13 y evaluando $D_{fmin} = 6\ 125$ mm

3.5.3. Cálculo del voltaje crítico de flameo inverso y número de aisladores

Al igual que en la sección anterior el cálculo debe ser realizado para nivel de contaminación medio y pesado.

3.5.3.1. Nivel de contaminación medio

De acuerdo a la ecuación 2.3, se procederá al cálculo del número de aisladores.

$$N = \frac{D_{fmin}}{d_f}$$

Ecuación 3.14

Donde:

D_{fmin} = Distancia de fuga mínima nominal, mm

D_{fmin} = 4 900 mm, de lo calculado con anterioridad

d_f = Distancia de una unidad, mm

d_f = 320 mm, teniendo en cuenta que es la distancia de fuga de un aislador tipo estándar.

$$N = \frac{4\,900}{320} = 15,31 \cong 16 \text{ unidades}$$

Ecuación 3.15

Por lo que la distancia del aislamiento correspondiente a 16 unidades es de:

$$L = 0,146 * 16 = 2,3360 \text{ m}$$

Ecuación 3.16

Con la distancia antes calculada se procede a realizar el cálculo del voltaje de flameo por impulso atmosférico según recomendación del CIGRE, con la siguiente expresión.

$$V_{flameo} = \left(400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * L [kV]$$

Ecuación 3.17

Donde:

V_{flameo} = Voltaje de flameo, en kV

t = Tiempo de flameo, en μs

t = 6 μs , según lo expuesto en la sección 3.5.1

L = Distancia de aislamiento, 2,3360 m

Por lo anterior, al evaluar la ecuación 3.17, se obtiene un voltaje de flameo de 1 367 kV.

Sin embargo, de acuerdo a la Norma IEC 60071-2, se debe considerar una corrección por altura ya que la rigidez del aislamiento disminuye como función lineal de la densidad relativa del aire, con la Ecuación 1.1.

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

Ecuación 3.18

Donde:

H = Altura sobre el nivel del mar, en metros.

H = 2 545 msnm

m: 0,5, para aisladores tipo estándar en ambientes con contaminación.

El factor de corrección por altura a ser tenido en consideración es de $K_a = 1\ 169$.

Por lo tanto la tensión crítica por flameo para las condiciones de la línea se puede calcular como sigue:

$$TCF = K_a * V_{flameo} [kV]$$

Ecuación 3.19

Donde:

TCF = Tensión crítica de flameo, en kV

K_a = Corrección por altura

$K_a = 1\ 169$

V_{flameo} = Voltaje de flameo

$V_{flameo} = 1\ 367\ kV$

Al evaluar la ecuación anterior, la tensión crítica de flameo es de 1 598 kV.

Teniendo en consideración la tensión antes calculada se procede a seleccionar el número de aisladores que cumpla con las condiciones dadas y la norma ANSI C29.1.

Para realizar el cálculo de la cantidad de unidades necesarias en la cadena de aisladores de la línea de transmisión se ha considerado el nivel de contaminación, tensión más elevada que se pueda presentar en la línea fase-fase, distancia de fuga del tipo de aislador a utilizar y factor de corrección debido al diámetro del aislador con lo cual se obtienen 16 unidades por cadena. Luego se procede al cálculo de la tensión de flameo que se pueda presentar en la cadena de aisladores; sin embargo, debido a que la tensión de flameo antes calculada es a 1 000 msnm se debe realizar la corrección por altura de acuerdo a la Norma IEC 60071-2, con lo cual se obtiene la tensión crítica de flameo que se puede presentar a la altura crítica (2 545 msnm).

Al verificar la tensión crítica de flameo, a la altura más desfavorable, con la tensión de soportabilidad de una cadena de aisladores con 16 unidades, de acuerdo a la norma ANSI C29.1, se observa que no se cumple por lo que se debe aumentar el número de aisladores de la cadena. Por lo anterior, se utilizan 18 unidades con lo cual se cumple que la tensión crítica de flameo calculada (1 598 kV) es menor que la tensión que puede soportar 18 aisladores (1 615 kV). Ver tabla X.

Tabla X. **Aislamiento por sobrevoltaje de descarga atmosférica con nivel de contaminación media**

AISLADORES TIPO ESTÁNDAR					
No. de unidades	TCF¹ (kV)	TCF Calculada (kV)	Distancia de Fuga (mm)	Distancia de Fuga Necesaria (mm)	Distancia de Arco en seco (mm)
18	1 615	1 598	5 760	4 900	2 628

¹: TCF: Tensión crítica de flameo con una probabilidad del 50% acorde con la norma ANSI C29.1

Nota: Cálculos obtenidos con anterioridad.

Fuente: elaboración propia.

Para el cálculo de la distancia de la distancia de fuga de la cadena de aisladores a instalar se utiliza el número de de aisladores (18) y la distancia de fuga por aislador es 320 mm.

Para el cálculo de la distancia en aire en seco de la cadena de aisladores a instalar se utiliza el número de aisladores (18) y la distancia de paso de cada unidad aisladora siendo esta de 146 mm.

Sin embargo, con la finalidad de prever acercamiento debido a las curvaturas que puedan presentarse en las cadenas de retención por el propio peso de los aisladores, debido a su posición horizontal, se adicionará un aislador más a las cadenas de retención.

3.5.3.2. Nivel de contaminación pesado

De acuerdo a la ecuación 2.3, se procederá al cálculo del número de aisladores.

$$N = \frac{D_{fmin}}{d_f}$$

Ecuación 3.20

Donde:

N = Número de unidades de una cadena

D_{fmin} = Distancia de fuga mínima nominal, mm

D_{fmin} = 6 125 mm, de lo calculado con anterioridad

D_f = Distancia de fuga de una unidad, mm

D_f = 445 mm, teniendo en cuenta que es la distancia de fuga de un aislador tipo estándar.

$$N = \frac{6\ 125}{445} = 13,76 \cong 14 \text{ unidades}$$

Ecuación 3.21

Por lo que la distancia del aislamiento correspondiente a 14 unidades es de:

$$L = 0,146 * 14 = 2,044 \text{ m}$$

Ecuación 3.22

Con la distancia antes calculada se procede a realizar el cálculo del voltaje de flameo por impulso atmosférico según recomendación del CIGRE, con la siguiente expresión.

$$V_{flameo} = \left(400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * L [kV]$$

Ecuación 3.23

Donde:

V_{flameo} = Voltaje de flameo, en kV

t = Tiempo de flameo, en μs

t = 6 μs , según lo expuesto en la sección 3.5.1

L = Distancia de aislamiento, 2 044 m

Por lo anterior, al evaluar la ecuación 3.24 se obtiene un voltaje de flameo de 1 196 kV.

Sin embargo, de acuerdo a la Norma IEC 60071-2 se debe considerar una corrección por altura ya que la rigidez del aislamiento disminuye como función lineal de la densidad relativa del aire, con la Ecuación 1.1.

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

Ecuación 3.24

Donde:

H = Altura sobre el nivel del mar, en metros.

H = 2 545 msnm

m: 0,8, para aisladores tipo niebla en ambientes con contaminación.

El factor de corrección por altura a ser tenido en consideración es de $K_a = 1,284$.

Por lo tanto, la tensión crítica por flameo para las condiciones de la línea se puede calcular como sigue:

$$TCF = K_a * V_{flameo} [kV]$$

Ecuación 3.25

Donde:

TCF = Tensión crítica de flameo, en kV

Ka = Corrección por altura

Ka = 1,248

V_{flameo} = Voltaje de flameo

V_{flameo} = 1 196 kV

Evaluando la ecuación anterior, la tensión crítica de flameo es 1 535,4 kV.

Teniendo en consideración la tensión antes calculada se procede a seleccionar el número de aisladores que cumpla con las condiciones dadas y la norma ANSI C29.1. Para lo cual, se han seleccionado 18 aisladores tipo niebla como se observa en la tabla XI.

Para poder determinar la distancia en aire se debe realizar el cálculo partiendo del número de aisladores y la distancia de paso de cada unidad aisladora, siendo esta última de 146 mm.

Tabla XI. **Aislamiento por sobrevoltaje de descarga atmosférica nivel de contaminación pesada**

AISLADORES TIPO NIEBLA					
No. de unidades	TCF ¹ (kV)	TCF Calculada (kV)	Distancia de Fuga (mm)	Distancia de Fuga Calculada (mm)	Distancia de Arco en seco (mm)
18	1 670	1 535	8 010	6 125	2 628

¹: TCF: Tensión crítica de flameo con una probabilidad del 50% acorde con la norma ANSI C29.1

Fuente: elaboración propia.

Sin embargo, con la finalidad de prever acercamiento debido a las curvaturas que puedan presentarse en las cadenas de retención por el propio peso de los aisladores debido a su posición horizontal, se adicionará un aislador más a las cadenas de retención.

3.5.4. Resultados de selección de aislamiento

A continuación se presentan la tabla XII, con el resumen de los datos anteriormente calculados con la finalidad de poder determinar el valor crítico con el que se debe realizar la adecuada selección del aislamiento.

Considerando la tabla XII, se determina que la adecuada selección del aislamiento depende primordialmente de los sobrevoltajes por descargas atmosféricas, ya que esta selección será suficiente para cubrir la distancia calculada por sobrevoltajes de baja frecuencia y por maniobra, aun teniendo en cuenta las condiciones de humedad que se puedan presentar en la línea en estudio.

Tabla XII. **Distancia de aislamiento por sobrevoltaje de baja frecuencia, maniobra y descargas atmosféricas**

SOBREVOLTAJE	DISTANCIA DE AISLAMIENTO (mm)
Baja Frecuencia	1 050
Maniobra	1 131
Descargas Atmosféricas	
Nivel de contaminación media	2 628
Nivel de contaminación pesada	2 628

Nota: Cálculos obtenidos con anterioridad.

Fuente: elaboración propia.

La selección adecuada del número de aisladores será como se describe a continuación:

- Para el nivel de contaminación medio para tramos de la línea con una distancia mayor a 20 km. del volcán más cercano se utilizarán 18 unidades para la cadena en suspensión y 19 unidades para la cadena en retención de aisladores estándar ANSI 52-5; la tabla XIII presenta las características del aislador en mención.
- Para el nivel de contaminación pesado para tramos de la línea con una distancia entre 10 a 20 km. del volcán más cercano se utilizarán 18 unidades para la cadena en suspensión y 19 unidades para la cadena en retención de aisladores tipo niebla ANSI 52-5; la tabla XIV presenta las características del aislador en mención.

Tabla XIII. Características del aislador estándar ANSI 52-5

Características Mecánicas	Unidad	Valor
Fuerza M y E	kN	120
	lbs	25 000
Fuerza de Impacto	m.N	45
	pulg-lb	400
Prueba de Tensión	kN	60
	lbs	12 500
Tiempo de Carga	kN	70
	lbs	15 000
Dimensiones	Unidad	Valor
Diámetro	mm	255
	pulgadas	10
Alto	mm	146
	pulgadas	5 ¾
Distancia de Fuga	mm	320
	pulgadas	12 5/8
Tipo ajustador metálico (1)	Acople tipo J	
Características Eléctricas (1) (2)	Unidad	Valor
Baja frecuencia de descarga disruptiva en seco	kV	80
Baja frecuencia de descarga disruptiva húmeda	kV	50
Flameo crítico de impulso positivo	kV	125
Flameo crítico de impulso negativo	kV	130
Baja frecuencia de tensión de punción	kV	130
R.I.V Prueba de tensión a baja frecuencia	kV	10
Max. RIV a 1 MHz	µV	50

(1) Acorde a normas ANSI C29.2

(2) Acorde a normas ANSI C29.1

Fuente: Aislador ANSI 52-5. http://electrodesign.info/ansi/ansi_120_kn.jsp, fecha de consulta 12 de septiembre de 2011.

Tabla XIV. Características del aislador niebla ANSI 52-5

Características Mecánicas	Unidad	Valor
Fuerza M y E	kN	120
	lbs	25 000
Fuerza de Impacto	m.N	45
	pulg-lb	400
Prueba de Tensión	kN	60
	lbs	12 500
Tiempo de Carga	kN	70
	lbs	15 000
Dimensiones	Unidad	Valor
Diámetro	mm	280
	pulgadas	11
Alto	mm	146
	pulgadas	5 ¾
Distancia de Fuga	mm	445
	pulgadas	17 ½
Tipo ajustador metálico (1)	Acople tipo J	
Características Eléctricas (1) (2)	Unidad	Valor
Baja frecuencia de descarga disruptiva en seco	kV	100
Baja frecuencia de descarga disruptiva húmeda	kV	60
Flameo crítico de impulso positivo	kV	140
Flameo crítico de impulso negativo	kV	140
Baja frecuencia de tensión de punción	kV	130
R.I.V Prueba de tensión a baja frecuencia	kV	10
Max. RIV a 1 MHz	µV	50

(1) Acorde a normas ANSI C29.2

(2) Acorde a normas ANSI C29.1

Fuente: Aislador ANSI 52-6. http://electrodesign.info/ansi/ansi_120_kn.jsp, fecha de consulta 12 de septiembre de 2011.

1-50 to 1-74 (1944) - [illegible]

[illegible]	[illegible]	[illegible]
1-50	[illegible]	[illegible]
1-51	[illegible]	[illegible]
1-52	[illegible]	[illegible]
1-53	[illegible]	[illegible]
1-54	[illegible]	[illegible]
1-55	[illegible]	[illegible]
1-56	[illegible]	[illegible]
1-57	[illegible]	[illegible]
1-58	[illegible]	[illegible]
1-59	[illegible]	[illegible]
1-60	[illegible]	[illegible]
1-61	[illegible]	[illegible]
1-62	[illegible]	[illegible]
1-63	[illegible]	[illegible]
1-64	[illegible]	[illegible]
1-65	[illegible]	[illegible]
1-66	[illegible]	[illegible]
1-67	[illegible]	[illegible]
1-68	[illegible]	[illegible]
1-69	[illegible]	[illegible]
1-70	[illegible]	[illegible]
1-71	[illegible]	[illegible]
1-72	[illegible]	[illegible]
1-73	[illegible]	[illegible]
1-74	[illegible]	[illegible]

4. POSICIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA

En una línea de transmisión se puede producir la falla debido al impacto de un rayo en los siguientes puntos:

Rayo sobre el cable de guarda donde la intensidad viajará por el cable hasta las torres aledañas, la cual estará limitada por la impedancia de la torre y la impedancia de puesta a tierra. Si las impedancias antes mencionadas no son adecuadas se provocará una sobretensión en los aisladores (medidas desde el apoyo hacia el conductor) que puede producir flameo inverso en los mismos. Ver figura 19A, rayo denominado "A".

Cuando el rayo cae sobre la tierra, se induce una sobretensión en la línea cuyo valor, en algunos casos, puede superar el nivel de aislamiento de los aisladores y producirse flameo inverso. Ver figura 19A, rayo denominado "B"

Si un rayo no cae sobre el cable de guarda ni en tierra, impactará sobre un conductor, lo que provocará una sobretensión en el punto de contacto que viajará en ambas direcciones, eventualmente se provocará flameo en los aisladores. La probabilidad de que se produzca flameo debe ser determinada para cada caso en particular ya que depende del diseño, el método empleado para conocer la probabilidad de impacto de un rayo en una línea se denomina modelo electro geométrico el cual se describe a continuación. Ver figura 19A, rayo denominado "C".

4.1. Modelo electro geométrico de una línea de transmisión

Para el análisis será utilizada la figura 19, en donde se presenta un modelo simplificado de un cable de guarda y un conductor paralelos a tierra. En la figura 19A se presentan los tres impactos de rayos antes expuestos, los cuales se consideran de igual magnitud. Cuando un rayo se acerca a cierta distancia "S" ya sea del conductor de guarda o línea, éste se ve influenciado por dichos conductores y el rayo impactará en ellos según sea el caso. La distancia "S" es denominada distancia crítica y es la clave del modelo electro geométrico.

La distancia crítica es función de la carga y, consecuentemente, de la corriente en el canal de conducción del rayo, dicha distancia es calculada con la ecuación de Love³ con la siguiente expresión:

$$S = 10I^{0,65}$$

Ecuación 4.1

Donde S es la distancia crítica (m) e I es la corriente crítica (kA).

En la figura 19A el rayo "A" impactará únicamente en el cable de guarda porque cualquier punto del cable de guarda al arco OP (distancia "S") es menor que la distancia del conductor de fase al arco OP. El rayo "C" deberá saltar únicamente la distancia, $\beta*s$, para caer en tierra porque cualquier lugar de la línea QR a tierra es menor que la distancia de fase del conductor a la línea QR. El coeficiente β , denominado constante de ajuste de distancia de choque a tierra, permite considerar los efectos atractivos de la tierra y diferenciar la atracción que presenta respecto a un conductor en el aire; se pueden asumir valor de β de 1 para HV, 0,8 para EHV y 0,64 para UHV.

³ R.R. Love. "Improvements on Lightning Stroke Modeling and Applications to the Design of EHV and UHV Transmission Lines" M.Sc. Thesis, University of Colorado, 1973.

El rayo "B", cuando se acerca al arco PQ, deberá saltar únicamente a la fase del conductor debido a que la distancia de fase y tierra al arco PQ excede la distancia crítica.

Debido a lo anterior expuesto, la única zona desprotegida es la distancia X_s , donde caerán rayos directamente al conductor en vez de caer sobre el cable de guarda o tierra.

Lo antes propuesto ha sido analizado para rayos que impactarían de manera vertical. Además, la distancia de los conductores a tierra debe ser la altura a la cual se encuentra instalado el conductor menos dos tercios de la flecha del conductor.

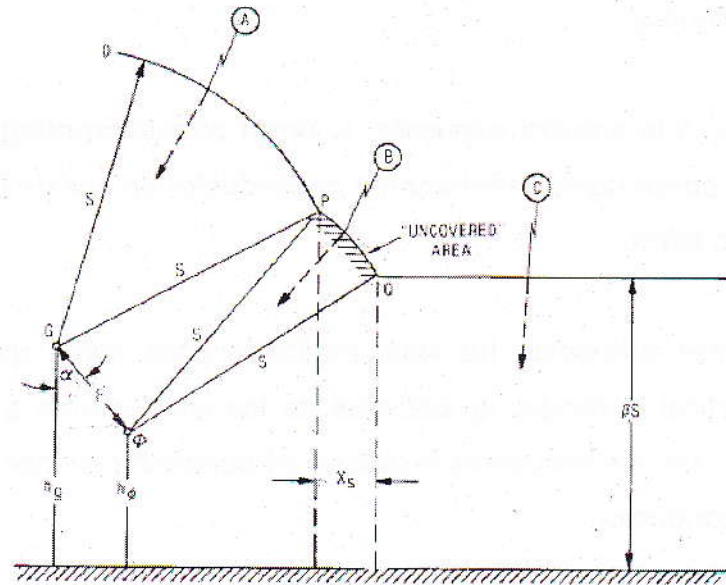
La función de distribución acumulativa de la corriente de pico de un rayo puede aproximarse mediante una distribución fraccional. Así, la probabilidad de que la corriente de pico I_p sea mayor que un valor I se puede obtener según la siguiente expresión:

$$p(i) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}}$$

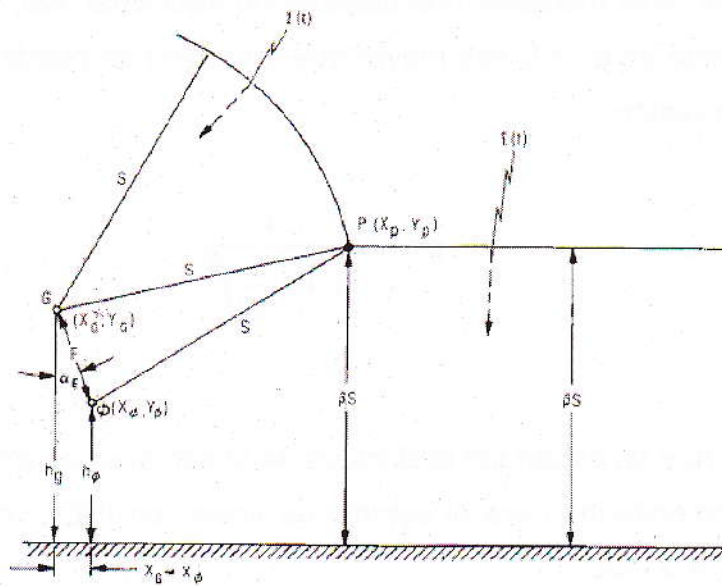
Ecuación 4.2

Donde n_c e I_{50} deben ser deducidos de observaciones experimentales. Los valores recomendados para el estudio de líneas en IEEE Std 1410-1997 son $n_c = 2,6$ e $I_{50} = 31$ kA.

Figura 19. Modelo electro geométrico para fallas de apantallamiento



(A) INCOMPLETE SHIELDING — WIDTH x_s IS UNCOVERED.
STROKE (B) JUMPS TO THE PHASE CONDUCTOR ϕ



(B) EFFECTIVE SHIELDING — UNPROTECTED WIDTH x_s IS REDUCED TO ZERO.

Fuente: EPRI. Transmission line reference book, p. 568.

Si en la figura 19A el cable de guarda se mueve horizontalmente hacia el conductor de fase como se muestra en la figura 19B, la zona desprotegida cambiaría debido a que el arco PQ sería cero y ninguna cresta de rayo debería impactar en la fase del conductor. Este resultado proporcionaría un ángulo efectivo de apantallamiento, α_E . Si la distancia crítica "S" se conoce y $\beta^*s \square Y_\phi$ (altura media del conductor), entonces la solución trigonométrica para el área no protegida X_s será la siguiente:

$$X_s = S * [\cos \theta + \sin(\alpha_s - w)]$$

Ecuación 4.3

Donde:

$$\theta = \sin^{-1} \frac{\beta S - Y_\phi}{S}$$

Ecuación 4.4

$$w = \cos^{-1} \frac{F}{2 * S}$$

Ecuación 4.5

$$\alpha_s = \tan^{-1} \left(\frac{X_\phi - X_G}{Y_G - Y_\phi} \right)$$

Ecuación 4.6

Si $\beta^*s \square Y_\phi$; el $\cos \theta = 1$, ya que $\theta = 0$. Debido a esto la ecuación es la siguiente:

$$X_s = S * [1 + \sin(\alpha_s - w)]$$

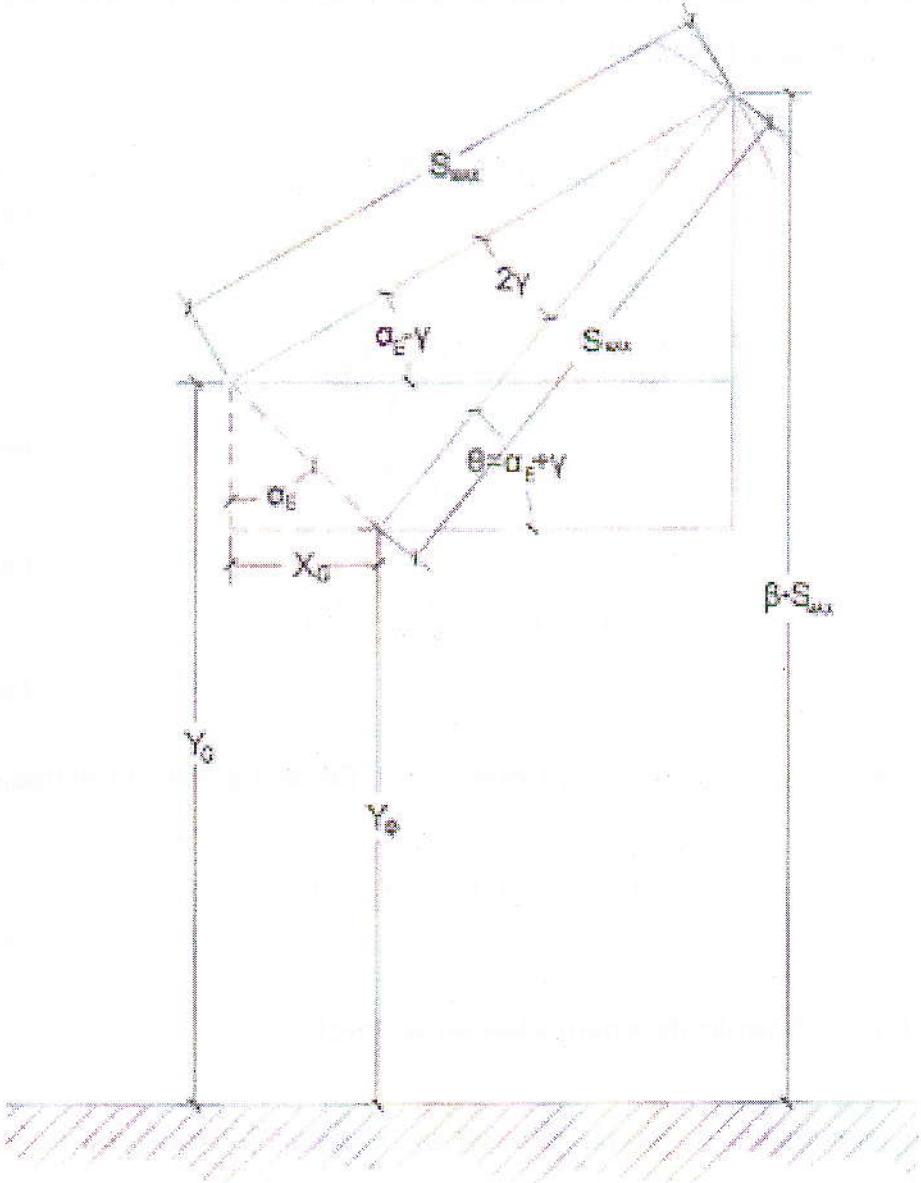
Ecuación 4.7

4.1.1. Ángulo de apantallamiento total

Con la finalidad de poder obtener un apantallamiento total en el diseño usualmente se fija el conductor en ciertas coordenadas y se mueve el cable de guarda de manera horizontal hasta que la zona no protegida sea igual a cero. Esto se logra como se ha dicho anteriormente haciendo que el arco PQ de la

figura 19A sea cero. Teniendo en cuenta lo anterior se presenta la figura 20 con los cambios expuestos.

Figura 20. **Ángulo de apantallamiento perfecto y distancia máxima de choque**



Fuente: EPRI. Transmission line reference book, p. 569.

De la figura 20, se puede obtener el ángulo de apantallamiento perfecto con las siguientes expresiones:

$$\alpha_E - \gamma = \sin^{-1} \left(\frac{\beta * S - Y_G}{S} \right)$$

Ecuación 4.8

$$\alpha_E + \gamma = \sin^{-1} \left(\frac{\beta * S - Y_\phi}{S} \right)$$

Ecuación 4.9

Donde α_E es el ángulo de apantallamiento perfecto, S (m) la distancia crítica, Y_G la altura promedio del conductor de guarda y Y_ϕ la altura promedio del conductor de la fase más expuesta, ambas en metros.

Al sumar las ecuaciones 4.7 y 4.8 se obtiene la siguiente expresión:

$$\alpha_E = \frac{1}{2} * \left[\sin^{-1} \left(\frac{\beta * S - Y_G}{S} \right) - \sin^{-1} \left(\frac{\beta * S - Y_\phi}{S} \right) \right]$$

Ecuación 4.10

Otra forma de deducir el ángulo de apantallamiento perfecto es determinar la distancia horizontal para el apantallamiento perfecto como se puede observar en la figura 20, para luego proceder a calcular el ángulo α_E , con las siguientes expresiones.

$$X_G = \sqrt{S^2 - (\beta * S - Y_\phi)^2} - \sqrt{S^2 - (\beta * S - Y_G)^2}$$

Ecuación 4.11

$$\alpha_E = \tan^{-1} \left(\frac{X_G}{Y_\phi - Y_G} \right)$$

Ecuación 4.12

Es de anotar que para ángulos positivos, X_G será negativo porque el cable de guarda estará a la izquierda del cable conductor.

4.1.2. Tasa de fallas por apantallamiento

Cuando no se cuenta con un efectivo apantallamiento, puede ocurrir una falla por lo que se pueden utilizar las ecuaciones 4.3 y 4.7 para calcular la distancia donde puede ocurrir dicha falla. Para poder calcular la tasa de falla por apantallamiento primero se debe calcular la corriente mínima que producirá flameo si el rayo impactará en el conductor más expuesto, esto debido a que no todos los impactos acaban en un flameo del aislador, sino sólo aquellas sobretensiones que produzcan una sobretensión que supere el nivel de aislamiento a impulso tipo rayo (TCF) del aislador.

$$I_{min} = \frac{2 * V_c}{Z_{\phi}} [kA]$$

Ecuación 4.13

Donde I_{min} (kA) es la corriente mínima que puede producir flameo, V_c (kV) la tensión crítica de flameo del aislador y Z_{ϕ} que es la impedancia característica del conductor, incluyendo el efecto corona en el cálculo según lo expuesto en la sección 5.2.2.

Con la corriente mínima se procede al cálculo de la distancia crítica mínima con la ecuación 4.1, con lo que se puede determinar la distancia X_s que no está protegida.

Como se puede observar en la figura 19A al aumentar la distancia S a una distancia S_{max} , denominada distancia máxima de choque, se reduce el arco PQ a cero; para la distancia S_{max} se presentará una corriente I_{max} que puede causar

falla por apantallamiento. La distancia S_{max} se puede deducir de la ecuación 4.10 y observando la figura 20 debido a que la distancia X_s es cero, por lo que se debe resolver la ecuación cuadrática quedando la siguiente expresión.

$$S_{max} = Y_o * \left(\frac{-B_s - \sqrt{B_s^2 + A_s * C_s}}{A_s} \right)$$

Ecuación 4.14

Donde:

$$Y_o = \frac{Y_\phi + Y_G}{2}$$

Ecuación 4.15

$$A_s = m^2 - m^2 * \beta - \beta^2$$

Ecuación 4.16

$$B_s = \beta * (m^2 + 1)$$

Ecuación 4.17

$$C_s = m^2 + 1$$

Ecuación 4.18

Siendo m la pendiente de la recta OP en la figura 20 y expresándose de la siguiente manera.

$$m = \frac{X_\phi - X_G}{Y_G - Y_\phi}$$

Ecuación 4.19

Con la distancia máxima de choque y la ecuación 4.1 se puede determinar la I_{max} .

Las corrientes que pueden producir fallas por apantallamiento son las corrientes entre I_{min} e I_{max} en el ancho desprotegido X_s calculado con anterioridad. La mitad de este último valor es utilizado para calcular la tasa de fallas por apantallamiento por 100 km por año, con la siguiente expresión.

$$N_{sf} = \frac{N_g}{10} * \frac{X_s}{2} * (P_{min} - P_{max})$$

Ecuación 4.20

Siendo N_{sf} la tasa de fallas por apantallamiento por 100 km por año, X_s (m) distancia desprotegida, P_{min} es la probabilidad de que la corriente exceda la corriente I_{min} , P_{max} es la probabilidad que la corriente I_{max} sea excedida y N_g es la densidad de rayos en la zona (medida en rayos/km² al año) con la siguiente expresión:

$$N_g = 0,04 * T_d^{1,25}$$

Ecuación 4.21

Donde T_d es el nivel ceráunico o número de tormenta al año.

4.2. Cálculo del posicionamiento del cable de guarda

El análisis del posicionamiento del cable de guarda será realizado con forme a las recomendaciones del EPRI y considerando la figura 4 donde se presentaron las siluetas de la estructura típica presentada en sección 2.3, para lo cual se presenta a continuación el resumen de las distancias a utilizar en el desarrollo de los cálculos.

Altura total de la torre = 38,50 m.

Ancho de la torre en la parte más alta = 11,90 m.

Ancho de la torre en la patas del cuerpo 3 = 7,20 m.

Localización del cable de guarda:

Altura del punto de amarre = 38,50 m.

Distancia horizontal del centro de la torre al c.g. = 5,45 m

Distancia entre cable de guarda y conductor = 4,90 m.

Localización del conductor más expuesto:

Altura del punto de amarre = 33,6 m.

Distancia horizontal del centro de la torre al conductor = 5,45 m.

4.2.1. Cálculo de cantidad de rayos a la línea

El cálculo de la cantidad de rayos a la línea se realiza con la siguiente expresión:

$$N_l = N_g * (b + 4 * h^{1,09})$$

Ecuación 4.22

Donde el valor N_g será calculado conforme a la ecuación 4.21, teniendo en cuenta que el nivel cerámico de la línea en estudio es de 50 tormentas al año. Por lo que la densidad de rayos por km^2 al año es de 5,32.

h = es la altura del cable de guarda, 38,5 m

b = distancia entre cables de guarda, 11,5 m

Considerando lo antes expuesto al valuar la ecuación 4.22 la cantidad de rayos a la línea por cada 100 km año es de 97,36.

4.2.2. Cálculo del ángulo de apantallamiento de la estructura

Las distancias promedios de los conductores de cable de guarda y conductor a tierra se realizará según lo expuesto en la sección 4.1 y con la siguiente expresión.

$$Y_{\phi} = h_{\phi} - \frac{2}{3} f_{\phi} [m]$$

Ecuación 4.23

Donde Y_{ϕ} es la distancia promedio del conductor en metros, h_{ϕ} es la altura de amarre del conductor en metros y f_{ϕ} es la flecha del conductor en metros, por lo anterior.

$$Y_{\phi} = 33,6 - \frac{2}{3} * 11,67 = 25,82 [m], \text{ para el cable conductor}$$

$$Y_G = 38,5 - \frac{2}{3} * 10,68 = 31,38 [m], \text{ para el cable de guarda}$$

Luego se procede al cálculo del ángulo de apantallamiento (α) mostrado en la figura 19A para la estructura en estudio con la ecuación 4.6:

$$\alpha_S = \tan^{-1} \left(\frac{X_{\phi} - X_G}{Y_G - Y_{\phi}} \right)$$

Donde $X_{\phi} - X_G$ es la distancia horizontal entre el cable de guarda y la fase más expuesta, siendo esta distancia cero, ya que los cables se encuentran a la misma distancia del centro de la torre. Por lo antes expuesto, el ángulo de apantallamiento es como se describe a continuación:

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{X_{\phi} - X_G}{Y_G - Y_{\phi}} \right) = 0^{\circ}$$

Ecuación 4.24

4.2.3. Cálculo de la corriente máxima para fallas de apantallamiento

Para poder calcular la corriente máxima para fallas por apantallamiento primero se procede al cálculo de la máxima distancia de choque S_{max} con la ecuación 4.14, considerando que $\beta = 1$ por ser una línea de alto voltaje, la pendiente "m" se calcula con la ecuación 4.20 y es igual a cero ya que los cables se encuentran a la misma distancia del centro de la torre; la distancia media de los conductores se evalúa con la ecuación 4.15.

$$Y_o = \frac{Y_\phi + Y_G}{2} = \frac{25,82 + 31,38}{2} = 28,6 \text{ m}$$

Evaluando lo anterior,

$$S_{max} = Y_o * \left(\frac{-B_s - \sqrt{B_s^2 + A_s * C_s}}{A_s} \right) = 28,6 * \left(\frac{-1 - \sqrt{1^2 - 1 * 1}}{-1} \right) = 28,6 \text{ m}$$

Siendo las constantes A_s , B_s y C_s calculadas conforme a las ecuaciones 4.16, 4.17 y 4.18 respectivamente:

$$A_s = m^2 - m^2 * \beta - \beta^2 = 0^2 - 0^2 * 1 - 1^2 = -1$$

$$B_s = \beta * (m^2 + 1) = 1 * (0^2 + 1) = 1$$

$$C_s = m^2 + 1 = 0^2 + 1 = 1$$

Con la distancia encontrada y la ecuación de Love, presentada en el numeral 4.1, se encuentra I_{max} , como se describe a continuación:

$$I_{max} = \sqrt[0,65]{\frac{S_{max}}{10}} = \sqrt[0,65]{\frac{28,6}{10}} = 5,04 \text{ kA}$$

4.2.4. Cálculo de corriente crítica o mínima que puede producir flameo

Para el cálculo de la corriente crítica se debe evaluar la ecuación 4.13.

$$I_{min} = \frac{2 * TCF}{Z_{\phi}} = \frac{2 * 1537,38}{356,48} = 8,625 \text{ kA}$$

Ecuación 4.25

Donde TCF será la tensión crítica de flameo para la cadena de aisladores a instalar para la línea en estudio, donde fueron considerados 18 aisladores tipo estándar o niebla, Z_{ϕ} es la impedancia característica del conductor.

El cálculo de la tensión crítica de flameo para la cadena de aisladores se realizará según lo expuesto en la sección 3.5.1 y la ecuación 3.11:

$$TCF = \left(400 + \frac{710}{t^{0,75}}\right) * L = \left(400 + \frac{710}{6^{0,75}}\right) * 2,628 = 1 537,38 \text{ kV}$$

Donde:

TCF = Tensión crítica de flameo del aislador

t = 6 μ s, tiempo de flameo en μ s.

L = Distancia de aislamiento (distancia de arco en seco de los aisladores)

L = 18*0,146 = 2,628 m

El cálculo de la impedancia característica se realizará según la ecuación

2.13

$$Z_c = 60 * \sqrt{\ln \frac{2*Y_{\phi}}{r_e} * \ln \frac{2*Y_{\phi}}{(R+r_e)}} = 60 * \sqrt{\ln \frac{2*25,82}{0,687} * \ln \frac{2*25,82}{(0,18135+0,687)}} = 356,48\Omega$$

Donde:

La altura promedio del conductor Y_{ϕ} es 25,82 m, antes calculada.

El radio equivalente se debe evaluar con la siguiente expresión:

$$r_e = R_h \sqrt[n]{n * r_s / R_h} = 0,2285 * \sqrt[2]{2 * 0,01033 / 0,2285} = 0,687 \text{ m}$$

Siendo el radio del grupo de conductores R_h calculado como sigue, considerando que S es la separación entre los subconductores y n el número de subconductores:

$$R_h = \frac{S}{2\text{sen}(\pi/n)} = \frac{0,457}{2\text{sen}(\pi/2)} = 0,2285 \text{ m}$$

El radio por influencia de efecto corona se debe calcular con la ecuación 2.12.

$$R * \ln \frac{2 * Y_{\phi}}{R} = \frac{TCF}{E_0}$$

Ecuación 4.26

Donde:

La altura promedio del conductor Y_{ϕ} es 25,82 m, antes calculada.

$TFC = 1\,537 \text{ kV}$

$E_0 = 1\,500 \text{ kV/m}$, según sección 2.5.2

Resolviendo la ecuación 4.26 por Newton-Rapson el radio de la envolvente por efecto corona es 0,18135 m, con un error de $1,99 \times 10^{-15}$.

Luego de obtener la corriente mínima se debe calcular la distancia mínima para la cual no habría rayo que impactara en el cable conductor según la figura 18B, dicha corriente se obtiene de evaluar la ecuación 4.1.

$$S_{min} = 10I_{min}^{0,65} = 10 * 8,625^{0,65} = 40,57 \text{ m}$$

4.2.5. Apantallamiento perfecto

Con la finalidad de obtener el ángulo perfecto que debería tener la estructura a utilizar, se debe realizar el análisis correspondiente empleando la ecuación 4.11, donde se obtendrá la distancia a la cual se debe colocar el cable de guarda respecto del cable conductor.

$$X_G = \sqrt{S_{min}^2 - (\beta * S_{min} - Y_\emptyset)^2} - \sqrt{S^2 - (\beta * S_{min} - Y_G)^2}$$

$$X_G = \sqrt{40,57^2 - (1 * 40,57 - 25,82)^2} - \sqrt{40,57^2 - (1 * 40,57 - 31,38)^2}$$

$$X_G = -1,72 \text{ m}$$

Donde Y_\emptyset y Y_G (m) son las distancias promedios del cable de guarda y conductor a tierra respectivamente y antes calculada, S_{min} la distancia crítica para la cual ningún rayo impactará en el cable de guarda y $\beta = 1$ para líneas de alta tensión.

Con la Ecuación 4.12 y la distancia calculada se puede obtener el ángulo de apantallamiento perfecto.

$$\alpha_E = \tan^{-1} \left(\frac{X_G}{Y_\emptyset - Y_G} \right) = \tan^{-1} \left(\frac{-1,72}{25,82 - 31,38} \right) = 0,2688 \text{ rad} = 15,40^\circ$$

Lo anterior muestra que la estructura tiene un apantallamiento eficiente, lo cual es debido a que el ángulo de apantallamiento perfecto ($\alpha_E = 15,40^\circ$) es mayor al ángulo de apantallamiento ($\alpha = 0^\circ$) de la estructura calculado con la Ecuación 4.24.

Considerando lo anterior, se puede deducir que la distancia no protegida es cero; sin embargo, para asegurar dicha aseveración se debe calcular la distancia X_S con la Ecuación 4.3.

$$X_S = S_{min} * [\cos \theta + \sin(\alpha - w)] = 40,57 * [\cos 9,9 + \sin(0 - 90)] = -0,6 \text{ m}$$

Donde $\alpha = 0$ según la Ecuación 4.24, $S_{min} = 40,57$ según la sección 4.2., $\theta = 9,898^\circ$ debido a la Ecuación 4.4 y $w = 90^\circ$ según la Ecuación 4.5 y considerando que un único cable de guarda será instalado.

Por lo anterior, la distancia sin protección en la estructura es -0,6 m, es decir no hay área sin protección.

4.3. Tasa de fallas por apantallamiento

La tasa de fallas por apantallamiento por cada 100 km/año se evaluará en la Ecuación 4.20, considerando que $N_g = 5,32$, $X_S = -0,6 \text{ m}$, P_{min} es la probabilidad de que la corriente I_{min} sea excedida y P_{man} la probabilidad que I_{max} sea excedida, dichas probabilidades serán calculadas con la ecuación 4.2.

Para $I > I_{\min}$:

$$p(I > I_{\min}) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{8,63}{31}\right)^{2,6}} = 0,9653$$

Para $I > I_{\max}$:

$$p(I > I_{\max}) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{5,036}{31}\right)^{2,6}} = 0,9912$$

Con los anteriores resultados se puede evaluar la siguiente expresión:

$$N_{sf} = \frac{N_g}{10} * \frac{X_s}{2} * (P_{\min} - P_{\max}) = \frac{5,32}{10} * \frac{-0,6}{2} * (0,9653 - 0,9912)$$

$$N_{sf} = 0,0042$$

Por lo anterior, la tasa de fallas por apantallamiento es de 0,0042 fallas por 100 km de línea por año.

4.4. Fallas por flameo inverso

Para obtener la tasa de fallas por flameo inverso se utilizará el método simplificado de los dos puntos recomendado por el EPRI, para evaluar el comportamiento de una línea de transmisión ante descargas atmosféricas.

Para los cálculos se considera que la resistencia de puesta a tierra de la estructura con la que se realizarán los cálculos es de 10Ω y en la siguiente sección se presentará la gráfica correspondiente a la variación de fallas por flameo inverso con la variación de resistencia de puesta a tierra.

Datos geométricos de la estructura:

Altura total de la torre = 38,50 m

Ancho de cintura en la estructura = 7,46 m

Vano promedio = 458 m

Localización del cable de guarda:

Altura del punto de amarre = 38,50 m

Distancia horizontal del centro de la torre al c.g. = 5,45 m

Distancia entre cable de guarda y conductor de la fase A = 4,90 m

Localización de los conductores:

Altura del punto de amarre de la fase A = 33,6 m

Distancia horizontal del centro de la torre al conductor = 5,45 m

Altura del punto de amarre de la fase C = 26,6 m

Distancia horizontal del centro de la torre al conductor = 5,45 m

Altura del punto de amarre de la fase D = 19,6 m

Distancia horizontal del centro de la torre al conductor = 5,45 m

4.4.1. Tensión crítica de la cadena de aisladores

De acuerdo a lo expuesto en la sección 3.5.1 y la Ecuación 3.11, se pueden obtener las tensiones críticas de flameo para la distancia de arco en seco (L) en la cadena de aisladores para "t" igual a 2 μ s y 6 μ s.

$$V(f2\mu s) = \left(400 + \frac{710}{t^{0,75}}\right) * L = \left(400 + \frac{710}{2^{0,75}}\right) * 18 * 0,146 = 2154,96 \text{ kV}$$

$$V(f6\mu s) = \left(400 + \frac{710}{t^{0,75}}\right) * L = \left(400 + \frac{710}{6^{0,75}}\right) * 18 * 0,146 = 1537,38 \text{ kV}$$

Con el voltaje de flameo a 2 μs se obtiene el voltaje en la cima de la estructura como sigue:

$$V(ct) = 1,8 * 2 154,96 = 3 878,93 \text{ kV}$$

4.4.2. Impedancia equivalente del cable de guarda

La impedancia equivalente del cable de guarda se obtiene con la Ecuación 2.17 y Ecuación 2.18.

$$Z_{cg} = 60 * \sqrt{\ln \frac{2 * h_{cg}}{r_{cg}} * \ln \frac{2 * h_{cg}}{R}} = 60 * \sqrt{\ln \frac{2 * 38,5}{0,0068} * \ln \frac{2 * 38,5}{0,5678}} = 410,07 \Omega$$

Donde $h_{cg} = 38.5 \text{ m}$ es la altura del cable de guarda, $r_{cg} = \frac{13,6 \text{ mm}}{2} = 0,0068 \text{ m}$ es el radio del cable de guarda y $R \text{ (m)}$ es el radio de la envolvente de efecto corona el cual se debe calcular con la Ecuación 2.12, resolviendo dicha ecuación por Newton-Rapson el radio de la envolvente por efecto corona es $0,51678 \text{ m}$ con un error de $2,65 \times 10^{-09}$.

Luego se obtiene la impedancia equivalente Z_{eq} con la siguiente expresión:

$$Z_{eq} = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2} = 410,07 [\Omega]$$

Donde $Z_{11} = Z_{cg}$ es la impedancia característica propia del conductor y Z_{12} es la impedancia mutua entre los cables de guarda de la estructura, debido a que únicamente se instalará un cable de guarda la impedancia característica del cable de guarda es igual a la impedancia equivalente.

4.4.3. Impedancia equivalente de la torre

De acuerdo a la figura 6, la torre de la línea en estudio será la clase 1; por lo anterior, la Ecuación 2.1 representa la impedancia de la torre:

$$Z_T = 30 \ln \left[2 \left(\frac{h_T^2 + r^2}{r^2} \right) \right] = 30 \ln \left[2 \left(\frac{38,5^2 + \left(\frac{7,46}{2} \right)^2}{\left(\frac{7,46}{2} \right)^2} \right) \right] = 161,13 \Omega$$

Donde:

$h_T = 38,5$ m, es la altura total de la torre.

$2 \cdot R = 7,46$ m, ancho en la parte media de la torre.

4.4.4. Tiempos de viaje de la onda

El tiempo (τ_T) de viaje de la onda de rayo a través de la estructura se puede obtener del cociente entre la altura de la torre y la velocidad de la luz.

$$\tau_T = \frac{38,5 \text{ m}}{300 \text{ m}/\mu\text{s}} = 0,128 \mu\text{s}$$

Ecuación 4.27

De otra parte, con la expresión anterior se debe calcular el tiempo de viaje de la onda desde la parte superior de la torre a la cruceta de cada fase.

$$T_{\tau A} = \frac{4,9 \text{ m}}{300 \text{ m}/\mu\text{s}} = 0,0163 \mu\text{s}$$

Ecuación 4.28

$$T_{\tau b} = \frac{11,9 \text{ m}}{300 \text{ m}/\mu\text{s}} = 0,0396 \mu\text{s} \quad \text{Ecuación 4.29}$$

$$T_{\tau c} = \frac{18,9 \text{ m}}{300 \text{ m}/\mu\text{s}} = 0,0630 \mu\text{s} \quad \text{Ecuación 4.30}$$

El tiempo (τ_s) de viaje de la onda de rayo a la torre adyacente y de regreso a través del vano promedio (458 m) se obtiene con la siguiente expresión:

$$\tau_s = \frac{Vano_{prom}}{300 * 0,9} = \frac{458}{300 * 0,9} = 1,69 \mu\text{s}$$

Ecuación 4.31

4.4.5. Cálculo de tensiones a 2 μs

La corriente, asumida en los siguientes cálculos es la cresta de corriente de la figura 17, la cual se asume de 1 p.u.

4.4.5.1. Tensión en la cima de la torre

La tensión real $(V_{TR})_2$ en la cima de la torre calculada a 2 μs se obtiene con la siguiente expresión:

$$(V_{TR})_2 = (V_T)_2 + (V_{T'})_2 \text{ [kV]}$$

Ecuación 4.32

Donde $(V_T)_2$ es la tensión en la cima de la torre y $(V_{T'})_2$ es la tensión reflejada en la cima de la torre proveniente de la torre adyacente, obteniéndose de la siguiente manera:

$$(V_T)_2 = \left[Z_I - \frac{Z_W}{1 - \Psi} * \left(1 - \frac{\tau_T}{1 - \Psi} \right) \right] * I$$

Ecuación 4.33

Donde Z_I (Ω) es la impedancia intrínseca del circuito, Z_W (Ω) es la impedancia de la onda constante de la torre y Ψ es el factor de amortiguamiento de la torre. Cada elemento se calcula a continuación:

$$Z_I = \frac{Z_{eq} * Z_T}{Z_{eq} + 2 * Z_T} = \frac{410,07 * 161,13}{410,07 + 2 * 161,13} = 90,22 \Omega$$

$$Z_W = \left[\frac{2 * Z_{eq}^2 * Z_T}{(Z_{eq} + 2 * Z_T)^2} \right] * \left[\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right] = \left[\frac{2 * 410,07^2 * 161,13}{(410,07 + 2 * 161,13)^2} \right] * \left[\frac{410 - 10}{410 + 10} \right]$$

$$Z_W = 89,23 \Omega$$

$$\Psi = \left(\frac{2 * Z_T - Z_{eq}}{2 * Z_T + Z_{eq}} \right) \left(\frac{Z_T - Z_{eq}}{Z_T + Z_{eq}} \right) = \left(\frac{2 * 161,13 - 410,07}{2 * 161,13 + 410,07} \right) \left(\frac{161,13 - 410,07}{161,13 + 410,07} \right)$$

$$\Psi = -0,106$$

Al evaluar lo anterior en la Ecuación 4.33 la tensión en la cima de la torre es $(V_T)_2 = 18,9 p.u.$

La tensión reflejada proveniente de la torre adyacente se de calcular con la siguiente ecuación:

$$(V_T)_2 = \left(\frac{-4 * K_S * (V_T)_2^2}{Z_{eq}} \right) * \left(\frac{1 - 2 * (V_T)_2}{Z_{eq}} \right) * (1 - \tau_S)$$

Ecuación 4.34

Donde $K_S = 0,85$ es el factor de atenuación por el vano recomendado por EPRI, por lo que al evaluar la Ecuación 4.34 la tensión reflejada en la cima de la torre es: $(V_{T'})_2 = -0,185 p.u.$

Por lo anterior, al evaluar la Ecuación 4.32 se obtiene la tensión real en la cima de la torre con un valor de $(V_{TR})_2 = 18,71 p.u.$

4.4.5.2. Tensión a través de la resistencia de puesta a tierra

La tensión real $(V_{RR})_2$ en p.u. que atravesará la resistencia de puesta a tierra a los 2 μs se obtiene con la siguiente expresión:

$$(V_{RR})_2 = (V_R)_2 + (V_{T'})_2 [p.u.]$$

Ecuación 4.35

Donde $(V_{T'})_2$ es la tensión reflejada en la cima de la torre proveniente de la torre adyacente y $(V_R)_2$ es el voltaje a través de la resistencia de puesta a tierra calculándose de la siguiente forma:

$$(V_R)_2 = \left[\left(\frac{\alpha_R * Z_I}{1 - \Psi} \right) * \left(1 - \frac{\Psi * \tau_T}{1 - \Psi} \right) \right] * I$$

Ecuación 4.36

Donde $Z_I (\Omega)$ es la impedancia intrínseca del circuito, $\tau_T (\mu s)$ es el tiempo de viaje de la onda a través de la torre, Ψ es el factor de amortiguamiento de la torre y α_R es el factor de refracción de la resistencia de puesta a tierra la cual se calcula a continuación:

$$\alpha_R = \frac{2 * R}{R + Z_T} = \frac{2 * 10}{10 + 410,07} = 0,1169$$

Evaluando la ecuación 4.36 la tensión que atravesará la resistencia de puesta a tierra es $(V_R)_2 = 9,65 \text{ p.u.}$ Por lo anterior, el voltaje real a través de la resistencia de puesta a tierra será $(V_{RR})_2 = 9,467 \text{ p.u.}$

4.4.5.3. Tensión inducida en las crucetas por fase

La tensión inducida en la cruceta de cada fase $(V_{C\phi})_2$ de la torre se puede calcular con la siguiente expresión:

$$(V_{C\phi})_2 = (V_{RR})_2 + \left(\frac{\tau_T - T_{\tau\phi}}{\tau_T} \right) * [(V_{TR})_2 - (V_{RR})_2]$$

Ecuación 4.37

Donde ϕ es la fase correspondiente (A, B, C), $(V_{RR})_2$ es el voltaje en p.u. real a través de la resistencia de puesta a tierra, $(V_{TR})_2$ es el voltaje en p.u. real en la cima de la torre, τ_T (μs) es el tiempo de viaje de la onda a través de la torre y $T_{\tau\phi}$ es el tiempo de viaje de la onda desde la cima hasta cada cruceta.

Evaluando la ecuación 4.37 para cada fase se obtienen los siguientes valores:

$$(V_{CA})_2 = 17,54 \text{ p.u.}$$

$$(V_{CB})_2 = 15,86 \text{ p.u.}$$

$$(V_{CC})_2 = 14,17 \text{ p.u.}$$

4.4.5.4. Tensión a través del aislamiento por fase

El voltaje que atravesará el aislamiento $(V_{S\phi})_2$ en cada fase será la diferencia entre el voltaje pico en cada cruceta y el voltaje pico de cada conductor, lo cual se expresa mediante la siguiente expresión:

$$(V_{S\phi})_2 = (V_{C\phi})_2 - K_{\phi} * (V_{TR})_2 [p.u.]$$

Ecuación 4.38

Donde ϕ es la fase correspondiente (A, B, C), $(V_{C\phi})_2$ es la tensión inducida en p.u. en la cruceta de cada fase, $(V_{TR})_2$ es la tensión real en p.u. en la cima de la torre, K_{ϕ} es el factor de acoplamiento de cada conductor de fase con respecto al cable de guarda y se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$K_{\phi} = \frac{Z_{\phi 1} + Z_{\phi 2}}{Z_{11} + Z_{12}}$$

Ecuación 4.39

Donde ϕ es la fase correspondiente (A, B, C), $Z_{11} [\Omega]$ es la impedancia característica del cable de guarda, $Z_{12} [\Omega]$ es la impedancia mutua del cable de guarda 1 respecto del cable de guarda 2, $Z_{\phi 1} [\Omega]$ es la impedancia mutua de la fase ϕ respecto del cable de guarda 1 y $Z_{\phi 2} [\Omega]$ es la impedancia mutua de la fase ϕ respecto del cable de guarda 2; la impedancia mutua se obtiene con la ecuación 2.19 y la figura 7.

Debido a que se instalará un único cable de guarda en la estructura $Z_{\phi 2} = Z_{12} = 0$ y $Z_{11} = Z_{eq} = 410,07 \Omega$. Aplicando la Ecuación 4.39 para cada impedancia mutua de cada conductor respecto del cable de guarda las impedancias mutuas son las siguientes:

$$Z_{A1} = 161,33 \Omega$$

$$Z_{B1} = 101,96 \Omega$$

$$Z_{C1} = 67,38 \Omega$$

Y el factor de acoplamiento por fase son los siguientes:

$$K_A = \frac{Z_{A1}}{Z_{11}} = \frac{161,33}{410,07} = 0,393$$

$$K_B = \frac{Z_{B1}}{Z_{11}} = \frac{101,96}{410,07} = 0,249$$

$$K_C = \frac{Z_{C1}}{Z_{11}} = \frac{67,38}{410,07} = 0,164$$

Por lo anterior, al valuar la Ecuación 4.38 con las tensiones de las crucetas de cada fase, el voltaje en la cima de la torre y los factores de acoplamiento antes calculado. Los voltajes $(V_{S\phi})_2$ por fase son los siguientes:

$$(V_{SA})_2 = 10,17 \text{ p.u.}$$

$$(V_{SB})_2 = 11,20 \text{ p.u.}$$

$$(V_{SC})_2 = 11,10 \text{ p.u.}$$

4.4.6. Cálculo de tensiones a 6 μ s

La corriente asumida en los siguientes cálculos es la parte plana de corriente en p.u. de la figura 17, la cual se asume de 1 p.u.

4.4.6.1. Tensión en la cima de la torre

La tensión real $(V_{TR})_6$ en la cima de la torre calculada a 6 μ s se obtiene con la siguiente expresión:

$$(V_{TR})_6 = \left(\frac{Z_{eq} * R}{Z_{eq} + 2 * R} \right) * I$$

Ecuación 4.40

Donde Z_{eq} [Ω] es la impedancia equivalente del cable de guarda, R [Ω] es la resistencia de puesta a tierra. Al evaluar la ecuación anterior el $(V_{TR})_6 = 9,535$ p.u.

La tensión reflejada de la torre adyacente a los 6 μ s aun no ha desaparecido completamente por lo que se debe calcular con la siguiente expresión:

$$(V_{T'})_6 = -4 * K_S * Z_{eq} * \left(\frac{R}{Z_{eq} + 2 * R} \right)^2 * \left(1 - \frac{2 * R}{Z_{eq} + 2 * R} \right) * I$$

Ecuación 4.41

Donde $K_S = 0,85$ es el factor de atenuación por el vano recomendado por EPRI. Por lo que al evaluar la Ecuación 4.41 la tensión reflejada en la cima de la torre $(V_{T'})_6 = -0,719$ p.u.

4.4.6.2. Tensión a través del aislamiento por fase

El voltaje que atravesará el aislamiento $(V_{S\phi})_6$ en cada fase será la suma del voltaje en la cima de la torre y la tensión reflejada de la torre adyacente, como se describe a continuación:

$$(V_{S\phi})_6 = ((V_{TR})_6 + (V_{T'})_6) * (1 - K_\phi)$$

Ecuación 4.42

Donde ϕ es la fase correspondiente (A, B, C), $(V_{TR})_6$ es la tensión en la cima de la torre, $(V_{T'})_6$ es la tensión reflejada en la cima de la torre y K_ϕ es el factor de acoplamiento de cada conductor de fase con respecto al cable de guarda calculado anteriormente. Por lo que al evaluar la Ecuación 4.42:

$$(V_{SA})_6 = 5,35 \text{ p.u.}$$

$$(V_{SB})_6 = 6,62 \text{ p.u.}$$

$$(V_{SC})_6 = 7,37 \text{ p.u.}$$

4.4.7. Cálculo de la corriente crítica que producirá flameo

4.4.7.1. Corriente crítica a 2 μ s

La corriente crítica que puede producir flameo en los aisladores se obtiene con la siguiente expresión:

$$(I_{C\phi})_2 = \frac{820 * L}{(V_{S\phi})_2}$$

Ecuación 4.43

Donde ϕ es la fase correspondiente (A, B, C), L (m) es la distancia de arco en seco para la cadena de 18 aisladores estándar, $(V_{S\phi})_2$ es el voltaje que atravesará el aislamiento por fase. Al evaluar la anterior ecuación se obtiene las siguientes corrientes críticas:

$$(I_{CA})_2 = 211,80 \text{ p.u.}$$

$$(I_{CB})_2 = 192,36 \text{ p. u.}$$

$$(I_{CC})_2 = 194,15 \text{ p. u.}$$

4.4.7.2. Corriente crítica a 6 μs

La corriente crítica que puede producir flameo en los aisladores se obtiene con la siguiente expresión:

$$(I_{C\phi})_6 = \frac{585 * L}{(V_{S\phi})_6}$$

Ecuación 4.44

Donde ϕ es la fase correspondiente (A, B, C), L (m) es la distancia de arco en seco para la cadena de 18 aisladores estándar, $(V_{S\phi})_6$ es el voltaje que atravesará el aislamiento por fase. Al evaluar la anterior ecuación se obtiene las siguientes corrientes críticas:

$$(I_{CA})_6 = 287,48 \text{ p. u.}$$

$$(I_{CB})_6 = 232,09 \text{ p. u.}$$

$$(I_{CC})_6 = 208,66 \text{ p. u.}$$

4.4.8. Probabilidad de que la corriente que producirá flameo sea excedida

La probabilidad de que la corriente pico de un rayo sea excedida aumenta cuanto menos sea el pico de corriente de rayo que se genere. Por lo anterior, se selecciona las corrientes críticas menores $I_{C\phi}$ por fase calculada para los tiempos de 2 μs y 6 μs ; para proceder a construir la gráfica de las corrientes que producirán flameo inverso con la siguiente ecuación:

$$I_{c\phi}(t) = \left[\frac{V_{c\phi} - V_{o\phi} * (\sin(\theta_{\phi} - \alpha_{\phi}))}{V_{c\phi}} \right] * I_{c\phi}$$

Ecuación 4.45

Donde ϕ es la fase correspondiente (A, B, C), $V_{c\phi}$ es la tensión crítica de la cadena de aisladores para $I_{c\phi}$, $V_{o\phi} = \frac{230*\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ que es el voltaje rms fase-tierra de la línea, θ_{ϕ} es el ángulo para el voltaje instantáneo en radianes y α_{ϕ} es el desfase que existe entre las corrientes en un sistema trifásico (0° , $+120^{\circ}$ o -120°).

Las corrientes críticas que producirán flameo son las que se generan para un tiempo de 2 μ s, por lo que la tensión seleccionada $V_{c\phi} = 2\,154,96\text{ kV}$ para todas las fases.

Al ingresar los valores en la Ecuación 4.45, se obtiene las siguientes expresiones con las que se debe generar la respectiva gráfica:

$$I_{cA}(t) = \left[\frac{2\,154,96 - 187,79 * \sin(\theta_A)}{2\,154,96} \right] * 211,80$$

Ecuación 4.46

$$I_{cB}(t) = \left[\frac{2\,154,96 - 187,79 * (\sin(\theta_B + 120^{\circ}))}{2\,154,96} \right] * 192,36$$

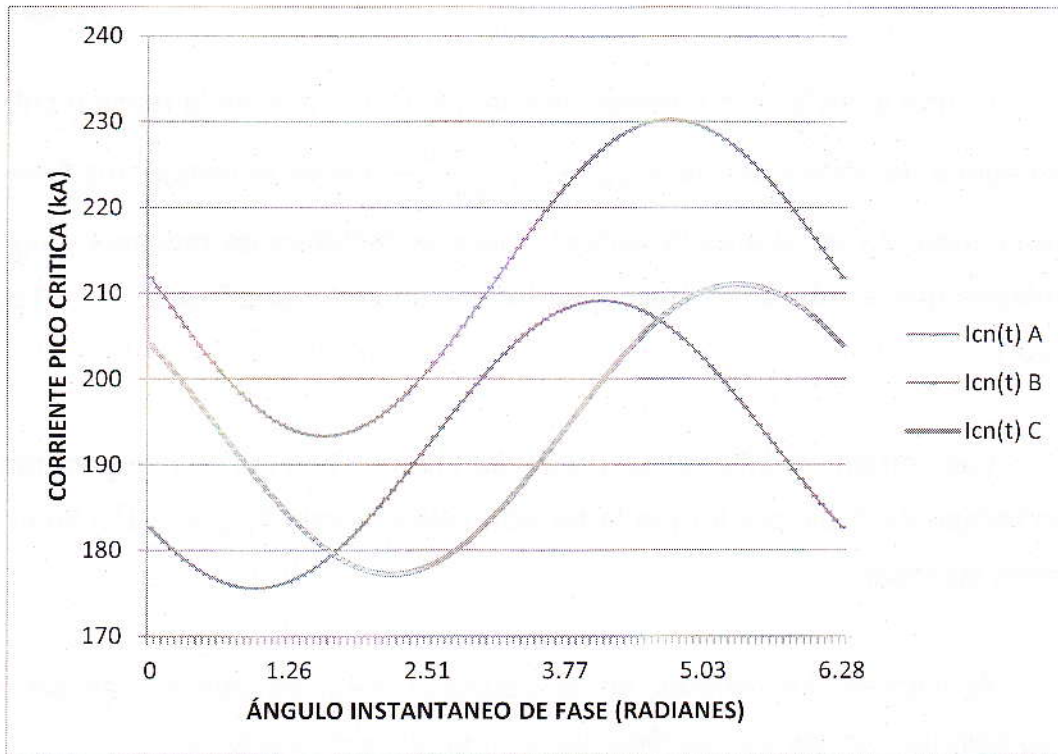
Ecuación 4.47

$$I_{cC}(t) = \left[\frac{2\,154,96 - 187,79 * (\sin(\theta_C - 120^{\circ}))}{2\,154,96} \right] * 194,15$$

Ecuación 4.48

Con las anteriores ecuaciones y Excel se obtiene la siguiente figura:

Figura 21. Variación de la corriente crítica para flameo inverso



Fuente: elaboración propia.

Con la anterior figura se observa que las fases B y C son las que presentan las corrientes críticas más bajas, por lo que se debe estimar el porcentaje de tiempo que cada fase predomina, siendo éste:

% en que la fase A predomina = 0,00%

% en que la fase B predomina = 53,47%

% en que la fase C predomina = 46,53%

Para los tiempos en los que cada fase es dominante se debe calcular la corriente promedio con la siguiente expresión:

$$I'_{c\phi} = \left[1 + \left(\frac{V_{o\phi}}{V_{c\phi}} \right) \left(\frac{\cos(\theta_2 - \alpha_\phi) - \cos(\theta_1 - \alpha_\phi)}{\theta_2 - \theta_1} \right) \right] * I_{c\phi}$$

Ecuación 4.49

Donde θ_2 es el ángulo en radianes del límite mayor donde cambia la fase predominante y θ_1 es el ángulo en radianes del límite inferior donde cambia la fase predominante. Al observar la figura 21 existen dos cambios de fases predominantes (B a C y C a B), para obtener los ángulos de dichos cambios se debe igualar la Ecuación 4.47 con la Ecuación 4.48 y despejar el ángulo θ .

Los ángulos son los siguientes $\theta_{BC} = 94,86^\circ$ y $\theta_{CB} = 264,39^\circ$; y las corrientes medias al evaluar la Ecuación 4.49 por fase son las siguientes:

$$I'_{cA} = 0$$

$$I'_{cB1} = \left[1 + \left(\frac{187,79}{2\ 154,96} \right) \left(\frac{\cos\left(1,66 + \frac{2 * \pi}{3}\right) - \cos\left(0 + \frac{2 * \pi}{3}\right)}{1,66 - 0} \right) \right] * 192,4$$

$$I'_{cB1} = 189,11 \text{ kA}$$

$$I'_{cC} = \left[1 + \left(\frac{187,79}{2\ 154,96} \right) \left(\frac{\cos\left(4,61 + \frac{2 * \pi}{3}\right) - \cos\left(1,66 + \frac{2 * \pi}{3}\right)}{4,61 - 1,66} \right) \right] * 194,15$$

$$I'_{cC} = 184,32 \text{ kA}$$

$$I'_{cB2} = \left[1 + \left(\frac{187,79}{2\ 154,96} \right) \left(\frac{\cos\left(6,28 + \frac{2 * \pi}{3}\right) - \cos\left(4,61 + \frac{2 * \pi}{3}\right)}{6,28 - 4,61} \right) \right] * 192,4$$

$$I'_{cB2} = 178,19 \text{ kA}$$

Teniendo en cuenta las corrientes antes calculadas y la ecuación 4.2 se obtiene la probabilidad de ser excedida cada una de las corrientes. Para la fase B se debe utilizar la menor corriente para obtener la mayor probabilidad.

$$p(I > I'_{cB2}) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{178,19}{31}\right)^{2,6}} = 0,01049$$

$$p(I > I'_{cC}) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{184,32}{31}\right)^{2,6}} = 0,0096$$

4.5. Tasa de fallas por flameo inverso

La cantidad de rayos que impacten la torre y que produzcan flameo inverso por cada 100 km/año se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$N_{Tfi} = N_{fiA} + N_{fiB} + N_{fiC} = 0 + 0,3275 + 0,2613 = 0,5888$$

Ecuación 4.50

Donde N_{fiA} , N_{fiB} , y N_{fiC} son la cantidad de rayos que impactarán en la torre y que provocarán fallas por flameo inverso en cada fase, obteniéndose de con la siguiente expresión:

$$N_{fi\phi} = p(I > I'_{c\phi}) * (0,6 * N_l) * (\% \text{ en que la fase } \phi \text{ predomina})$$

Ecuación 4.51

Donde ϕ es la fase correspondiente (A, B, C), $p(I > I'_{c\phi})$ es la probabilidad que la $I'_{c\phi}$ sea excedida, $N_l = 97,36$ es la cantidad de rayos a la línea calculado con anterioridad y % en que la fase predomina obtenido de la figura 21.

Evaluando la Ecuación 4.51, se obtiene la cantidad de rayos que impactarán en la torre y que producirán flameo:

$$N_{fiA} = 0$$

$$N_{fiB} = 0,3275$$

$$N_{fiC} = 0,2613$$

Faint, illegible text at the top of the page, possibly bleed-through from the reverse side.

5. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y POSICIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA

Los resultados antes calculados deberán ser analizados para confirmar el cumplimiento de las Normas Técnicas de Guatemala.

5.1. Análisis de la distancia eléctricas

El análisis de las distancias eléctricas es de gran importancia para garantizar el adecuado nivel de aislamiento, donde se deben considerar las condiciones atmosféricas del terreno y por requerimientos de seguridad en el diseño se aumentan dichas distancias.

5.1.1. Análisis de la distancia de fase

La familia de estructura a utilizar en la línea tiene configuración vertical se analizará la distancia fase-tierra debido a que la distancia entre fases será mucho mayor por la configuración de la línea. La NTDOID de Guatemala en el Título II, Artículo 18.5 "Distancia vertical entre conductores de línea", no especifica un valor mínimo de distancia de fase para el nivel de tensión de 230 kV; de acuerdo a lo anterior, se procederá al cálculo de la distancia a partir de la Tensión Crítica de Flameo, TCF.

De acuerdo a la norma IEEE Std. 1313.1, el Nivel Básico de Impulso, NBI, estadístico de una aislación corresponde a la tensión, en términos de valor pico, y de frente rápido, que es capaz de soportar sin romperse el 90% de las veces que es aplicada.

De otra parte, se define la Tensión Crítica de Flameo como la tensión, en términos de valor pico, y de frente rápido, para la cual el aislamiento se rompe el 50% de las veces que es aplicada.

Considerando una desviación estándar de 3% para aislamiento por rayo, según norma IEEE Std 1313,2-1999, valuando en la siguiente expresión se tiene:

$$TCF = \frac{NBI}{1 - 1,3\sigma}$$

Ecuación 5.1

Las sobretensiones a las cuales están sometidas las cadenas de aisladores en una línea de transmisión difícilmente tendrán una forma de onda como la del impulso de rayo normalizado, por lo que algún resguardo debe tomarse.

Empleando la ecuación 5.1 y considerando un margen de seguridad de 5% para dar cuenta de la situación antes expuesta, tal como se hace en el caso de aislamientos externos, según lo expuesto en la norma IEEE 60071-1, se obtiene la siguiente expresión:

$$TCF = 1,05 \frac{NBI}{0,961}$$

Ecuación 5.2

Sin embargo, de acuerdo a la Norma IEC 60071-2, se debe considerar una corrección por altura ya que la rigidez del aislamiento disminuye como función lineal de la densidad relativa del aire, con la Ecuación 1.1.

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

Ecuación 5.3

Donde:

H = Altura sobre el nivel del mar, en metros.

H = 2 545 msnm

m: 0,8, para aisladores tipo niebla en ambientes con contaminación.

El factor de corrección por altura a ser tenido en consideración es de $K_a = 1,284$.

De acuerdo con la tabla III se utiliza en un NBI de 1 050 kV, valuado en la Ecuación 5.2 y considerando el factor de corrección por altura se obtiene una $TCF = 1 466,95$.

A partir de conocer la Tensión Crítica de Flameo se puede calcular la distancia mínima de fase a tierra con la siguiente expresión:

$$d_{ft} = \frac{TCF}{K_r}$$

Ecuación 5.4

Donde K_r es el Factor geométrico de entrehierros (electrodos) para sobretensiones por rayo igual a 550.

Valuando la expresión anterior se obtiene un distancia mínima fase a tierra de 2,67 m. Para la línea se han seleccionado 18 aisladores con una distancia de paso de 0,146 m cada uno, a esto se le debe añadir un 5% debido a los herrajes que serán utilizados.

Teniendo en cuenta lo anterior, la distancia fase-tierra considerada para la línea es mayor en un 3,34%, esto es un resultado conservador considerando

que el factor por altura empleado en el cálculo corresponde a la mayor altitud de la línea y conforme menor altitud menor será la distancia crítica requerida.

5.1.2. Análisis de la distancia verticales

Considerando la Norma Técnica de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDOID-, en el Título II, Artículo 18; establece las distancias de mínimas de seguridad de una instalación eléctrica área con respecto varias instalaciones.

La altura que debe tener una línea de transmisión respecto a tierra para el cruzamiento de una vía férrea no electrificada está definida por la siguiente expresión, de acuerdo a la norma antes mencionada:

$$H_f = 8,1 + 0,01 (V_m - 22 \text{ kV}) [m]$$

Ecuación 5.5

Debido a que lo anteriormente descrito no aplica para la línea en estudio, dicha altura no será evaluada.

La altura mínima que debe tener el conductor más bajo de una línea de transmisión para aceras o caminos accesibles sólo a peatones se obtiene con la siguiente expresión, de acuerdo a la norma antes mencionada:

$$H_p = 4,4 + 0,01 (V_m - 22 \text{ kV}) [m]$$

Ecuación 5.6

La altura mínima que debe tener el conductor más bajo de una línea de transmisión para el cruzamiento de carreteras, calles, caminos y otras áreas

usadas para tránsito se obtiene con la siguiente expresión, de acuerdo a la norma antes mencionada:

$$H_c = 8,1 + 0,01 (V_m - 22 \text{ kV}) [m]$$

Ecuación 5.7

La altura mínima que debe tener el conductor más bajo de una línea de transmisión para el cruzamiento aguas donde no está permitida la navegación se obtiene con la siguiente expresión, de acuerdo a la norma antes mencionada:

$$H_a = 5,21 + 0,01 (V_m - 22 \text{ kV}) [m]$$

Ecuación 5.8

Donde $V_m = \frac{242}{\sqrt{3}} = 139,71 \text{ kV}$ ya que es la máxima tensión de operación fase-tierra de la línea en estudio. De otra parte, la NTDOID considera que las alturas antes calculadas deben ser corregidas para la altura de instalación con la siguiente expresión:

$$H' = H * 0,03 * \left(\frac{H_{ins} - 1\,000}{300} \right) = 0,18 \text{ m}$$

Ecuación 5.9

Donde H_{ins} es la altura de la instalación (2 545 m.s.n.m) y H es la distancia que se debe añadir por corrección de voltaje de acuerdo a la norma antes mencionada.

$$H = 0,01 (V_m - 22 \text{ kV}) = 0,01(139,71 - 22) = 1,1945 \text{ m}$$

Al evaluar las distancias mínimas requeridas con la corrección por altura se obtienen los siguientes valores:

$$H_p = 5,78 \text{ m}$$

$$H_c = 6,98 \text{ m}$$

$$H_a = 6,58 \text{ m}$$

Considerando la altura mínima del conductor más bajo de la estructura típica en el punto de amarre (19,6 m) y la flecha promedio (11,67 m), se obtiene un valor de altura mínima del conductor de 7,93 m respecto del suelo en el vano medio.

Por lo anterior, se considera que la altura del conductor más bajo es aceptable ya que se han calculado las distancias para la mayor altura de la línea. Para todos los casos la distancia del conductor más expuesto en el vano medio es superior a la distancia mínima requerida por la norma –NTDOID–, en el Título II, Artículo 18, por lo menos en 95 centímetros.

Otras distancias verticales; por ejemplo, separación con edificios, rótulos, carteles, antenas de radio y chimeneas, no se analizarán debido a que la línea no atravesará dichas instalaciones y no se permitirá la instalación posterior de dichas instalaciones.

5.2. Análisis del ángulo de blindaje

De acuerdo a los cálculos expuestos en la sección 4.2.2 donde se encontró que el ángulo de apantallamiento de la estructura es de $\alpha = 0$ y la sección 4.2.5 donde se calculó que el ángulo de apantallamiento perfecto es $\alpha_E = 15,40^\circ$.

El ángulo de blindaje será eficiente y sin que exista zona desprotegida, ya que el ángulo perfecto encontrado para la verificación de cuan efectivo es la colocación geométrica del cable de guarda es superior al ángulo de apantallamiento que presenta la estructura. Por lo anterior, se puede indicar que el blindaje de la línea de transmisión Las Cruces-Sololá es el adecuado y es muy poco probable que una descarga incida directamente en los conductores de fase, por lo que en caso presentarse una descarga atmosférica esta impactará en el cable de guarda o directamente en tierra.

5.3. Análisis de fallas por apantallamiento y flameo inverso

Con base en lo publicado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones – NTCSTS -Título VI, Capítulo III, Artículo 46; donde se expone que una línea de 230 kV puede tener un máximo de dos indisponibilidades forzadas durante un año, sin provocar sanción alguna.

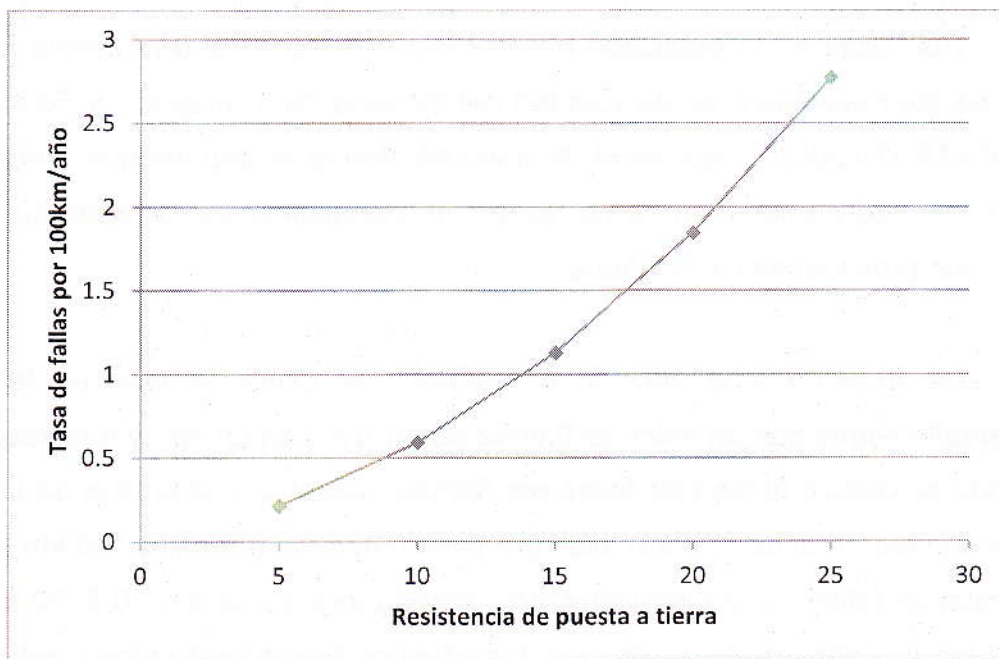
De acuerdo a la sección 4.3 donde se obtuvo la tasa de fallas por apantallamiento con un valor de 0,0042 por 100 km en un año y a la sección 4.5 donde se obtuvo la tasa de fallas por flameo inverso en cada fase de la línea y con un valor total de 0,5888 fallas por flameo inverso por cada 100 km por año. El total de fallas por apantallamiento y flameo inverso será de 0,5930 por cada 100 km por año, es de anotar que los cálculos fueron realizados considerando una resistencia de puesta a tierra en la torre de 10Ω .

Considerando que la línea tiene una longitud de 61,3 km aproximadamente los cálculos anteriores son aceptables.

5.4. Análisis de los sistemas de tierras

La resistencia al pie de la torre tiene una gran influencia en el cálculo de la tasa de fallas por flameo inverso ya que tiene gran impacto en la cresta de sobretensión atmosférica que se genera, en la figura 22 se ha variado la resistencia de puesta a tierra desde un valor de 5 Ω hasta 25 Ω y se han realizado los cálculos de fallas por flameo y flameo inverso expuestos en las secciones 4.4 y 4.3.

Figura 22. Variación de la resistencia de puesta a tierra



Fuente: elaboración propia.

Con la finalidad de instalar el valor de sistema de tierras según la figura anterior y así aumentar la conducción de descargas eléctricas a tierra para no superar la tasa de fallas establecida por la CNEE, las puestas a tierras deben

consistir en cables y varillas metálicas en configuraciones que aumenten el área de contacto del terreno en diseños de trayectorias horizontales.

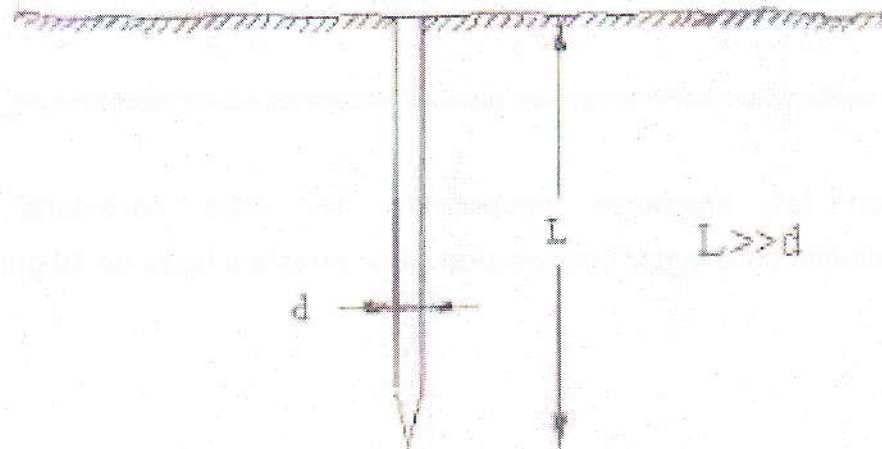
Donde la conexión a tierra de un electrodo vertical está indicada en la figura 23 y la resistencia equivalente del electrodo está dada por la siguiente expresión:

$$R_{EV} = \left(\frac{\rho}{2 * \pi * L} \right) * \left[\ln \left(\frac{2 * L}{d} \right) - 1 \right] [\Omega]$$

Ecuación 5.10

Donde ρ ($\Omega * m$) es la resistividad del terreno, L (m) es la longitud horizontal del electrodo y d (m) es el diámetro del electrodo.

Figura 23. **Electrodo vertical de puesta a tierra**



Fuente: www.sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/tesis/basic/qqueshuayllo_cw/cap2.pdf

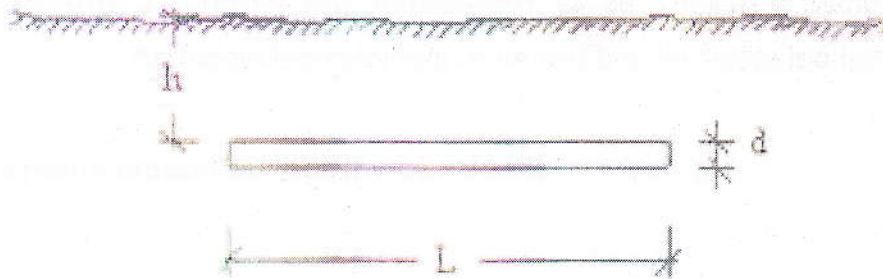
Para un electrodo horizontal como se indica en la se obtiene la resistencia equivalente con la siguiente expresión:

$$R_{EH} = \left(\frac{\rho}{2 * \pi * L} \right) * \left[\ln \left(\frac{L}{d} \right) + \ln \left(\frac{L}{h} \right) - 2 + \frac{2 * h}{L} - \frac{h^2}{l^2} + \frac{h^4}{2 * l^4} \right] [\Omega]$$

Ecuación 5.11

Donde ρ ($\Omega * m$) es la resistividad del terreno, L (m) es la longitud horizontal del electrodo, d (m) es el diámetro del electrodo y h (m) es la altura de enterramiento.

Figura 24. Electrodo horizontal de puesta a tierra



Fuente: www.sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/tesis/basic/qqueshuayllo_cw/cap2.pdf

Con las anteriores ecuaciones, se debe considerar diferentes disposiciones para lograr una resistencia de puesta a tierra de 10 ohms.

CONCLUSIONES

1. La línea Las Cruces – Sololá tiene dos niveles de contaminación: medio, para tramos de la línea con una distancia mayor de 20 km de un volcán históricamente activo. Y pesado: para tramos de la línea con una distancia entre 10 a 20 km respecto de un volcán activo.
2. Para un nivel de contaminación medio la línea de transmisión deberá contar con 18 unidades en suspensión y 19 unidades en retención de aisladores tipo estándar ANSI 52-5.
3. Para un nivel de contaminación pesado la línea de transmisión deberá contar con 18 unidades en suspensión y 19 unidades en retención de aisladores tipo niebla ANSI 52-5.
4. El blindaje de la torre es eficiente por lo que es poco probable una descarga directa de un rayo en algún conductor de fase. Sin embargo, se esperan 0,0042 fallas por apantallamiento en 100 km/año.
5. Las fases más vulnerables donde se puede producir flameo inverso son las fases B y C, con probabilidades del 53,47% y 46,53% respectivamente. Sin embargo, debido a las altas corrientes requeridas para que se presente flameo inverso la tasa de fallas por flameo inverso es de 0,5888 por cada 100 km/año.

6. La resistencia al pie de la torre debe ser de 10 ohms para mantener los valores de fallas por apantallamiento y flameo inverso dentro de los límites solicitado por la CNEE.

RECOMENDACIONES

1. Si alguno de los volcanes históricamente activos mencionados en el estudio presentara actividad de expulsión de materia volcánica se debe proceder a la brevedad a retirar los sedimentos depositados por medios abrasivos, con la finalidad de no permitir fallas del aislamiento.
2. Se debe programar mantenimientos periódicos a los aisladores para confirmar las condiciones adecuadas.
3. De acuerdo a los cálculos la resistencia de puesta a tierra que se debe conseguir en cada torre es de 10 ohms y deberá ser verificada con cierta periodicidad luego de la instalación; sin embargo, la máxima resistencia que se debe permitir en las torres será de 20 ohms para mantener una adecuada conducción de las descargas electro atmosféricas a tierra.
4. Debido a que en la torre se instalará un segundo circuito la resistencia de puesta a tierra debe ser el valor más bajo posible, para no incurrir en gastos posteriores para disminuir la resistencia debido a fallas en la línea.

LECTURE 10

The first part of the lecture discusses the importance of the...
The second part of the lecture discusses the importance of the...
The third part of the lecture discusses the importance of the...

The fourth part of the lecture discusses the importance of the...
The fifth part of the lecture discusses the importance of the...

The sixth part of the lecture discusses the importance of the...
The seventh part of the lecture discusses the importance of the...
The eighth part of the lecture discusses the importance of the...

The ninth part of the lecture discusses the importance of the...
The tenth part of the lecture discusses the importance of the...

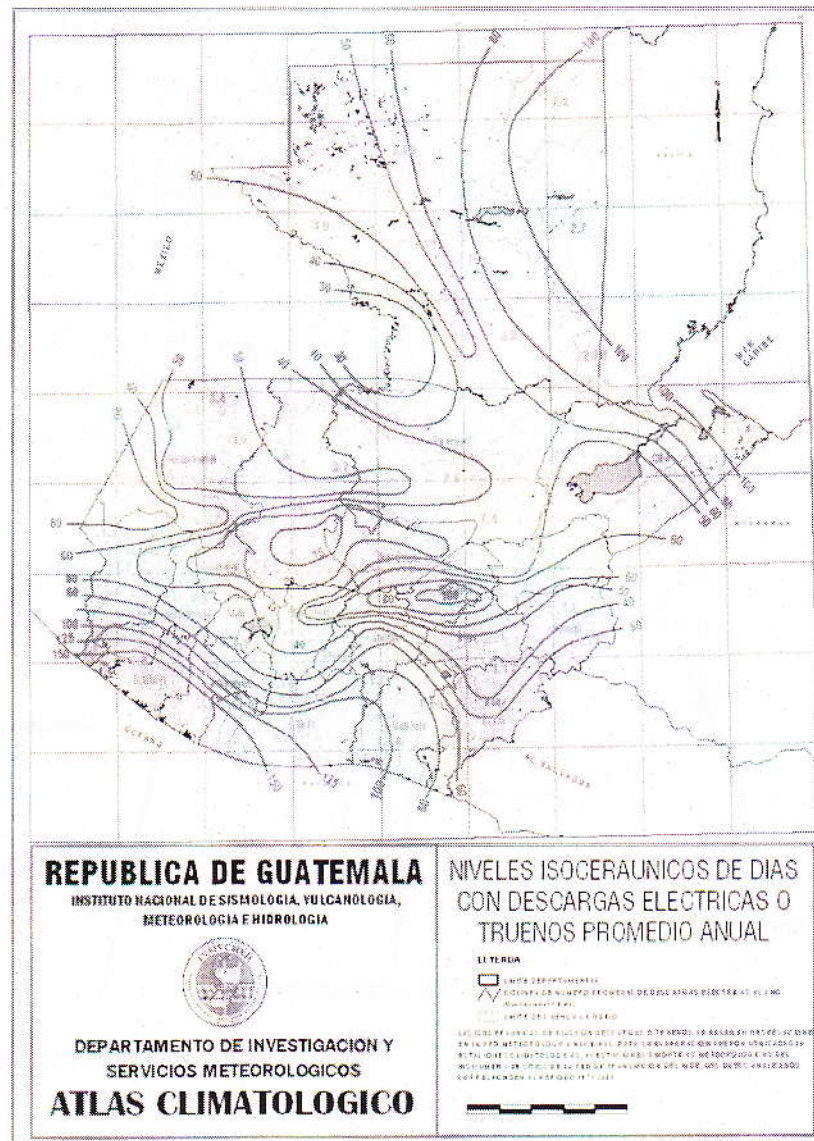
BIBLIOGRAFÍA

1. American National Standards Institute. *Aislador de porcelana tipo niebla de cuenca y bola*. Publication 52-5. Estados Unidos: ANSI, 1992. 18 p.
2. _____. *Aislador de porcelana tipo standard de cuenca y bola*. Publication 52-6. Estados Unidos: ANSI, 1992. 22 p.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS-*. Resolución CNEE No. 50-99. Guatemala: CNEE, 1999. p. 4.
4. _____. *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -NTDOID-*. Resolución CNEE No. 47-99. Guatemala: CNEE, 1999. p. 7, 40.
5. _____. *Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -NTDOST-*. Resolución CNEE No. 49-99. Guatemala: CNEE, 1999. p. 4.
6. _____. *Términos de referencia licitación Proyecto de Expansión del Sistema de Transporte*. Resolución CNEE No. 176-2009. Guatemala: CNEE, 2009. p. 65.
7. Electric Power Research Institute. *Transmission Line Reference Book 34.5 kV and Above*. 2a ed. Palo Alto, California: EPRI, 1982. 625 p.

8. International Electrotechnical Commission. *Publication 71-1 Insulation Coordination – Part 1: Definitions, principles and rules*. 7a ed. Estados Unidos: IEC, 1993. 47 p.
9. _____. *Publication 71-2 Insulation Coordination – Part 2: Application Guide 1996-12*. 3a ed. Estados Unidos: IEC, 1996. 251 p.
10. _____. *Publication 71-4 Insulation Coordination – Part 4: Computation guide to insulation co-ordination and modeling of electrical networks*. Estados Unidos: IEC, 2004. 112 p.
11. _____. *Publication 60038-2002 Standard Voltages*. 6a ed. Estados Unidos: IEC, 2000. 45 p.
12. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a ed. Colombia: HMV Ingenieros, 2003. 778 p.
13. MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio. *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. España: McGraw-Hill, 2008. 604 p.

ANEXO

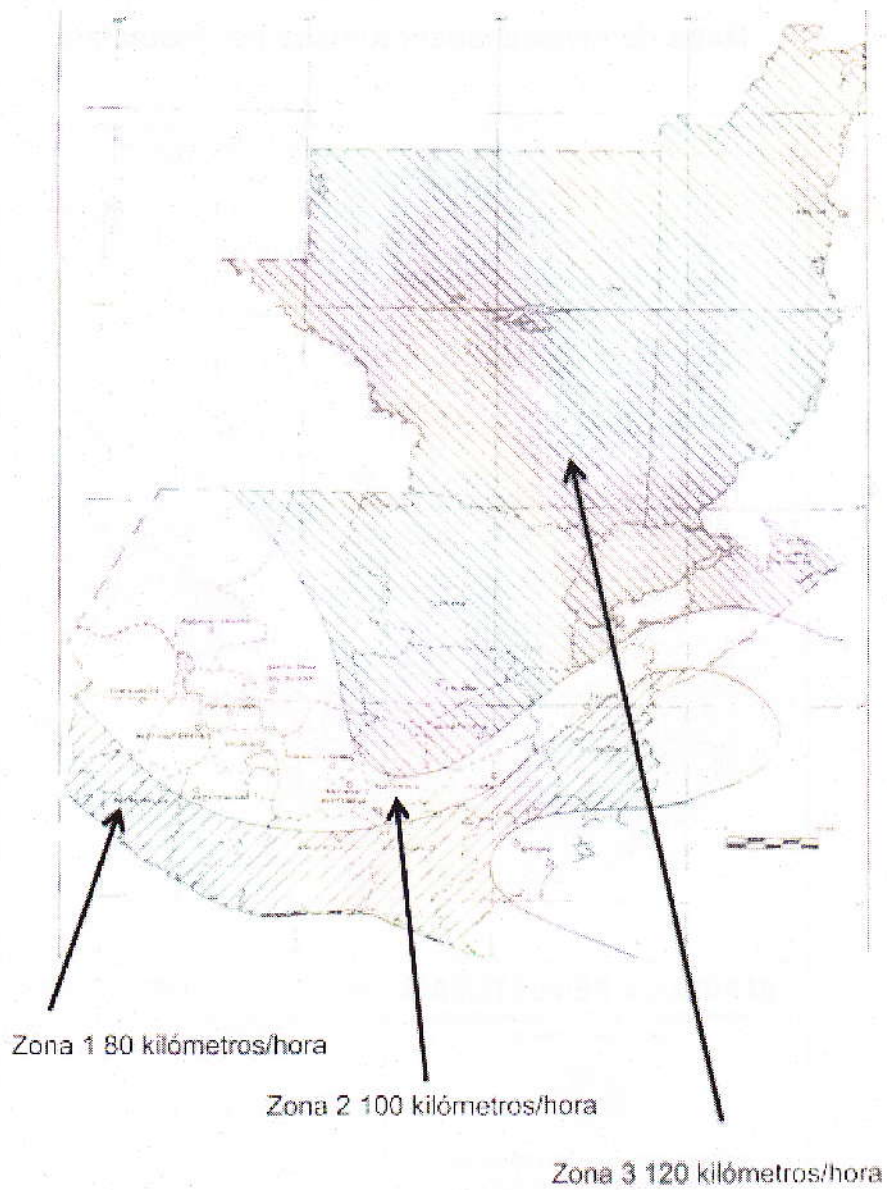
Mapa de niveles isoceráunicos de Guatemala



Fuente: Niveles isoceráunicos de Guatemala.

http://www.insivumeh.gob.gt/hidrologia/ATLAS_HIDROMETEOROLOGICO/Atlas_Clima.htm

Mapa de zonas de carga mecánicas



Fuente: **Comisión Nacional de Energía Eléctrica -NTDOID-** Titulo II, Capítulo 1, Artículo

SELECCIÓN DE AISLAMIENTO Y POSICIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAS CRUCES-SOLOLÁ A 230 KV CONTEMPLADA EN EL LOTE "F" DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

*Daniel Alfredo Tubac Escobar
dantubac@hotmail.com
Ingeniero Mecánico Eléctrico*

Asesor: Ing. Adolfo René Hernández Hernández

RESUMEN

Las líneas de transmisión son un conjunto de elemento (cimentaciones, estructuras, herrajes, aisladores, conductores, entre otros) que se utilizan para el transporte de la energía entre dos puntos de un sistema eléctrico. Debido a que la línea de transmisión debe brindar seguridad, confiabilidad y eficiencia; para el diseño se debe considerar los parámetros más desfavorables así como los valores más críticos en los que se instalará la infraestructura.

Actualmente, Guatemala cuenta con un sistema eléctrico vulnerable, poco confiable e inseguro debido a su topología radial, por lo cual cuando un evento ocurre (sobretensión o falla en algún nodo), se producen apagones sensibles en varios puntos de Guatemala.

Ante esta situación, el Ministerio de Energía y Minas a través de la Comisión de Energía Eléctrico realizó la convocatoria pública para la prestación del servicio de Transporte de energía Eléctrica denominada Licitación Abierta PET-1-2009. La cual incluye, entre otras obras, el diseño, construcción y montaje de la Línea de Transmisión Las Cruces – Sololá.

El fin primordial de este trabajo fue, seleccionar el aislamiento adecuado para la línea de transmisión Las Cruces – Sololá considerando los efectos que pueden afectar el adecuado funcionamiento de la línea; así como, la verificación del posicionamiento del cable de guarda ante descargas atmosféricas para que no se presenten fallas.

Líneas de transmisión, Las Cruces-Sololá, selección de aislamiento, posicionamiento del cable de guarda, apantallamiento, flameo inverso, volcán.

INTRODUCCIÓN

Considerando que la línea de transmisión Las Cruces – Sololá es parte del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, está debe presentar las características de confiabilidad, eficiente y seguridad; y así aumentar la capacidad de transmisión en el área occidental del país.

La línea de transmisión en estudio debe cumplir con los requerimientos necesarios para el transporte de la potencia entre los nodos de las

subestaciones Las Cruces y Sololá con la menor interrupción posible, obteniéndose con una adecuada selección del aislamiento, selección del sistema de tierras, posicionamiento del cable de guarda y diseñando con las condiciones más críticas que se puedan presentar, con lo cual se pueda disminuir la probabilidad de falla. Aún cuando se puedan presentar fallas, estas deben ser resueltas en el menor tiempo posible.

La línea de transmisión en estudio tiene interés en no presentar fallas ante los diferentes escenarios por las condiciones de operación internas y externas. La metodología utilizada para el diseño o análisis se basa en los análisis realizados por Electric Power Research Institute (EPRI) y las normas internacionales como American National Standards Institute (ANSI) e International Electrotechnical Commission (IEC).

Con los diferentes parámetros del trazo de la línea y los diseños con los que se cuenta, se seleccionará un adecuado aislamiento para la línea; luego se verificará el posicionamiento del cable de guarda mediante el modelo electrogeométrico, encontrando la tasa de falla por apantallamiento y flameo inverso; y como se ve afectada la tasa de fallas en función de la resistencia de puesta a tierra.

SELECCIÓN DEL AISLAMIENTO

Para la selección de aislamiento se estudió los conceptos básicos de la coordinación de aislamiento para una línea de transmisión y se procedió al cálculo de la selección de aislamiento por los siguientes tipos de sobrevoltaje:

- Aislamiento por sobrevoltaje de baja frecuencia.
- Aislamiento por sobrevoltaje de maniobra.
- Aislamiento por sobrevoltaje de descargas atmosféricas.

De acuerdo a los cálculos realizados, el sobrevoltaje para el cual se debe diseñar la línea de transmisión es el debido a descargas atmosféricas. Esto obedece a que este tipo de sobrevoltaje considera el nivel de contaminación al cual estará expuesta la infraestructura; siendo la contaminación por origen volcánico la más crítica a considerar.

POSICIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA Y FALLAS POR APANTALLAMIENTO

Con la finalidad de verificar el posicionamiento del cable de guarda de la línea de transmisión Las Cruces – Sololá, se utilizó el modelo electrogeométrico y las recomendaciones realizadas por Electric Power Research Institute.

Se utilizó para el análisis la silueta de diseño de la torre típica a utilizar en la construcción de la línea de transmisión, con lo cual se procedió al cálculo de cantidad de rayos a la línea, cálculo del ángulo de apantallamiento de la estructura, cálculo de la corriente máxima para fallas por apantallamiento, cálculo de corriente crítica que puede producir flameo y así obtener la tasa de fallas por apantallamiento.

Para el cálculo de la tasa de fallas por flameo inverso se realizó el cálculo de la tensión crítica de la cadena de

aisladores, cálculo de la impedancia equivalente del cable conductor, cable de guarda y de la torre, tiempo de viaje de la onda de rayo en la estructura, cálculo de tensiones en la cima de la torre, tensión reflejada proveniente de la torre contigua, tensión a través de la resistencia de puesta a tierra, tensión inducida en las crucetas de la torre, tensión a través del aislamiento por fase, cálculo de corriente crítica que puede producir flameo inverso, se realizó gráfica de las corrientes por fase que producen flameo inverso y así se obtuvo la tasa de fallas por flameo inverso.

Figura 1. Variación de resistencia de puesta a tierra.



Fuente: elaboración propia

* La figura muestra cómo será la tasa de fallas de la línea de transmisión por 100 km/año de acuerdo a la variación de la resistencia de puesta a tierra al pie de la torre.

CONCLUSIONES

1. La línea en estudio tiene dos niveles de contaminación: medio, para tramos de la línea con una distancia mayor de 20 km de un volcán históricamente activo. Pesado, para

tramos de la línea con una distancia entre 10 a 20 km de un volcán.

2. Se deberá instalar aisladores tipo estándar para nivel de contaminación medio y aisladores tipo niebla para nivel de contaminación pesado.
3. Se esperan 0,0042 fallas por apantallamiento en 100 km/año. Siendo las fases más vulnerables donde se puede producir flameo inverso las fases B y C, con probabilidades del 53,47% y 46,53% respectivamente.

RECOMENDACIONES

1. Si alguno de los volcanes históricamente activos mencionados presentara actividad de expulsión de materia volcánica se debe proceder a la brevedad a retirar los sedimentos depositados por medios abrasivos.
2. La resistencia de puesta a tierra que se debe instalar en cada torre es de 10 ohms y deberá ser verificada con cierta periodicidad luego de la instalación; sin embargo, la máxima resistencia que se permitirá en no más de 3 torres será de 20 ohms.
3. Debido a que en la torre se instalará un segundo circuito la resistencia de puesta a tierra debe ser el valor más bajo posible, para no incurrir en gastos posteriores para disminuir la resistencia debido a fallas en la línea.

BIBLIOGRAFÍA

1. AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. Publication 52-5. *Aislador de porcelana tipo niebla de cuenca y bola.*
2. AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. Publication 52-6. *Aislador de porcelana tipo standard de cuenca y bola.*
3. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. *Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS-*. Resolución CNEE No. 50-99. Guatemala: CNEE, 1999.
4. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -NTDOID-*. Resolución CNEE No. 47-99. Guatemala: CNEE, 1999.

AGRADECIMIENTOS

A mi asesor por su valiosa colaboración en la realización de esta tesis.

Daniel Alfredo Tubac Escobar
dantubac06@hotmail.com
Ingeniero Mecánico Eléctrico



Universidad de San Carlos de
Guatemala

SELECTION OF ISOLATION AND POSITIONING OF THE SHIELD WIRE FOR TRANSMISSION LINE LAS CRUCES - SOLOLÁ 230 kV IN THE BATCH "F" OF THE PLAN OF EXPANSION OF THE TRANSPORT SYSTEM

Author: Daniel Alfredo Tubac Escobar
dantubac@hotmail.com
Electrical Mechanical Engineer

Adviser: Eng' r Adolfo René Hernández Hernández

SUMMARY

Transmission lines are a set of element (foundations, structures, fittings, insulators, conductors, among others) which are used for the transport of energy between two points of an electrical system. Because the transmission line must provide security, reliability, and efficiency; to design the most unfavorable parameters as well as the most critical values that will install the infrastructure should be considered.

Currently, Guatemala has a vulnerable electrical system, unreliable and insecure due to its radial topology, which is why when an event occurs (overvoltage or failure of a substation), sensitive blackouts occur at various points in Guatemala.

In this situation, the Ministry of Energy and Mines (MEM) via the National Committee on Electric Energy (CNEE) conducted the public call for the provision of the transport service of so-called electric power bidding open PET-1-2009. This includes, among other works, the design, construction and mounting of the line of transmission Las Cruces - Sololá.

The primary purpose of this study was to select the suitable insulation for

the transmission line Las Cruces - Sololá considering the effects that may affect the proper functioning of the line, as well as the verification of the positioning of the shield wire before lightning strikes so we don't have any failures.

Transmission lines, Las Cruces-Sololá, selection of isolation, positioning of the shield wire, shielding, black flashovers and volcano.

INTRODUCTION

Considering that Las Cruces - Sololá transmission line is part of the Plan of Expansion of the Transport System, this line must present the characteristics of reliability, efficient and safety; and thereby increase the transmission capacity in the western area of the country.

The transmission line under study must meet the requirements for the transport of power among the substations Las Cruces and Sololá with minor disruption as possible, getting with an appropriate choice of isolation, selection of the land, the shield wire positioning system and designed with

the most critical conditions that may occur, with which can decrease the likelihood of failure. Even when faults may arise, these should be resolved in the shortest possible time.

The line of transmission in Study is interested in not present failures to different scenarios by operating conditions internal and external. The methodology used for the design or analysis is based on the analyses carried out by the Electric Power Research Institute (EPRI) and international standards as American National Standards Institute (ANSI) and International Electrotechnical Commission (IEC).

With the different parameters of the trace of the line and designs are available, will select a suitable insulation for the line; then will be verified the positioning of the wire shield using the electrogeometric theory, finding the failure rate for shielding and flutter inverse; and as it affected the rate of faults according to the resistance of grounding.

SELECTION OF INSULATION

For the selection of insulation was studied the basics of insulation coordination for a transmission line and proceeded to the calculation of the selection of insulation for the following types of overvoltage:

- Insulation for power frequency voltage.
- Insulation for switching surges.
- Lightning performance of transmission lines.

According to the calculations, the overvoltage for which the transmission line must design is due to atmospheric discharges. This is because of the kind of overvoltage considers the level of pollution to which will be exposed infrastructure; being volcanic pollution the most critical to consider.

POSITIONING OF THE SHIELD WIRE AND SHIELDING FAILURES

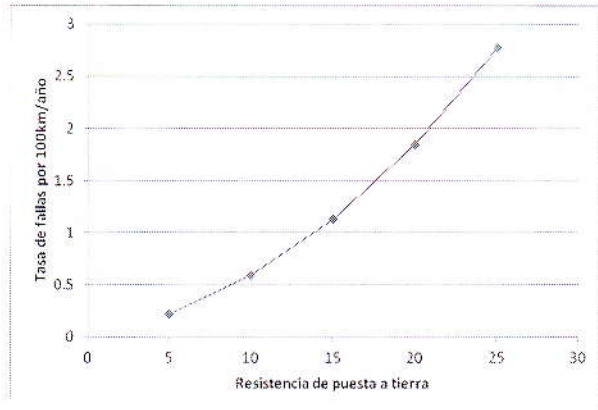
In order to check the positioning of the shield wire of the transmission line Las Cruces - Sololá, used the electrogeometric theory and the recommendations made by the Electric Power Research Institute.

It was used to analysis the silhouette of the typical tower design to use in the construction of transmission line, which proceeded to the calculation of amount of rays to the line, calculation of the angle of shielding of the structure, calculation of the maximum current for failures by shielding, calculation of critical flow which can cause flutter and thus obtain the rate of failures by shielding.

For the calculation of the rate of failures for flutter reverse was the calculation of the critical tension of the string of insulators, calculation of the equivalent impedance of conductor cable, shield wire and the tower, time travel of the wave of lightning in the structure, calculation of tension at the top of the tower, reflected voltage from the adjacent tower, tension through the resistance of grounding, stress the spreaders of the tower, through the insulation voltage induced phase, calculation of critical current can cause flutter reverse was graphic flows phase

produce black flashovers and thus obtained the rate of failures for black flashovers.

Figure 1 Variation of resistance of grounding.



Source: own illustration.

* The figure shows what will be the rate of failures in the transmission line for 100 km/year according to the variation of the resistance of grounding at the foot of the tower.

CONCLUSIONS

1. The line under study has two levels of contamination: medium, for sections of the line with one distance of 20 km of a historically active volcano. Heavy, for sections of the line with a distance between 10 to 20 km of a volcano.
2. Should be installed insulators standard for contamination level middle and insulators heavy fog for contamination level type.
3. Expected 0,0042 failures by shielding in 100 km/year. Being the most vulnerable stages where you can produce flutter inverse phases B and

C, with likely the 53,47% and 46,53% per cent respectively.

RECOMMENDATIONS

1. If any of the mentioned historically active volcanoes present activity of expulsion of volcanic matter should be promptly to remove the sediments deposited by abrasive media.
2. The resistance of grounding must be installed on each tower is of 10 ohms and should be verified regularly after the installation; However, the maximum strength that will allow no more than 3 towers will be 20 ohms.
3. Because a second circuit will be installed in the tower, grounding resistance should be the lowest possible value, to not incur further expenses to decrease resistance due to flaws in the line.

BIBLIOGRAPHY

1. AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. Publication 52-5. *Aislador de porcelana tipo niebla de cuenca y bola.*
2. AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. Publication 52-6. *Aislador de porcelana tipo standard de cuenca y bola.*
3. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. *Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS-*. Resolución CNEE No. 50-99. Guatemala: CNEE, 1999.
4. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -NTDOID-*. Resolución CNEE No. 47-99. Guatemala: CNEE, 1999.

ACKNOWLEDGEMENTS

My adviser for their valuable assistance
in the completion of this thesis.

Daniel Alfredo Tubac Escobar
dantubac06@hotmail.com
Electrical Mechanical Engineer



University of San Carlos of Guatemala