

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD
COMISIÓN DE TRABAJOS DE GRADO



**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA LA LÍNEA
AÉREA EN 34,5 KV PLANTA ESTACIÓN PRINCIPAL MORICHAL –
SUBESTACIÓN N° 3 MORICHAL”.**

Realizado por:

PEDRO ALBERTO GÁMEZ MENDOZA

Trabajo de grado presentado ante la ilustre Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Puerto La Cruz Agosto de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD
COMISIÓN DE TRABAJOS DE GRADO



**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA LA LÍNEA
AÉREA EN 34,5 KV PLANTA ESTACIÓN PRINCIPAL MORICHAL –
SUBESTACIÓN N° 3 MORICHAL”.**

Realizado por:

Pedro A. Gámez M.

Revisado y Aprobado por:

Ing. Hernán Parra
Asesor Académico

Ing. Alejandro Figueroa
Asesor Industrial

Trabajo de Grado Aprobado por la Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas,
Departamento de Electricidad.

Puerto La Cruz Agosto de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD
COMISIÓN DE TRABAJOS DE GRADO



**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA LA LÍNEA
AÉREA EN 34,5 KV PLANTA ESTACIÓN PRINCIPAL MORICHAL –
SUBESTACIÓN N° 3 MORICHAL”.**

JURADO CALIFICADOR

El Jurado Hace Constar que Asignó a esta Tesis la Calificación de:

Ing. Hernán Parra
Asesor Académico

Ing. Jhon Acosta
Jurado Principal

Ing. Manuel Maza
Jurado Principal

Puerto la Cruz, Agosto de 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grados son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrían ser utilizados para otros fines con el debido consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo al Consejo Universitario, para su autorización.

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mis seres queridos mas allegados:

A mis padres, Ligia Mendoza y Pedro Gámez por haberme brindado la formación y educación necesaria que me ha permitido ser un hombre correcto.

A mi tía Mireya y mi tío Pancho por su perseverancia y apoyo incondicional.

A mi hermanas, Carolina, Maria y Elizabeth, que mis errores y logros les sirva de ejemplo, el que quiere puede así te digan lo contrario, tarde pero seguro.

A mis tíos, Roberto, Loynaz, Rosa y Carmen. Mis primos Hito, Chichi, Nael, Alexander y Rossana. A todo el resto de mis familiares, mi compadre, mi ahijada, mis primos segundos y tíos políticos, todos siempre unidos.

A mis amigos, Lotfa, Santy. Rene, Jonathan, Félix y Héctor, me siento afortunado de haberlos conocido siempre van a estar allí, sigan adelante por el camino que llevan, serán excelentes padres y personas.

A mis compañeros de trabajo, Hernán, Rosaher, Alejandro, Edgar, Asdrúbal Luna, José López, Josmar, Luis y José Gómez.

A mi adorada Mary Carmen, mujer de principios y valores enormes, siempre apoyándome en todo momento.

Especialmente a mis abuelas Maruja y Guillermina que me ven desde el cielo, la meta ha sido cumplida.

AGRADECIMIENTOS

Primero que todo a Dios por estar en mi familia.

A nuestra máxima casa de estudios la Universidad de Oriente, por todos los conocimientos adquiridos, tanto académicos como profesionales.

A la empresa JANTESA S.A Sede Puerto La Cruz, por haber permitido la realización del presente Trabajo de Grado.

A mi asesor académico Ing. Hernán Parra y a mi asesor industrial Ing. Alejandro Figueroa, por sus valiosas contribuciones a lo largo de todo el proyecto.

A los profesores Hernán Parra, Santiago Escalante, Luís Suárez, Melquiades Bermúdez, Enrique Serrano gracias por sus enseñanzas.

A mis todos mis familiares, especialmente mis padres, hermanas, tíos y tías por haberme tenido paciencia.

A todos mis amigos por su apoyo y la ayuda brindada.

Gracias a todos los que de alguna manera pusieron su grano de arena para que este logro se hiciera realidad.

RESUMEN

En el presente trabajo se verificó el nivel de aislamiento de la línea aérea de alimentación de toda la infraestructura eléctrica correspondiente al Proyecto “Planta Deshidratación – Desalación EPM -2 Distrito Social Morichal”. Para realizarlo inicialmente se calculó las distancias mínimas de apantallamiento y separación fase – tierra y fase – fase para el nuevo nivel de aislamiento requerido. Para obtenerlo se utilizó el método de Brown – Whitehead en el apantallamiento y las normas CADAFE 058-1987.

Para el comportamiento de la línea ante sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas y verificación de las distancias mínimas obtenidas, se utilizó el software PSCAD V4.1PRO/EE para simular los efectos transitorios que las mismas generan. Se modeló todos los parámetros de la línea en el software y el estudio se realizó para descargas directas en estructuras metálicas, en el cable de guarda y en el conductor de fase.

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN	vii
ÍNDICE GENERAL	viii
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
CAPITULO I	15
EL PROBLEMA.....	15
1.1 Descripción de la Empresa.....	15
1.2 Planteamiento del Problema.....	18
1.3 Objetivos.....	20
1.3.1 Objetivo General.....	20
1.3.2 Objetivos Específicos.....	20
CAPITULO II.....	21
MARCO TEÓRICO	21
2.1 Coordinación de Aislamiento.....	21
2.2 Tipos de Aislamiento.....	21
2.3 Configuración del Aislamiento.....	22
2.4 Niveles Básicos de Aislamiento.....	23
2.5 Tensiones y Sobretensiones de una Red Eléctrica.....	24
2.5.1 Clasificación de las Tensiones y Sobretensiones.....	24
2.6 Tensión Crítica de Flameo (CFO).....	26
2.7 Tensión Soportada.....	26
2.8 Forma de Onda Normalizada de Impulso Tipo Rayo.....	26
2.9 El rayo y los Sistemas Eléctricos.....	27

2.9.1	Descarga Inducida.....	28
2.9.2	Descarga Directa.....	28
2.9.3	Descarga sobre las estructuras y sobre el cable de guarda.....	28
2.10	Método de Apantallamiento Brown – Whitehead.....	29
2.11	Medidas de Protección Contra Sobretensiones.....	35
2.12	El Pararrayos o Descargador de Sobretensiones.....	35
2.13	El Nivel Ceraúnico.....	36
2.14	Efecto Corona.....	37
2.15	Distancias y Separaciones Mínimas de Seguridad.....	38
2.16	El PSCAD.....	44
CAPITULO III.....		46
CÁLCULO DEL NIVEL DE AISLAMIENTO.....		46
3.1	Premisas.....	46
3.2	Datos de la Línea.....	47
3.3	Niveles de Contaminación.....	48
3.4	Selección del Aislador.....	51
3.5	Selección del Pararrayos.....	52
3.6	Longitud de la Cruceta.....	53
3.6.1	Cruceta Disposición Simple Terna Horizontal.....	58
3.6.2	Cruceta Disposición Doble Terna Vertical.....	60
3.6.3	Cruceta Disposición Triangular.....	61
3.7	Verificación de los Cables de Guarda.....	62
3.7.1	Cable de Guarda de Acero Galvanizado de Alta Resistencia.....	64
3.7.2	Cable de Guarda Tipo OPGW Monomodo.....	65
3.8	Distancias Mínimas de Separación Fase – Fase y Fase – Tierra.....	66
3.8.1	Distancias de Separación de Arreglo de Línea Simple Terna Horizontal.....	67
3.8.2	Distancias de Separación de Arreglo de Línea Doble Terna	

Vertical.....	70
3.8.3 Distancias de Separación de Arreglo de Línea Triangular.....	73
CAPITULO IV	76
SIMULACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO.....	76
4.1 Software Matrix EMTCD.	76
4.2 Software Interfaz PSCAD.....	76
4.3 Modelo Matemático Para el Estudio de la Línea.	77
4.4 Representación de la Línea Aérea en el PSCAD.	80
4.5 Corriente del Rayo.	80
4.6 Pararrayos o Descargadores de Tensión.	81
4.7 Postes.	85
4.8 Resistencia de Puesta a Tierra.....	86
4.9 Representación de la Subestación y Centro Petrolero.....	88
4.10 Modelos de Simulación Utilizados en el PSCAD.....	90
4.11 Escenarios Considerados Para las Descargas Atmosféricas.	92
4.11.1 Resultados de la Incidencia del Rayo en el Cable de Guarda.	92
4.11.2 Resultados de la Incidencia del Rayo en el Poste.	95
4.11.3 Resultados de la Incidencia del Rayo en el Conductor.....	97
CONCLUSIONES.....	101
RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFÍA.....	104
ANEXO 1	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 2	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 3	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 4	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 5	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 6	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 7	¡Error! Marcador no definido.
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO	106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Separación mínima vertical de conductores desnudos sobre tierra, agua y vías férreas.....	39
Tabla 2.2. Separación mínima vertical de partes rígidas energizadas sobre tierra.....	40
Tabla 2.3. Separación mínima horizontal vertical de partes rígidas energizadas sobre tierra.....	41
Tabla 2.4. Separación mínima horizontal entre conductores.....	42
Tabla 3.1. Niveles de contaminación en ambientes típicos.....	49
Tabla 3.2. Niveles de contaminación en ambientes típicos.....	50

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Forma de onda normalizada de impulso tipo rayo.	27
Figura 2.2. Modelo electrogeométrico para fallas de apantallamiento.....	30
Figura 2.3. Modelo trigonométrico para determinar la ventana desprotegida...	32
Figura 2.4. Modelo geométrico para apantallamiento efectivo.	34
Figura 2.5. Carta Isoceraúnica de Venezuela.	37
Figura 3.1. Ángulo de oscilación y separación real entre conductores.	55
Figura 3.2. Ángulo de oscilación y separación real entre conductor y apoyo...	57
Figura 3.3. Disposición de línea eléctrica simple terna horizontal.....	58
Figura 3.4. Disposición de línea eléctrica doble terna vertical.....	60
Figura 3.5. Disposición de línea eléctrica triangular.	61
Figura 3.6. Falla línea tierra a través del cable de guarda.	63
Figura 3.7. Distancias de choque línea eléctrica simple terna horizontal.....	67
Figura 3.8. Distancias mínimas de separación fase – fase y fase – tierra para arreglo de línea disposición simple terna horizontal.....	69
Figura 3.9. Distancias de choque línea eléctrica doble terna vertical.....	70
Figura 3.10. Distancias mínimas de separación fase – fase y fase – tierra para arreglo de línea disposición doble terna vertical.....	72
Figura 3.11. Distancias de choque línea eléctrica triangular.	73
Figura 3.12. Distancias mínimas de separación fase – fase y fase – tierra para arreglo de línea disposición triangular.	75
Figura 4.1. Entorno grafico del PSCAD.....	77
Figura 4.2. Circuito equivalente de una red lineal.....	78

Figura 4.3. Circuito equivalente método de Bergeron.....	79
Figura 4.4. Modelo de la onda de corriente del rayo en PSCAD.	81
Figura 4.5. Forma de onda de la corriente del rayo en PSCAD.	81
Figura 4.6. Modelo del descargador de tensión implementado.	82
Figura 4.7. Aumento porcentual de la tensión residual.	83
Figura 4.8. Modelo de incidencia del rayo en el cable de guarda o poste en el PSCAD.....	90
Figura 4.9. Modelo de incidencia del rayo en el conductor de fase en el PSCAD.....	91
Figura 4.10. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,05 seg. (21 kV).	92
Figura 4.11. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,015 seg. (21 kV)..	93
Figura 4.12. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,05 seg. (170 kV).	93
Figura 4.13. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,005 seg. (170 kV)..	94
Figura 4.14. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,05 seg. (300 kV).	95
Figura 4.15. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,005 seg. (300 kV)..	95
Figura 4.16. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,05 seg. (700 kV).	96
Figura 4.17. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,005 seg. (700 kV)..	96
Figura 4.18. Voltaje línea tierra a un Δt de 0,007 seg. (275 kV).....	97
Figura 4.19. Voltaje en el pararrayo a un Δt de 0,007 seg. (53 kV).....	97
Figura 4.20. Voltaje en la línea y en el pararrayo a un Δt de 0,001 seg.	98
Figura 4.21. Voltaje línea tierra a un Δt de 0,007 seg. (1280 kV).....	98
Figura 4.21. Voltaje en la línea y en el pararrayo a un Δt de 0,001 seg.	99

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1 Descripción de la Empresa.

La empresa JANTESA, S.A. fue creada con el propósito de ofrecer servicios multidisciplinarios de ingeniería para la industria petrolera, con el diseño y ejecución de proyectos relacionados con la producción y refinación de crudos, así como el desarrollo de infraestructura e instalaciones industriales para el procesamiento, almacenaje y transporte de productos.

JANTESA, S.A. es una de las empresas venezolanas con mayor experiencia en el diseño y construcción de instalaciones industriales dirigida, principalmente, hacia proyectos relacionados con el sector petrolero. Desde su creación, JANTESA, S.A. ha acumulado una amplia experiencia en el desarrollo de proyectos para el sector petrolero en la producción, manejo, almacenaje de crudos y productos; en el sector petroquímico, refinación y eléctrico en la generación y distribución; en el sector industrial/manufactura e infraestructura prestando servicios de asesoría, ingeniería (conceptual, básica y de detalle), procura, supervisión y/o gerencia de construcción, gerencia integral de los proyectos y construcción directa.

A partir de 1989, JANTESA, S.A. estableció la “Diversificación de Negocios” como estrategia fundamental para el crecimiento y desarrollo de la empresa. Este proceso dio origen a la estructura corporativa conformada por un grupo de empresas que comprende líneas de negocios complementarias que básicamente están relacionadas con la promoción, inversión, ingeniería, procura, construcción, operación y mantenimiento de plantas e instalaciones industriales. Igualmente, JANTESA, S.A. ha incursionado en la promoción y gerencia de obras inmobiliarias

tales como desarrollos urbanísticos, residenciales, comerciales y recreacionales.

Las actividades iniciales se centraron en proyectos de producción de crudos, expandiéndose luego a proyectos de procesamiento de gas, refinería, petroquímicos y químicos, minería y metales, generación eléctrica y telecomunicaciones.

Para el año 2003 JANTESA, S.A. incursiona en los sectores de infraestructura, vivienda, promoción y gerencia de obras inmobiliarias y en el año 2004 busca incrementar su participación en mercados internacionales.

En cuanto a infraestructura a nivel nacional, JANTESA, S.A. dispone de aproximadamente 11.285 m² de área de oficinas completamente equipadas para cubrir los requerimientos de ejecución de proyectos en el ámbito de ingeniería, procura y construcción para la industria petrolera.

El 80% del área disponible se encuentra en las oficinas de Caracas y el resto del espacio está distribuido entre Puerto La Cruz, Anaco, Maturín, San Tomé, Cumaná y Maracaibo ciudades donde funcionan las oficinas regionales permanentes para desarrollo de proyectos. En Puerto La Cruz la sede principal de JANTESA, S.A. se encuentra ubicada en la Avenida Jorge Rodríguez, sector las garzas, centro comercial CCMT oficinas números 26 y 27.

1.2 Planteamiento del Problema.

El servicio eléctrico en el Distrito Morichal esta definido por un sistema de interconexión en configuración de anillo de las subestaciones eléctricas Morichal, Jobo Norte, Cerro Negro, Temblador y Petromonagas, las cuales se alimentan a través de dos circuitos en 115 kV provenientes de la subestación eléctrica Palital (EDELCA) 400/115kV.

Actualmente JANTESA, S.A. realiza bajo la Gerencia de Estudios e Infraestructura Servicios Eléctricos Faja de PDVSA los trabajos para la ampliación y mejoramiento del Sistema Eléctrico de Morichal, a través del proyecto N° 7682-02 “Adecuación de las Subestaciones Eléctricas 3 y 15 de Morichal con ubicación en la Unidad de Producción Morichal”, Distrito Morichal, Estado Monagas.

El proyecto contempla la elaboración de la ingeniería básica para el proceso de licitación de las siguientes infraestructuras: Ampliación Bahías Subestación 15 en 115 kV, Ampliación Bahías Subestación Jobo Norte en 115 kV, Modernización Esquemas de Protecciones en 115 kV, Nueva Subestación 3 en 34,5 kV, Nueva Subestación 2 en 13,8 kV, y Línea Aérea en 34,5 kV. Las Subestaciones 2 y 3 se encuentran ubicadas en la subestación Morichal, así como las salidas de la Línea Aérea en 34,5 kV.

La Línea Aérea en 34,5 kV contempla la construcción de dos circuitos simple terna disposición triangular en 34,5 kV provenientes de la Subestación 3 con sistema secundario selectivo, ubicada en la Subestación Principal Morichal. Los circuitos se utilizarán para la alimentación de toda la infraestructura eléctrica correspondiente al Proyecto “Planta Deshidratación – Desalación EPM -2 Distrito Social Morichal”. La longitud aproximada de las líneas es de 3 Km (S/E 3 Morichal – S/E EPM-2) y deben tener capacidad para alimentar una carga de 22 MVA cada una.

Los estudios de compensación de reactivos realizados por PDVSA, al sistema eléctrico de Morichal determinaron la necesidad de usar condensadores, de igual forma se determinó que la instalación de esos equipos originará sobretensiones en la red y para solventar parte de los efectos transitorios que los mismos generarán, PDVSA aumentará el nivel básico de aislamiento del sistema, ocasionando que los nuevos diseños deban ajustarse a esta situación.

De acuerdo al proceso antes descrito y al nivel cerámico de la zona, se requiere verificar el desempeño del sistema, así como también verificar las dimensiones de las cadenas de aisladores y distancias mínimas de separación fase-tierra y fase-fase, siendo estas actividades objetivos fundamentales de este trabajo. Se estima utilizar un cable de guarda tipo OPGW y una guaya de acero galvanizado EAR Ø 3/8". El sistema de puesta a tierra será del tipo contrapeso corrido, a todo lo largo del recorrido de la línea y los aisladores a utilizar serán del tipo polimérico.

Cabe destacar que se requiere obtener resultados precisos referentes a lo indicado anteriormente, por tal razón, PDVSA solicitó que se soportaran dichos resultados mediante un análisis de sobretensiones. Cumpliendo con esta solicitud se realizará un análisis de sobretensiones a la línea de 34,5 kV asociada al proyecto. Para llevar a cabo dicho estudio se determinara el nivel de aislamiento de la línea, y luego se hará uso del software PSCAD V4.1PRO/EE para estudiar su comportamiento frente a sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas, y verificar por medio del mismo si el nivel de aislamiento definido es el adecuado.

1.3 Objetivos.

1.3.1 Objetivo General.

Estudiar la coordinación de aislamiento para la línea aérea de 34,5 kV Planta Estación Principal Morichal – S/E N° 3 Morichal.

1.3.2 Objetivos Específicos.

- Establecer datos y premisas para el desarrollo de la simulación de sobretensiones de la nueva línea aérea de alimentación en 34,5 kV.
- Seleccionar el modelo matemático de los componentes de la línea necesarios para el estudio de coordinación de aislamiento.
- Simular el comportamiento de la línea con el software PSCAD V4.1PRO/EE, frente a la incidencia de descargas atmosféricas en la línea aérea de alimentación en 34,5 Kv.
- Establecer datos y premisas para las dimensiones de las cadenas de aisladores, las distancias mínimas de separación fase – tierra y fase – fase de la línea aérea de alimentación en 34,5 Kv.
- Determinar las distancias mínimas de separación fase – tierra y fase –fase para las nuevas líneas aéreas de alimentación en 34,5 Kv.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Coordinación de Aislamiento.

La coordinación de aislamiento comprende la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos y su aplicación en relación con las tensiones que puede aparecer en el sistema donde se van a utilizar dichos equipos, tomando en cuenta las características de los equipos de protección disponibles, para así obtener un nivel de probabilidad de daños a los equipos y de continuidad de servicio aceptable, desde el punto de vista operacional y económico. (IEC, 1993).

2.2 Tipos de Aislamiento.

El aislamiento eléctrico se puede clasificar como:

El aislamiento externo consiste en distancias en el aire a través de las superficies del aislamiento sólido en contacto con el aire, que están sujetas a esfuerzos eléctricos y a los esfuerzos de la atmósfera. (IEC, 1993).

El aislamiento interno consiste en las partes internas sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento del equipo, las cuales están protegidas por las cubiertas del equipo de los efectos de la atmósfera. (IEC, 1993).

El aislamiento autorecuperable es el aislamiento que recupera completamente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva (flameo) causada por la aplicación de una tensión. Este tipo de aislamiento es generalmente aislamiento externo. (IEC, 1993).

El aislamiento no autorecuperable es lo opuesto al aislamiento autorecuperable, es decir que pierde sus propiedades o no las recupera completamente después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de una tensión. (IEC, 1993).

2.3 Configuración del Aislamiento.

De acuerdo a IEC 60071-2, las configuraciones más comunes para un tipo de aislamiento dado, tomando en cuenta sus bornes son:

Trifásica: Tiene en cuenta tres bornes de fase, un borne de neutro y un borne de tierra.

Fase – tierra: Configuración de aislamiento trifásico en la cual no se tiene en cuenta los bornes de dos fases y, excepto en casos especiales, en el cual el borne de neutro se conecta a tierra.

Entre fases: Configuración de aislamiento trifásico en el cual no se considera un borne de fase. En ciertos casos, los bornes de neutro y tierra tampoco son considerados.

Longitudinal: Esta es una configuración donde se tiene en cuenta dos bornes de fase y uno de tierra, los bornes de fase pertenecen a la misma fase de una red trifásica, separadas temporalmente en dos partes independientes bajo tensión. Un ejemplo de aislamiento longitudinal es el caso del aislamiento que existe entre los bornes de la misma fase de un interruptor o un seccionador en estatus normalmente abierto.

2.4 Niveles Básicos de Aislamiento.

El nivel de aislamiento de los equipos es diseñado para soportar voltajes más altos que los de operación normal. Se pueden establecer dos niveles básicos de aislamiento, uno ante impulso de rayo (*basic lightning impulse insulation level, BIL*) y otro ante impulso de maniobra (*Basic switching impulse insulation level, BSL*). (CADAFE 400, 1984).

El BIL es el nivel de aislamiento expresado en término del valor de cresta del impulso de tipo rayo normalizado, es decir, el BIL esta ligado a una forma de onda específica y de igual manera a las condiciones atmosféricas normalizadas. El BIL puede ser BIL estadístico o BIL convencional. El BIL estadístico es solamente aplicable a aislamientos autorecuperables mientras que el BIL convencional es aplicable a aislamientos no autorecuperables. Los BIL son universalmente establecidos a condiciones en seco: En la norma IEC 60071, el BIL es conocido como la tensión de aguante al impulso de rayo.

El BIL estadístico es el valor de cresta de un impulso de rayo para el cual el aislamiento tiene un diez (10) por ciento de probabilidad de fallar (resultando en un flashover).

El BIL convencional es el valor de cresta de un impulso de rayo estándar para el cual el aislamiento no falla cuando está sujeto a un número específico de aplicaciones bajo condiciones específicas.

El BSL es el nivel de aislamiento expresado en términos del valor de cresta de un impulso de maniobra normalizado. Al igual que el BIL el BSL puede ser estadístico o convencional. En la norma IEC 60071, el BSL es llamado la tensión de aguante al impulso de maniobra y la definición es la misma.

2.5 Tensiones y Sobretensiones de una Red Eléctrica.

Los términos tensión y sobretensión son muy utilizados en los procesos de coordinación de aislamiento de redes eléctricas. De acuerdo al vocabulario electrotécnico internacional, la tensión de una red es la diferencia de potencial eléctrico entre los conductores de fase y tierra o entre los conductores de fase de la red eléctrica. Es necesario distinguir entre las tensiones que aparecen en las condiciones de servicio y aquellas debidas a perturbaciones.

En condiciones excepcionales suelen aparecer las sobretensiones, que son aquellas tensiones cuyo valor de cresta supera el valor de cresta de las tensiones bajo la cual la red puede funcionar con normalidad. Las sobretensiones son las tensiones que ponen en peligro la estabilidad del sistema eléctrico.

Una sobretensión es todo aumento transitorio de tensión capaz de poner en peligro los equipos y el buen servicio de una instalación eléctrica. Las sobretensiones pueden producirse en cualquier instalación, tanto a niveles de alta tensión como a niveles de baja tensión o en el lado secundario de transformadores de distribución, donde pueden ocasionar flameos o ruptura de su rigidez dieléctrica que además de destruir o averiar seriamente el aislante también puede ser la causa de nuevas fallas. También repetidos transitorios originados por la sobretensión acortan la vida útil de conductores, acelerando el crecimiento de las fisuras en el aislamiento del mismo.

2.5.1 Clasificación de las Tensiones y Sobretensiones.

Muchos autores clasifican las sobretensiones según su origen en externas e internas, las primeras debidas a rayos o descargas atmosféricas y las segundas debidas particularmente a maniobras en la red. Esta clasificación es meramente académica y no tiene en cuenta los intereses relacionados con la especificación de los

equipamientos. En la norma IEC600071-2, las tensiones y sobretensiones se clasifican por su forma de onda y duración de acuerdo a las siguientes categorías:

Tensión permanente: Tensión a la frecuencia de la red, considerada como aquella que tiene un valor eficaz constante, aplicada permanentemente a cualquier par de bornes de una configuración de aislamiento.

Tensión nominal del sistema: Es la tensión a la cual el sistema se denomina y a la que se refiere ciertas características de funcionamiento del mismo.

Tensión inducida: Es el voltaje en la línea que se origina por una caída remota del rayo a tierra.

Tensión máxima del sistema: Es el valor máximo de la tensión que se presenta en un instante y en un punto cualquiera de la red en condiciones normales de funcionamiento.

Tensión máxima del material: Es el valor eficaz máximo de la tensión entre fases para el cual está especificado el material en relación con su aislamiento y algunas otras características que están provisionalmente conectadas a esta tensión en las normas propuestas para cada material.

Sobretensiones temporales: Estas sobretensiones son a frecuencia industrial o muy cercana. Están asociadas principalmente a pérdidas de carga, fallas a tierra y resonancia de diferentes tipos. En la coordinación de aislamientos estas determinan las características nominales de los descargadores y los niveles de protección.

Sobretensiones de maniobra: Las sobretensiones de maniobra están asociadas a todas las operaciones de maniobra y fallas de un sistema.

Sobretensiones atmosféricas: Las sobretensiones atmosféricas de amplitudes grandes pueden entrar a una subestación mediante descargas atmosféricas directas a una línea o como flameos inversos en la torre.

Sobretensiones transitorias: Es una sobretensión de corta duración, que no sobrepasa de unos milisegundos, generalmente fuertemente amortiguada.

2.6 Tensión Crítica de Flameo (CFO).

Es la tensión crítica de flameo de un aislamiento determinado. Es un valor estadístico, que se refiere a una tensión que al ser aplicada, resulta una probabilidad de 50% de flameo, en la norma IEC 6071-2, al termino CFO, se le conoce como U_{50} .

2.7 Tensión Soportada.

La norma IEC 60071-2 clasifica a la tensión soportada como convencional, cuando a dicha tensión se supone un valor de 0% de descargas disruptivas, y como tensión soportada estadística cuando el material sometido a esta tensión tiene un 10% de probabilidad de descarga disruptiva.

2.8 Forma de Onda Normalizada de Impulso Tipo Rayo.

Esta onda de choque tiene una forma que se ha normalizado y definido como un impulso que aumenta bruscamente y de manera exponencial hasta valores altos en un tiempo aproximadamente de 1.2 microsegundos, para luego descender hasta la mitad del valor máximo en un tiempo de 50 microsegundos. A esta onda se le conoce como onda normalizada $1.2 \times 50 \mu s$.

Para la forma de onda del impulso de rayo, el tiempo de cresta se determina trazando una recta entre dos puntos, los cuales se localizan al 30% y al 90% de su valor de cresta. El punto en el cual la línea se cruza con el eje horizontal o el valor de voltaje cero, se llama virtual y todos los tiempos se miden desde este punto; enseguida, se traza una recta horizontal al valor de cresta de manera que intersecte la línea trazada entre el 30% y 90%.

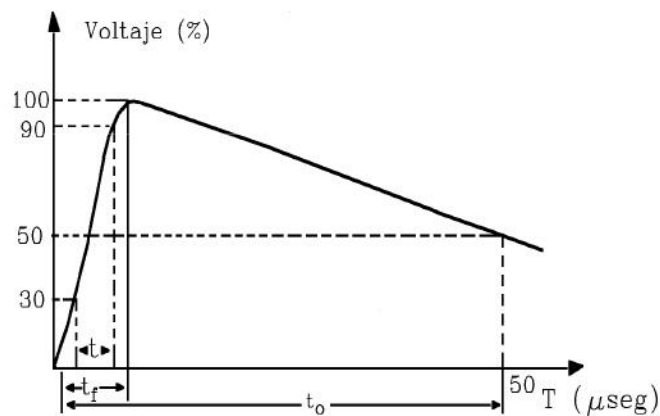


Figura 2.1. Forma de onda normalizada de impulso tipo rayo.

2.9 El rayo y los Sistemas Eléctricos.

Los rayos no necesitan caer directamente en las líneas para causar problemas, cargas inducidas pueden ser introducidas en el sistema por rayos a tierra en zonas cercanas. El golpe del rayo también puede tocar el cable de guarda y las estructuras y ocasionar descargas inversas. La probabilidad de ocurrencia de cualquiera de las opciones que tiene el rayo de impactar: Tierra, Guarda o Fase, se determinan a través de la teoría electrogeométrica, o modelo Brown – Whitehead.

2.9.1 Descarga Inducida.

Una vez que la descarga aparece en la línea, la misma se propagará a lo largo de ésta en la forma de una onda viajera hasta disiparse por atenuación, pérdidas, falla de aislamiento u operación del descargador.

2.9.2 Descarga Directa.

Cuando el rayo golpea directamente a la línea, el voltaje se incrementa rápidamente en el punto de contacto. Este voltaje también se propaga en la forma de una onda viajera en ambas direcciones desde el punto de choque intentando incrementar el potencial de la línea al valor de la descarga ocurrida. Debido a que tal voltaje excede la rigidez dieléctrica fase – tierra de la línea, una posibilidad de falla de aislamiento se puede presentar, resultando en que una protección contra sobretensiones sea requerida. Obviamente es preferible que el camino a tierra por la caída del rayo se establezca por la operación de los pararrayos que por una falla de aislamiento, este es el fundamento de la coordinación de aislamiento.

2.9.3 Descarga sobre las estructuras y sobre el cable de guarda.

Cada torre o poste de una línea aérea presenta una impedancia y una resistencia efectiva con respecto a tierra. Si un rayo cae directamente sobre una torre la corriente de descarga a tierra ocasionará una diferencial de potencial entre la parte superior de la estructura y tierra, la cual es tanto dependiente directamente de la impedancia de la estructura como del valor efectivo de la resistencia de aterramiento. Si el conductor permanece prácticamente al potencial de tierra, el valor de sobretensión puede aparecer entre la parte superior de la torre y tierra, y si excede el valor del nivel de aislamiento de la línea se establecerá un arco eléctrico entre la torre y el conductor denominado backflashover.

2.10 Método de Apantallamiento Brown – Whitehead.

El método de Brown – Whitehead es de procedencia analítica y su importancia se debe a que ha podido ser verificado ampliamente en numerosos ensayos de campo en torres de hasta 45 m de altura. El punto de partida es la distancia disruptiva, para la cual la descarga piloto del rayo puede alcanzar y exceder al gradiente crítico en su trayecto hacia un objeto a tierra, en este caso el cable de guarda. (Siegert, 2002).

El cable de guarda es un conductor que corre paralelamente a las fases del sistema, el cual debe cumplir con los requerimientos de resistencia mecánica acorde con la estructura a la cual se le va a implantar, Además debe poseer una buena puesta a tierra para que pueda drenar gran parte de la sobretensión, estimándose esta puesta a tierra en un valor no superior a los 10 Ω .

Adicionalmente, si el cable de guarda es colocado correctamente evitará que las líneas reciban descargas atmosféricas directas, que son las de mayor energía, aunque por la existencia de acoplamientos inductivos – capacitivos entre este y los conductores de fase, esta protección es relativa porque se inducen sobretensiones en la fase.

Una falla de apantallamiento ocurre cuando un rayo desprecia el cable de guarda o la estructura y termina directamente en el conductor de fase. Voltajes altos se desarrollan rápidamente en el punto de contacto, y viajarán en ambas direcciones, eventualmente alcanzará uno o más aisladores y causará flameos. La probabilidad de ocurrencia de falla de apantallamiento debe ser calculada para cada disposición geométrica, ya que este tipo de falla puede en casos extremos, representar una proporción significativa en el índice de salida de las líneas, particularmente si estas poseen cable de guarda.

Por eso es importante, realizar este estudio para varias configuraciones geométricas de los conductores sobre los apoyos. Una baja probabilidad de falla de apantallamiento es garantía de la confiabilidad del cable de guarda como elemento protector contra la descarga atmosférica.

La Fig. 2.2 muestra un modelo simplificado del mecanismo postulado de la falla de apantallamiento para un cable de guarda y un conductor de fase sobre un terreno horizontal. Tres rayos de igual magnitud de corriente se muestran acercándose a la línea. El rayo se aproxima con una cierta distancia r_s de la tierra y de la línea, y estará influenciado por lo que esté más cerca de él, y saltará esa distancia r_s , para hacerle contacto.

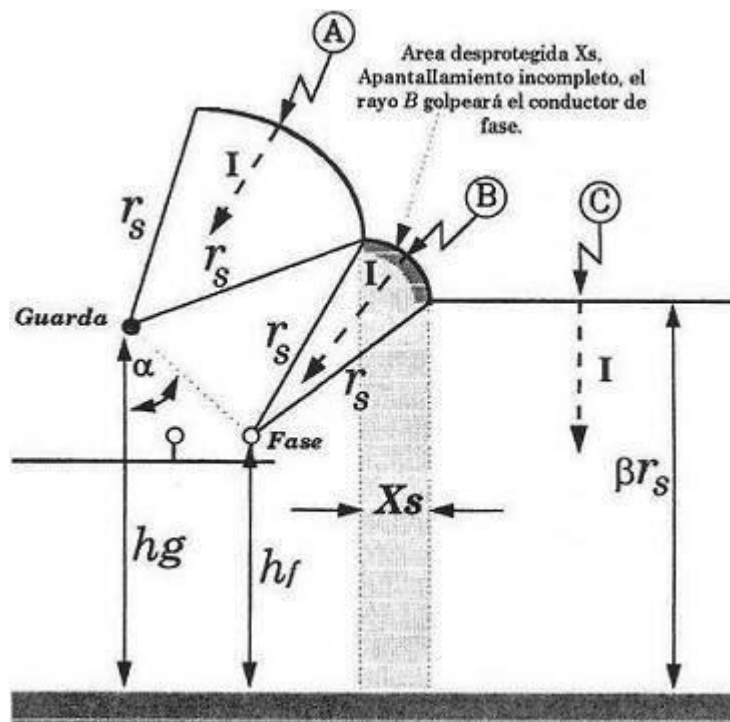


Figura 2.2. Modelo electrogeométrico para fallas de apantallamiento.

Esta distancia se llama distancia de choque, y es el concepto clave de la teoría electrogeométrica. La ecuación recomendada para la distancia de choque es:

$$r_s = 10 * I^{0.65} \quad (2.1)$$

Donde:

r_s : Es la distancia de choque (m).

I: Es la corriente del rayo (kA).

En la Fig. 2.2 el rayo A puede alcanzar el cable de guarda debido a que esta en la distancia más cercana a la que se encuentra. El rayo C puede ser alcanzado por la distancia βr_s debido a que es la distancia más cercana a él. Se observa que cualquier distancia a otros puntos es mayor a la distancia de choque de cada zona. El valor de β usado para líneas de distribución es 0,85. El rayo B está más cerca de alcanzar el arco sombreado en la Fig. 2.2, y alcanzará entonces al conductor de fase, debido a que las distancias al cable de guarda y a tierra exceden su distancia de choque.

Para rayos verticales el segmento X_s establece la proyección sobre el terreno del área descubierta, para la cual, los rayos que usualmente podrían ir a tierra o a guarda, contactan la fase.

Whitehead y Brown expandieron el análisis electrogeométrico para incluir el efecto de rayos cayendo en forma diferente a la vertical, y mostraron que, dependiendo de la probabilidad de la distribución angular del rayo que se asuma, el área descubierta X_s cambiará.

En todos los cálculos de fallas de apantallamiento se utilizan las alturas promedio de los cables de guarda y de fase, haciendo uso de la ecuación:

$$hg = h - \frac{2}{3}(\text{flecha}) \quad (2.2)$$

El segmento X_s (proyección sobre el terreno, del arco desprotegido), puede ser calculado de manera trigonométrica en el esquema de la Fig. 2.3

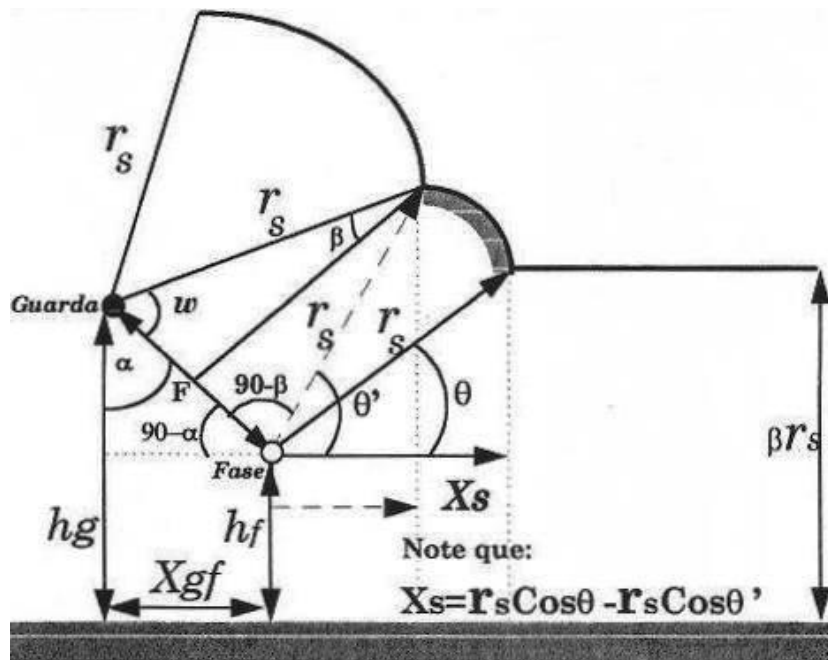


Figura 2.3. Modelo trigonométrico para determinar la ventana desprotegida.

De la Fig. 2.3, si es conocido r_s , y la altura βr_s es mayor que la altura del conductor de fase hf , el segmento descubierto es:

$$X_s = r_s * [\cos \theta + \sin(\alpha - w)] \quad (2.3)$$

Donde:

$$\theta = \arcsin\left(\frac{\beta r_s - hf}{r_s}\right)$$

$$\omega = \arccos\left(\frac{F}{2 * r_s}\right)$$

$$\alpha = \arctg\left(\frac{X_{gf}}{hg - hf}\right)$$

Y si βr_s es menor que la altura del conductor de fase hf , el segmento descubierto es:

$$X_s = r_s * [1 + \sin(\alpha - \omega)] \quad (2.4)$$

Para obtener un apantallamiento efectivo Fig. 2.4, usualmente se deja el conductor de fase fijo, y se mueve el cable de guarda horizontalmente hasta que el arco desprotegido X_s se reduzca a cero.

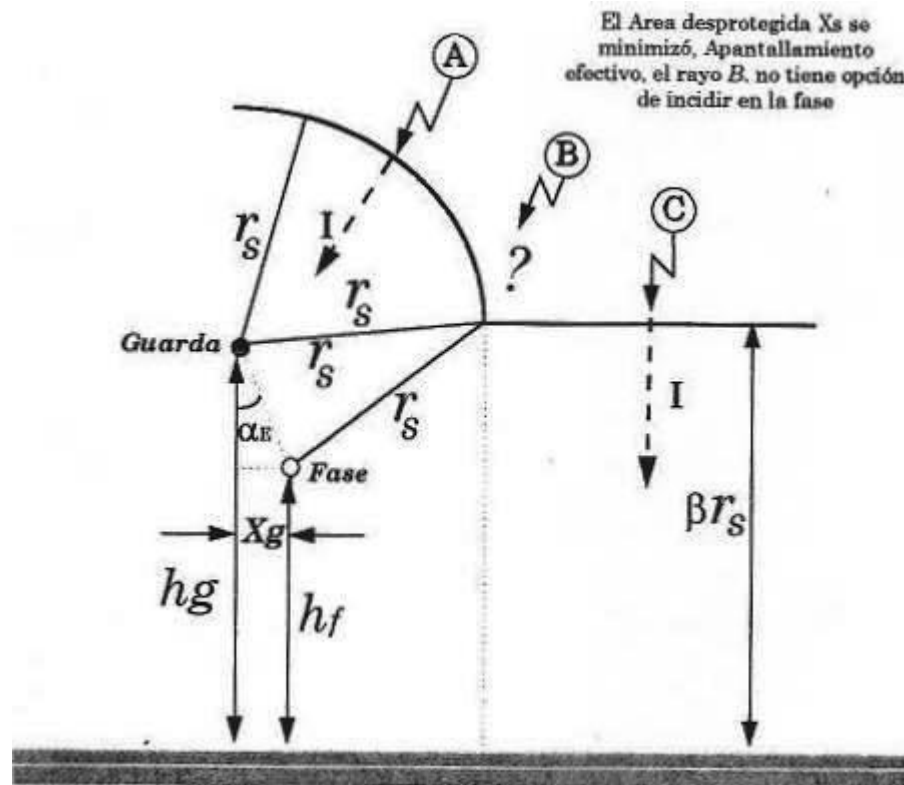


Figura 2.4. Modelo geométrico para apantallamiento efectivo.

Para un buen apantallamiento, la distancia horizontal que debe existir entre guarda y fase, referida en la Fig. 2.3 como X_{gf} , es entonces X_g en la Fig. 2.4, y viene dada por:

$$X_g = \sqrt{r_s^2 - (\beta r_s - h_f)^2} - \sqrt{r_s^2 - (\beta r_s - h_g)^2} \quad (2.5)$$

Y el ángulo efectivo de apantallamiento viene a ser:

$$\alpha_E = \arctg\left(\frac{X_g}{h_f - h_g}\right) \quad (2.6)$$

Note que para ángulos de apantallamiento positivos, X_g será negativo, debido a que el cable de guarda se ubica al lado izquierdo del conductor de fase en la Fig. 2.4.

2.11 Medidas de Protección Contra Sobretensiones.

Protegerse de las descargas atmosféricas es necesario, ya que las mismas perturban las líneas de los sistemas eléctricos.

De manera general podemos tener dos formas de proteger al sistema eléctrico contra las sobretensiones, una forma trata de eliminar o apantallar contra la causa más crítica que las origina y otra más operativa protege ya cuando se ha presentado haciendo uso de su comportamiento no lineal.

2.12 El Pararrayos o Descargador de Sobretensiones

El empleo de pararrayos para la protección contra sobretensiones en sistemas de distribución es sin duda el método que más se ha desarrollado hasta la fecha. Los pararrayos son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones.

Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la máxima tensión disruptiva de diseño.
- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- Desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.

- No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Como elemento protector de los circuitos eléctricos, se utilizan en la actualidad dos tipos de pararrayos, los de Resistencia Variable y los de Óxido de Zinc. Los primeros asocian una serie de explosores y unas resistencias no lineales (varistancias) capaces de limitar la corriente después del paso de la onda de choque. Se caracterizan por su tensión de extinción a frecuencia industrial más alta bajo la cual el pararrayos puede descebarse espontáneamente. Los segundos están constituidos sólo por varistancias y reemplazan a los anteriores cada vez más, ya que su característica principal es la no linealidad de las varistancias de ZnO, que facilitan que la resistencia pase de unos 1.5 Mohms a 15 Ohms entre la tensión de servicio y la tensión nominal de descarga.

2.13 El Nivel Ceraúnico.

El nivel ceraúnico se define como el número de días por año que un trueno se escucha en una región particular, un control preciso de esta definición es muy difícil de encontrar, el control llevado se refiere a los días de tormentas al año. Estos días de tormentas al año se presentan a través de mapas o cartas isoceraúnicas, como la mostrada en la Figura 2.3.



Figura 2.5. Carta Isoceraúnica de Venezuela.

2.14 Efecto Corona.

El efecto corona no es más que una descarga luminosa producto de la ionización del aire que circunda el conductor causada por exceder el gradiente de voltaje de la superficie del conductor cierto valor crítico (IEEE DICTIONARY).

Las pérdidas por efecto corona son las pérdidas de energía producto de la descarga, comúnmente expresadas como una pérdida de potencia en kW por Km ó w por m. Esta energía es disipada como calor, radiación electromagnética, sonido, etc. Las pérdidas por coronas son altamente dependientes de las condiciones ambientales, superficie del conductor y se incrementa notablemente durante lluvias.

2.15 Distancias y Separaciones Mínimas de Seguridad.

De acuerdo a la norma CADAFE 058-1987, se definen las distancias y separaciones mínimas entre conductores energizados, conductor neutro, conductor a masa, y conductor a tierra a fin de asegurar un diseño y construcción adecuado de las líneas de distribución y alimentación, teniendo en cuenta el resguardo de las personas durante su construcción, operación y mantenimiento.

a) Separación vertical de los conductores y partes vivas de equipos sobre tierra, rieles o agua.

Las separaciones indicadas en la Tabla N° 2.1 serán válidas para las condiciones que se dan a continuación:

- Las separaciones verticales se calcularán para la condición de flecha máxima de los conductores de la línea y viento cero.
- Se considera la línea operando a la temperatura máxima permitida por diseño.
- Las tensiones especificadas son fase a tierra para circuitos efectivamente aterrados. Para los circuitos no aterrados, las tensiones se considerarán como los valores máximos efectivos entre dos (2) conductores del circuito en referencia.

Tabla 2.1. Separación mínima vertical de conductores desnudos sobre tierra, agua y vías férreas.

NATURALEZA DE LA SUPERFICIE O TERRENO QUE ESTA POR DEBAJO DE LOS CONDUCTORES.	NIVEL DE TENSIÓN.		
	0V -750V (m)	750V -15kV (m)	15kV -50kV (m)
Vías de ferrocarril (excepto trenes electrificados que usan conductores aéreos de trole).	8.25	8.50	9.15
Calles, callejones, avenidas no residenciales, zonas de estacionamiento y otras aéreas sujetas a tráfico pesado excepto autopistas.	5.50	6.10	6.75
Avenidas residenciales, áreas comerciales no sujetas a tráfico pesado.	4.50	6.10	6.75
Otras tierras atravesadas por vehículos, tales como cultivos, pastos, huertos, etc.	5.50	6.00	6.75
Espacios o vías accesibles a peatones solamente.	4.40	4.80	5.25

b) Separación vertical entre partes energizadas de equipos montados sobre estructuras y tierra.

Las separaciones verticales sobre tierra, para las partes energizadas no resguardadas, tales como aisladores de transformadores, pararrayos y longitudes cortas de conductores conectados a dichas partes, serán las indicadas en la Tabla N° 2.2. Las separaciones serán válidas para la condición siguiente:

- Las tensiones especificadas son fase a tierra para circuitos efectivamente aterrados. Para los circuitos no aterrados se considerarán como las tensiones máximas efectivas entre dos conductores del circuito en referencia.

Tabla 2.2. Separación mínima vertical de partes rígidas energizadas sobre tierra.

NATURALEZA DE LA SUPERFICIE QUE SE ENCUENTRA POR DEBAJO DE LAS PARTES ENERGIZADAS, DONDE LAS MISMAS CUELGAS SOBRE:	NIVEL DE TENSIÓN.		
	0V -750V (m)	750V -15kV (m)	15kV -50kV (m)
Carreteras, calles, callejones, vías no residenciales, estacionamientos y otras áreas sujetas a tránsito pesado.	5.00	5.50	6.00
Vías residenciales, áreas comerciales no sujetas a tránsito pesado.	4.00	5.50	6.00
Otros terrenos atravesados por vehículos tales como tierras de cultivos, de pastos, bosques y huertos.	5.00	5.50	6.00
Espacios y vías accesibles a personas solamente.	4.00	4.00	4.50

c) Separación horizontal mínima entre conductores de línea de un mismo circuito o de circuitos diferentes sobre la misma estructura.

Las separaciones no serán menores que las dadas en la Tabla N° 2.3, y serán válidas para las condiciones que se dan a continuación:

- Se considera la línea operando a la temperatura máxima permitida por diseño.
- Las separaciones horizontales entre conductores se calcularán para las condiciones de flecha máxima en la línea y desplazada por efecto del viento.

Tabla 2.3. Separación mínima horizontal vertical de partes rígidas energizadas sobre tierra.

CONDUCTORES DE ALIMENTACIÓN		SEPARACIÓN (cm)
Conductores de alimentación del mismo circuito.	0 A 8.7 kV	30.5
	8.7 kV A 50 kV	30.5 + 1 por kV por encima de 8.7 kV.
Conductores de alimentación de diferentes circuitos.	0 A 8.7 kV	30.5
	8.7 kV A 50 kV	30.5 + 1 por kV por encima de 8.7 kV.

d) Separación horizontal mínima entre conductores de línea en función de las flechas.

La separación horizontal entre conductores pertenecientes a un mismo circuito o circuitos diferentes, en la misma estructura, no deberá ser menor en ningún caso a los valores obtenidos de las fórmulas dadas a continuación. Para el cálculo de la separación se emplearán las tensiones entre fases de los dos conductores involucrados.

La separación horizontal de la Tabla N° 7 se aplicará en caso de ser mayor que la calculada en esta regla.

En la Tabla N° 8 se presentan los valores de separación mínima horizontal entre conductores de línea en una misma estructura para los siguientes calibres:

a) Menores al N° 2 AWG calculados mediante la ecuación:

$$S = 0,762 * kV + 7 * \sqrt{0.85 * F - 51.61} \quad (2.7)$$

b) Mayores al N° 2 AWG calculados mediante la ecuación

$$S = 0,762 * kV + 3.68 * \sqrt{F} \quad (2.8)$$

Donde:

kV : Tensión entre conductores en kV.

F : Flecha del conductor en cm.

S : Separación mínima horizontal en cm.

Tabla 2.4. Separación mínima horizontal entre conductores.

Flecha (cm) (kV)	91	122	183	244	305	457	610
	CALIBRES MENORES AL N° 2 AWG SEPARACIÓN (cm)						
2.4	37	52	73	89	102	130	153
4.16	39	54	74	90	104	132	154
13.2	46	60	81	97	111	138	161
13.8	46	61	82	98	111	139	161
34.5	62	77	98	114	127	155	177
	CALIBRES MAYORES O IGUAL AL N° 2 AWG SEPARACIÓN (cm)						
2.4	37	42	51	59	65	81	93
4.16	38	44	53	61	67	82	94
13.2	45	51	60	67	74	89	101
13.8	46	51	60	68	75	89	101
34.5	62	67	76	84	91	105	117

e) Separación horizontal mínima por oscilamiento de aisladores de suspensión.

Cuando se emplean aisladores de suspensión que no están impedidos de movimiento, la separación horizontal mínima entre conductores o cables indicada en el punto “d” se deberá cumplir de manera que los aisladores en suspensión de la línea puedan oscilar transversalmente a su máximo ángulo de inclinación, sin que se reduzcan los valores de separación antes mencionadas.

El valor del ángulo máximo de inclinación de la cadena vendrá dado por la expresión:

$$Fl = Tg^{-1} * \left(0,2453 * V5mm * \frac{d}{p} * \frac{Vm}{Vg} \right) \text{ Grados} \quad (2.9)$$

Donde:

Fl :

Ángulo máximo de inclinación de la cadena (°).

V5mm : Velocidad de viento estacionario máxima (5 minutos) para un período de retorno de 50 años (km/h).

D : Diámetro del conductor (m).

P : Peso del conductor (Kg/m).

Vm : Vano medio (m).

Vg : Vano gravante (m).

El vano medio se define como el promedio de los vanos adyacentes a un apoyo.

El vano gravante es la distancia horizontal que existe entre los vértices de las catenarias de los vanos contiguos a un apoyo.

f) Separación horizontal mínima entre conductor y puntos de potencial cero o masa.

La separación entre conductores y puntos de potencial cero o masa, se determina por la siguiente ecuación:

$$Dm = 0,2 + \frac{kV}{150} \text{ (m)} \quad (2.10)$$

Donde:

Dm : Distancia mínima a masa.

$$kV = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (2.11)$$

Donde:

U : Tensión línea a línea.

2.16 EL PSCAD

El PSCAD son las siglas de Power System CAD y significa Diseño Asistido por Computador de Sistemas de Potencia; es un software para computadora que permite, construir gráficamente el circuito de una red eléctrica, simular su comportamiento y analizar los resultados, todo ello en un entorno gráfico de manejo sencillo e intuitivo.

El PSCAD viene con una completa librería de modelos pre-programados y probados, la cual se extiende desde simples elementos pasivos y controles de

funciones, hasta modelos más complejos tales como máquinas eléctricas, líneas de transmisión, etc. Si un modelo en particular, no se encuentra incluido en la librería del software, el PSCAD le permite al usuario construir el modelo. (MINITOBA HVDC, 2003).

El PSCAD es uno de los simuladores de sistemas de potencia más rápido, preciso y fácil de usar, para el diseño y análisis de fenómenos transitorios. Imprescindible en análisis de calidad de la energía, análisis de defectos, previsión de potencia, PSCAD mejora la fiabilidad y las prestaciones del sistema de potencia.

PSCAD resulta ideal en el análisis de transitorios en: Líneas de transporte y cables, sistemas embarcados, grandes cargas industriales no-lineales, sistemas de electrónica de potencia y accionamientos, defectos asimétricos, generación de energía distribuida, máquinas rotatorias, sistemas FACTS/HVDC, energía eólica, sistemas fotovoltaicos, etc.

Los siguientes son algunos de los modelos comunes, encontrados en estudios de sistemas de potencia, empleando PSCAD:

- Resistencias (R), bobinas (L), condensadores (C).
- Bobinas acopladas y transformadores, tanto monofásicos como trifásicos.
- Líneas aéreas y cables.
- Fuentes de tensión e intensidad.
- Interruptores y conmutadores.
- Componentes de electrónica de potencia como diodos, tiristores e IGBT.
- Funciones de control digital y analógico.
- Máquinas de corriente continua y alterna, con sus sistemas de excitación, regulación de velocidad y sistemas inerciales.
- Convertidores electrónicos, como rectificadores, inversores y HVDC.

CAPITULO III

CÁLCULO DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

3.1 Premisas.

Para determinar el nuevo nivel de aislamiento de la línea de acuerdo a su diseño previo, se consideran las siguientes premisas:

- a) El conductor utilizado es de aleación de aluminio reforzado y concéntrico de acero (ACSR) calibre 336,4 Kcmil.

- b) El cable de guarda utilizado será del tipo de extra alta resistencia (EHS) y del tipo OPWG.

- c) Los aisladores utilizados son del tipo polimérico.

- d) Los pararrayos utilizados son tipo varistor de óxido metálico.

- e) La selección del aislamiento se realizará para tres disposiciones; Doble terna vertical, dos (2) circuitos simple terna horizontal y dos (2) circuitos simple terna triangular. Se realiza el cálculo para los dos primeros arreglos como previsión para futuros cálculos, dado que el tercer arreglo es de la misma disposición del arreglo original y se podrá comparar los nuevos niveles de aislamiento con los anteriores. Igualmente se apreciara ventajas y desventajas entre las tres (3).

3.2 Datos de la Línea.

Para efectos de los cálculos a realizar, se tomarán los valores correspondientes para determinar el nuevo nivel de aislamiento de la línea, los cuales son:

- Altura mínima del conductor sobre el terreno: 7 m.
- Altura mínima de apoyos: 15 m.
- Las crucetas seleccionadas son de 1,8 y 2,4 m. de largo.
- Temperatura ambiente máxima: 40 °C.
- Temperatura ambiente mínima: 15 °C.
- Vano máximo: 120 m.
- Flecha Máxima: 1,6 m.
- Velocidad máxima del viento: 100Km/h.
- Voltaje de operación: 35 kV.

PDVSA aumentó el nivel básico de aislamiento del sistema en un 20%, por lo tanto el nuevo BIL para una tensión de operación de 35 kV es:

$$BIL = 200kV * 1,2 = 240kV$$

Para determinar la tensión crítica de flameo CFO las normas IEC 60071-2 recomiendan la aplicación de las siguientes ecuaciones para obtener la tensión CFO.

$$BIL = CFO * (1 - 1,3 * \sigma) \quad (3.1)$$

Donde:

σ : Desviación estándar.

BIL : Nivel Básico de Aislamiento.

CFO : Voltage Critical Flash Over.

El valor de la desviación estándar esta definida como:

3% para impulso por rayo.

6% para impulso por maniobra.

Sustituyendo en la ecuación 3.1 para impulso por rayo tenemos:

$$CFO = \frac{BIL}{0,961} \quad (3.2)$$

La nueva tensión crítica de flameo es:

$$CFO = \frac{240kV}{0,961} = 249.74kV \approx 250kV$$

3.3 Niveles de Contaminación.

Para los efectos de la normalización existen cuatro niveles de contaminación cualitativamente definidos, desde la contaminación liviana hasta la contaminación muy pesada.

La tabla 3.1 da para cada nivel de contaminación, una descripción aproximada de algunos ambientes típicos correspondientes. Existen otras condiciones ambientales extremas merecedoras de consideración, por ejemplo, la nieve, el hielo, las fuertes lluvias y las zonas áridas, para ellas se puede tomar los niveles de contaminación muy pesado o considerar un nivel específico según la condición ambiental extrema.

Se tiene en cuenta que esta tabla está basada en la tabla I de la IEC Publicación 71-2: Coordinación de Aislamiento, Parte 2: Guía de Aplicación.

Tabla 3.1. Niveles de contaminación en ambientes típicos.

NIVEL DE CONTAMINACIÓN.	EJEMPLO DE AMBIENTES TÍPICOS.
Ligera.	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con plantas de calefacción. - Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas frecuentemente a vientos y/o lluvias. - Zonas agrícolas. - Zonas montañosas. <p>Todas estas áreas deberán estar situadas al menos de 10 km a 20 km del mar no deben ser expuestas a los vientos directos provenientes del mar.</p>
Mediana.	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con industrias que no produzcan particularmente contaminación por humo y/o con una densidad promedio de viviendas equipadas con plantas de calefacción. - Zonas con alta densidad de viviendas y/o industrias pero sometidas frecuentemente a vientos y/o lluvias. - Zonas expuestas a vientos del mar, pero no demasiado cerca de la costa (al menos varios kilómetros de distancia).
Pesada.	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo contaminación. - Zonas cerca del mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes desde el mar.
Muy Pesada.	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas generales de moderada extensión, sometidas a polvos conductores y a humo industrial, produciendo particularmente espesos depósitos conductivos. - Zonas generales de moderada extensión, muy cerca de la costa y expuesta a rocío marino o vientos muy fuertes desde el mar. - Zonas desérticas, caracterizadas por la ausencia de lluvias durante largos períodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a una regular condensación.

Para cada nivel de contaminación descrito en la tabla 3.1, existe específicamente una distancia nominal mínima de fuga, expresada en milímetros por kilovoltios (fase a fase), la cual se muestra en la tabla 3.2.

La experiencia ha demostrado que el criterio de "distancia mínima de fuga específica", se aplica a la mayoría de los aislantes utilizados en los sistemas existentes. Algunos aisladores de diseño especial para determinados tipos de contaminación, no pueden satisfacer estas condiciones a pesar de que funcionan perfectamente en servicio.

Tabla 3.2. Niveles de contaminación en ambientes típicos.

NIVEL DE CONTAMINACIÓN.	DISTANCIA MÍNIMA DE FUGA ESPECÍFICA (mm/kV)
Ligera.	16
Mediana.	20
Pesada.	25
Muy Pesada.	31

En zonas muy ligeramente contaminadas se especifican distancias de fugas mínimas inferiores a 16 mm/kV, se puede utilizar dependiendo de la experiencia de servicio 12 mm/kV como límite inferior.

En el caso excepcional de un grave nivel de contaminación, una distancia mínima de fuga específica de 31 mm/kV puede no ser adecuada. Dependiendo de la experiencia de servicio y/o los resultados de las pruebas de laboratorio, un mayor valor de distancia de fuga específica se puede utilizar.

3.4 Selección del Aislador.

Para determinar la selección del aislamiento se ha de considerar principalmente los datos de la línea, las condiciones de la zona, las premisas establecidas, los términos referenciales, etc. En tal sentido, se presenta los criterios mínimos necesarios:

Tipo del aislador:	Polimérico.
Tensión Nominal:	35 kV.
Critical Flash Over (Neg):	≥ 250 kV.
BIL:	240 kV.
Nivel de Contaminación:	Ligera.
Acople:	Horquilla – Ojal.

De acuerdo a lo establecido por las normas CADAPE (058-87), la longitud de los aisladores de suspensión dictamina el largo mínimo que deberán tener las crucetas de los apoyos, debido a que estos influyen en la separación entre conductores.

Considerando como referencia el aislador marca Ohio-Brass tipo PDI-35 (ver anexo 1), catálogo N° 401035-0215, se tienen los siguientes datos técnicos:

Distancia de Fuga:	838 mm.
Distancia de Arco en Seco:	508 mm.
Descarga Disruptiva (ANSI).	
En seco:	200 kV
En húmedo:	160 kV.
Descarga Crítica Disruptiva (ANSI).	
Positiva:	325 kV.
Negativa:	360 kV.

N° de faldas:	8.
Longitud:	635 mm.
Diámetro:	76 mm.
Peso Neto:	1,5 Kg.

3.5 Selección del Pararrayos.

Para el sistema se seleccionará un pararrayo tipo varistor de óxido metálico, se ha de considerar las mismas condiciones de selección del aislador, aparte de las mismas, el pararrayo debe ser certificado para trabajo pesado (Heavy Duty). La capacidad térmica deberá ser suficiente para un funcionamiento satisfactorio frente a sobretensiones múltiples, guardando un margen térmico adecuado para evitar el riesgo de elevación descontrolada de temperatura (“Thermal Runaway”), de modo que después de cesadas las sobretensiones, la temperatura y la corriente de fuga de las resistencias no lineales del pararrayos, retornen a estado estable y normal, con el voltaje máximo de operación del sistema.

El pararrayos seleccionado debe cumplir con los requerimientos establecidos por la norma ANSI C-62.1, además se consideran los datos de la línea, las condiciones de la zona, las premisas establecidas, los términos referenciales, etc.

Para el sistema se seleccionará un pararrayo (MVOS) marca Ohio-Brass polimérico (ver anexo 2), certificado clase “Heavy Duty” con un valor de voltaje de operación continuo MCVO = 29 kVrms, catálogo N° 213729, para el mismo se tienen los siguientes datos técnicos mínimos necesarios:

Tipo:	Óxido Metálico.
Tipo del aislamiento:	Polimérico.
Tipo de Conexión:	Fase a Tierra.
Frecuencia:	60 Hz

Tensión Máximo de la Red:	36 kV.
Tensión Nominal del Pararrayo:	29 kV.
Tensión Nominal de la Red:	35 kV.
Corriente Nominal de Descarga:	10 kA.
Máxima Tensión Residual (8/20 μ seg):	112,9 kV.

3.6 Longitud de la Cruceta.

Para determinar la longitud de la cruceta se debe tener el aislador seleccionado, la selección del aislador influye directamente en el tamaño de la cruceta a utilizar. Conocido el aislador se procede a determinar algunas separaciones mínimas que deben existir.

En primer lugar se determina la separación mínima horizontal entre conductores de línea en la misma estructura, para ello se utiliza la ecuación 2.8.

$$S = 0,762 * kV + 3.68 * \sqrt{F} \text{ cm}$$

Tomando los valores de la línea y sustituyendo se tiene:

$$kV = 34,5 \text{ kV.}$$

$$F = 160 \text{ cm.}$$

$$S = 0,762 * 34.5 + 3.68 * \sqrt{160} \text{ cm}$$

$$S = 72.84 \text{ cm}$$

En segundo lugar se determina la separación mínima horizontal por oscilamiento de aisladores de suspensión. Esta se deberá cumplir de manera que los aisladores en suspensión de la línea puedan oscilar transversalmente a su máximo ángulo de inclinación, sin que se reduzcan los valores de separación horizontal mínima entre conductores.

El valor del ángulo máximo de inclinación de la cadena vendrá dado por la ecuación 2.9.

$$Fl = Tg^{-1} * \left(0,2453 * V5mm * \frac{d}{p} * \frac{Vm}{Vg} \right) \text{ Grados}$$

Tomando los valores de la línea y sustituyendo se tiene:

$$V5mm = 100 \text{ km/h.}$$

$$Vm = 120 \text{ m.}$$

El vano gravante se considera igual al vano medio para efectos de cálculo, debido a la disposición de la línea sobre el terreno que posee un perfil longitudinal con elevaciones casi nulas.

$$Vg = 120 \text{ m.}$$

El diámetro y peso del conductor de acero (ACSR) calibre 336,4 Kcmil se encuentran en el anexo 3, para efectos de cálculo se deben convertir los datos a las unidades respectivas que requiere la ecuación 2.9.

$$D = 18,82 \text{ mm}$$

$$D = \frac{18,82 \text{ mm} * 1 \text{ m}}{1000 \text{ mm}} = 0,01882 \text{ m}$$

$$P = 784 \text{ Kg/Km}$$

$$P = \frac{784 \text{ Kg} * 1 \text{ Km}}{\text{Km} * 1000 \text{ m}} = 0,784 \text{ Kg/m}$$

Luego de sustituir los valores el ángulo máximo de inclinación es:

$$Fl = Tg^{-1} * \left(0,2453 * 100 * \frac{0,01882}{0,784} * \frac{120}{120} \right)$$

$$Fl = 30,5^\circ$$

Con este valor de ángulo se puede determinar la verdadera separación horizontal que existirá entre conductores.

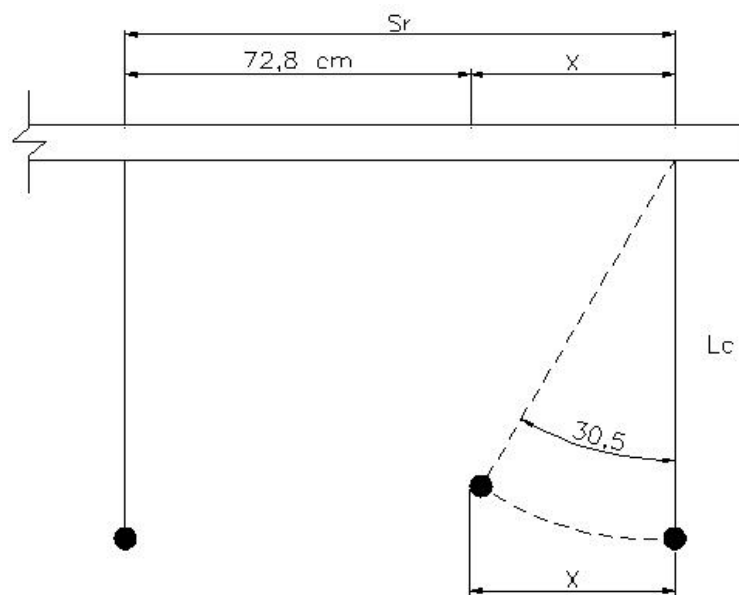


Figura 3.1. Ángulo de oscilación y separación real entre conductores.

Donde:

Sr: Separación real entre conductores (cm).

Lc: Longitud total del aislador en suspensión y los herrajes (cm).

X: Separación adicional entre conductores por oscilamiento (cm).

Para el arreglo del aislador en suspensión con los herrajes se tiene una longitud de 78 cm ($L_c = 78$ cm).

De la figura 3.1 tenemos:

$$Sr = 72,8 + X$$

$$X = L_c * \text{Tg}(30,5)$$

$$X = 78 * \text{Tg}(30,5)$$

$$X = 46 \text{ cm}$$

$$Sr = 72,8 + 46$$

$$Sr = 118,8 \text{ cm} = 1,188 \text{ m}$$

En tercer lugar se determina la separación mínima horizontal entre el conductor y el apoyo. Esta se deberá cumplir de manera que los aisladores en suspensión de la línea puedan oscilar transversalmente a su máximo ángulo de inclinación.

La separación horizontal mínima entre conductor y puntos de potencial cero o masa vendrá dado por la ecuación 2.10 y 2.11.

$$Dm = 0,2 + \frac{kV}{150} \text{ (m)}$$

$$kV = \frac{U}{\sqrt{3}}$$

$$kV = \frac{35}{\sqrt{3}} = 20,2$$

$$Dm = 0,2 + \frac{20,2}{150}$$

$$Dm = 0,33 \text{ m}$$

Con esta distancia puede determinar la verdadera separación horizontal que existirá entre el conductor y el apoyo.

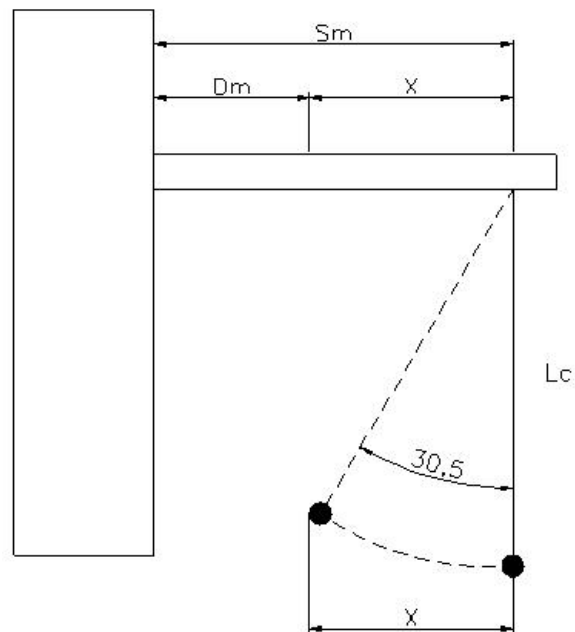


Figura 3.2. Ángulo de oscilación y separación real entre conductor y apoyo.

Donde:

Sm: Separación real entre el conductor y el apoyo (cm).

Dm: Separación mínima horizontal entre el conductor y el apoyo (cm).

X: Separación adicional entre conductores por oscilamiento.

L_c : Longitud total del aislador en suspensión y los herrajes (cm).

De la figura 3.2 tenemos:

$$S_m = D_m + X$$

Sustituyendo tenemos:

$$S_m = 0,33 + 46 = 0,79 \text{ cm}$$

Una vez determinadas todas las separaciones mínimas horizontales se dimensionan las crucetas para las tres disposiciones de la línea.

3.6.1 Cruceta Disposición Simple Terna Horizontal.

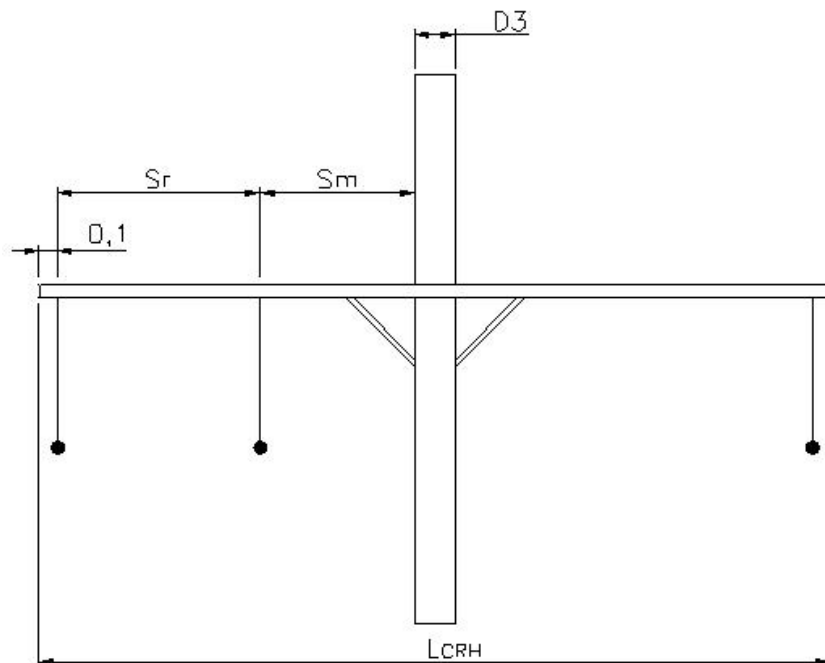


Figura 3.3. Disposición de línea eléctrica simple terna horizontal.

Para la configuración simple terna horizontal, como se muestra en la figura 3.3. El largo mínimo de la cruceta viene dada por la siguiente expresión:

$$L_{CRH} = 2 * \left(0,1 + Sr + Sm + \frac{D3}{2} \right) \text{ (m)}$$

Donde:

D3: Diámetro de la sección del poste donde se encuentre la cruceta (generalmente la sección superior), su máximo valor es de 21,91cm., para postes de 15 m.

$$L_{CRH} = 2 * \left(0,1 + 1,188 + 0,79 + \frac{0,2191}{2} \right)$$

$$L_{CRH} = 4,38 \text{ m}$$

Para el arreglo de línea en configuración horizontal se requiere una cruceta de 4,38 m. de longitud, la cual no es un tamaño comercial.

3.6.2 Cruceta Disposición Doble Terna Vertical.

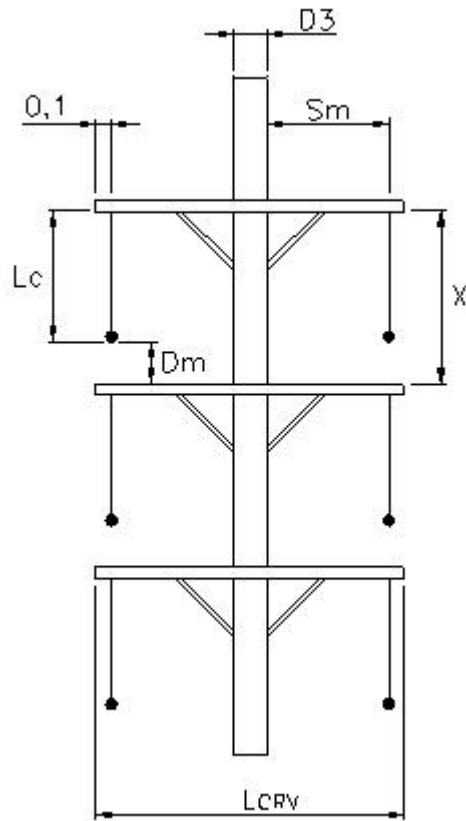


Figura 3.4. Disposición de línea eléctrica doble terna vertical.

Para la configuración doble terna vertical, como se muestra en la figura 3.4. El largo mínimo de la cruceta viene dada por la siguiente expresión.

$$L_{CRV} = 2 * \left(0,1 + Sm + \frac{D3}{2} \right) \text{ (m)}$$

$$L_{CRV} = 2 * \left(0,1 + 0,79 + \frac{0,2191}{2} \right)$$

$$L_{CRV} = 1,99 \text{ m}$$

Para el arreglo de línea en disposición doble terna vertical se requiere una

cruceta con un mínimo de 1,99 m. El valor comercial de cruceta que cumple con este requerimiento es una de longitud igual a 2m.

La distancia “X” (separación entre crucetas) que se muestra en la figura 3.4, debe ser mayor o igual a la suma de la distancia mínima a masa del conductor y el largo del arreglo del aislador.

$$X \geq Dm + Lc$$

$$X \geq 0,33 + 0,78$$

$$X \geq 1,11 \text{ m}$$

3.6.3 Cruceta Disposición Triangular.

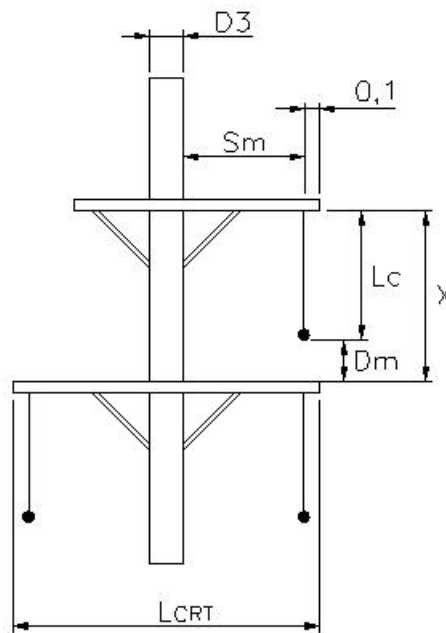


Figura 3.5. Disposición de línea eléctrica triangular.

Para la disposición triangular, que se muestra en la figura 3.5, el largo de la cruceta de mayor longitud (L_{CRT}) se determina de la misma forma en la cual se

determinó el largo para la disposición doble terna vertical. Por lo tanto se tiene que:

$$L_{CRT} = L_{CRV}$$

3.7 Verificación de los Cables de Guarda.

Para verificar la capacidad de corriente de cortocircuito de los cables de guarda, se tomará como corriente de falla la correspondiente a la corriente de cortocircuito del sistema, de acuerdo a la norma IEEE 242-1986 y CADAPE NS-P-360 el conductor debe soportar por un lapso de tiempo de 0,5 segundos (tiempo máximo de actuación de las protecciones o tiempo total de ocurrencia de falla, incluyendo efectos acumulativos por recierres) la corriente de cortocircuito del sistema. No se toma en consideración la corriente de descarga atmosférica debido a que su valor es muy aleatorio, pero principalmente se debe al tiempo de duración de la misma que es de 1,2x50 microsegundos.

La línea posee una longitud de 3,37 kilómetros y esta diseñada para soportar una corriente de cortocircuito de 40 kA. Cuando ocurre una falla línea tierra a través del cable de guarda, se debe conocer la corriente de cortocircuito que drena el mismo, para determinar si el cable seleccionado posee una sección transversal que soporte dicha corriente de falla.

En la figura 3.6 se puede observar el circuito correspondiente para determinar la corriente de cortocircuito del cable de guarda. Los valores de resistencias y reactancias del conductor y de los cables de guarda se encuentran en el anexo 3 y 4.

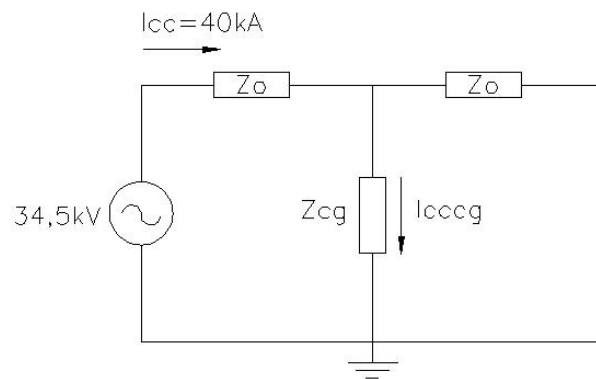


Figura 3.6. Falla línea tierra a través del cable de guarda.

$$I_{ccg} = I_{cc} * \frac{Z_o}{Z_{cg} + Z_o}$$

Donde:

I_{cc} : Corriente de cortocircuito del sistema.

I_{ccg} : Corriente de cortocircuito en el cable de guarda.

Z_o : Impedancia conductor de línea.

Z_{cg} : Impedancia cable de guarda.

$$Z_o = \frac{0,1654 + j0,2765}{3,37} = 0,049 + j0,082 \Omega \text{ (Conductor de línea).}$$

$$Z_{cg} = \frac{3370000 * 720 * 10^{-6}}{71,33} = 34 \Omega \text{ (Cable de guarda de acero galvanizado).}$$

$$Z_{cg} = \frac{3370000 * 84,8 * 10^{-6}}{99,33} = 2,88 \Omega \text{ (Cable de guarda OPGW).}$$

$$I_{ccg} = 0,11 \text{ kA (Cable de guarda de acero galvanizado).}$$

$$I_{ccg} = 1,3 \text{ kA (Cable de guarda OPGW).}$$

Se utilizará la ecuación de Onderdonk para determinar la sección transversal mínima del conductor que soporte la corriente de cortocircuito de acuerdo a la norma IEEE 80-2000 se tiene:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t * \alpha * \rho}\right) * \ln\left(1 + \frac{Ko + Tm}{Ko + Ta}\right)}} \text{ (mm}^2\text{)}$$

Donde:

A: Sección transversal del conductor (mm²).

I: Corriente RMS en kA

Tm: Temperatura máxima permisible (°C).

Ta: Temperatura ambiente (°C).

α : Coeficiente térmico de resistividad a 20°C (1/°C).

ρ : Resistividad del conductor a 20°C ($\mu\Omega\text{-cm}$).

Ko: Inverso del coeficiente térmico de resistividad a 0°C (°C).

t: Tiempo de duración del cortocircuito (s).

TCAP: Capacidad térmica del material (J/cm³·°C).

En el diseño anterior de la línea eléctrica se utilizó un cable de guarda de alta resistencia de acero y un cable tierra óptico monomodo. Las secciones transversales deben ser verificadas de acuerdo al material del cable de guarda.

3.7.1 Cable de Guarda de Acero Galvanizado de Alta Resistencia

Sustituyendo los valores en la ecuación de Onderdonk para un conductor de acero (ver anexo 4) tenemos:

$$A = \frac{0,11}{\sqrt{\left(\frac{4,03 * 10^{-4}}{0,5 * 0,0013 * 72}\right) * \ln\left(1 + \frac{749 + 450}{749 + 40}\right)}}$$

$$A = \frac{0,11}{\sqrt{8,61 * 10^{-3} * \ln(2,52)}}$$

$$A = 1,23 \text{ mm}^2$$

El cable de guarda de acero galvanizado EAR Ø 3/8" seleccionado anteriormente posee una sección transversal de 71,33 mm², por lo tanto se verifica que el cable soporta la corriente de cortocircuito del sistema.

3.7.2 Cable de Guarda Tipo OPGW Monomodo.

Sustituyendo los valores en la ecuación de Onderdonk para un conductor de acero (ver anexo 4) tenemos:

$$A = \frac{1,3}{\sqrt{\left(\frac{3,58 * 10^{-4}}{0,5 * 0,0036 * 8,48}\right) * \ln\left(1 + \frac{258 + 250}{258 + 40}\right)}}$$

$$A = \frac{1,3}{\sqrt{2,35 * 10^{-2} * \ln(2,7)}}$$

$$A = 8,5 \text{ mm}^2$$

El cable de guarda tipo OPWG monomodo seleccionado anteriormente posee una sección transversal de 99,33 mm², por lo tanto se verifica que el cable soporta la corriente de cortocircuito del sistema.

3.8 Distancias Mínimas de Separación Fase – Fase y Fase – Tierra.

La distancia mínima de separación del cable de guarda con respecto a los conductores se determina a través del método de apantallamiento Brown – Whitehead, para ello es necesario calcular la distancia de choque del rayo o denominado también radio de atracción de descarga atmosférica.

El método es aplicable para líneas de distribución o transmisión hasta 45 metros de altura, tomando como corriente base de la descarga atmosférica 10 kA. Este valor se puede considerar mayor si los niveles cerámicos de la zona son elevados y de mucha intensidad.

La distancia de choque de la línea se determina de acuerdo a la ecuación 2.1.

$$r_s = 10 * I^{0.65}$$

$$r_s = 10 * 10^{0.65} = 44,67 \text{ m}$$

Un buen apantallamiento va a depender de la disposición geométrica de la línea, la distancia de choque del cable de guarda debe cubrir la distancia de choque del conductor, hasta coincidir simultáneamente con la distancia de choque hacia tierra, de esta manera se obtiene la distancia de separación mínima vertical entre el conductor y el cable de guarda. Para líneas de distribución el valor de β usado es 0,85, como se conoce la distancia de separación horizontal se puede obtener el ángulo apantallamiento respectivo.

En el diseño anterior se tomo como base un ángulo mínimo de apantallamiento de 30° que es el recomendado para líneas de distribución.

3.8.1 Distancias de Separación de Arreglo de Línea Simple Terna Horizontal.

Se puede observar en la figura 3.3 que la distancia horizontal X_g para la disposición simple terna horizontal es igual a:

$$X_g = 0,1 + S_r + S_m$$

$$X_g = 0,1 + 1,188 + 0,79 = 2,078 \text{ m}$$

El valor de βR_s es:

$$\beta r_s = 0,85 * 44,67 = 38 \text{ m}$$

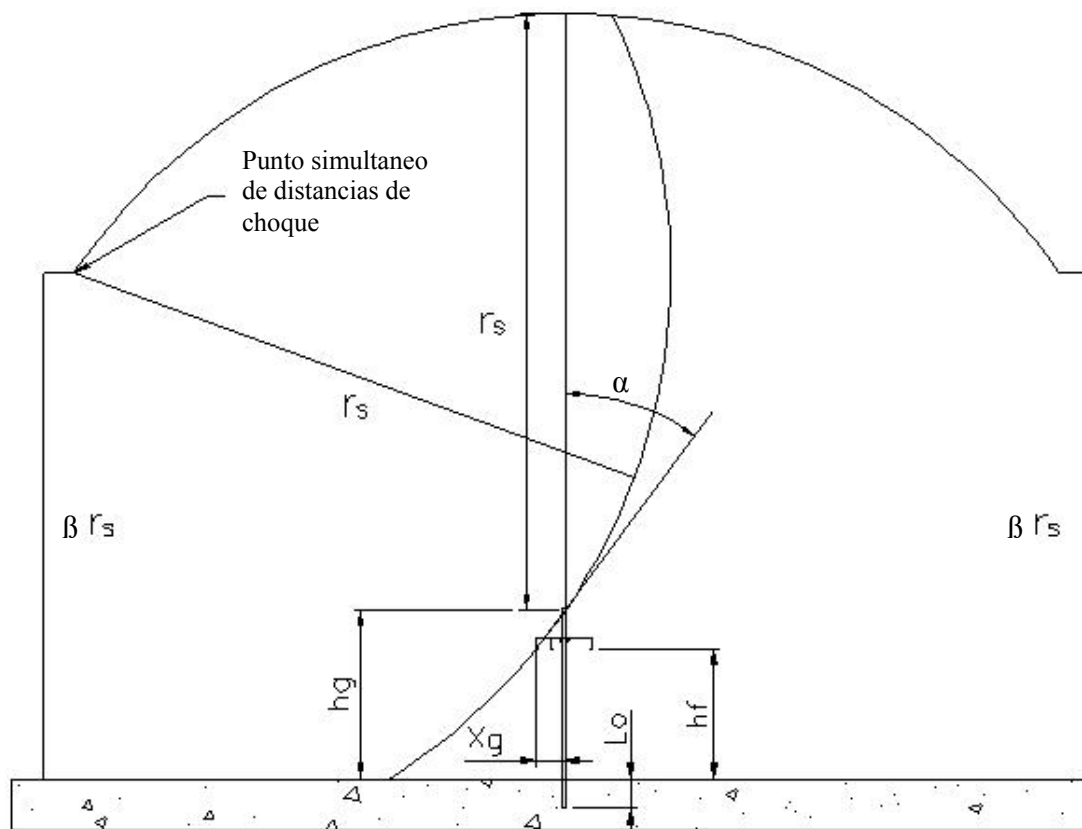


Figura 3.7. Distancias de choque línea eléctrica simple terna horizontal.

H_g es la altura total del apoyo, restándole la distancia de empotramiento y 10 cm al tope de fijación del cable de guarda. Donde la distancia de empotramiento típico “ L_o ” para apoyos de 15 m de altura, es de 2,20 m.

$$H_g = 15 - L_o - 0,1$$

$$H_g = 12,7 \text{ m}$$

Después de que las distancias de choque coinciden en el punto simultáneo para un apantallamiento efectivo, la distancia de choque R_s en el conductor indica la separación mínima vertical del conductor a tierra H_f .

$$H_f = 15 - L_o - 0,1 - 2,94$$

$$H_f = 9,76 \text{ m}$$

El ángulo de apantallamiento se puede determinar de dos maneras de acuerdo a la ecuación 2.6 o gráficamente. De acuerdo a la ecuación tenemos:

$$\alpha = \arctg\left(\frac{X_g}{h_f - h_g}\right)$$

$$\alpha = \arctg\left(\frac{2,078}{9,76 - 12,7}\right)$$

$$\alpha = 35,3^\circ$$

Para el arreglo de la línea disposición simple terna horizontal la distancia de separación vertical del cable de guarda al conductor de fase es tan grande debido al largo de la cruceta de tamaño no comercial que se obtuvo. Las distancias de separación fase – fase y fase – tierra para este arreglo pueden verse en la figura 3.7.

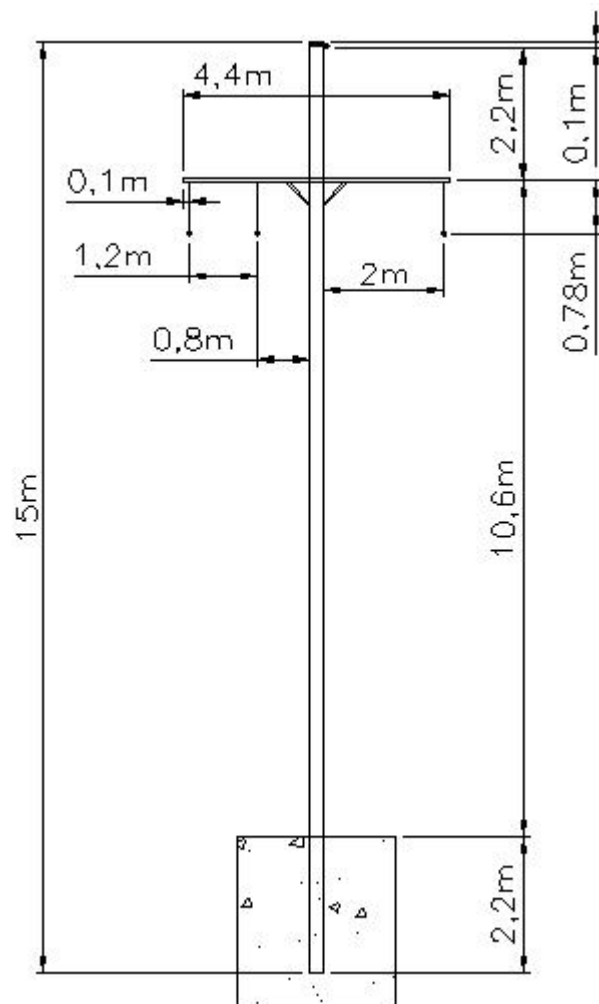


Figura 3.8. Distancias mínimas de separación fase – fase y fase – tierra para arreglo de línea disposición simple terna horizontal.

3.8.2 Distancias de Separación de Arreglo de Línea Doble Terna Vertical.

Se puede observar en la figura 3.4 que la distancia horizontal X_g para la disposición doble terna vertical es igual a:

$$X_g = 0,1 + S_m$$

$$X_g = 0,1 + 0,79 = 0,89 \text{ m}$$

El valor de βr_s es:

$$\beta r_s = 0,85 * 44,67 = 38 \text{ m}$$

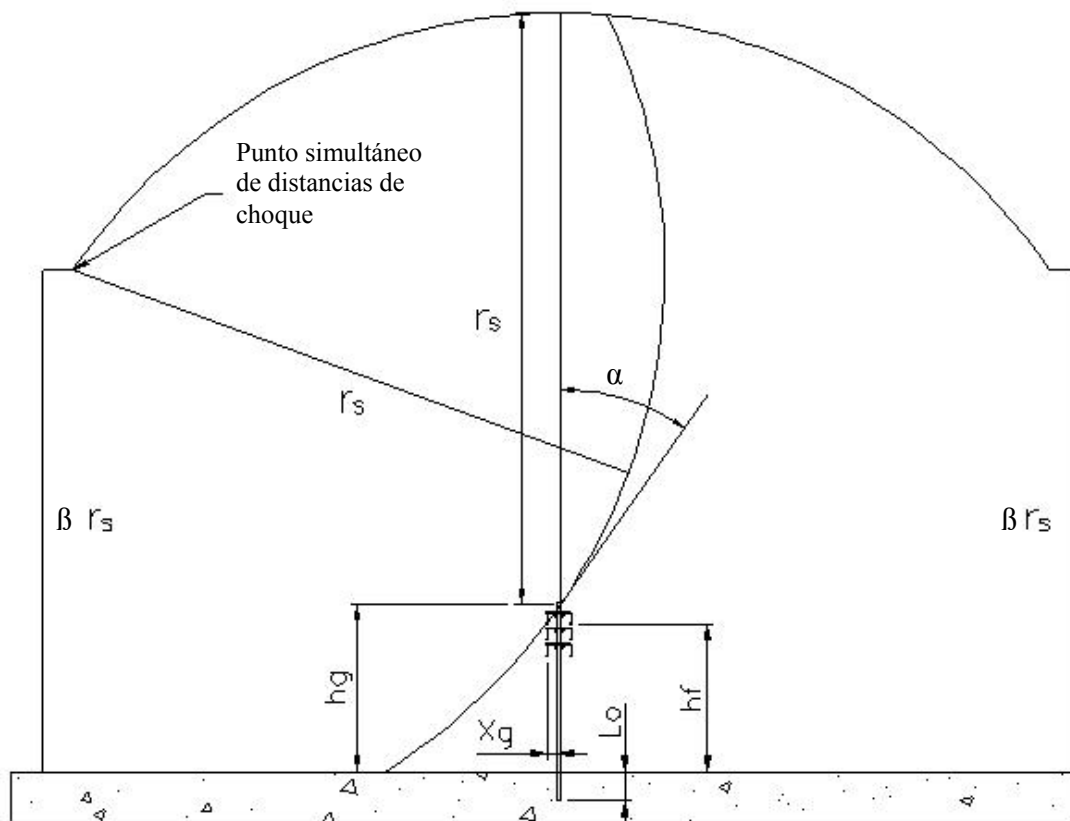


Figura 3.9. Distancias de choque línea eléctrica doble terna vertical.

H_g es la altura total del apoyo, restándole la distancia de empotramiento y 10 cm al tope de fijación del cable de guarda. Donde la distancia de empotramiento típico “ L_o ” para apoyos de 15 m de altura, es de 2,20 m.

$$H_g = 15 - L_o - 0,1$$

$$H_g = 12,7 \text{ m}$$

Después de que las distancias de choque coinciden en el punto simultáneo para un apantallamiento efectivo, la distancia de choque R_s en el conductor indica la separación mínima vertical del conductor a tierra H_f .

$$H_f = 15 - L_o - 0,1 - 1,5$$

$$H_f = 11,2 \text{ m}$$

El ángulo de apantallamiento se puede determinar de dos maneras de acuerdo a la ecuación 2.6 o gráficamente. De acuerdo a la ecuación tenemos:

$$\alpha = \arctg\left(\frac{X_g}{hf - hg}\right)$$

$$\alpha = \arctg\left(\frac{0,89}{11,2 - 12,7}\right)$$

$$\alpha = 30,7^\circ$$

Para el arreglo de la línea disposición doble terna vertical el ángulo de apantallamiento es bastante ajustado. Las distancias de separación fase – fase y fase – tierra para este arreglo pueden verse en la figura 3.9.

3.8.3 Distancias de Separación de Arreglo de Línea Triangular.

Se puede observar en la figura 3.5 que la distancia horizontal X_g para la disposición triangular es igual a:

$$X_g = 0,1 + S_m$$

$$X_g = 0,1 + 0,79 = 0,89 \text{ m}$$

El valor de βr_s es:

$$\beta r_s = 0,85 * 44,67 = 38 \text{ m}$$

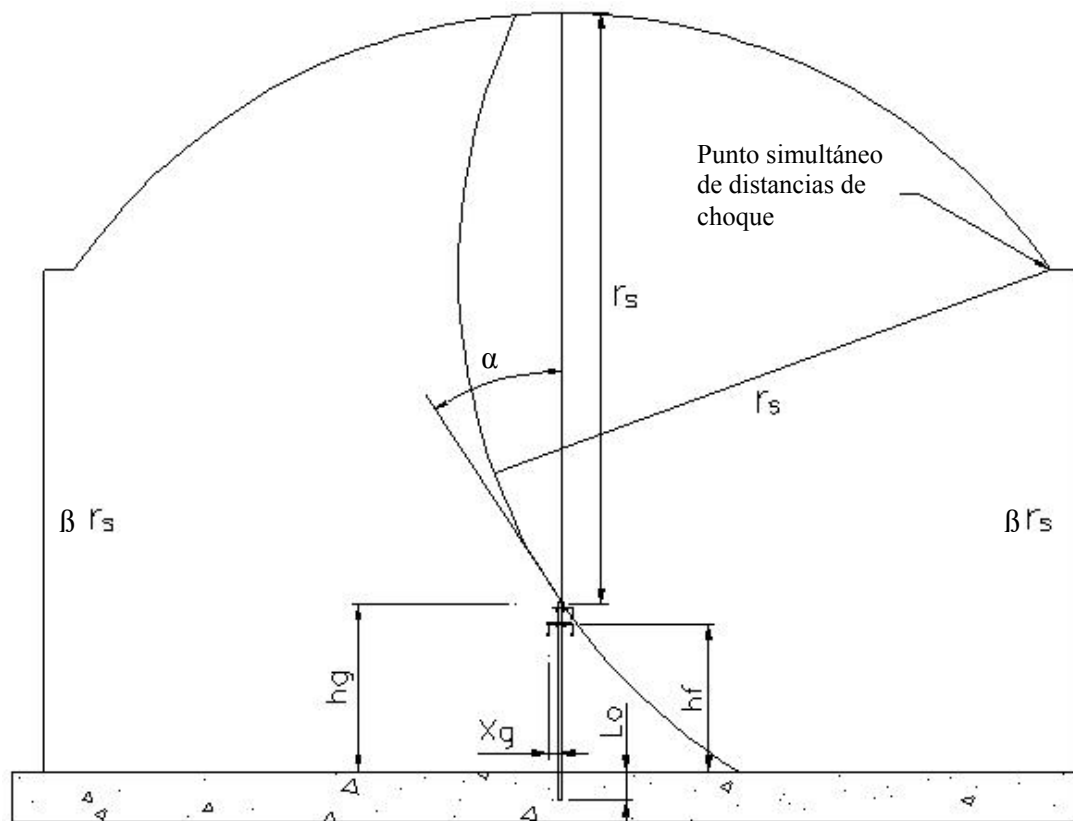


Figura 3.11. Distancias de choque línea eléctrica triangular.

Hg es la altura total del apoyo, restándole la distancia de empotramiento y 10 cm al tope de fijación del cable de guarda. Donde la distancia de empotramiento típico “Lo” para apoyos de 15 m de altura, es de 2,20 m.

$$Hg = 15 - Lo - 0,1$$

$$Hg = 12,7 \text{ m}$$

Después de que las distancias de choque coinciden en el punto simultáneo para un apantallamiento efectivo, la distancia de choque Rs en el conductor indica la separación mínima vertical del conductor a tierra Hf.

$$Hf = 15 - Lo - 0,1 - 1,1$$

$$Hf = 11,6 \text{ m}$$

El ángulo de apantallamiento se puede determinar de dos maneras de acuerdo a la ecuación 2.6 o gráficamente. De acuerdo a la ecuación tenemos:

$$\alpha = \arctg\left(\frac{Xg}{hf - hg}\right)$$

$$\alpha = \arctg\left(\frac{0,89}{11,6 - 12,7}\right)$$

$$\alpha = 39^\circ$$

Para el arreglo de la línea disposición triangular el ángulo de apantallamiento es mayor que el ángulo del diseño anterior, por lo cual la distancia mínima vertical del cable de guarda al conductor sea reducida. Las distancias de separación fase – fase y fase – tierra para este arreglo pueden verse en la figura 3.11.

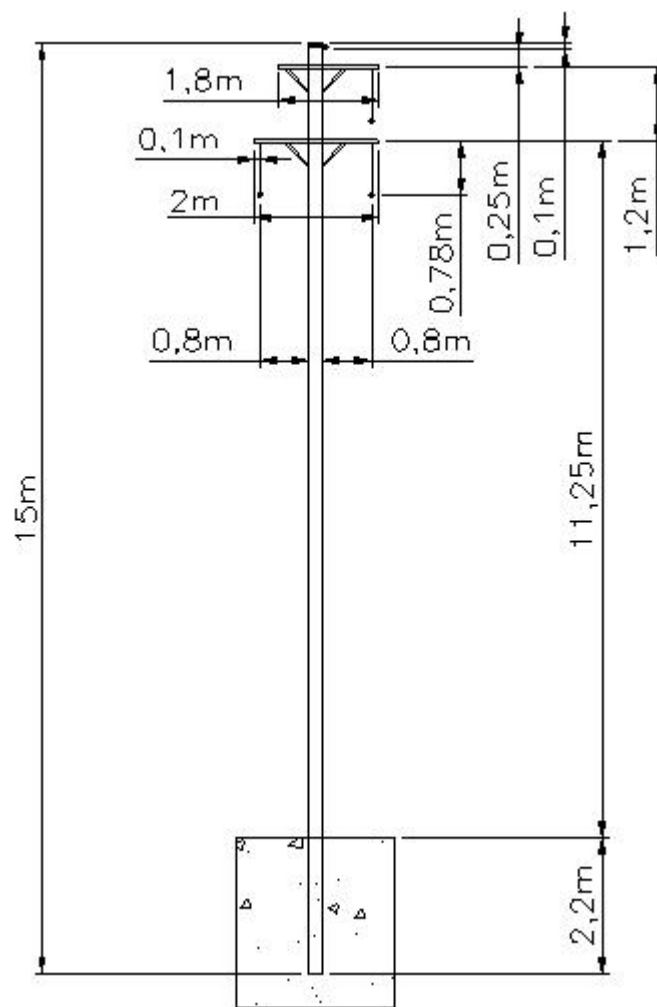


Figura 3.12. Distancias mínimas de separación fase – fase y fase – tierra para arreglo de línea disposición triangular.

CAPITULO IV

SIMULACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

4.1 Software Matrix EMTCD.

El Electromagnetic Transients Including C (EMTCD) es un software que representa y resuelve problemas de transitorios electromagnéticos y electromecánicos mediante ecuaciones diferenciales en el dominio del tiempo, las soluciones son calculadas para un paso de tiempo determinado.

El EMTCD hasta hoy en día funciona como motor de las simulaciones realizadas en el PSCAD para el estudio de transitorios en sistemas de potencia, sean de corriente alterna o corriente continua, también es capaz de simular máquinas sincrónicas y sobretensiones por descargas atmosféricas.

4.2 Software Interfaz PSCAD.

El Power Systems CAD (PSCAD) es una potente interfaz gráfica que trabaja usando como motor al EMTDC, esta interfaz permite al usuario construir esquemáticamente un sistema eléctrico, simular su comportamiento y analizar los resultados, todo esto dentro de un entorno gráfico, también posee opciones para realizar el control de la simulación, colocar instrumentos de medición, y varias herramientas para representar variables de un sistema.

El PSCAD es un software diseñado para trabajar en un entorno Microsoft Windows, como se observa en la figura 4.1 donde se aprecian las diversas zonas en las que se divide el entorno gráfico del PSCAD.

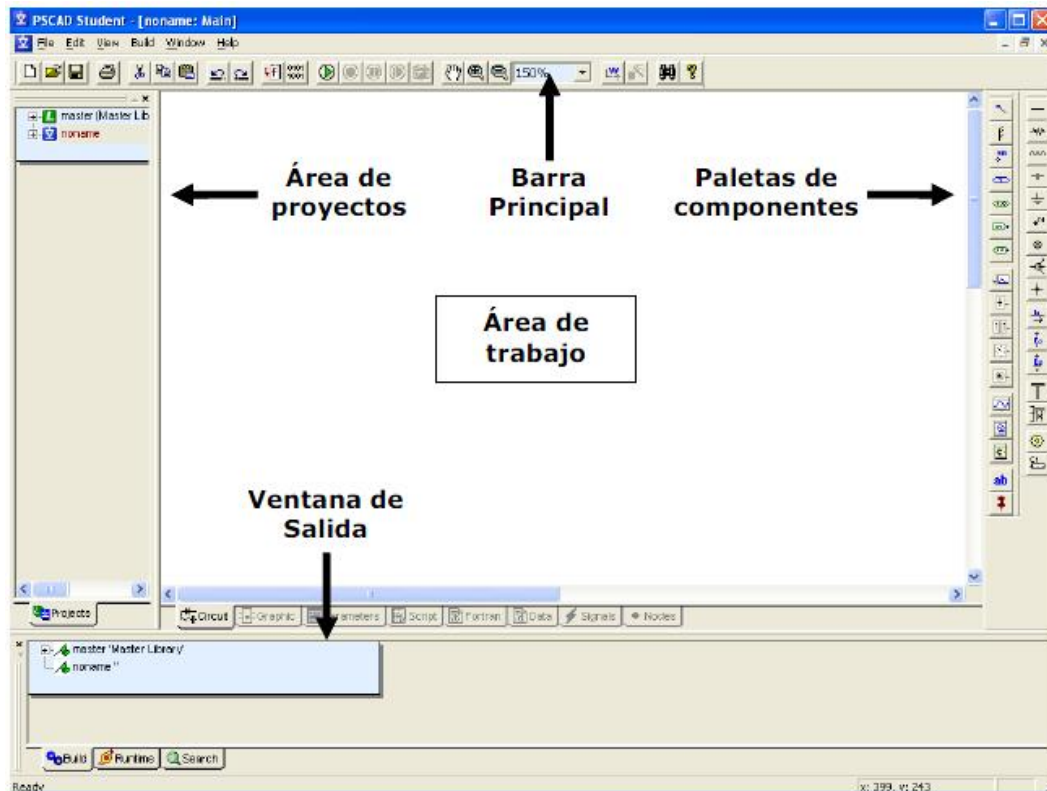


Figura 4.1. Entorno gráfico del PSCAD.

4.3 Modelo Matemático Para el Estudio de la Línea.

Existen varias técnicas de análisis para el estudio de transitorios en redes eléctricas, estas se clasifican como: técnicas gráficas y técnicas numéricas, dentro de estas últimas encontramos muchos métodos de aplicación para modelar líneas eléctricas. Los métodos mayormente utilizados actualmente son: la regla trapezoidal, el modelo dependiente de la frecuencia y el método de Bergeron.

La regla trapezoidal se basa en la obtención de los modelos discretos de los elementos de un circuito en parámetros concentrados. El modelo dependiente de la Frecuencia es básicamente un modelo de ondas de recorrido RLC, que incorpora la

dependencia de la frecuencia de todos los parámetros, se utiliza mayormente para estudiar estados transitorios. El método de Bergeron en cambio se usa más para el estudio de redes lineales, obtiene el modelo discreto de una línea ideal en parámetros distribuidos, el método utiliza dos ecuaciones como solución general al circuito equivalente de Bergeron que puede verse en la figura 4.1

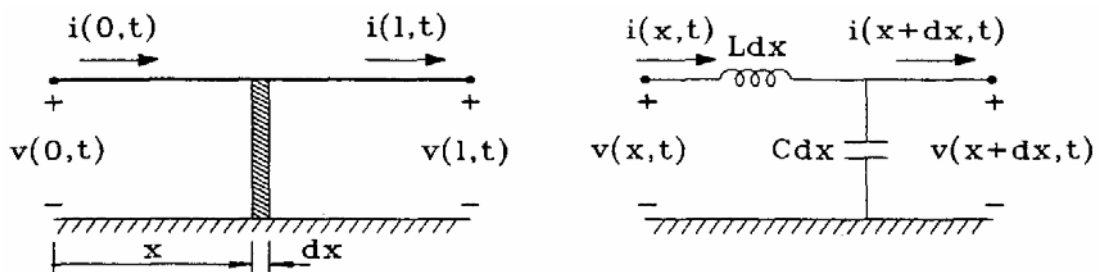


Figura 4.2. Circuito equivalente de una red lineal.

De donde se tienen las siguientes ecuaciones:

$$v(x,t) - v(x+dx,t) = Ldx \frac{di(x,t)}{dt}$$

$$v(x,t) = f_1(x-vt) + f_2(x+vt)$$

y,

$$i(x,t) - i(x+dx,t) = Cdx \frac{dv(x+dx,t)}{dt}$$

$$i(x,t) = \frac{f_1(x-vt) - f_2(x+vt)}{Z_c}$$

El método de Bergeron tiene como solución general:

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \equiv \text{Velocidad de propagación de las ondas.}$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \equiv \text{Impedancia característica.}$$

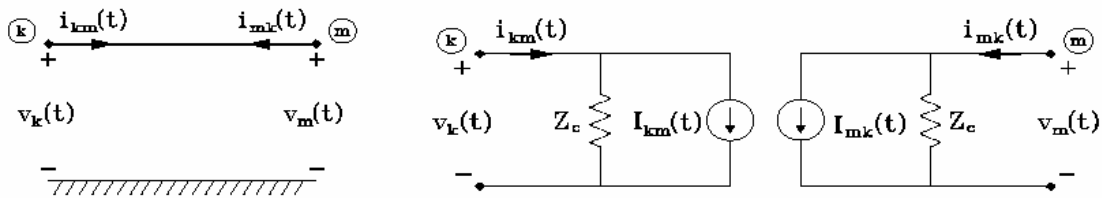


Figura 4.3. Circuito equivalente método de Bergeron.

El software PSCAD-EMTDC usa tres modelos matemáticos de análisis para líneas o cables, el modelo Bergerón, el modelo dependiente de la frecuencia (modo) y el modelo dependiente de la frecuencia (fase). El modelo dependiente de la frecuencia es basado en un sistema R-L-C, y todos los parámetros son dependientes de la frecuencia. El método de Bergerón está basado en un modelo L-C distribuido y una resistencia concentrada (0.25 R en cada extremo y 0.5 R en el centro). Este modelo produce una impedancia característica constante y es esencialmente un modelo para una única frecuencia.

El modelo más preciso y de mayor cálculo es el modelo dependiente de la frecuencia (fase), el cual representa todos los efectos dependientes de la frecuencia de una línea de transmisión, y debe emplearse siempre que haya duda. Para líneas que no ameriten intensidad de cálculo de matrices internas el modelo dependiente de la frecuencia (modo) es suficiente para representarla. Para todos estos modelos dependientes de la frecuencia, debe darse una información detallada del conductor (es decir, geometría de la línea, radio del conductor, etc.). Cuando se emplea el modelo Bergeron, también deben introducirse directamente los datos de impedancia/admitancia para definir el corredor de la línea de transmisión.

4.4 Representación de la Línea Aérea en el PSCAD.

La línea aérea se representó en dos escenarios: uno por dos tramos cuya longitud es de 1,7 Km, y el otro por tres tramos de 3,3 Km, 0,09 Km y 0,01 Km, el modelo usado es el modelo de Bergeron con parámetros distribuidos estableciendo en este la cantidad de de fases, la disposición geométrica, las características de los conductores y los parámetros de resistividad del terreno. Para la descarga atmosférica incidiendo en el conductor de fase se modela la línea utilizando el modelo dependiente de la frecuencia (modo) para observar de mejor manera los efectos transitorios en la misma.

El conductor de guarda se representó de forma independiente mediante una línea de un solo conductor dividida en cuatro tramos, dos de longitud 1,6 Km y dos de longitud 0,1 Km, para poder tener la posibilidad de hacer que la descarga del rayo incidiera sobre este. Para ello se utilizó el modelo dependiente de la frecuencia (modo) y se representó la conexión a la resistencia de puesta a tierra (20 ohm) de cada apoyo en el cable de guarda.

4.5 Corriente del Rayo.

Es representada mediante la sustracción de dos funciones exponenciales, un multiplicador y un control de amplitud de onda el cual tiene asociado un panel de control digital para cambiar el valor de la corriente que se desee, el mismo controla una fuente de corriente dependiente que se conecta donde se requiera indicar la descarga atmosférica. Se le colocó una función delay de 0,025 segundos para observar de mejor manera la incidencia de la descarga una vez estando ya la línea energizada.

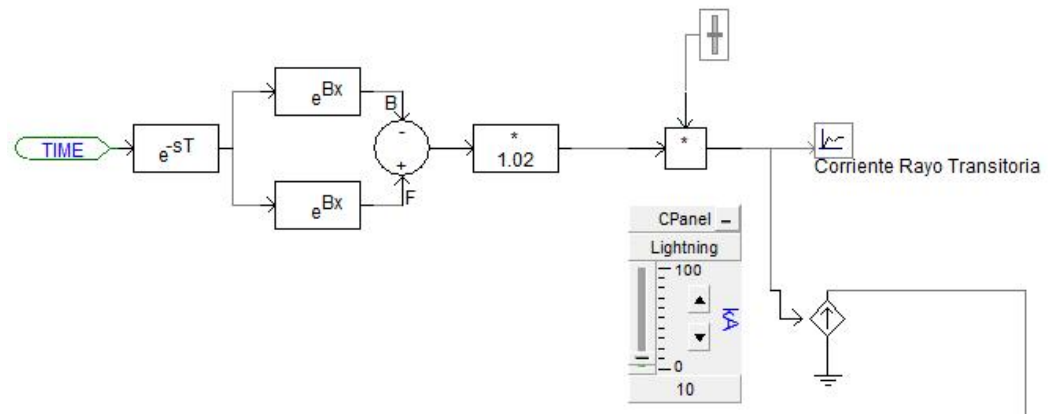


Figura 4.4. Modelo de la onda de corriente del rayo en PSCAD.

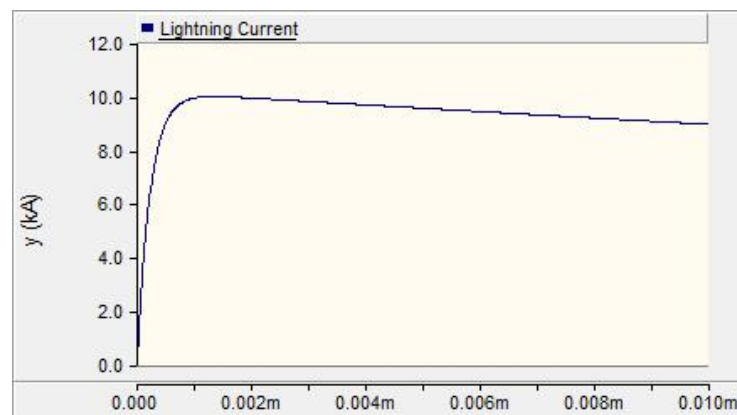


Figura 4.5. Forma de onda de la corriente del rayo en PSCAD.

4.6 Pararrayos o Descargadores de Tensión.

Estos son modelados siguiendo lo propuesto por Fernández y Díaz, (2001) los cuales proponen un modelo dependiente de la frecuencia el cual está basado en el modelo desarrollado por el IEEE, el modelo propuesto contiene dos resistencias no lineales A0 y A1, una inductancia L1 para representar el campo magnético en la vecindad del pararrayos, una capacitancia C0 inherente a la longitud del pararrayos y una resistencia en paralelo R0 para evitar problemas numéricos durante la simulación.

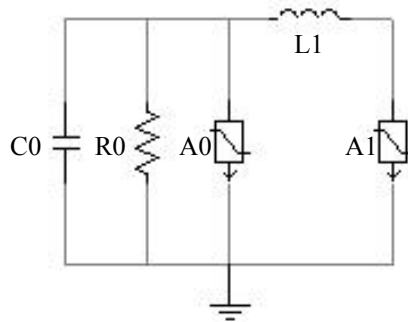


Figura 4.6. Modelo del descargador de tensión implementado.

El primer paso para el cálculo de los parámetros de este modelo es obtener las características no lineales V-I del descargador de tensión para luego proceder a ajustar los modelos A0 y A1. Se compararon las características no lineales del pararrayos del PSCAD con las del modelo de la IEEE, y se determinó utilizar el modelo de la IEEE pero añadiendo una característica adicional V-I de 40 kA, ya que el modelo de la IEEE está limitado hasta descargas de 20 kA. Las características V-I del pararrayos se muestran en el anexo 5.

De acuerdo al modelo utilizado se determinan los parámetros adicionales, se hace uso de los datos del fabricante del pararrayos (anexo 2) para el cálculo de los mismos. La capacitancia es determinada a partir de la longitud del descargador:

$$C0 = \frac{100}{d}$$

Donde:

C0: Capacitancia asociada a la longitud del pararrayos. (pF).

d: Longitud del pararrayos (m).

$$C0 = \frac{100}{0,49} = 204 \text{ pF}$$

Luego se calcula el porcentaje de variación de la tensión residual para la corriente nominal del descargador de tensión que se desea modelar la ecuación propuesta por Fernández F y Díaz R (2001) es la siguiente:

$$\Delta U_{RES} = \frac{U_{InT1} - U_{In8/20}}{U_{In8/20}} \cdot 100$$

De acuerdo con los datos proporcionados por el fabricante se conoce que el voltaje residual a corriente nominal y con un tiempo de frente de onda 0,5 μs es de 121,4 kV, y el voltaje residual a corriente nominal para una forma de onda de 8/20 μs es de 112,9 kV, se tiene entonces:

$$\Delta U_{RES} = \frac{121,4 - 112,9}{112,9} \cdot 100 = 7,5\%$$

La determinación de L1 se realiza usando las curvas predefinidas por Fernández y Díaz, las cuales establecen una relación entre el tiempo de frente de la onda de descarga y el aumento porcentual de la tensión residual para diferentes valores de L1.

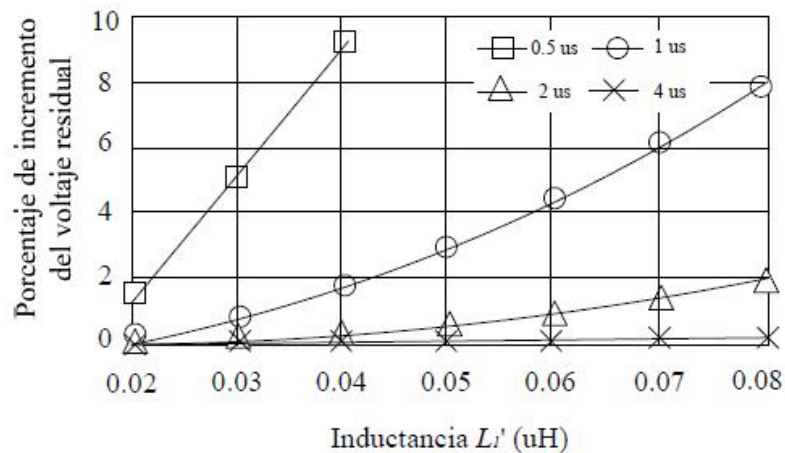


Figura 4.7. Aumento porcentual de la tensión residual.

Con el porcentaje de voltaje residual se entra a la curva de la figura 4.6 para un tiempo de frente de $0.5 \mu\text{s}$ se obtiene un valor para $L1'$ de $0.035 \mu\text{H}$. Con el valor de la inductancia $L1'$ obtenido, ahora se corrige usando el factor de escala del pararrayos n , para lo cual propone la siguiente ecuación:

$$n = \frac{U_{In8/20}^{PC}}{U_{In8/20}^{1BP}}$$

Donde:

$U_{In8/20}^{PC}$: Tensión residual para una descarga de corriente de amplitud nominal I y una forma de $8/20\mu\text{s}$ para el pararrayos completo [kV]

$U_{In8/20}^{1BP}$: Tensión residual para una descarga de corriente de amplitud nominal y una forma de $8/20\mu\text{s}$ por cada bloque de 1kV del pararrayo [kV]

$$n = \frac{112,9}{3,85} = 29,32$$

Entonces la inductancia queda determinada por la siguiente ecuación:

$$L1 = n * L1'$$

$$L1 = 29,32 * 0,035$$

$$L1 = 1,02 \mu\text{H}$$

Fernández y Díaz, proponen para el valor de la resistencia $R0$ asumir $1 \text{ M}\Omega$ para sistemas de medio voltaje y $10 \text{ M}\Omega$ para sistemas de alto voltaje.

4.7 Postes.

Cuando un rayo impacta un poste se producen ondas viajeras de tensión y de corriente propagándose a través de los diferentes caminos posibles que ofrece la línea tales como los cables de guarda y el poste propiamente dicho, las cuales transitan hasta encontrar cambios en los medios de propagación donde se pueden producir refracciones y reflexiones.

Teóricamente este efecto de refracciones y reflexiones se repite infinitas veces, sin embargo en la práctica suele resultar suficiente considerar entre cuatro a seis veces a fin de determinar la tensión en algún punto en particular de la torre para un momento dado. De lo anterior es evidente que debido a la propagación de ondas tanto en los cables de guarda como en el mismo poste se producen sobretensiones en las crucetas así como en los conductores de fase que someten a las cadenas de aisladores a diferencias de potencial que dependiendo de su magnitud y las características propias de las cadenas, suelen superar la rigidez dieléctrica del aire produciéndose descargas mediante arcos, conocidas como descargas retroactivas o backflashover.

El poste fue representado de forma estática con un elemento resistor, y la impedancia al impulso del poste fue calculada a parte de la siguiente expresión:

$$Z_t = 30 * \ln\left(\frac{2(h^2 + r^2)}{r^2}\right) = 290 \Omega$$

Donde:

Z_t: Impedancia del poste (Ω).

h: Altura del poste (m).

r: Radio del poste

4.8 Resistencia de Puesta a Tierra.

La resistencia de puesta a tierra se representa de forma estática con un elemento resistor, pero su valor frente a ondas de frente rápido es dinámico y varía de acuerdo a la intensidad de la corriente del rayo, para esto se calcula la resistencia de puesta a tierra para cada valor de simulación de corriente del rayo, en este caso se realizó para corrientes de 1, 10 y 20 kA de magnitud.

La resistencia de puesta a tierra frente a impulsos de rayos es menor que la resistencia de puesta a tierra medida o calculada para condiciones nominales de operación del sistema eléctrico. Para determinar la resistencia de puesta a tierra frente a impulsos de frente de onda rápido se utilizó el modelo de resistencia a la base del apoyo, y su ecuación es la siguiente:

$$R_t = \frac{R_g}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}}$$

Donde:

R_t : Resistencia de puesta a tierra a la base (Ω).

R_g : Resistencia de puesta a tierra a frecuencia de operación (Ω).

I : Corriente del rayo (kA).

I_g : Corriente de ionización (kA).

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \left(\frac{E_o * \rho_o}{R_g^2} \right)$$

Donde:

ρ_o : Resistividad del terreno (Ω/m).

E_o : Ionización de muestra del suelo (cerca de 300 kV/m).

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \left(\frac{300 * 190}{20^2} \right)$$

$$I_g = 22,68 \text{ kA}$$

Resistencia para una descarga de 1kA.

$$R_{t1} = \frac{20}{\sqrt{1 + \frac{1}{22,68}}}$$

$$R_{t1} = 19,57 \Omega$$

Resistencia para una descarga de 10kA.

$$R_{t1} = \frac{20}{\sqrt{1 + \frac{10}{22,68}}}$$

$$R_{t1} = 16,66 \Omega$$

Resistencia para una descarga de 20kA.

$$R_{t1} = \frac{20}{\sqrt{1 + \frac{20}{22,68}}}$$

$$R_{t1} = 14,5 \Omega$$

4.9 Representación de la Subestación y Centro Petrolero.

Para realizar la simulación de las descargas atmosféricas en la línea se realizaron dos modelos representativos en el PSCAD, uno para mostrar la incidencia del rayo en el cable de guarda o el poste y el otro para mostrarlo en el conductor de fase. En uno de los modelos se empleó el uso de una fuente trifásica de voltaje AC para representar la subestación, donde el usuario especifica su amplitud, frecuencia y potencia.

En ambos modelos se represento el centro petrolero como un centro de carga de 10MVA de potencia activa y 12 MVA de potencia reactiva inductiva, esto se representa con un elemento llamado “Fixed Load”, donde se especifica la potencia activa y reactiva por fase, la tensión nominal y frecuencia de operación.

Se utilizaron acoples de impedancias trifásicos en ambos modelos, en uno para representar el acople de la línea con la subestación, y en otro para acoplar la línea a un acoplamiento monofásico que representa la inductancia mutua entre el conductor de fase y el cable de guarda. Para el cálculo de las impedancias mutuas se utilizo el método de cálculo para inductancia de líneas trifásicas con espaciamiento asimétrico y el de inductancia de una línea monofásica de dos conductores (STEVENSON, D. y GRAINGER, J). Los datos del conductor y el cable de guarda se pueden visualizar en el anexo 1 y el anexo 6.

La inductancia mutua entre conductores para una línea trifásica asimétrica viene dada por:

$$L = 2 * 10^{-7} * \ln \frac{D_{EQ}}{D_s} \quad \left(\frac{H}{m} \right)$$

$$D_{EQ} = \sqrt[3]{D_{12} * D_{23} * D_{31}}$$

Donde:

D_{EQ} : Espaciamiento equivalente.

D_S : Radio geométrico del conductor.

D_{XX} : Distancia entre conductores.

$$D_{EQ} = \sqrt[3]{143,05} = 5,23$$

$$L = 2 * 10^{-7} * \ln \frac{5,23}{0,0309} = 1,02 * 10^{-6} \quad \left(\frac{H}{m} \right)$$

$$L = 3 * 10^{-10} \quad (H)$$

La inductancia mutua entre dos conductores para una línea monofásica viene dada por:

$$L = 4 * 10^{-7} * \ln \frac{D}{\sqrt{D_1 * D_2}} \quad \left(\frac{H}{m} \right)$$

Donde:

D : Espacio entre los dos conductores.

D_1 : Radio geométrico del conductor 1.

D_2 : Radio geométrico del conductor 2.

$$L = 4 * 10^{-7} * \ln \frac{1,03}{\sqrt{0,00941 * 0,004765}} = 2,03 * 10^{-6} \quad \left(\frac{H}{m} \right)$$

$$L = 6 * 10^{-10} \quad (H)$$

4.10 Modelos de Simulación Utilizados en el PSCAD.

A continuación se muestran los modelos que se usaron para representar la línea aérea de alimentación y poder determinar los valores de las sobretensiones.

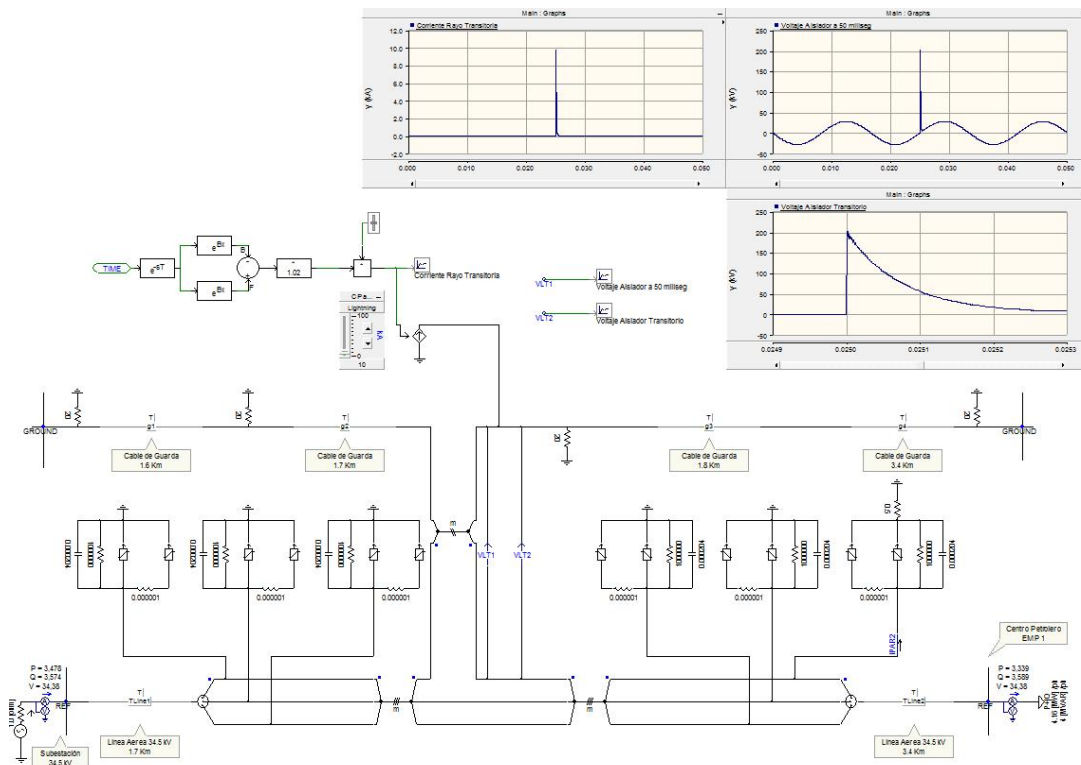


Figura 4.8. Modelo de incidencia del rayo en el cable de guarda o poste en el PSCAD.

En la figura 4.8 se observan todos los componentes descritos que juntos representan la línea aérea de alimentación, en la parte superior izquierda se encuentra el circuito que representa la descarga atmosférica. Bajando progresivamente encontramos el conductor de guarda, el acoplamiento monofásico, los pararrayos, el acoplamiento trifásico y los conductores de fase de la línea.

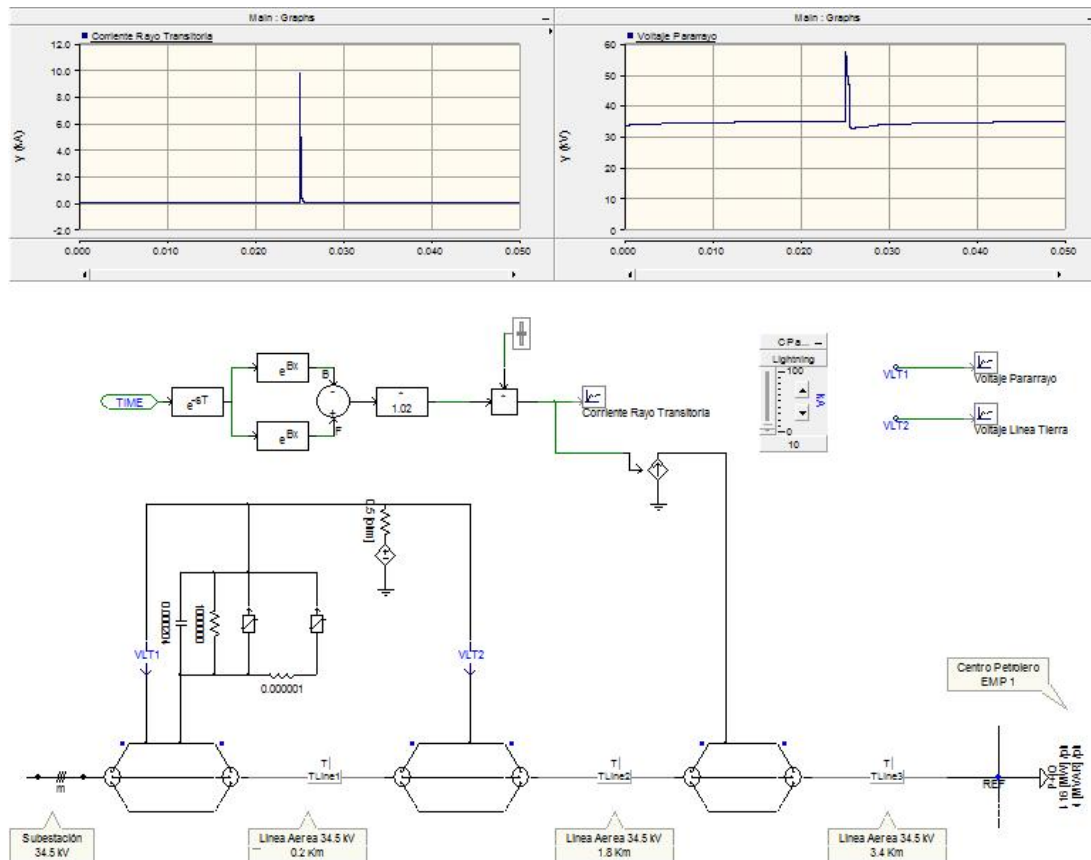


Figura 4.9. Modelo de incidencia del rayo en el conductor de fase en el PSCAD.

En la figura 4.9 se observa el mismo circuito que representa la descarga atmosférica. A diferencia del modelo anterior primero se ve la conexión de la descarga del rayo al conductor de fase de la línea, cabe destacar que en este modelo el cable de guarda está incorporado en la configuración de la línea “Tline”.

En los extremos de la línea se encuentran los pararrayos, el acoplamiento trifásico y el centro de carga. Para modelar elementos no lineales (pararrayos) en el PSCAD se conecta en serie una fuente de tensión variable

4.11 Escenarios Considerados Para las Descargas Atmosféricas.

Se estudiaron tres escenarios con el software PSCAD para la simulación de incidencias de descargas atmosféricas en la línea, en ellos se contempla la descarga en el cable de guarda, en los apoyos y en el conductor de fase.

4.11.1 Resultados de la Incidencia del Rayo en el Cable de Guarda.

Los resultados de las simulaciones se muestran como una serie de graficas de valores pico de sobretensiones ocurridas por descarga atmosférica. Se realizaron las corridas para tres valores diferentes de la corriente del rayo, y se verificó el CFO normalizado de los aisladores y el nuevo CFO requerido en la línea. A continuación se muestran los resultados de las simulaciones efectuadas para el caso de la ocurrencia de una descarga atmosférica en el cable de guarda.

Para una corriente de descarga atmosférica de 1 kA tenemos:

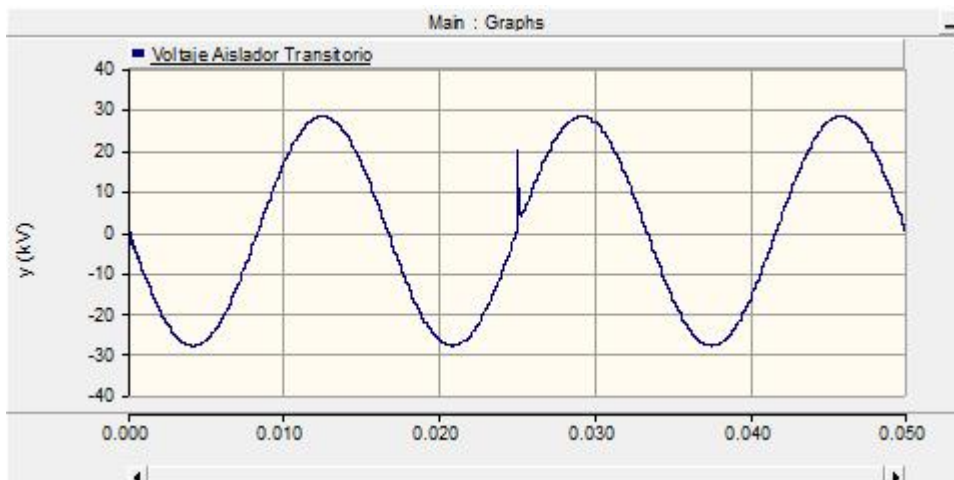


Figura 4.10. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,05 seg. (21 kV).

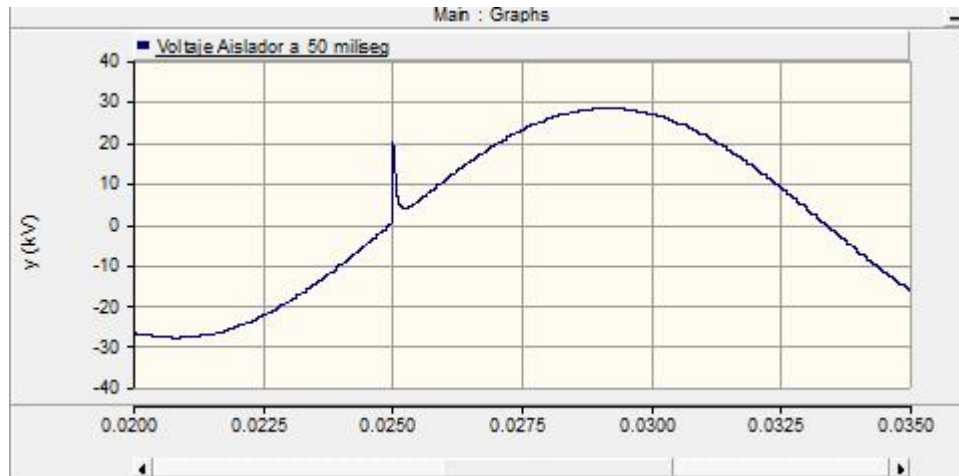


Figura 4.11. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,015 seg. (21 kV)..

Para una corriente de descarga de 1 kA aplicada en el cable de guarda, la sobretensión inducida sobre el conductor de fase es medida en el aislador, dicho voltaje inducido no supera el CFO normalizado de los aisladores (360 kV RMS), ni tampoco el nuevo CFO requerido en la línea (240 kV RMS).

Para una corriente de descarga atmosférica de 10 kA tenemos:

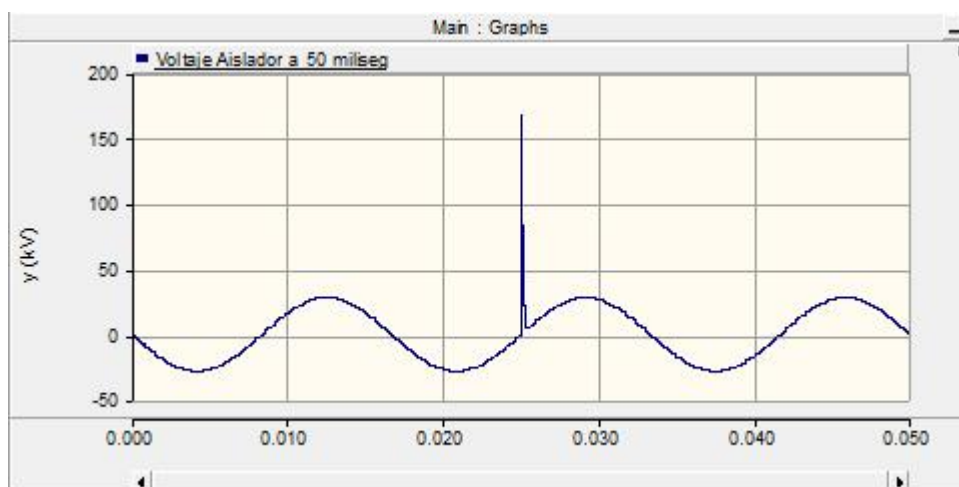


Figura 4.12. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,05 seg. (170 kV).

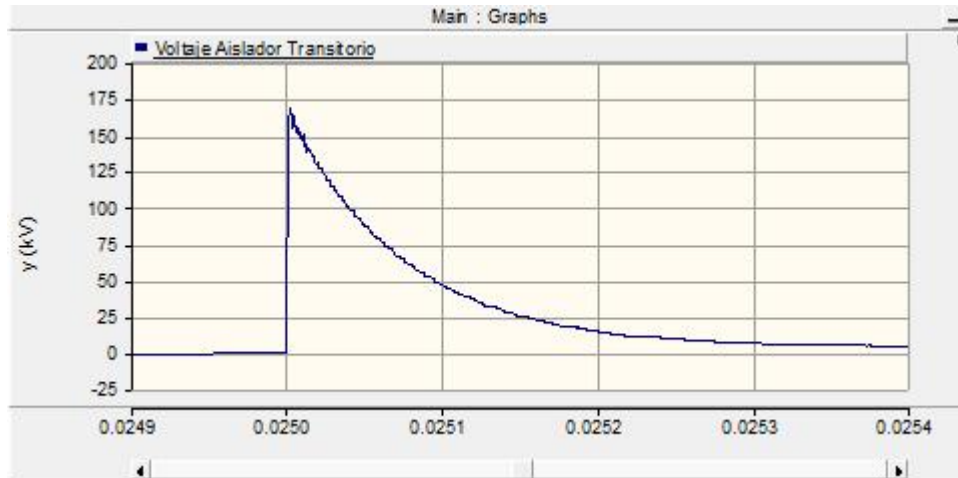


Figura 4.13. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,005 seg. (170 kV)..

Para una corriente de descarga de 10 kA aplicada en el cable de guarda, la sobretensión inducida sobre el conductor de fase es medida en el aislador, dicho voltaje inducido no supera el CFO normalizado de los aisladores (360 kV RMS) ni tampoco el nuevo CFO requerido en la línea (240 kV RMS).

Para una corriente de descarga de 20 kA aplicada en el cable de guarda, la sobretensión toma un valor de 285 kV y no supera el CFO normalizado de los aisladores (360 kV RMS).ni tampoco el nuevo CFO requerido en la línea (240 kV RMS). Ver anexo 7.

4.11.2 Resultados de la Incidencia del Rayo en el Poste.

Para una corriente de descarga atmosférica de 1 kA tenemos:

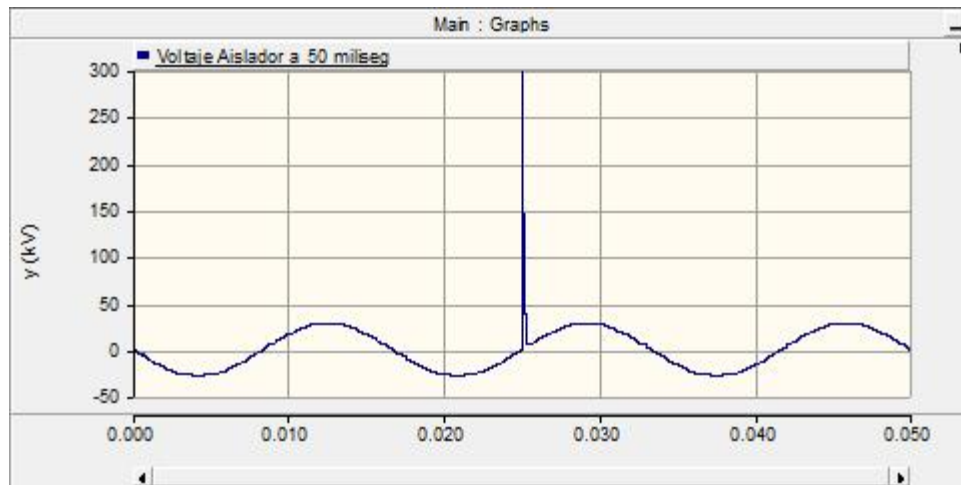


Figura 4.14. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,05 seg. (300 kV).

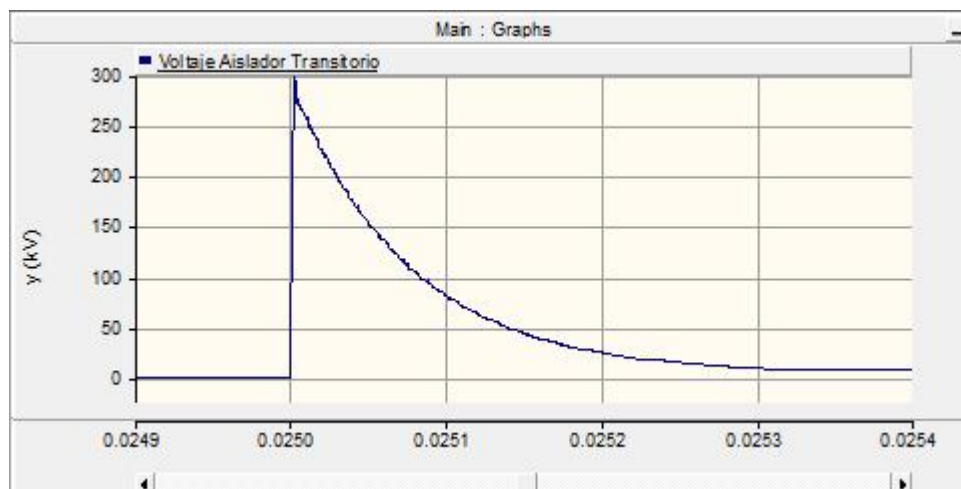


Figura 4.15. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,005 seg. (300 kV)..

Para una corriente de descarga de 1 kA aplicada en el poste, la sobretensión no supera el CFO normalizado ni el nuevo CFO requerido.

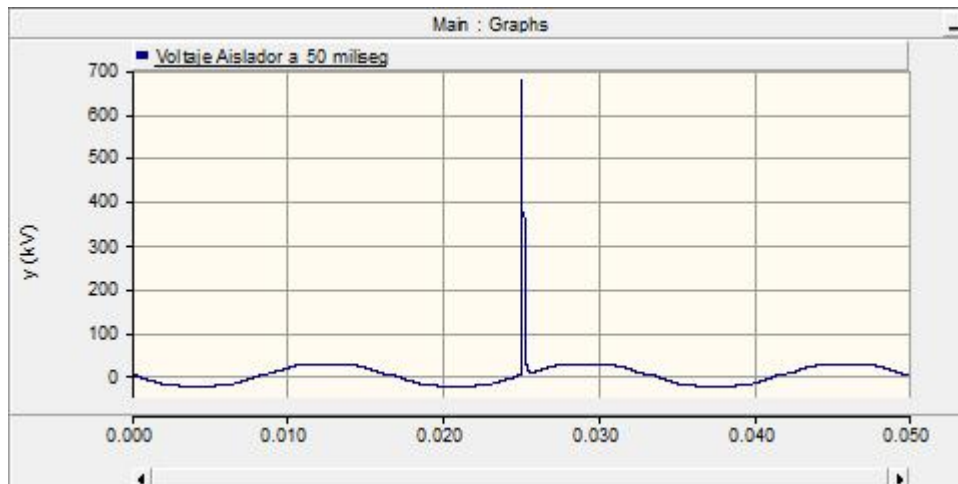


Figura 4.16. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,05 seg. (700 kV).

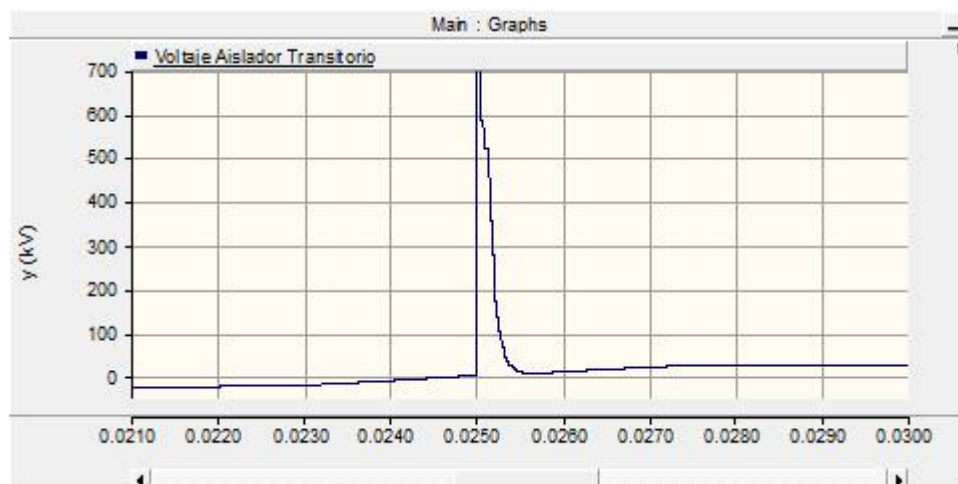


Figura 4.17. Sobretensión en el aislador a un Δt de 0,005 seg. (700 kV)..

Para una corriente de descarga de 10 kA aplicada en el poste, la sobretensión toma un valor de 700 kV superando el CFO normalizado de los aisladores (360 kV RMS), y también el nuevo CFO requerido en la línea (240 kV RMS). Como consecuencia se produce una descarga retroactiva en la línea que la saca fuera de servicio. Para una corriente de descarga de 20 kA ocurre también una descarga retroactiva. Ver anexo 7.

4.11.3 Resultados de la Incidencia del Rayo en el Conductor.

Para una corriente de descarga atmosférica de 1 kA tenemos:

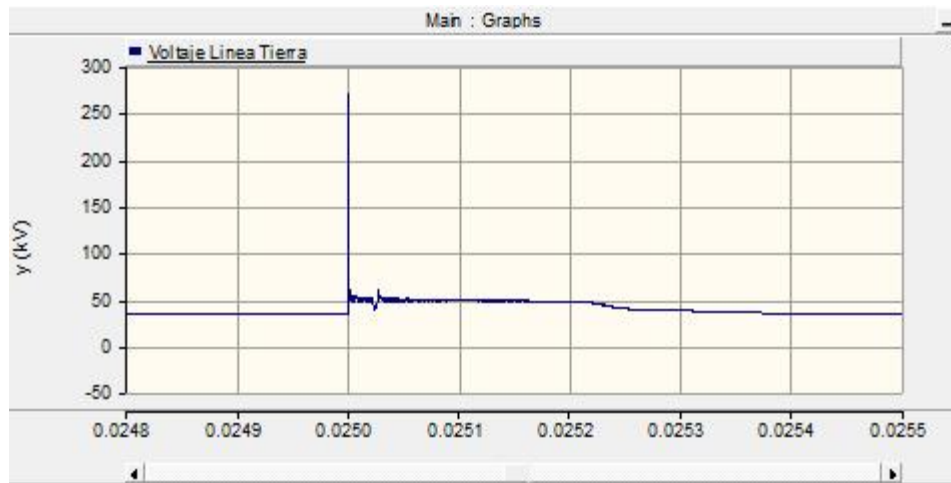


Figura 4.18. Voltaje línea tierra a un Δt de 0,007 seg. (275 kV).

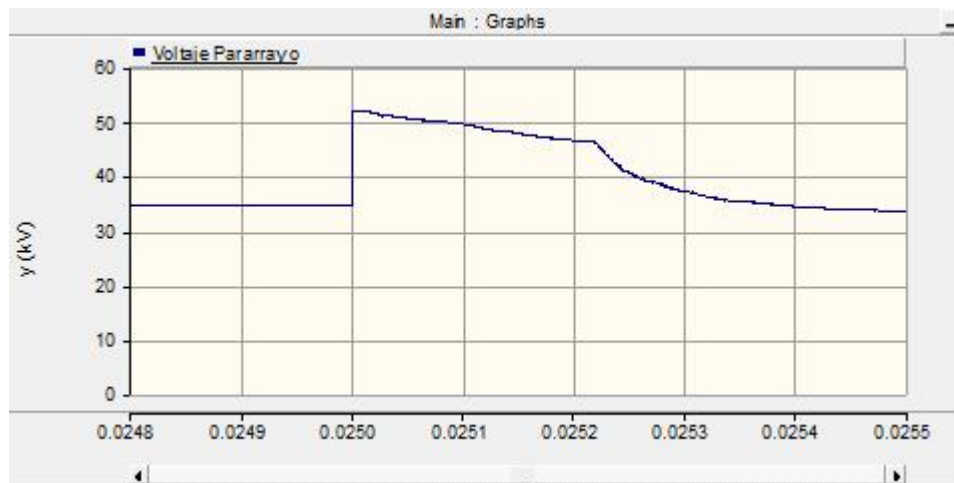


Figura 4.19. Voltaje en el pararrayo a un Δt de 0,007 seg. (53 kV).

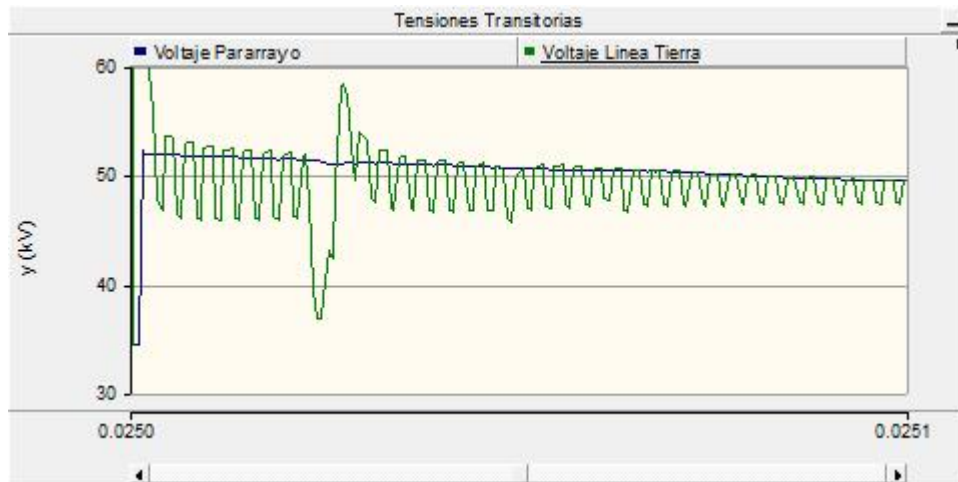


Figura 4.20. Voltaje en la línea y en el pararrayo a un Δt de 0,001 seg.

Para una corriente de descarga de 1 kA aplicada en el conductor, la sobretensión toma un valor de 275 kV y no supera el CFO normalizado de los aisladores ni tampoco el nuevo CFO requerido. El voltaje en los terminales del pararrayos supera el voltaje de cebado y comienza a drenar la descarga a tierra.

Para una corriente de descarga atmosférica de 10 kA tenemos:

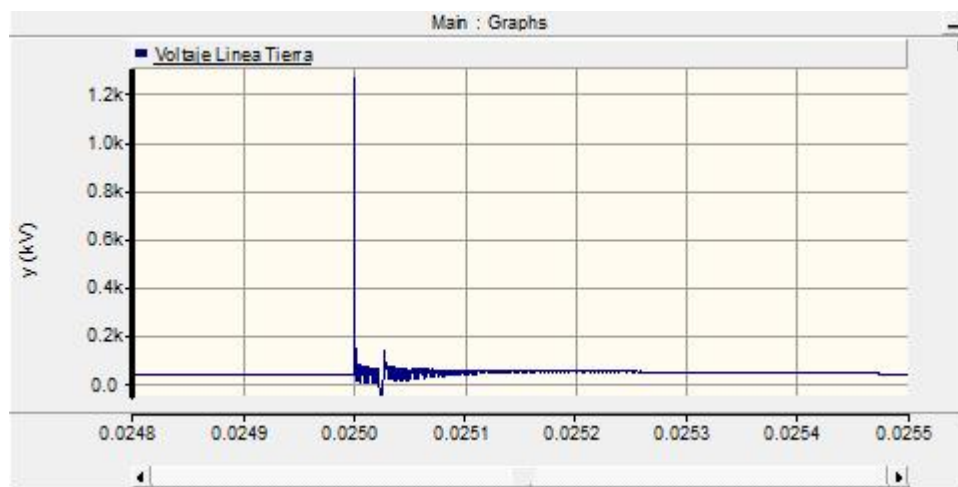


Figura 4.21. Voltaje línea tierra a un Δt de 0,007 seg. (1280 kV).

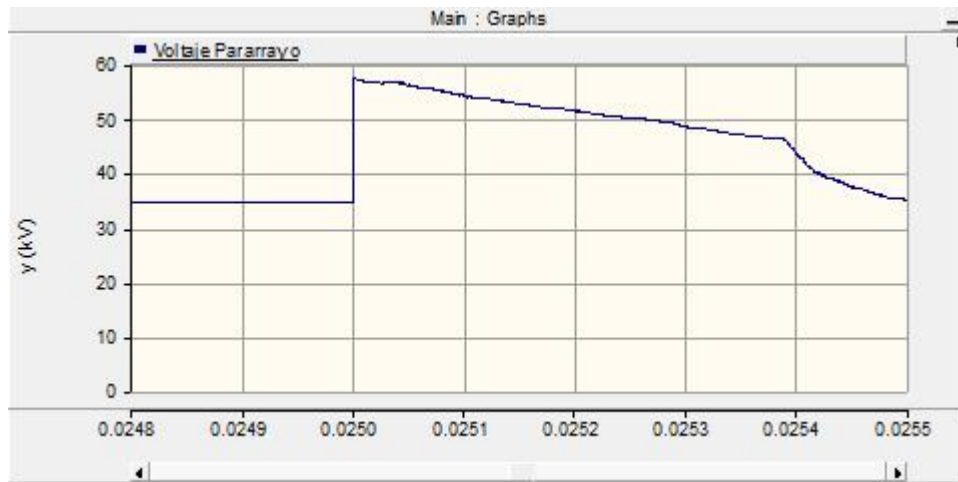


Figura 4.20. Voltaje en el pararrayo a un Δt de 0,007 seg. (53 kV).

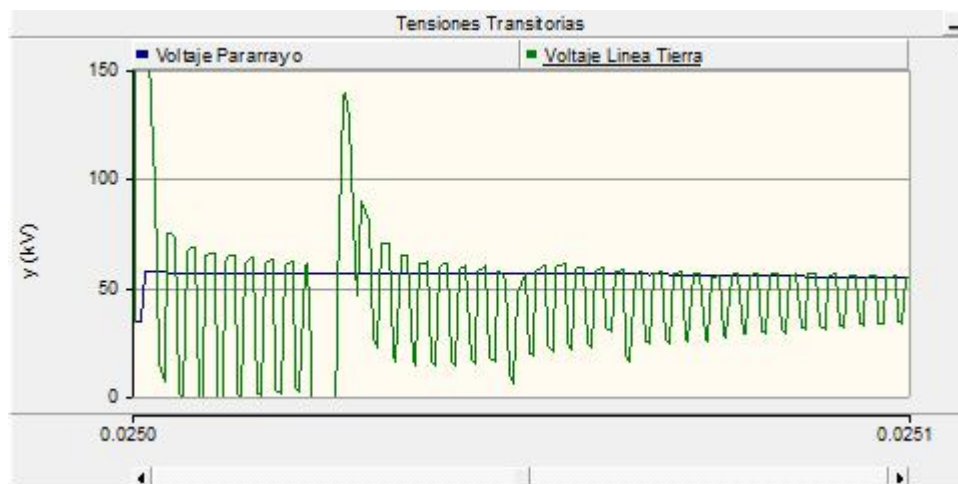


Figura 4.21. Voltaje en la línea y en el pararrayo a un Δt de 0,001 seg.

Para una corriente de descarga de 10 kA aplicada en el conductor, la sobretensión toma un valor de 1280 kV superando el CFO normalizado y el nuevo CFO requerido. El voltaje en los terminales del pararrayos supera el voltaje de cebado y comienza a drenar la descarga a tierra, pero la velocidad de la onda de la descarga atmosférica (300.000 Km/s) en 1,2 μ seg de duración del pico de la misma realiza un recorrido de 360 metros en la línea.

Si el pararrayos más cercano a la descarga atmosférica se encuentra ubicado a una distancia de 360 metros o mayor, la sobretensión ocasionada por la descarga produce la ruptura del CFO de los aisladores dentro de ese recorrido antes que el pararrayos comience a drenar la corriente del rayo.

Para que la línea no salga de servicio por fallas de apantallamiento para corrientes entre 1 y 10 kA es necesario disminuir la distancia que recorre la descarga atmosférica antes de encontrar el primer pararrayos. Para una corriente de 10 kA se genera una sobretensión de 1280 kV en 1,2 μ seg, el comportamiento de la onda de descarga atmosférica en este periodo de tiempo puede aproximarse a una función lineal, y se determinan los tiempos de ruptura del CFO normalizado y el requerido de acuerdo a la pendiente de la función. La ruptura del CFO requerido ocurre a un tiempo de 0,32 μ seg y la del CFO normalizado en 0,48 μ seg, estos tiempos de velocidad de la descarga realizan un recorrido de 96 m y 145 m respectivamente.

Para el CFO requerido deben colocarse pararrayos en todos los apoyos de la línea para que ésta nunca salga de servicio por fallas de apantallamiento hasta 10 kA. Colocando pararrayos cada dos vanos se consigue eliminar que la línea salga de servicio por fallas de apantallamiento hasta 10 kA para un CFO normalizado.

Para una corriente de descarga de 20 kA se comporta de manera similar a la de 10 kA. Ver anexo 7.

CONCLUSIONES

El modelo electrogeométrico permite determinar el apantallamiento más efectivo para líneas menores a 45 m de altura, debido a que se conoce la magnitud de la corriente que puede causar fallas de apantallamiento en la línea, también proporciona un ángulo de protección mínimo que disminuye las distancias de separación vertical normalizada entre los conductores y el cable de guarda.

Las descargas atmosféricas directas constituyen una de las principales causas de salida en las líneas aéreas de distribución, debido a que el nivel de aislamiento en estos sistemas es bajo, por lo tanto son propensas a salir de servicio si existe una falla de apantallamiento.

El valor de la resistencia de puesta a tierra en condiciones normales de operación es estático, y su valor frente a ondas de descarga atmosférica tiene un comportamiento dinámico, mientras la corriente de la descarga sea mas elevada la resistencia presenta un valor menor.

Las descargas atmosféricas que inciden en los conductores de fase y dependiendo de la distancia a la que se encuentren los pararrayos de ésta, pueden ocasionar el rompimiento del CFO de los aisladores y ocasionar una falla a tierra, sacando de servicio a la línea, y dañando los aisladores. Sin embargo la distancia entre la descarga atmosférica y el pararrayos es inversamente proporcional a la velocidad de actuación del mismo, si se trata de una distancia muy corta, el pararrayos drena la corriente y atenúa la sobretensión que normalmente sacaría de servicio a la línea si la descarga atmosférica incide lejos del mismo

Los aisladores que se consideraron en el diseño original de la línea se dimensionaron con un CFO mayor al requerido.

Las descargas atmosféricas que inciden en los postes en la mayoría de los casos rompen el CFO de los aisladores y ocasionan una descarga retroactiva sacando de servicio a la línea, y dañando los aisladores.

Las descargas atmosféricas que inciden en los conductores de guarda son drenadas a tierra, y no ocasionan la salida de la línea de distribución. Las sobretensiones inducidas entre el conductor de guarda y los conductores de fase alcanzan valores bajos que no son perjudiciales y no originan la salida de la línea. Si el valor de la descarga es mayor de 50 kA y debido al cambio de impedancia entre el cable de guarda y el poste, existe la posibilidad que se produzca una descarga retroactiva, pero para este valor de corriente se vence primero el nivel de aislamiento del aire y la descarga cae a tierra.

Las líneas que poseen un arreglo en configuración triangular o doble terna vertical presentan una geometría de apantallamiento muy similar, el cuál es más efectivo que el de una línea en configuración simple terna horizontal.

RECOMENDACIONES

Colocar pararrayos en la línea cada dos vanos para eliminar las salidas de línea por descarga directa en el conductor de fase cuando ocurre una falla de apantallamiento.

Garantizar el conexionado de los apoyos al sistema de puesta tierra de la línea aérea de distribución, con la intención de mantener la resistencia de puesta a tierra en un rango no mayor a los 20 Ω .

Mantener los aisladores normalizados especificados en el diseño, ya que los mismos poseen un mayor rango para corrientes que generan fallas de apantallamiento en la línea.

Utilizar siempre el cable de guarda en líneas aéreas de alimentación por su alta capacidad de apantallamiento y efectividad frente a descargas atmosféricas.

Emplear el software PSCAD para el estudio de efectos transitorios ocasionados por descargas atmosféricas en líneas aéreas de distribución

BIBLIOGRAFÍA

ANSI C-62.1. **Surge Arrester for Alternating Current Power-Circuits.**

Arias, F. (2006). **El proyecto de Investigación.** (5^a Edición). Editorial EPISTEME, C.A., Venezuela.

CADAFE, 058-1987. (1987). **“Normas de Diseño Para Líneas de Alimentación y Redes de Distribución. Distancias y Separaciones Mínimas”.**

CADAFE, NS-P-360. (1984). **“Especificación Técnica para el Sistema de Puesta a Tierra”.**

CADAFE, NS-P-400. (1984). **“Especificación técnica para la coordinación de aislamiento”.**

DE LA ROSA, F. Y MORENO, M. (2001). **“Coordinación de aislamiento”**, EPS Oil Consultans, Zaragoza, España.

DURBAK, W y GOLE, A, (2000). **“Modeling Guidelines for Switching Transients”**, USA.

GARCIA, M. (2008) **“Guía de aplicación de la coordinación de aislamiento”** CIRCE, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, España.

IEC, STD 60071-1. (1993). **“Insulation Coordination Part 1”.**

IEC STD 60071-1. (1996). **“Insulation Coordination Part 2”.**

IEEE 242. (1986). **“Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”**.

IITREE-LAT. (1987). **“Transitorios electromagnéticos en redes eléctricas (Capítulo 2)”**, Universidad de la plata, Argentina.

LUIS A., SIEGERT C. (2002). **“Alta Tensión y Sistemas de Transmisión”**, Grupo Noriega Editores, México.

MINER. (1968). **“Reglamento de líneas eléctricas aéreas de alta tensión”**, España.

MINITOBA HVDC. (2003). **“PSCAD User Guide”**, Canadá.

Siegert C., Luis A. (2002). **“Alta Tensión y Sistemas de Transmisión”**, Grupo Noriega Editores, C. A., México.

STEVENSON, D. y GRAINGER, J. (1985). **“Análisis de Sistemas de Potencia”**, Mc Graw Hill, México.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO

TÍTULO	Estudio de Coordinación de Aislamiento para la Línea Aérea en 34,5 kV Planta Estación Principal Morichal – subestación N° 3 Morichal.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Gámez M. Pedro A.	CVLAC: 14.301.351 E MAIL: pedrogaw@gmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

pscad

descargas atmosféricas

apantallamiento

aislamiento

coordinación

modelo matemático

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

La coordinación de aislamiento de las líneas aéreas de distribución muy pocas veces es sometida a estudios de sobretensiones debido a valores de aislamiento normalizados que existen. Para estudiar el comportamiento de las líneas de distribución ante sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas y verificar las distancias mínimas de separación, se utilizó el software PSCAD V4.1PRO/EE para simular los efectos transitorios que las mismas generan. Se modeló todos los parámetros de la línea en el software y el estudio se realizó para descargas directas en estructuras metálicas, en el cable de guarda y en el conductor de fase.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Hernán Parra	ROL	CA	AS (x)	TU	JU
	CVLAC:	4.362.464			
	E_MAIL	hernanparra@cantv.net			
Alejandro Figueroa	ROL	CA	AS	TU (x)	JU
	CVLAC:	8.970.951			
	E_MAIL	alejandrofigueroa1@gmail.com			
Manuel Maza	ROL	CA	AS	TU	JU (x)
	CVLAC:	8.266.951			
	E_MAIL	ingmanuelmaza@gmail.com			
Jhon Acosta	ROL	CA	AS	TU	JU (x)
	CVLAC:	16.181.888			
	E_MAIL	jhontomas@cantv.net			

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	08	13
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Coordinacion de aislamiento.doc	

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J
 K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3
 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Ámbito de la aplicación (Abarca) (OPCIONAL)

TEMPORAL: En base a tiempo (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado_____

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”_____

Pedro A. Gámez M.

Hernán Parra

Manuel Maza

Jhon Acosta

POR LA SUBCOMISION DE TESIS