

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

MANUAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS
SUBTERRÁNEAS A 69 KV EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Presentado por:

SHARON LOZANO TRONCOSO

FERNANDO MENDOZA MUÑOZ

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2018 – 2T

DEDICATORIA

A Dios por hacerme más fuerte cada día, por no dejar que desista y continúe luchando por mis sueños. A mi madre la Sra. Silvia Troncoso que desde el cielo me cuida, a mi padre el Sr. Emil Lozano por el apoyo y por darme la mejor herencia que es el estudio. A mi hermana Vanessa Lozano y mis sobrinos que son mi motivación para lograr mis objetivos y tener una familia en el futuro. A José Zamora por ser el apoyo incondicional durante mis dos últimos años de carrera universitaria y en mi vida, a Tom Jiménez por ayudarme cuando necesitaba de una laptop, mouse, junto con ellos tuve el mejor grupo de trabajo durante estos años. A mis compañeros Walter Mariscal, Kevin López, Jean Paul Moreta, Luis Baque, Dietmar Sánchez, Nathalie Ramírez, Jonathan Garcés, Kevin Calderón que me apoyaron cuando necesitaba instalar programas, corregir formatos de trabajo y presentaciones, va dedicado este trabajo.

Sharon Lozano Troncoso.

DEDICATORIA

Quiero agradecer a mi padre Esteban Mendoza que estado pendiente siempre en verme triunfar y a mi querida madrecita Martha Muñoz que ha sido una guía para conseguir mis sueños y mi gran motivación para no desistir en llegar a conseguir esta meta que me propuse desde el inicio de mi carrera estudiantil, quiero agradecer a mi hermano Ingeniero Mecánico Industrial Christian Mendoza por ser mi inspiración para culminar mi carrera y en parte al Ingeniero Ricardo Gallegos por ser una gran ejemplo de superación para seguir mis estudios en la Espol, quiero agradecer de manera muy especial al Dr Javier Urquiza por darme la oportunidad de desarrollar este proyecto de tesis y todo el tiempo brindado para que se cumpla el objetivo en culminar con todo el contenido de este tema muy interesante para futuras regeneraciones de las redes de distribución de la provincia del Guayas, gracias totales.

Fernando Mendoza Muñoz.

AGRADECIMIENTOS

Esta tesis nunca se hubiera completado sin la ayuda y el apoyo de las siguientes personas:

Al Dr. Javier Urquiza tutor de la materia de graduación por su apoyo por obtener información, ser el vínculo con las empresas y por sus comentarios para que nuestras presentaciones y sustentación sean las mejores.

Esta tesis de grado nunca hubiera sido posible sin el apoyo financiero de la Escuela Superior Politécnica del Litoral que ha sido el alma máter y permitarnos desarrollo nuestra capacidad intelectual y nuestros conocimientos hasta convertirnos en ingenieros. Al Ing. Guido Veintimilla quien fue el mentor del proyecto y dándonos las pautas para desarrollar el trabajo. A CNEL EP Guayas Los Ríos, quienes compartieron sus datos y conocimientos. Al Ing. Danny Espinoza de ABB Ecuador por su disposición para responder nuestras preguntas en los trabajos realizados en la S/E Kennedy Norte y por ayudarnos con manuales y documentos del tema. A la Ing. Maryorie Valdiviezo y el Ing. Alejo Lascano quienes nos abrieron las puertas de la S/E Kennedy Norte. Al Ing. José Layana por la disposición y los conceptos compartidos sobre la instalación de líneas subterráneas. Al Ing. Fernando Vaca por las recomendaciones de libros y artículos relacionados con nuestro tema. Esto fue primordial para el desarrollo de la investigación.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Sharon Juliana Lozano Troncoso* y *Fernando Javier Mendoza Muñoz*, damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Sharon Juliana Lozano
Troncoso

Fernando Javier Mendoza
Muñoz

EVALUADORES

MS.c. Fernando Arturo Vaca Urbano

PROFESOR DE LA MATERIA

Dr Javier Urquizo Calderón

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Con el desarrollo de la ciudad, el crecimiento de la población y la regeneración urbana se ha considerado el soterramiento de las líneas eléctricas como la mejor opción para la distribución de la energía. En la actualidad las líneas subterráneas que más se instalan son aquellas con niveles de tensión de 13.8 kV y 22kV. Con esto se ha demostrado, el soterramiento de las redes ofrece una mayor confiabilidad en la distribución de energía, pero esta confiabilidad puede aumentar cuando el diseño y la construcción de las mismas se realiza bajo todos los lineamientos técnicos. Esta tesis especifica los requerimientos técnicos para la construcción de líneas subterráneas a 69 kV con el objetivo de ser una guía para las futuras obras de redes subterráneas. Primero realizamos una introducción que abarca la importancia y generalidades de las líneas subterráneas, su aplicación y ventajas con respecto a las líneas aéreas. Además, definimos el problema y los objetivos de la investigación. Mencionamos los fenómenos eléctricos que se presentan al momento de soterrar cables eléctricos y los efectos que pueden tener a corto y largo plazo en la operación de estas líneas. Se especificaron todos los procedimientos y estudios de la construcción de estas redes subterráneas de distribución en otros países como México y Perú, pero básicamente se hizo uso de normas americanas debido al avance técnico y el desarrollo de sus redes y equipos eléctricos. Incluimos un detalle de las condiciones técnicas mediante normas y estándares aplicados en la actualidad que contienen estudios de topología, determinación y configuración de ductos y cables, lineamientos para la selección de conductores, cámaras eléctricas, preparación del suelo para el tendido del cable. Así mismo puntualizamos los pasos para el diseño de empalmes, puntas terminales, accesorios y señalización tomando en consideración las distancias de seguridad que se deben cumplir para evitar daños a ductos y cables subterráneos.

En la Sección de resultados mostramos los resultados del análisis de cortocircuito respecto al cable subterráneo del caso de estudio de la subestación Kennedy Norte. Además, presentamos los resultados del estudio realizado resaltando los detalles técnicos que hay que tomar en consideración para aumentar la instalación de estas líneas subterráneas en la provincia del Guayas.

Palabras claves: Líneas subterráneas 69 kV, Tendido del cable, Terminales de exterior e interior, Análisis de cortocircuito, Análisis de ampacidad, Análisis de sensibilidad, Cables subterráneos.

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|---|-----------|
| AGRADECIMIENTOS | vii |
| DECLARACIÓN EXPRESA..... | ix |
| EVALUADORES..... | xi |
| RESUMEN..... | xiii |
| TABLA DE CONTENIDO | xv |
| ÍNDICE DE FIGURAS | xix |
| ÍNDICE DE TABLAS | xxii |
| LISTADO DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS | xxiii |
| Capítulo 1. Introducción | 1 |
| 1.1 Contexto | 3 |
| 1.2 Descripción del problema..... | 3 |
| 1.3 Justificación del problema | 4 |
| 1.4 Preguntas de investigación..... | 4 |
| 1.5 Objetivos | 5 |
| 1.6 Líneas subterráneas de distribución | 5 |
| 1.6.1 <i>Diferencias entre una línea aérea y una línea subterránea de distribución</i> | 6 |
| 1.7 Desarrollo de los objetivos | 7 |
| 1.8 Contribuciones al campo de la ingeniería eléctrica en Ecuador | 8 |
| Capítulo 2. Revisión de Literatura | 9 |
| 2.1 Introducción | 12 |
| 2.2 Cables subterráneos | 12 |
| 2.3 Lineamientos y conceptos generales para la evaluación de líneas de media y alta tensión subterránea. | 13 |
| 2.3.1 <i>Caída de tensión en régimen permanente</i> | 13 |
| 2.3.2 <i>Criterio del límite térmico</i> | 16 |
| 2.4 Corriente admisible de un cable, en régimen permanente, sobrecarga y cortocircuito. | 17 |

| | | |
|-------------|--|----|
| 2.4.1 | <i>Calentamiento de un cable en régimen permanente.</i> | 17 |
| 2.4.2 | <i>Calentamiento de un cable en régimen transitorio</i> | 19 |
| 2.4.3 | <i>Intensidad admisible en régimen de cortocircuito.</i> | 19 |
| 2.5 | Comprobación del trazado admisible. | 20 |
| 2.6 | Presión lateral del cable | 21 |
| 2.7 | Fenómenos eléctricos en líneas subterráneas. | 22 |
| 2.7.1 | <i>Efecto piel.</i> | 22 |
| 2.7.2 | <i>Efecto de proximidad.</i> | 23 |
| 2.7.3 | <i>Descargas parciales.</i> | 23 |
| Capítulo 3. | Metodología | 26 |
| 3.1 | Introducción | 30 |
| 3.2 | Estudios preliminares | 30 |
| 3.3 | Diseño eléctrico | 31 |
| 3.4 | Características de los materiales | 32 |
| 3.5 | Empalmes | 35 |
| 3.5.1 | <i>Empalmes premoldeados.</i> | 36 |
| 3.5.2 | <i>Procedimiento para el diseño de empalmes premoldeados.</i> | 36 |
| | | 38 |
| 3.6 | Terminales | 41 |
| 3.6.1 | <i>Terminales de exterior.</i> | 42 |
| 3.6.2 | <i>Terminales de exterior termo retráctiles</i> | 42 |
| 3.6.3 | <i>Procedimiento para el diseño de terminales premoldeados de material composite</i> | 44 |
| 3.6.4 | <i>Terminales GIS o SF6.</i> | 58 |
| 3.6.5 | <i>Procedimiento para el diseño de terminales internos GIS</i> | 58 |
| 3.6.6 | <i>Terminales inmersos en aceite</i> | 65 |
| 3.7 | Sistemas de instalación. | 65 |
| 3.8 | Distribución y recorrido de la línea. | 66 |
| 3.9 | Tendido del cable | 67 |
| 3.9.1 | <i>Soterramiento en zanjas</i> | 68 |

| | | |
|-------------|--|----|
| 3.9.2 | <i>Perforaciones subterráneas</i> | 69 |
| 3.9.3 | <i>Procedimiento para el tendido del cable.</i> | 69 |
| 3.10 | <i>Cámaras o arquetas</i> | 71 |
| 3.10.1 | <i>Cámaras de empalme.</i> | 71 |
| 3.10.2 | <i>Cámaras de paso</i> | 72 |
| 3.10.3 | <i>Sistemas de conexión rígida a tierra</i> | 73 |
| 3.10.4 | <i>Conexión especial a tierra – Single point.</i> | 74 |
| 3.10.5 | <i>Conexión especial a tierra – Mid point.</i> | 74 |
| 3.10.6 | <i>Conexión especial – Cross bonding.</i> | 75 |
| 3.11 | <i>Estructuras de transición aéreo – subterránea</i> | 76 |
| 3.12 | <i>Distancias mínimas de seguridad</i> | 77 |
| 3.12.1 | <i>Calles y carreteras.</i> | 77 |
| 3.12.2 | <i>Con cables de energía eléctrica.</i> | 77 |
| 3.12.3 | <i>Con cables de telecomunicaciones.</i> | 78 |
| 3.12.4 | <i>Canalizaciones de agua</i> | 78 |
| Capítulo 4. | <i>Resultados</i> | 81 |
| 4.1 | <i>Introducción</i> | 83 |
| 4.2 | <i>Selección del cable subterráneo.</i> | 83 |
| 4.3 | <i>Pruebas al cable luego de la instalación.</i> | 84 |
| 4.4 | <i>Tendido del cable</i> | 85 |
| 4.5 | <i>Terminales de exterior e interior.</i> | 85 |
| 4.6 | <i>Análisis de cortocircuito al cable</i> | 86 |
| 4.7 | <i>Análisis de Sensibilidad</i> | 88 |
| Capítulo 5. | <i>Discusión.</i> | 93 |
| 5.1 | <i>Introducción</i> | 95 |
| 5.2 | <i>Selección del cable subterráneo</i> | 95 |
| 5.3 | <i>Pruebas al cable luego de la instalación</i> | 96 |
| 5.4 | <i>Tendido del cable</i> | 96 |
| 5.5 | <i>Terminales de exterior e interior</i> | 97 |
| 5.6 | <i>Análisis de cortocircuito</i> | 97 |

| | | |
|-------------|---|-----|
| 5.7 | Análisis de Sensibilidad | 98 |
| 5.8 | Conciliaciones con otros métodos | 98 |
| Capítulo 6. | Conclusiones | 99 |
| 6.1 | Introducción | 101 |
| 6.2 | Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones | 103 |
| Apéndice | | 105 |
| Apéndice A | | 107 |
| A.1 | Caso de estudio Subestación Kennedy Norte | 107 |
| A.2 | Características de la subestación..... | 107 |
| A.3 | Características de la línea subterránea 69 KV | 108 |
| A.4 | Estructura 69 KV | 108 |
| A.5 | Falla en el aislamiento de la línea | 109 |
| A.6 | Tendido del cable subterráneo nuevo | 109 |
| A.7 | Falla en el GIS | 112 |
| Apéndice B | | 113 |
| Apéndice C | | 127 |
| Referencias | | 131 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|-----------|
| Figura 2.1 Estructura de cable subterráneo XLPE 69kV Cable (2015)..... | 12 |
| Figura 2.2 Circuito equivalente fase-neutro de una línea corta Simón Comín et al. (2008)..... | 14 |
| Figura 2.3 Circuito equivalente fase-neutro de una línea larga Simón Comín et al. (2008)..... | 15 |
| Figura 2.4 Circuito equivalente en π de una línea larga Simón Comín et al. (2008)..... | 15 |
| Figura 2.5 Cavidades por descargas internas Chambilla (2011)..... | 24 |
| Figura 2.6 Cavidades por descargas superficiales Chambilla (2011)..... | 24 |
| Figura 3.1 Cable XLPE subterráneo 84 kV | 32 |
| Figura 3.2 Estructura interna empalme premoldeado Thomas&Betts (2012)..... | 36 |
| Figura 3.3 Paso 1 Thomas&Betts (2012)..... | 36 |
| Figura 3.4 Paso 2 Thomas&Betts (2012)..... | 37 |
| Figura 3.5 Paso 3 Thomas&Betts (2012)..... | 37 |
| Figura 3.6 Paso 4 Thomas&Betts (2012)..... | 37 |
| Figura 3.7 Paso 5 Thomas&Betts (2012)..... | 38 |
| Figura 3.8 Paso 6 Thomas&Betts (2012)..... | 38 |
| Figura 3.9 Paso 7 Thomas&Betts (2012)..... | 38 |
| Figura 3.10 Paso 8 Thomas&Betts (2012)..... | 39 |
| Figura 3.11 Paso 9 Thomas&Betts (2012)..... | 39 |
| Figura 3.12 Paso 10 Thomas&Betts (2012)..... | 39 |
| Figura 3.13 Paso 11 Thomas&Betts (2012)..... | 40 |
| <i>Figura 3.14 Paso 12 Thomas&Betts (2012).....</i> | <i>40</i> |
| Figura 3.15 Paso 13 Thomas&Betts (2012)..... | 40 |
| Figura 3.16 Paso 14 Thomas&Betts (2012)..... | 41 |
| Figura 3.17 Terminal de exterior termo retráctil Thomas&Betts (2012)..... | 42 |
| Figura 3.18 Medida para la división del cable NKT (2018)..... | 44 |
| Figura 3.19 Eliminación de la capa externa NKT (2018)..... | 46 |
| Figura 3.20 Montaje prensa estopas NKT (2018)..... | 47 |
| Figura 3.21 Elementos del montaje de prensa estopas NKT (2018)..... | 47 |

| | |
|---|----|
| Figura 3.22 Contacto de pantalla a la prensaestopas NKT (2018)..... | 48 |
| Figura 3.23 Elementos del montaje prensaestopas NKT (2018). | 48 |
| Figura 3.24 Identificación de los diámetros D2 y D1 NKT (2018)..... | 49 |
| Figura 3.25 Suavizado del núcleo del cable NKT (2018). | 50 |
| Figura 3.26 Prueba al núcleo del cable NKT (2018). | 51 |
| Figura 3.27 Montaje del cono de tensión NKT (2018). | 52 |
| Figura 3.28 Sellado en el núcleo del cable NKT (2018). | 52 |
| Figura 3.29 Sellado con cinta de tejido de cobre NKT (2018). | 53 |
| Figura 3.30 Conexión con el conductor NKT (2018)..... | 54 |
| Figura 3.31 Montaje del aislante NKT (2018)..... | 54 |
| Figura 3.32 Nivel de llenado del terminal NKT (2018). | 56 |
| Figura 3.33 Encajamiento del metal superior NKT (2018). | 56 |
| Figura 3.34 Montaje final de la prensa estopas NKT (2018). | 57 |
| Figura 3.35 Conexión a tierra NKT (2018)..... | 57 |
| Figura 3.36 Medición de longitud de conductora retirar para capa exterior. | 60 |
| Figura 3.37 Limar la capa exterior dentro de los límites marcados. | 60 |
| Figura 3.38 Aplicación de calor para extracción de capa. | 61 |
| Figura 3.39 Colocación de anillo conductor..... | 61 |
| Figura 3.40 Desprendimiento de capa exterior. | 62 |
| Figura 3.41 Entrelazado de cables de cobre y colocación de cinta..... | 62 |
| Figura 3.42 Colocación de capa de cinta auto conductora amalgante. | 62 |
| Figura 3.43 Preparación para el desprendimiento del aislamiento..... | 63 |
| Figura 3.44 Desprendimiento de capa de aislamiento con ayuda de herramienta. | 63 |
| Figura 3.45 Grafitación del núcleo sobre aislamiento desprendido..... | 64 |
| Figura 3.46 Colocación del tubo termo contraíble. | 64 |
| Figura 3.47 Instalación del conector superior..... | 65 |
| Figura 3.48 Radio mínimo de curvatura del cable Distribución (2018) | 67 |
| Figura 3.49 Halado del cable en el tendido Distribución (2018)..... | 68 |
| Figura 3.50 Accesorios y herramientas para el tendido del cable NKT(2018)..... | 70 |
| Figura 3.51 Tendido en cámara de empalme Endesa (2000). | 71 |
| Figura 3.52 Tubos en el interior de las arquetas Endesa (2000). | 73 |
| Figura 3.53 Conexión solid bonding NEXANS (2011). | 73 |
| Figura 3.54 Conexión Single point NEXANS (2011)..... | 74 |

| | |
|---|----|
| Figura 3.55 Conexión Mid point NEXANS (2011)..... | 75 |
| Figura 3.56 Conexión Cross bonding NEXAS (2011)..... | 75 |
| Figura 3.57 Estructura de transición NEXANS (2011)..... | 76 |
| Figura 3.58 Protección suplementaria con chapas de acero a lo largo de la canalización Distribución (2018)..... | 79 |
| Figura 4.1 Cuadro de flujo de carga en subestación..... | 87 |
| Figura 4.2 Cuadro de flujo de carga en la línea aérea..... | 88 |
| Figura 4.3 Impedancias equivalentes en programa CYME..... | 88 |
| Figura 4.4 Análisis de impedancias por fase..... | 89 |
| Figura 4.5 Flujo de carga con modificaciones de cable..... | 89 |
| Figura 4.6 Resumen total de flujo de carga..... | 90 |
| Figura 4.7 Cuadro de flujo de carga en cable subterráneo..... | 90 |
| Figura 4.8 Carga en la línea aérea..... | 91 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 2.1 Valores de la presión lateral sobre el cable Distribución (2018). | 21 |
| Tabla 3.1 Características eléctricas del cable ABB (1998). | 33 |
| Tabla 3.2 Resistencia y temperatura del cable ABB (1998). | 34 |
| Tabla 3.3 Pruebas aplicadas al cable ABB (1998). | 35 |
| Tabla 3.4 Temperatura máxima del conductor. | 41 |
| Tabla 3.5 Línea de fuga específica nominal mínima Distribución (2018). | 43 |
| Tabla 3.6 Medida para la división del cable NKT (2018). | 44 |
| Tabla 3.7 Tiempo de calentamiento de laminado NKT (2018). | 45 |
| Tabla 3.8 Distancia A según tipo de cable NKT (2018). | 46 |
| Tabla 3.9 Distancia tipo de aislamiento NKT (2018). | 49 |
| Tabla 3.10 Diámetro según nivel de tensión NKT (2018). | 51 |
| Tabla 3.11 Colocación de anillo según tipo de aislamiento NKT (2018). | 51 |
| Tabla 3.12 Anillado de sellado según tipo de aislamiento NKT (2018). | 55 |
| Tabla 3.13 Nivel de llenado según longitud del aislador NKT (2018). | 55 |
| Tabla 3.14 Características del terminal GIS SUDKABEL (2008). | 59 |
| Tabla 3.15 Dimensiones de las arquetas Distribución (2018) | 72 |
| Tabla 3.16 Tensiones inducidas Distribución (2018). | 74 |
| Tabla 3.17 Tensiones inducidas máximas Distribución (2018). | 75 |
| Tabla 3.18 Profundidad de instalación | 78 |
| Tabla 4.1 Tabla de resultados de cortocircuito en la S/E Kennedy Norte. | 87 |

LISTADO DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

| | |
|---------------|----------------------------------|
| dc | Corriente directa |
| kV | Kilovoltios |
| GIS | Gas insulated switchgear |
| S/E | Subestación eléctrica |
| CYME/ CYMDIST | Power systems analysis software. |
| XLPE | Polietileno reticulado. |
| Km | Kilómetros |
| m | Metros |
| SF6 | Hexafluoruro de azufre. |
| EPR | Caucho etileno – propileno |
| ABB | Asea Brown Boveri |
| LTC | Cambiador de tap bajo carga |
| SIN | Sistema Nacional Interconectado |

Capítulo 1. Introducción

Capítulo 1. Introducción

| | | |
|-------|--|---|
| 1.1 | Contexto | 3 |
| 1.2 | Descripción del problema | 3 |
| 1.3 | Justificación del problema | 4 |
| 1.4 | Preguntas de investigación | 4 |
| 1.5 | Objetivos | 5 |
| 1.6 | Líneas subterráneas de distribución | 5 |
| 1.6.1 | <i>Diferencias entre una línea aérea y una línea subterránea de distribución</i> | 6 |
| 1.7 | Desarrollo de los objetivos | 7 |
| 1.8 | Contribuciones al campo de la ingeniería eléctrica en Ecuador | 8 |

1.1 Contexto

En esta sección del proyecto se describen el problema que se busca resolver con la realización de este trabajo, se mencionan los objetivos, las preguntas de investigación y los Capítulos que conforman el trabajo. Este capítulo está compuesto por cinco secciones. La Sección 1.2 realiza la descripción del problema que se busca solucionar a través de este trabajo. En la Sección 1.3 se mencionan la justificación de la importancia de desarrollar el tema de investigación y su impacto en la sociedad. La Sección 1.3 menciona las preguntas que se generaron a partir de la investigación del tema desarrollado las cuales son las base para formular los objetivos. La Sección 1.5 muestra el alcance del trabajo en donde se busca definir los lineamientos técnicos basados en norma de la construcción de líneas aéreas. En la Sección 1.6 corresponde a una introducción sobre las líneas subterráneas en donde se incluyen ventajas y desventajas con respecto a las líneas aéreas de distribución. En la Sección 1.7 se describen los aportes de cada una de los capítulos y secciones con el fin de cumplir los objetivos establecidos. Por último, en la Sección 1.8 se mencionan las contribuciones del presente trabajo en el sector eléctrico del país.

1.2 Descripción del problema

En la actualidad se busca el constante desarrollo de la tecnología considerando siempre los aspectos ambientales con el fin de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica de una forma limpia. Las redes subterráneas tienen un impacto positivo ya que reducen la contaminación visual. Así mismo existen situaciones en la que tender un cable aéreo no es la mejor opción ya sea porque se encuentran en sectores con espacios reducidos, existe cercanía con edificios de alta longitud, por protección a casas y edificaciones de la población o por necesidades técnicas que permiten tener un servicio eléctrico continuo. A pesar de que la instalación de una red subterránea requiere de una mayor inversión y costos de operación en comparación con las redes aéreas, el crecimiento de la demanda eléctrica requiere de la repotenciación del tendido eléctrico lo que implica aumentar conductores, accesorios y transformadores de mayor tamaño y capacidad añadiendo de esta forma complejidad al sistema aéreo. Esto resulta en una ventaja para las redes

subterráneas además de que se reducen las posibilidades de que ocurran las usuales fallas como cortocircuitos debido a contactos entre líneas que se producen por las ramas de los árboles o animales.

Actualmente la instalación de estas redes subterráneas en la ciudad de Guayaquil se encuentra desarrollada en niveles de tensión como 13.8 kV pero se busca poder implementarlas a un nivel de tensión más alto como es 69 kV. Sin embargo, existe una carencia de conocimiento técnico lo que interfiere en la construcción adecuada de estas redes subterráneas.

1.3 Justificación del problema

La propuesta de un manual para la implementación de redes subterráneas de energía eléctrica a un nivel de tensión de 69 kV constituirá un aporte científico-tecnológico trascendente para el mejoramiento continuo de la distribución de la energía en la ciudad de Guayaquil, abastecimiento que está a cargo de CNEL EP- Unidad de negocio Guayas- Los Ríos. Esta herramienta constituirá una guía para la construcción de las líneas subterráneas con los respectivos beneficios de su aplicación.

De esta manera se busca proporcionar toda la información necesaria para mejorar la distribución a través de las redes subterráneas estableciendo los lineamientos de diseño a los que se deben regir las empresas contratistas encargadas de la construcción de las mismas.

Este proyecto tiene como objetivo realizar un manual de normas de construcción para redes subterráneas de distribución a 69 kV.

1.4 Preguntas de investigación

Para iniciar el proyecto de investigación, se plantean las siguientes preguntas acordes a los objetivos:

- i. ¿De qué manera se puede aumentar la confiabilidad de las líneas subterráneas a 69 kV?

- ii. ¿Cuáles son las especificaciones técnicas que se necesitan para la construcción de líneas subterráneas de media tensión?
- iii. ¿De qué manera influyen en la distribución de la energía eléctrica las redes subterráneas de media tensión?
- iv. ¿Cuáles son las desventajas y ventajas de implementar líneas subterráneas a un nivel de tensión de 69 kV?
- v. ¿Cómo se ve beneficiada CNELEP con el desarrollo de un manual para la construcción de líneas subterráneas?

1.5 Objetivos

- Especificar los requerimientos técnicos para la construcción de líneas subterráneas a un nivel de tensión de 69 kV mediante las normas y los estándares necesarios a fin de lograr un servicio continuo y confiable en las redes eléctricas de la provincia del Guayas.
- Mostrar los requerimientos eléctricos que deben cumplir los diseños de líneas de distribución subterráneas y enlaces subterráneos dentro de las subestaciones eléctricas para tensiones nominales de 69 kV.
- Considerar las características específicas de cada uno de los equipos y materiales que se instalaran en obra.
- Nombrar los criterios, métodos, equipos y materiales utilizados en la planeación, proyecto y construcción de redes de distribución subterránea de una forma eficiente y económica.
- Especificar las distancias de seguridad para líneas subterráneas de distribución a 69 kV con la finalidad de no afectar las canalizaciones de otros servicios.
- Realizar un estudio eléctrico a través de análisis de cortocircuito, y sensibilidad del cable previo a su instalación y operación.

1.6 Líneas subterráneas de distribución

Las líneas subterráneas tienen grandes ventajas con respecto a las líneas aéreas cuando la densidad de la carga es grande, es por ello que son implementadas en

la distribución eléctrica mayormente en ciudades ya que la tensión y el impacto visual y ambiental son mínimos.

Estas líneas tienen una durabilidad promedio de aproximadamente 50 años, aunque en caso de daños es más complicado encontrar la falla y son más graves, el impacto ambiental que generan solo afecta a la zanja donde se encuentran instaladas.

1.6.1 Diferencias entre una línea aérea y una línea subterránea de distribución

En el sector de la distribución eléctrica las líneas subterráneas representan una mejor opción mientras que en la transmisión físicamente la longitud de la línea afecta a las redes subterráneas es por esto que se recomienda una distancia máxima de transmisión de 60 km para las líneas subterráneas mientras que las líneas aéreas aumentan la capacidad de transmisión y reducen pérdidas. En cables subterráneos si aumenta la tensión aumenta también la absorción de potencia reactiva del cable.

IMSE (2016) menciona algunas de las características de las líneas aéreas y subterráneas se muestran a continuación:

- i. La disipación del calor en cables subterráneos resulta más difícil ya que se realiza a través del aislamiento y la capa exterior del cable lo que puede producir daños en el aislamiento a largo plazo. Por el contrario, en las líneas aéreas la disipación no es problema ya que el aislamiento es el aire que constituye un medio ideal de refrigeración del conductor para disipar el calor producido por la circulación de la corriente IMSE (2016).
- ii. El espesor del aislamiento es directamente proporcional a la tensión del cable. Esto es debido a que la intensidad máxima admisible en un conductor depende de la temperatura que pueda alcanzar lo que produce que para una misma corriente la Sección del cable subterráneo sea menor que el aéreo y por lo tanto las pérdidas se reducen IMSE (2016).
- iii. Los campos eléctricos y magnéticos provocado en líneas aéreas pueden ser restringidos en ciertas zonas. A comparación de las líneas aéreas, el

campo eléctrico generado en cables subterráneos es nulo debido a que las pantallas metálicas son conectadas a tierra en uno o en sus dos extremos y esto confina el campo eléctrico al interior del cable IMSE (2016).

- iv. Las líneas subterráneas implican mayor número de empalmes y terminales por lo que se pueden producir problemas de continuidad eléctrica, nivel de aislamiento e introducción de agua o humedad lo que puede ocasionar fallas eléctricas y mayores costos de mantenimiento con respecto a las líneas aéreas IMSE (2016).

1.7 Desarrollo de los objetivos

En el Capítulo 2 Sección 2.2 se mencionan la base de la construcción de estas líneas subterráneas que son los cables, las características de cada una de las capas que conforman su estructura. En la Sección 2.3 se nombran los criterios eléctricos, mecánicos y térmicos que se presentan en los cables subterráneos una vez puestos en operación y de esta manera evitar posibles fallas a futuro. Estos criterios incluyen caída de tensión en régimen permanente, criterio de límite térmico, corrientes admisibles en régimen permanente, sobrecarga y cortocircuito, fuerzas de tracción, presión lateral del cable y descargas parciales que ocurren cuando existe daño en el aislamiento del conductor.

En el Capítulo 3 Sección 3.5 se describe el proceso para el diseño de empalmes premoldeados especificando los materiales, herramientas y distancias que se deben cumplir para el correcto funcionamiento. En la Sección 3.6 se detallan los procedimientos para diseñar terminales interiores GIS y terminales de exterior de tipo termo retráctil de igual forma se mencionan las longitudes de corte. En la Sección 3.9 se mencionan los pasos que se deben seguir para el tendido del cable y se nombran los métodos de instalación del mismo cumpliendo con el objetivo de especificar los métodos de construcción.

En la Sección 3.12 se indican las distancias de seguridad con respecto a las diferentes canalizaciones, proximidades o cruzamientos con otros cables. En este Capítulo 3 se logra el objetivo que busca especificar los requerimientos técnicos para la construcción de las líneas subterráneas y a la vez se muestran los diseños

de y características de los accesorios. En este capítulo se indican las distancias de seguridad con la finalidad de no afectar las canalizaciones de otros servicios.

En el Capítulo 4 secciones de resultados 4.6 y 4.7, se muestra un análisis de cortocircuito y un análisis de sensibilidad que se realiza previo a la selección e instalación del cable el cual es uno de nuestros objetivos debido a que sin la correcta selección se pueden provocar fallas eléctricas ya sea porque el cable no es capaz de soportar corrientes de cortocircuito o temperaturas de sobrecarga que pueden provocar daños en el aislamiento del mismo.

1.8 Contribuciones al campo de la ingeniería eléctrica en Ecuador

Este trabajo constituye un avance científico- tecnológico para el mejoramiento de la distribución de la energía eléctrica en el país. De esta forma se busca dar un servicio continuo con menores probabilidades de interrupciones por fallas. Actualmente existen pocos trabajos desarrollados sobre el tema ya que la construcción de estas líneas subterráneas se ha implementado en niveles de tensión menores como es el caso de líneas subterráneas de distribución a 13.8 kV. Este manual será una guía para las empresas contratistas encargadas de la construcción de redes soterradas con el fin de llevar a cabo la correcta instalación del cable el cual por su gran tamaño hace más complejo su manejo al momento del tendido por lo que se requieren de accesorios y herramientas que generalmente no son usadas en este tipo de instalaciones. Además, se especifican los pasos para el diseño de terminales internas y externas a nivel de tensión 69 kV ya que estos procesos son normalmente desarrollados por técnicos extranjeros debido a la carencia de conocimiento técnico de personal nacional. Por lo tanto, este manual proporciona todos los procedimientos que se deben seguir para la instalación de redes subterráneas a 69 kV en base a normas y estándares actuales.

Capítulo 2. Revisión de Literatura

Capítulo 2. Revisión de Literatura

| | | |
|-------|---|----|
| 2.1 | Introducción | 12 |
| 2.2 | Cables subterráneos | 12 |
| 2.3 | Lineamientos y conceptos generales para la evaluación de líneas de media y alta tensión subterránea. | 13 |
| 2.3.1 | <i>Caída de tensión en régimen permanente</i> | 13 |
| 2.3.2 | <i>Criterio del límite térmico</i> | 16 |
| 2.4 | Corriente admisible de un cable, en régimen permanente, sobrecarga y cortocircuito. | 17 |
| 2.4.1 | <i>Calentamiento de un cable en régimen permanente</i> | 17 |
| 2.4.2 | <i>Calentamiento de un cable en régimen transitorio</i> | 19 |
| 2.4.3 | <i>Intensidad admisible en régimen de cortocircuito</i> | 19 |
| 2.5 | Comprobación del trazado admisible. | 20 |
| 2.6 | Presión lateral del cable | 21 |
| 2.7 | Fenómenos eléctricos en líneas subterráneas. | 22 |
| 2.7.1 | <i>Efecto piel</i> | 22 |
| 2.7.2 | <i>Efecto de proximidad</i> | 23 |
| 2.7.3 | <i>Descargas parciales</i> | 23 |

2.1 Introducción

El presente Capítulo tiene como objetivo mostrar los principales fenómenos eléctricos en redes de distribución subterránea. La principal área de estudio respecto a las posibles fallas de una red de distribución subterránea al nivel de voltaje de 69 kV está relacionada directamente con la estructura y el aislamiento del cable debido a que es el medio por donde circulará la corriente. En la Sección 2.2 se hablará sobre la estructura del cable subterráneo y sus características. En la Sección 2.3 se especificarán los lineamientos eléctricos como caída de tensión en régimen permanente y criterio de límite térmico del cable. En la Sección 2.4 se definirán las corrientes admisibles de un cable en tres estados tanto en operación, sobrecarga y cortocircuito. En la Sección 2.5 se hablará sobre la comprobación del trazado admisible lo cual es parte de las consideraciones que se deben tomar previo al manejo y tendido del cable. Además, también se tratará en la Sección 2.6 sobre la presión lateral del cable. A continuación, se detallarán los fenómenos eléctricos que se presentan en los cables subterráneos como efecto piel, proximidad y las descargas parciales que se mencionan en la Sección 2.7.

2.2 Cables subterráneos

NEXANS (2011) menciona que la estructura del cable de alto voltaje con aislamiento de polietileno reticulado sintético se muestra en la Figura 2.1 está compuesta por:

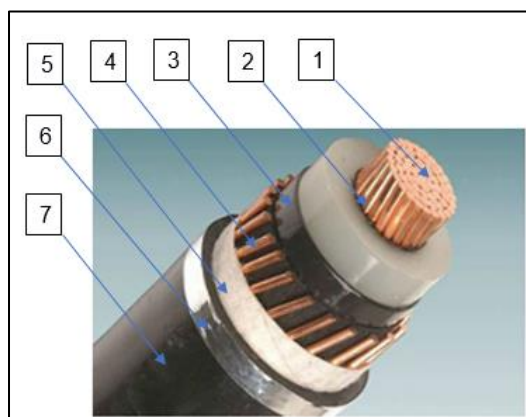


Figura 2.1 Estructura de cable subterráneo XLPE
69kV Cable (2015).

1. Conductores compactos redondos de aluminio o cobre.
2. Pantalla semiconductor sobre el conductor: evita la concentración del campo eléctrico. Hay un interfaz de XLPE ultrasuave entre el conductor y aislamiento.
3. Aislamiento XLPE: aísla al conductor para altos voltajes desde la pantalla y al potencial de conexión a tierra en condiciones de operación normales y transitorias.
4. Pantalla semiconductor sobre aislamiento: con funciones similares a la pantalla sobre conductor.
5. Pantalla metálica: alambres de cobre; anula el campo eléctrico fuera del cable. Actúa como el segundo electrodo del condensador formado por el cable y forma una barrera radial para evitar que la humedad penetre en el aislamiento del cable.
6. Cinta de aluminio fina sobre capa exterior.
7. Chaqueta exterior anticorrosiva: Aísla la pantalla metálica del suelo, sobre todo para conexiones a tierra especiales. Protege los componentes metálicos de la pantalla de la humedad y la corrosión.

2.3 Lineamientos y conceptos generales para la evaluación de líneas de media y alta tensión subterránea.

Simón Comín, Garnacho Vecino, Moreno Mohíno, and González Sanz (2008) menciona que se utilizan dos criterios que definen la capacidad de transmisión:

- a) Caída de tensión en régimen permanente.
- b) Criterio de límite térmico.

Estos criterios serán explicados a continuación.

2.3.1 Caída de tensión en régimen permanente

Simón Comín et al. (2008) define que la caída de tensión en una red subterránea depende de la longitud de la línea y se consideran sus parámetros eléctricos como la resistencia en serie R , resistencia inductiva X , susceptancia capacitiva B y la conductancia en paralelo G para realizar los circuitos equivalentes de las mismas.

Para ello se tiene la siguiente clasificación de las líneas subterráneas según su longitud:

- Línea corta: hasta 2Km
- Línea larga: desde 2Km hasta 10Km

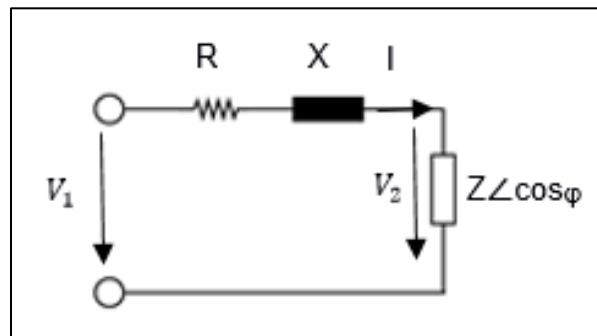
A continuación, en la Figura 2.2 y Figura 2.3 se presentan los circuitos equivalentes y el cálculo de la caída de tensión existente para cada tipo de línea.

i. Línea corta

Dado el circuito equivalente de fase neutro para una línea corta en donde:

R: resistencia efectiva en serie por unidad de longitud (Ω/m) considera resistencia del conductor corregida.

X: reactancia inductancia por fase de la línea por unidad de longitud (H/m).



La caída de tensión en el extremo de la línea donde se encuentra conectada una carga de potencia P con factor de potencia, $\cos\phi$. Siendo $V_{2f} = \sqrt{3} * V_{2l}$,

$$V_{2l}, V_{1f} = \sqrt{3} * V_{1L}.$$

La tensión en su extremo final será:

$$|\Delta V_l| = \frac{P * l(R + X * \tan\phi)}{V_{2l}} \quad (2.1)$$

i. Línea larga

Se considera que la mitad de la capacidad y de la conductancia se encuentran agrupadas en cada extremo de la línea.

A continuación, el circuito equivalente para una línea larga:

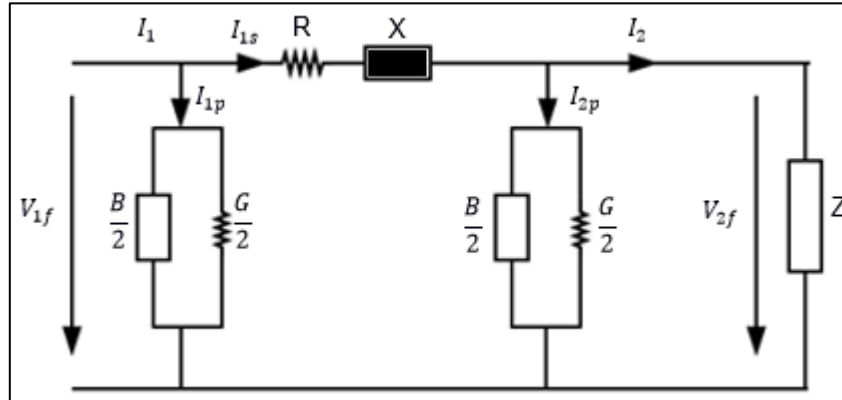


Figura 2.3 Circuito equivalente fase-neutro de una línea larga Simón Comín et al. (2008).

Sea:

R : resistencia por fase del conductor (Ω)

X : reactancia inductancia por fase (H)

G : conductancia por fase, inversa de la resistencia de aislamiento

B : susceptancia capacitiva por fase, inversa de la reactancia capacitiva.

Definiendo a la impedancia en serie $Z = R + jX$ y la admitancia en paralelo $Y = G + jB$. Se tiene el siguiente circuito equivalente mostrado en la Figura 2.4:

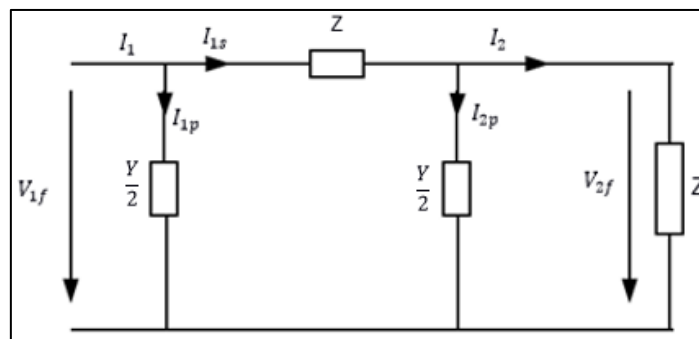


Figura 2.4 Circuito equivalente en π de una línea larga Simón Comín et al. (2008).

Siendo

$$I_z = I_2 + I_{2p} = \left(\frac{P}{\sqrt{3} * V_{2l} * \cos\varphi} \angle - \varphi \right) + \left(V_{2f} * \frac{Y}{2} \right) \quad (2.2)$$

La caída de tensión estará dada por:

$$\Delta U_{2f} = I_z * Z \quad (2.3)$$

2.3.2 Criterio del límite térmico

El criterio del límite térmico está definido por Simón Comín et al. (2008) como:

- Capacidad de conducción de corriente.
- Tiempo de liberación de fallas a tierra.
- Tensión máxima de operación.
- i. Capacidad de conducción de corriente

Las temperaturas máximas de operación del conductor son las siguientes:

- En operación normal= 90 °C.
- En emergencia = 130° C.

La condición de emergencia se debe limitar a 1 500 horas acumulativas durante la vida del cable y no más de 100 horas en doce meses consecutivos.

- En corto circuito = 250 °C.

- ii. Tiempo de liberación de fallas a tierra

La capacidad de conducción de corriente puede afectar severamente el cable siempre cuando no se aterrice las pantallas metálicas ya sea en uno o más puntos con los métodos de sistema de puesta a tierra que se detallarán más adelante como lo menciona Simón Comín et al. (2008).

- i. Tensión máxima de operación

La tensión de operación entre fases puede exceder en 5% la tensión nominal entre fases de los cables durante la operación continua del cable o en 10% en emergencias en un tiempo máximo de 15 minutos tal como lo indica Simón Comín et al. (2008).

Otros cálculos importantes que se deben realizar son:

- Cálculos de la intensidad máxima admisible en cortocircuito.
- Cálculo de la intensidad máxima admisible en servicio en régimen permanente.
- Cálculos de la intensidad máxima admisible en régimen cíclico.
- Cálculo de la presión lateral de un cable.
- Comprobación del trazado admisible.

A continuación, se detallarán las corrientes admisibles de un cable en régimen permanente, sobrecarga y cortocircuito.

2.4 Corriente admisible de un cable, en régimen permanente, sobrecarga y cortocircuito.

Los parámetros eléctricos como la corriente admisible de un cable tanto en régimen permanente, sobrecarga o cortocircuito son esenciales previo a la selección del cable en una instalación subterránea de distribución. A continuación, se definen las corrientes admisibles de un cable subterráneo Distribución (2018).

2.4.1 Calentamiento de un cable en régimen permanente.

Las pérdidas por efecto Joule se evidencian en el calentamiento del cable lo que genera un calor por unidad de tiempo y longitud del cable. Este calor se relaciona con la temperatura ambiente lo cual podemos definir en la siguiente ecuación según (Distribución, 2018).

$$\frac{dQ_2}{dt} = \frac{\theta - \theta_a}{T} \quad (2.4)$$

θ = temperatura del conductor

θ_a = temperatura ambiente, si los cables están directamente enterrados, θ_a representa la temperatura del terreno, valor de referencia 25°C.

T = resistencia térmica por unidad de longitud en (K*m) /W.

Esta resistencia térmica T depende de las características constructivas del cable y las condiciones de instalación. Se define como la suma de varias resistencias térmicas conectadas en serie las cuales son:

T_1 = resistencia térmica del aislamiento del conductor.

T_2 = resistencia térmica del asiento de la armadura.

T_3 = resistencia térmica de la cubierta del cable.

T_4 = resistencia térmica del medio exterior.

La resistencia térmica del medio exterior se calcula dependiendo del tipo diseño de instalación del cable:

- Cables enterrados directamente en el terreno.

(Distribución, 2018) afirma que para cables enterrados directamente en el terreno mediante la siguiente ecuación.

$$T_4 = \frac{15.5 * \rho_T}{\pi} [\ln(2 * u) - 0.63] \quad (2.5)$$

$$u = \frac{2 * h_0}{D_{ext}} \quad (2.6)$$

Donde:

h_0 = distancia de la superficie del suelo al eje del cable (mm).

D_{ext} = diámetro exterior del cable (mm).

ρ_T = resistividad térmica del terreno, (K*m) /W

- Cables enterrados en el interior de tubos o conductos.

Para cables entubados, la resistencia T_4 es la suma de la resistencia térmica entre el cable y el tubo, la resistencia térmica del tubo y la resistencia térmica del medio según el tipo de instalación que se realice.

Ahora se podrá definir la corriente admisible, I_z , máxima que el conductor puede soportar en régimen permanente la cual depende de la Sección, de la temperatura de operación de la línea y la temperatura ambiente mediante la siguiente ecuación:

$$I_{admissible} = I_z = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{n * R * T}} \quad (2.7)$$

La temperatura máxima admisible en régimen permanente depende del tipo de aislamiento usado, así para EPR y XLPE soportan $\theta_s = 90^\circ\text{C}$.

2.4.2 Calentamiento de un cable en régimen transitorio

La intensidad en régimen transitorio es la corriente hasta llegar al régimen permanente que produce calentamiento del conductor Simón Comín et al. (2008).

La variación de carga ya sea un aumento o disminución produce un calentamiento o enfriamiento en el cable el cual depende de la constante térmica de cable (especificaciones técnicas del fabricante), es decir el tiempo que el cable tarda en alcanzar el 63% del aumento de temperatura final para que la corriente se mantenga constante.

$$\tau = T * Q_c = \frac{Q_c * d\theta_s}{n * R * I_z^2} \quad (2.8)$$

2.4.3 Intensidad admisible en régimen de cortocircuito.

El valor de la corriente en régimen de cortocircuito se expresa en la siguiente ecuación por Simón Comín et al. (2008).

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * V_n} \quad (2.9)$$

Para cortocircuitos de duración no superior a 5 segundos el tiempo que tarda la intensidad en elevar la temperatura del conductor desde su temperatura inicial, θ_i hasta la temperatura limite admisible de corta duración, θ_{cc} , se calcula de la siguiente forma:

$$\sqrt{t_{cc}} = \frac{K+S}{I_{cc}} * \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_{cc}+\beta}{\theta_i+\beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_{cc}+\beta}{\theta_s+\beta}\right)}} \quad (2.10)$$

2.5 Comprobación del trazado admisible.

Los radios de curvatura, las inclinaciones, longitud y posiciones de pendientes que existan en el tendido del cable producen esfuerzos lo cuales generan pequeñas perdidas de tensión como afirma Distribución (2018). Estas pérdidas pueden ser calculadas mediante las siguientes ecuaciones:

En un tramo horizontal se produce un aumento de tensión definido por (kp) (Distribución, 2018).

$$T_r = p * l * \mu \quad (2.11)$$

Donde:

l = longitud del cable (m)

p = peso del cable

μ = coeficiente de rozamiento.

La tensión (kp) a la salida de una curva o codo horizontal es Distribución (2018).

$$T_s = (T_e + p + r) e^{\mu * \theta} - p * r \quad (2.12)$$

Donde:

T_e : tensión en la entrada.

r : radio de curvatura (m).

θ : ángulo central de la curva o codo.

La tensión (kp) a la salida de una curva o codo vertical es (Distribución, 2018).

$$T_s = T_e * e^{\mu * \theta} + \phi * p * r * \left(\mu * \cos\left(\frac{\theta}{2}\right) \pm \operatorname{sen}\left(\frac{\theta}{2}\right) \right) \quad (2.13)$$

Donde

+ Para sentido ascendente y – para descendente.

- Un tramo recto en rampa o en pendiente, produce un incremento de tensión, de valor:

$$T = p * l * (\mu \pm tg\alpha) \quad (2.14)$$

Donde:

+ para rampas y – para pendientes

α = ángulo de la rampa o la pendiente con la horizontal.

2.6 Presión lateral del cable

El valor máximo que el cable puede soportar en los cambios de dirección viene dado por la siguiente Tabla 2.1:

| Tensión | Sección mm2 | Esfuerzos de tracción admisibles | |
|---------|-------------|----------------------------------|----------|
| | | Unitario | Total |
| 66 KV | 630 mm2 Al | 3 daN/mm2 | 1890 daN |
| | 1000 mm2 Al | 3 daN/mm2 | 3000 daN |

Tabla 2.1 Valores de la presión lateral sobre el cable Distribución (2018).

Esta puede ser calculada con la siguiente formula Distribución (2018).

$$P = \frac{F * \operatorname{sen} \frac{\theta}{2}}{\pi * r * \frac{\alpha}{360}} \quad (2.15)$$

Donde:

F = es el esfuerzo de tiro al que está sometido el cable en ese punto.

2.7 Fenómenos eléctricos en líneas subterráneas.

Los fenómenos eléctricos más comunes que se producen en las líneas eléctricas en general son:

- Efecto piel
- Efecto de proximidad
- Descargas parciales

A continuación, se explicarán cada uno de estos fenómenos eléctricos.

2.7.1 Efecto piel.

El efecto piel aumenta mientras aumenta el tamaño del conductor y disminuye a medida que la resistencia relativa disminuye. Para conductores con el mismo tamaño, el efecto piel es más grande para el cobre que para el aluminio.

La resistencia efectiva de un conductor es una función de la pérdida de potencia y la corriente en el conductor. Por lo tanto,

$$R_{eff} = \frac{P_{loss\ en\ el\ conductor}}{I^2} \quad (2.16)$$

Una forma de reducir el efecto piel es través del trenzado del conductor por lo que en ciertas ocasiones en los cables subterráneos se omiten los hilos del conductor central ya que por ellos circula poca corriente y se construye un núcleo de material no conductor sobre ellos.

2.7.2 Efecto de proximidad.

Es similar al efecto piel. Los enlaces de flujo magnético entre conductores producen uniformidad de la corriente es por ello que la resistencia aumenta y con esto la corriente en ambos conductores se acumula hacia las partes de las secciones transversales que están adyacentes entre sí.

Este fenómeno es conocido como efecto de proximidad y es mayor para un cable aislado con un solo conductor que para los de tres conductores.

2.7.3 Descargas parciales.

Chambilla (2011) menciona que la presencia de descargas parciales en cables de media y alta tensión constituyen a largo plazo el deterioro del aislamiento del cable y por lo tanto produciéndose una falla. Es una ruptura de la rigidez dieléctrica localizada del aislamiento líquido o sólido que se origina cuando el material aislante es sometido a una diferencia de potencial en presencia de un campo eléctrico produciendo la ionización del gas presente y dando origen a una descarga eléctrica.

En general se distingue dos tipos de descargas parciales que se presentan en los cables subterráneos para alta tensión

- Internas
 - Superficiales
- i. Descargas internas

Ocurren en cavidades gaseosas en el interior de un dieléctrico sólido. La Figura 2.5 muestra el efecto de una descarga interna.

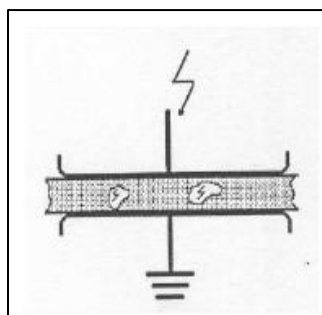


Figura 2.5 Cavidades por descargas internas Chambilla (2011).

ii. Descargas superficiales

Chambilla (2011) afirma que estas ocurren en gas ocasionalmente en líquido, en la superficie de un dieléctrico o interfase ente dos dieléctricos. Las descargas parciales superficiales se producen en la superficie de contacto de dos materiales aislantes diferentes. La Figura 2.6 muestra las cavidades por descargas superficiales.

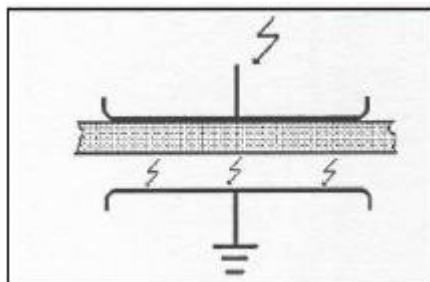


Figura 2.6 Cavidades por descargas superficiales Chambilla (2011).

Estas descargas producen un daño en el aislamiento del cable por lo que a largo plazo esto provocara una falla eléctrica ya que puede ingresar agua, humedad o corrosión en el cable.

Capítulo 3. Metodología

Capítulo 3. Metodología

| | | |
|--------|---|--------------------------------------|
| 3.1 | Introducción | 30 |
| 3.2 | Estudios preliminares | 30 |
| 3.3 | Diseño eléctrico | 31 |
| 3.4 | Características de los materiales | 32 |
| 3.5 | Empalmes | 35 |
| 3.5.1 | <i>Empalmes pre moldeados</i> | 36 |
| 3.5.2 | <i>Procedimiento para el diseño de empalmes pre moldeados</i> | 36 |
| | | 38 |
| 3.6 | Terminales | 41 |
| 3.6.1 | <i>Terminales de exterior</i> | 42 |
| 3.6.2 | <i>Terminales de exterior termo retráctiles</i> | 42 |
| 3.6.3 | <i>Procedimiento para el diseño de terminales pre moldeados de material composite</i> | 44 |
| 3.6.4 | <i>Terminales GIS o SF6</i> | 58 |
| 3.6.5 | <i>Procedimiento para el diseño de terminales internos GIS</i> | 58 |
| 3.6.6 | <i>Terminales inmersos en aceite</i> | 65 |
| 3.7 | Sistemas de instalación..... | 65 |
| 3.8 | Distribución y recorrido de la línea. | 66 |
| 3.9 | Tendido del cable | 67 |
| 3.9.1 | <i>Soterramiento en zanjas</i> | 68 |
| 3.9.2 | <i>Perforaciones subterráneas</i> | 69 |
| 3.9.3 | <i>Procedimiento para el tendido del cable.</i> | 69 |
| 3.10 | Cámaras o arquetas..... | 71 |
| 3.10.1 | <i>Cámaras de empalme</i> | 71 |
| 3.10.2 | <i>Cámaras de paso</i> | 72 |
| 3.11 | Sistemas de puesta a tierra. | ¡Error! Marcador no definido. |
| 3.11.1 | <i>Sistemas de conexión rígida a tierra</i> | 73 |
| 3.11.2 | <i>Conexión especial a tierra – Single point</i> | 74 |

| | | |
|--------|---|----|
| 3.11.3 | <i>Conexión especial a tierra – Mid point</i> | 74 |
| 3.11.4 | <i>Conexión especial – Cross bonding</i> | 75 |
| 3.12 | Estructuras de transición aéreo – subterránea..... | 76 |
| 3.13 | Distancias mínimas de seguridad..... | 77 |
| 3.13.1 | <i>Calles y carreteras</i> | 77 |
| 3.13.2 | <i>Con cables de energía eléctrica</i> | 77 |
| 3.13.3 | <i>Con cables de telecomunicaciones</i> | 78 |
| 3.13.4 | <i>Canalizaciones de agua</i> | 78 |

3.1 Introducción

En este Capítulo se encuentra el manual de la construcción de líneas subterráneas a un nivel de tensión de 69 kV. En la Sección 3.2 se mencionan los estudios previos que se deben realizar para la instalación de las líneas, esto incluye comprobación de la ruta del cable, memorias de cálculo e información técnica de equipos y accesorios. La Sección 3.3 detalla la información que debe contener el diseño eléctrico previo a la construcción de la línea. En la Sección 3.4 se habla sobre las características de los materiales que se requieren en el diseño de las líneas subterráneas. La Sección 3.5 trata sobre los empalmes, en donde se detalla el procedimiento para el diseño de un empalme premoldeado. Se especificarán los pasos para el diseño de terminales de exterior e interior eso se detalla en la Sección 3.6. La Sección 3.7 nos muestra las formas de instalar las líneas como el soterramiento en zanjas, perforaciones tipo topo y galerías. En la Sección 3.8 se menciona las consideraciones para la distribución y recorrido de la línea.

Los procedimientos para el tendido adecuado del cable se mencionan en la Sección 3.9, todas las consideraciones y parámetros que se deben respetar para evitar daños en el cable. En la Sección 3.10 se habla sobre las características de las cámaras o arquetas en el soterramiento de zanjas. Se describen los sistemas de puesta a tierra indispensables en todo sistema eléctrico para la eliminación de las corrientes circulantes, esto se encuentra en la Sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** La Sección 3.11 habla sobre las estructuras de conversión aéreo-subterráneas y sus características. Finalmente, en la Sección 3.12, se mencionan las distancias de seguridad que se deben respetar en la instalación de las líneas con respecto a otros cables, canalizaciones o cruzamientos.

3.2 Estudios preliminares

La empresa responsable de las instalaciones subterráneas es la encargada de realizar los estudios y planos de obra civil y eléctricos necesarios.

La información requerida deberá contener:

- Memorias de cálculo.
- Características técnicas del conductor.
- Información técnica de los equipos y accesorios recomendados en el diseño.

Los planos eléctricos deberán considerar:

- Ruta de la red eléctrica trazada.
- Ubicación de transformadores, equipos de protección, seccionadores, empalmes y cualquier otro equipo.
- Punto de transición de la red aérea a subterránea, así como la localización del poste de la red aérea existente en el cual se conecta la nueva red.
- Tipo de montaje, aislador, pararrayo y equipo de protección para la transición de línea aérea a subterránea de acuerdo a lo especificado en este trabajo.
- Los planos civiles comprenderán:
 - Planta de diseño de sitio con distribución de lotes, ancho real de aceras, áreas verdes.
 - Planta de diseño de canalización eléctrica. Especificar la ruta con las dimensiones de las tuberías.
 - Incluir secciones de puntos críticos debido a cruces o coincidencias de tuberías con otros sistemas.

Estos estudios deben ser realizados por las empresas contratistas encargadas del diseño de la línea subterránea.

3.3 Diseño eléctrico

El diseño eléctrico deberá contar con la siguiente información:

- Tensión máxima de halado por cada tramo del conductor.
- Cálculo de la temperatura desde operación real.
- Longitud del circuito.
- Transición aérea - subterránea.
- Transición línea subterránea – subestación.

- Configuración del circuito.
- Resistividad térmica del suelo.
- Corriente de cortocircuito.
- Caída de tensión.

Toda esta información debe ser entregada previo a la instalación de las líneas subterráneas.

3.4 Características de los materiales

ABB (1998) nos muestra las siguientes especificaciones que han sido tomadas del proyecto actual Subestación Kennedy Norte la cual recibe una línea subterránea de 69 kV de aproximadamente 300m hasta el sistema aislado GIS en SF6. Esta información ha sido tomada de ABB High Voltage Cables AB, documento "Inspection and Test plan B 8037-2 y se muestra en la Figura 3.1. Los parámetros eléctricos del cable se detallan en la Tabla 3.1, Tabla 3.2 y Tabla 3.3.



Figura 3.1 Cable XLPE subterráneo 84 kV

| | | |
|--------------------------------|-----------------|---|
| Designación | | FXKJ 1*240/35 mm ² |
| Voltaje nominal | kV | 49/84 |
| Voltaje máximo del sistema | kV | 84 |
| Nivel de impulso | kV | 380 |
| Conductor | | |
| Tipo | | Redondo, compactado |
| Material | | cobre |
| Sección transversal | mm ² | 240 |
| Pantalla de conductor | | |
| Aislamiento | | |
| Tipo | | Triple sistema XLPE curado, extruido y seco |
| Material | | |
| Espesor | mm | 15.0 |
| Pantalla de aislamiento | | |
| Pantalla Metálica | | |
| Tipo | | cable concéntrico |
| Material | | cobre |
| Sección transversal | mm | 35 |
| Cubierta Externa | | |
| Material | | PVC |
| Espesor | mm | 2.9 |
| Cable Completo | | |
| Diámetro | mm | 59 |
| Peso | kg/mm | 4.9 |
| Test especial y de rutina | | IEC 840 |

Tabla 3.1 Características eléctricas del cable ABB (1998).

| | | |
|---|--------|--------|
| Máximo conductor DC, resistencia a 20°C | ohm/Km | 0.0754 |
| Frecuencia | Hz | 60 |
| Capacitancia por fase | uF/km | 0.14 |
| Máxima temperatura conductor | | |
| Carga continua | °C | 90 |
| Corto circuito | °C | 250 |
| Temperatura máxima | | |
| Aire | °C | 40 |
| Suelo | °C | 20 |
| Profundidad de tendido (asumido) | m | 1.0 |
| Resistividad térmica del suelo | K*m/W | 1.0 |
| Capacidad máxima de corriente del conductor según norma IEC 287 cuando los cables están tendidos con las pantallas unidas en los extremos individuales | | |
| Aire | A | 575 |
| Directamente enterrado suelo | A | 525 |
| Máxima corriente de cortocircuito en el conductor durante 1 s cuando la temperatura del conductor es 90°C al inicio de la falla a tierra. | kA | 34.5 |
| Máxima corriente de falla a tierra en la pantalla durante 1 s cuando la temperatura del conductor es 90°C al inicio de la falla a tierra. | kA | 7.3 |
| Radio de curvatura mínimo | | |
| En el tendido | m | 0.9 |
| Cuando está instalado | m | 0.7 |
| Máxima fuerza de tracción sobre el conductor | kN | 16.8 |

Tabla 3.2 Resistencia y temperatura del cable ABB (1998).

| Pruebas de rutina IEC 840 ACC | | |
|--|---------|---|
| Prueba de descarga parcial | 3.2 | <10 pC a 74 kV |
| Prueba de voltaje | 3.3 | 123 kV 30min |
| Pruebas especiales IEC 840 ACC | | |
| Examen de conductor | 4.4 | IEC 228 Clase 2- 34 cables mínimo |
| Medición de la resistencia eléctrica del conductor | 4.5 | IEC 228 240mm ² ≤ 0.0754 ohm/Km |
| Medición del espesor del aislamiento XLPE | 4.6. 2a | ≥ 15.0 mm- espesor promedio, ≥ 13.5 mm-min en cualquier punto. |
| Medición del espesor de la capa no metálica | 4.6.2b | ≥ 2.9 mm- espesor promedio, ≥ 2.4 mm-min en cualquier punto. |
| Medición de la capacitancia | 4.10 | ≤ 0.15 uF/Km |
| Prueba en caliente para aislamiento XLPE | 4.9 | máxima elongación a 200°C; bajo carga: 175%, después del calentamiento: 15% |

Tabla 3.3 Pruebas aplicadas al cable ABB (1998).

3.5 Empalmes

Distribución (2018) define que los empalmes tienen la función de unir distintos tramos de conductores subterráneos cuando existen vanos largos de línea. A comparación de los empalmes que se realizan para cables de baja tensión, hay que tener especial cuidado y técnica cuando se trata de empalmes para cables de altas tensiones. Estos empalmes están compuestos por un cuerpo premoldeado que se instala encima de los dos extremos de cable para asegurar la continuidad del aislamiento principal.

Los empalmes aplicables para 69 kV son:

- Termo retráctiles
- Premoldeados de una sola pieza

3.5.1 Empalmes premoldeados

Distribución (2018) menciona que la unión conectora de este empalme se la hace a través de electrodos de alta tensión internos, una capa aislante y una capa externa semiconductora. La Figura 3.2 muestra la estructura interna de un empalme premoldeado.

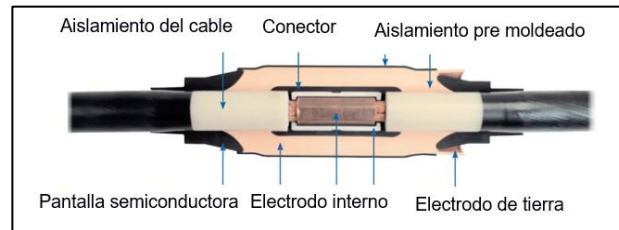


Figura 3.2 Estructura interna empalme premoldeado
Thomas&Betts (2012).

A continuación, se explicará el procedimiento para el diseño de estos empalmes.

3.5.2 Procedimiento para el diseño de empalmes premoldeados

Este procedimiento ha sido tomado de Thomas&Betts (2012).

- i. Superponer los cables, enderezar y montar chaqueta exterior. El paso 1 se muestra en la Figura 3.3



Figura 3.3 Paso 1 Thomas&Betts (2012)

- ii. Cortar transversalmente en la línea central de la unión. Esto se muestra en la Figura 3.4

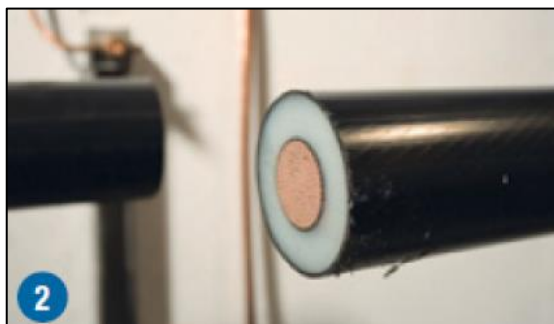


Figura 3.4 Paso 2 Thomas&Betts (2012)

- iii. Retirar la capa semiconductora como se muestra en la Figura 3.5



Figura 3.5 Paso 3 Thomas&Betts (2012)

- iv. Pelar hasta lograr que el conductor de cobre quede desnudo como se muestra en la Figura 3.6

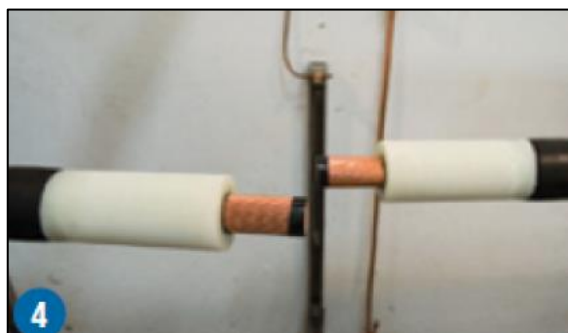


Figura 3.6 Paso 4 Thomas&Betts (2012)

- v. Lijar el blindaje semiconductor para proporcionar una transición suave al aislamiento del cable como se muestra en la Figura 3.7



Figura 3.7 Paso 5 Thomas&Betts (2012)

- vi. Guardar la capa protectora del cable como se muestra en la Figura 3.8



Figura 3.8 Paso 6 Thomas&Betts (2012)

- vii. Tirar de la carcasa de unión a la posición de almacenamiento en el cable como se muestra en la Figura 3.9

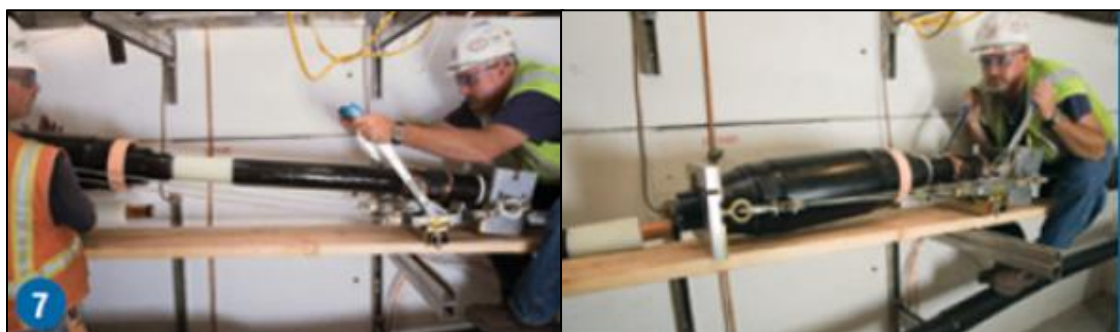


Figura 3.9 Paso 7 Thomas&Betts (2012)

- viii. Unir el conductor con un conector de compresión soldado u otro tipo de conector como se muestra en la Figura 3.10



Figura 3.10 Paso 8 Thomas&Betts (2012)

- ix. Los conductores se encuentran unidos mediante un conector de compresión (electrodos internos) como se muestra en la Figura 3.11



Figura 3.11 Paso 9 Thomas&Betts (2012)

- x. Volver a colocar la herramienta de ensamblaje y tirar de la carcasa a la posición final del cable como se muestra en la Figura 3.12

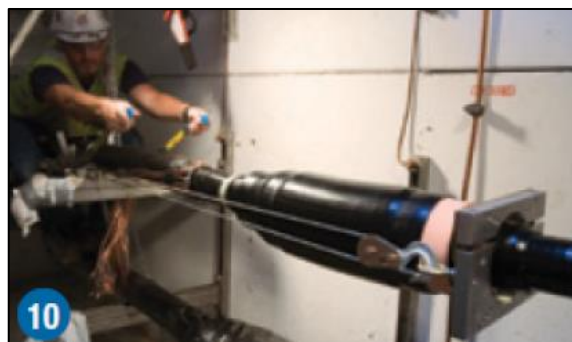


Figura 3.12 Paso 10 Thomas&Betts (2012)

- xi. Sellar los extremos del empalme con envoltura de masilla como se muestra en la Figura 3.13



Figura 3.13 Paso 11 Thomas&Betts (2012)

- xii. Conectar los cables neutros trenzándolos como se muestra en la Figura 3.14



Figura 3.14 Paso 12 Thomas&Betts (2012)

- xiii. Posicionar y encoger los encubrimientos como se muestra en la Figura 3.15



Figura 3.15 Paso 13 Thomas&Betts (2012)

- xiv. Finalmente, el empalme diseñado como se muestra en la Figura 3.16



Figura 3.16 Paso 14 Thomas&Betts (2012)

A continuación, se explica acerca de los terminales tantos externos como internos.

3.6 Terminales

Se instalan en los extremos del cable para poner unirlo con cualquier otra parte de la red. Deben mantener los mismos valores de corrientes de cortocircuito del cable sobre el cual serán instalados, no deben limitar la capacidad de transporte de los cables, tanto en operación normal como en régimen de sobrecarga. En la Tabla 3.4 se muestran las temperaturas máximas del conductor.

| Aislante | Temperatura máxima del conductor | | |
|----------|----------------------------------|------------|-----------------------------------|
| | Operación normal | Sobrecarga | Cortocircuito (máximo 5 segundos) |
| XLPE | 90 | 100 | 250 |

Tabla 3.4 Temperatura máxima del conductor.

Existen tres tipos de terminales:

- Terminales de exterior.
- Terminales GIS o SF6.
- Terminales inmersos en aceite.

A continuación, se explicarán los terminales de exterior.

3.6.1 Terminales de exterior

Estos se clasifican en:

- Termo-retractiles
- Premoldeados con aisladores de material depositado

Ambos tipos de terminales son para tensiones de 45, 66 y 132 kV.

3.6.2 Terminales de exterior termo retráctiles

En estos terminales se consigue un control del campo eléctrico ya que queda repartido sobre la longitud del terminal evitando la concentración de campo en la zona que termina el semiconductor exterior donde se aplica un tubo termo retráctil.

Distribución (2018) menciona que el conjunto se recubre con otro tubo termo-retráctil con características anti-tracking y se colocan campanas para extender la línea de fuga. Este material debe ser resistente al agua y a la corrosión. El contorneo del aislamiento externo ocurre generalmente cuando la contaminación y la humedad se depositan sobre la superficie exterior debido a llovizna, nieve, rocío o niebla. En la Figura 3.17 se muestra un terminal exterior termo retráctil.

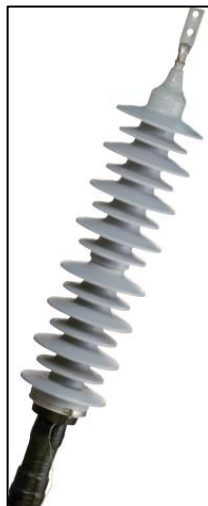


Figura 3.17 Terminal de exterior termo retráctil
Thomas&Betts (2012)

Distribución (2018) define que los terminales de composite son aquellos que tienen fluido aislante ya sea aceite de silicona o algún compuesto similar en su interior y

no requiera control de presión ni control de nivel. El aislamiento externo es un aislador de composite con una base metálica de fundición que la resiste una placa. Esta placa está montada sobre aisladores de pedestal los cuales se apoyan en la estructura metálica donde se instala el terminal. El cono deflector elástico tiene el objetivo de controlar el campo eléctrico que se produce entre el cable y el terminal, este cono deflector elástico preformado queda instalado dentro del aislador. El arranque del conector que se encuentra en el extremo superior está protegido por una pantalla contra las descargas parciales. La importancia de este tipo de terminales es que permite aislar la pantalla del soporte metálico, lo que resulta necesario para las conexiones especiales de pantallas flotantes en un extremo además de que permiten realizar ensayos de tensión de la cubierta en caso de mantenimiento. La pantalla se conecta a la base metálica, de donde se deriva la conexión a tierra. Las tomas de tierra deben permitir la conexión a tierra de la pantalla del cable y deben estar dimensionadas para poder derivar las corrientes de cortocircuito definidas para el cable.

La línea de fuga de estos terminales es acorde a los valores establecidos en la siguiente Tabla 3.5:

| Nivel de contaminación | | Línea de fuga específica nominal mínima (mm/KV) |
|------------------------|---------------------------------------|---|
| IEC | | |
| Medio | Zona normal | 20.0 |
| Fuerte | Zona de contaminación industrial | 25.0 |
| Muy fuerte | Zona de contaminación salina | 31.0 |
| | Zona de muy alta contaminación salina | 35.0 |

Tabla 3.5 Línea de fuga específica nominal mínima Distribución (2018).

A continuación, se explicará el proceso para el diseño de terminales premoldeados de material composite.

3.6.3 Procedimiento para el diseño de terminales premoldeados de material composite

i. Longitud del cable

Se debe enderezar y sujetar el final del cable. Dibujar una línea de referencia (B) sobre la capa del cable, por encima de los aisladores os cuales sean colocados para las terminaciones. Marcar el borde donde se pelará el cable, de acuerdo con el cable que se use se tiene la siguiente Tabla 3.6:

| Tipo de cable | Aislamiento, interno Ø ≤ 250mm | Aislamiento, interno Ø ≤ 350mm |
|---------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 1.x | L1= 150mm | L1= 190mm |
| 2.x; 3.x; 4.x; 6.x; 7.x; 8.x; 14.x | L1= 325mm | L1= 365mm |

Tabla 3.6 Medida para la división del cable NKT (2018).

La longitud G es definida por la longitud del aislamiento correspondiente:

$$G = \text{Longitud del aislamiento} + 200\text{mm} \quad (3.1)$$

Cortar el cable con la línea de referencia medida G como se muestra en la Figura 3.18

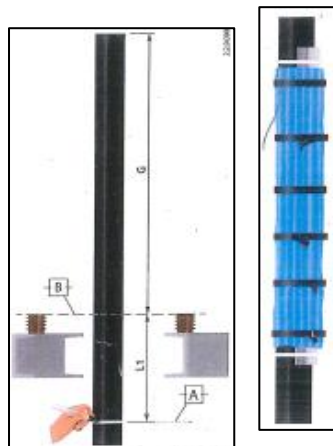


Figura 3.18 Medida para la división del cable NKT (2018).

ii. Estiramiento de los extremos del cable

Los extremos del cable deben calentarse en la posición de ensamblaje a la temperatura adecuada. El cable debe ser calentado a una temperatura de 80°C como se muestra en la Tabla 3.7.

| Sección transversal | Tiempo de calentamiento de laminado (horas) | Tiempo de calentamiento de la capa metálica y corrugada (horas) |
|--------------------------------|--|--|
| $\leq 1000 \text{ mm}^2$ | 5 | 7 |
| $1600 > s > 1000 \text{ mm}^2$ | 6 | 8 |
| $> 1600 \text{ mm}^2$ | 8 | 8 |

Tabla 3.7 Tiempo de calentamiento de laminado NKT (2018).

iii. Eliminación de capa externa del cable

Corte la capa exterior hasta la capa de aluminio calentando la lámina de aluminio a una temperatura adecuada a la medida de L4 retirando la capa exterior como se indica en la figura. Tener cuidado para no dañar ninguno de los elementos que se encuentran debajo. Luego corte los cables de la pantalla hasta la distancia L3 de la cubierta del cable. Si la cubierta del cable tiene una capa conductora esta debe ser retirada.

Retire la capa conductora del área designada como LB en la figura con una placa de vidrio o un instrumento de limpieza. Retire una capa conductora extruida a la misma medida LB con una herramienta de pelado. Verifique la eliminación completa de la capa conductora extruida con una prueba de alto voltaje.

Luego doble los cables de la pantalla sobre el cable sin cruzarlos y fíjelos temporalmente con cinta PVC como se muestra en la Figura 3.19.

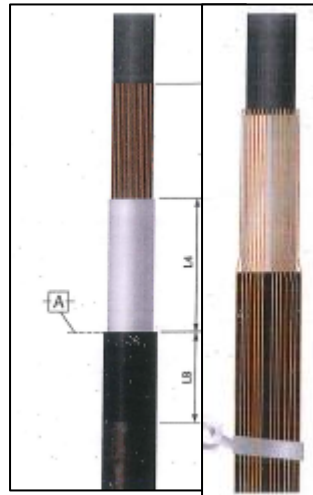


Figura 3.19 Eliminación de la capa externa NKT (2018).

iv. Montaje de prensa estopas

Coloque el manguito termo contraible en la cubierta del cable como se indica en la figura. Coloque el embudo de entrada hasta que encaje sobre la cubierta del cable.

Empuje el embudo de entrada y el anillo de soporte (con el borde interno circular hacia arriba).

Presione el collar de sellado con aceite de silicona y colóquelo a una distancia de $A \pm 1$ mm desde el borde de entrada de la cubierta del cable.

Las distancias se muestran en la siguiente Tabla 3.8.

| Tipo de cable | Aislamiento, interno \varnothing ≤ 250 mm | Aislamiento, interno $\varnothing \leq 350$ mm |
|---------------------------------------|---|---|
| 1.x | A= 120 mm | A= 160 mm |
| 2.x; 3.x; 4.x; 6.x; 7.x; 8.x; 14.x | A= 295 mm | A= 335 mm |

Tabla 3.8 Distancia A según tipo de cable NKT (2018).

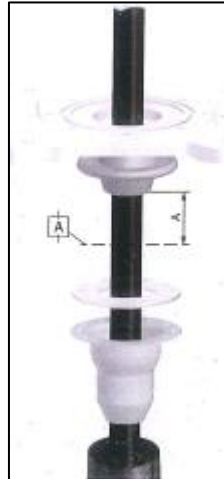


Figura 3.20 Montaje prensa estopas NKT (2018).

Fije la base de la placa a los aisladores posteriores en el soporte de terminación.

Las roscas deben ser engrasada antes de atornillar.

a: tornillo

k: arandela de bloqueo

m: arandela

n: arandela cónica

Los pares de torsión deben ser observados como se indica en la Figura 3.21.

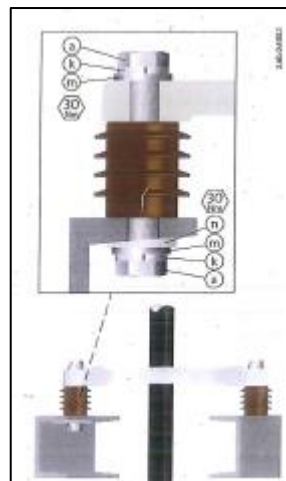


Figura 3.21 Elementos del montaje de prensa estopas NKT (2018).

v. Contacto de pantalla a los prensaestopas

Doble los cables de la pantalla en el embudo de entrada sin cruzarlos y fijelos con una abrazadera.

Para la conexión eléctrica de la capa de metal, corte trenzas de cobre planas en dos partes de la misma longitud. Fije las trenzas de cobre distribuidas uniformemente alrededor de la capa de metal con cinta aislante. Observar el espesor de la capa al envolver; fije los otros lados de las trenzas de cobre con una abrazadera como se muestra en la Figura 3.22.



Figura 3.22 Contacto de pantalla a la prensaestopas NKT (2018).

vi. Retiro de capa externa del cable

Cubra la base de la placa y el núcleo del cable para evitar contaminación. Marque la posición final de la capa conductora externa a la medida L5. Marque el punto de transición desde el diámetro D2 a D1 con la medida L6 en el cable. Los valores de L5 y L6 se muestran en la siguiente Tabla 3.9.

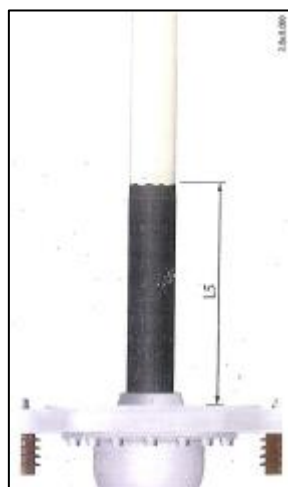


Figura 3.23 Elementos del montaje prensaestopas NKT (2018).

| Tipo de aislamiento | Longitud del aislamiento/ mm | Distancia L5/ mm +/- 5mm | Distancia L6/ mm +/- 5mm |
|---------------------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Porcelana | <= 1200 | 240 | 500 |
| Porcelana | >1200, <1700 | 290 | 600 |
| Porcelana | >=1700, <2200 | 390 | 700 |
| Porcelana | >=2200 | 520 | 990 |
| Composite | <=1200 | 240 | 500 |
| Composite | >1200, <1600 | 290 | 600 |
| Composite | >=1600, <2300 | 390 | 700 |
| Composite | >=2300 | 520 | 990 |

Tabla 3.9 Distancia tipo de aislamiento NKT (2018).

El diámetro D2 es de 4-6 mm más pequeño que el D de acuerdo a los valores establecidos.

Remover la capa externa conductora pelándola.

El diámetro sobre el aislamiento de la capa debe mantenerse lo más grande posible. Achicar el extremo de la capa semiconductora. La ondulación debe ser inferior a 15 mm.

Marque la transición L6 desde el diámetro D2 a D1 como se muestra en la Figura 3.24.

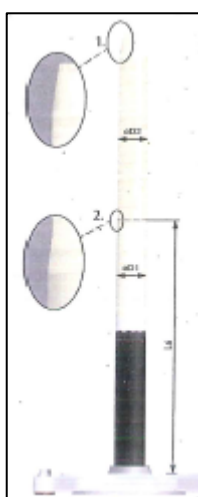


Figura 3.24 Identificación de los diámetros D2 y D1
NKT (2018).

vii. Suavizado del núcleo del cable.

Alise la superficie pelada con una lijadora hasta que la superficie este completamente lisa y plana. También alise las uniones desde la capa

conductora hasta la superficie pelada alrededor del núcleo del cable con la lijadora.

La ondulación que se debe dar es de $W_{max} = 15\text{mm}$. Compruebe la forma ovalada del aislamiento; el valor máximo $D1_{max}$ menos el valor mínimo $D1_{min}$, no debe exceder de 0.5 mm .

La transición de $D2$ a $D1$ debe ser con forma cónica como se muestra en la Figura 3.25.

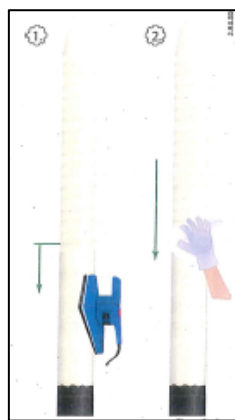


Figura 3.25 Suavizado del núcleo del cable
NKT (2018).

viii. Examen al núcleo del cable

Todas las superficies deben estar limpias. La superficie alisada no debe presentar ningún surco. No deben quedar partículas semiconductoras sobre el aislamiento como se muestra en la Figura 3.26.



Figura 3.26 Prueba al núcleo del cable NKT (2018).

En la Tabla 3.10 se muestran los diámetros según nivel de tensión.

| Cono de tensión | | DN | D1/ mm | D2/ mm |
|-----------------|-------------|------|-------------|--------|
| <= 170 kV | <=300 kV | | | |
| 3.3 5519-04 | | 31.5 | 34.5-43.5 | >30.0 |
| 3.3 5519-05 | | 38 | 41.6-52.0 | >37.0 |
| 3.3 5519-02 | | 45.5 | 50.0-58.5 | >44.5 |
| 3.3 5519-03 | 3.3 5605-46 | 51 | 56.0-66.0 | >50.0 |
| 3.3 5519-06 | 3.3 5605-45 | 58 | 64.0-75.0 | >57.0 |
| 3.3 5519-07 | 3.3 5605-44 | 65 | 72.0-84.0 | >64.0 |
| 3.3 5519-08 | 3.3 5605-41 | 74 | 81.5-97.0 | >73.0 |
| 3.3 5519-09 | 3.3 5605-42 | 83 | 95.0-108.0 | >82.0 |
| | 3.3 5605-43 | 94 | 107.0-122.0 | >93.0 |

Tabla 3.10 Diámetro según nivel de tensión NKT (2018).

ix. Montaje del cono de tensión

Da forma a la parte superior del cable cónico hasta el núcleo del cable.

Retire la envoltura protectora y limpie la base de la placa, el núcleo del cable y el cono de tensión.

El uso del anillo se produce según lo muestra la Tabla 3.11

| Tipo de aislamiento | Anillo |
|---|--------|
| Composite, diámetro interno <=250 mm | |
| Composite, diámetro interno >250 mm | Si |

Tabla 3.11 Colocación de anillo según tipo de aislamiento NKT (2018).

Marque la posición final del cono de tensión (AV) A2=35 mm, desde el punto más alto de ondulación en la pantalla de aislamiento.

Registre la cantidad de cono de tensión que se utiliza en el registro de unión.

Aplica uniformemente aceite de silicona sobre el aislamiento del cable y en el interior del cono de tensión.

Antes de empujar se debe retirar con un paño, el aceite en el área entre el aislamiento y a la capa semiconductor. Empuje el cono de tensión sobre el núcleo en la posición adecuada como se muestra en la Figura 3.27.

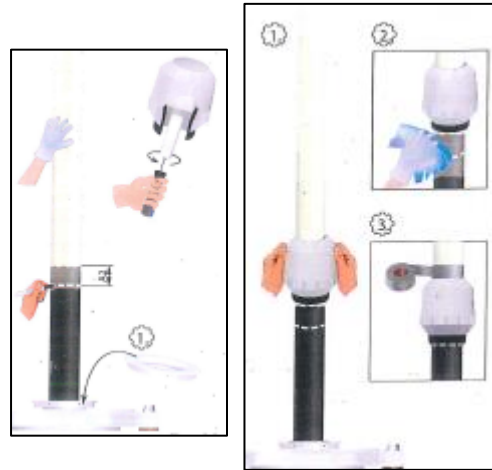


Figura 3.27 Montaje del cono de tensión NKT (2018).

x. Envoltura de sellado en el núcleo del cable

Envolver una capa de cinta semiconductor amalgamada EPR, 50% superpuesto desde el collarín de sellado en dirección al cono de tensión.



Figura 3.28 Sellado en el núcleo del cable NKT (2018).

Añada una capa de cinta de tejido de cobre, 50% superpuesto desde el collarín de sellado en dirección al cono de tensión como se muestra en la Figura 3.28.

Conecte la cinta de tejido de cobre con el tornillo de cabeza plana f en la base de la placa.

Envuelva cuatro capas de cinta de aislamiento EPR. Sujete el extremo de la envoltura con una abrazadera para cable.

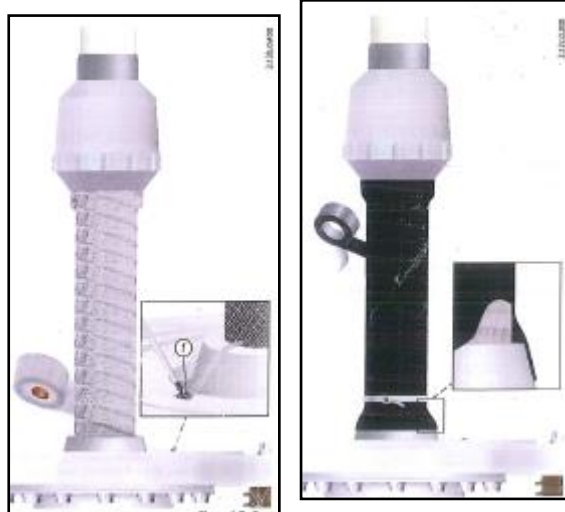


Figura 3.29 Sellado con cinta de tejido de cobre NKT (2018).

xi. Conexión con el conductor (mecánica)

Mida la longitud del aislamiento Z y calcule el corte F para el conductor de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$F = Z - 78 \text{ mm} \quad (3.2)$$

Retire todos los materiales inflamables y las cintas entre los conductores y los segmentos del conductor. Doble hacia atrás y reforme todos los cables y segmentos al diámetro original por medio de abrazaderas. Después de esto limpie el conductor.

Corte el núcleo del cable exactamente vertical en F .

Limpie el conductor expuesto y coloque el conector mecánico sobre el conductor hasta el extremo del aislamiento y apriete todos los tornillos con la mano.

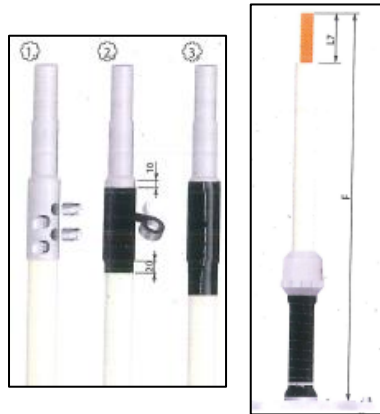


Figura 3.30 Conexión con el conductor NKT (2018).

xii. Montaje de aislante

Limpie la placa base, el cono de tensión, el núcleo del cable y el aislador con precisión. La superficie exterior del aislador se limpia con agua y jabón. Luego coloque los anillos en la ranura de la placa base. En la Tabla 3.12 se muestra el anillado según el tipo de aislamiento.

Coloque el aislante sobre el núcleo del cable de modo que quede sobre la placa base. Fije el aislador como se muestra en la Figura 3.31

b: tornillo

k: arandela de bloqueo

m: arandela base

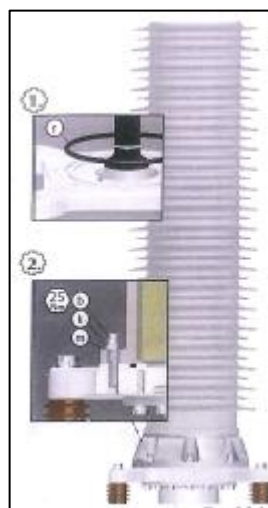


Figura 3.31 Montaje del aislante NKT (2018).

| Tipo de aislamiento | Anillo de sellado pequeño | Anillo de sellado largo |
|--|----------------------------------|--------------------------------|
| Composite, diámetro interno aprox. 200mm | Si | |
| Composite, diámetro interno aprox. 250mm | Si | Si |
| Composite, diámetro interno aprox. 350mm | Si | Si |

Tabla 3.12 Anillado de sellado según tipo de aislamiento NKT (2018).

xiii. Llenado del terminal

Asegúrese de que no ingrese humedad o suciedad en el aislante abierto. Vierta el aceite de aislamiento directamente dentro del aislador y deje un espacio de altura libre. En la Tabla 3.13 se muestra el nivel de llenado según la longitud del aislador.

| Longitud del aislador | Nivel de llenado FL mm(vertical) | Nivel de llenado FL mm (15° hacia abajo) | Nivel de llenado FL mm (30° hacia abajo) |
|------------------------------|---|---|---|
| hasta 1200 | 85 | 60 | 35 |
| 1201-1599 | 125 | 100 | 75 |
| 1600-1700 | 145 | 120 | 95 |
| 1701-2999 | 150 | 105 | 63 |
| 2300-2499 | 200 | 150 | 110 |
| 2500-2799 | 225 | 180 | 140 |
| sobre 2800 | 260 | 215 | 170 |

Tabla 3.13 Nivel de llenado según longitud del aislador NKT (2018).

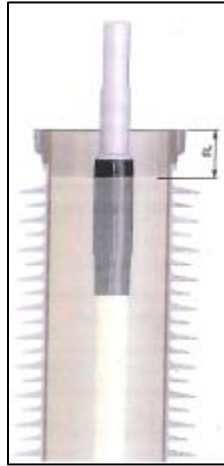


Figura 3.32 Nivel de llenado del terminal NKT (2018).

xiv. Encajamiento del metal superior

Inserte el anillo de sellado en la placa superior. Fije la placa superior con el tornillo incluyendo la arandela en el hueco de la cabeza. Inserte los sellos de goma y el anillo de soporte de Al. Ponga a presión el anillo y fíjelo en la placa superior por medio de tornillos.

Conecte la cabeza de la terminación a los tornillos por medio de los tornillos de fijación como se muestra en la Figura 3.33.

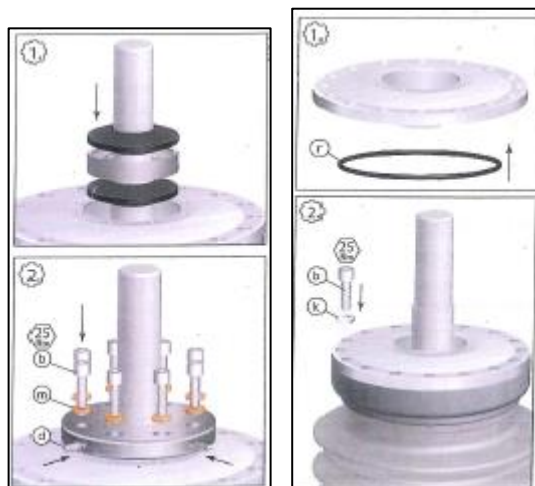


Figura 3.33 Encajamiento del metal superior NKT (2018).

xv. Montaje final de la prensa estopas

Raspe el área de la cubierta del cable donde luego se colocará el tubo termo retráctil mediante un paño de lija grueso. Envuelva una capa de cinta de

sellado en la superficie lijada. Contraiga el manguito termo retráctil en el embudo de entrada del cable hasta la parte inferior del mismo. Conecte la conexión a tierra proporcionada por el proyecto como se muestra en la Figura 3.34.



Figura 3.34 Montaje final de la prensa estopas NKT (2018).

xvi. Conexión a tierra

Use los tornillos opcionales incluidos con la terminación en la placa base para conectar los cables de alimentación como se muestra en la Figura 3.35.



Figura 3.35 Conexión a tierra NKT (2018).

a1: tornillo M12*30 M10*25

a2: tornillo

h: tuerca

k: arandela de bloqueo

m: arandela base

En el Apéndice C se muestra el diseño del terminal exterior mencionado.

3.6.4 Terminales GIS o SF6

Este tipo de terminales se usan para la conexión en las cámaras GIS de SF6, y deben estar diseñados bajo la Norma IEC 60840.

Distribución (2018) menciona que los terminales son encapsulados en resina, con cono deflector preformado. Los sistemas de estanqueidad deben asegurar que no haya contaminación por penetración del gas SF6 en el interior del terminal. Estos terminales son de diseño seco y no requieren estar rellenos de aceite de silicona ni requieren del monitoreo de los niveles de aceite durante su operación.

3.6.5 Procedimiento para el diseño de terminales internos GIS

SUDKABEL (2008) nos muestra el siguiente procedimiento está basado en el manual de construcción y dimensionamiento de un terminal GIS perteneciente, con las siguientes características que se muestran en la Tabla 3.14.

| 1. Conductor | |
|-------------------------------|---|
| Material | Cobre |
| Tipo | Circular trenzada compactado |
| Diámetro | aprox. 18 mm |
| Corriente de cortocircuito | (Protegido contra el ingreso de agua) 34.3 KA por 1 segundo (Ti=90°C, Tf=250°C) |
| 2. Pantalla conductora | |
| Material | Compuesto termoestable extruido |
| Espesor | aprox. 1mm |
| 3. Aislamiento | |
| Material | Polietileno entrecruzado XLPE |
| Espesor | nom. 13.8 mm |

| | |
|---|--|
| 4. Pantalla de aislamiento | |
| Material | Compuesto termoestable extruido |
| Espesor | aprox. 1mm |
| Proceso de enlace cruzado | |
| Aplicación | Secado completamente |
| 5. Cintas semiconductoras de bloqueo de agua | |
| 6. Pantalla metálica | |
| Material | Cables de cobre + cinta de contacto de cobre |
| Sección | aprox. 60 mm ² |
| 7. Cintas semiconductoras de bloqueo de agua | |
| 8. Barrera radial de agua | |
| Material | Cinta de aluminio laminada PE |
| Espesor | aprox. 0.15 mm (Cinta de aluminio) |
| Aplicación | Longitudinal |
| Corriente de cortocircuito | 15 kA por 1 segundo (Ti=75°C, Tf=230°C), (para el total de malla de cobre y cinta de aluminio de acuerdo a IEC 60849 método no adiabático) |
| 9. Capa exterior | |
| Material | HDPE - tipo ST7 acorde a IEC 60840 |
| Espesor | nom. 2.8 mm |
| Color | Negro |
| Grafito | |

Tabla 3.14 Características del terminal GIS SUDKABEL (2008).

- i. Medir aproximadamente 3m de cable desde el punto final de la canalización de cada fase hasta la entrada en el GIS, esto permitirá dejar el radio de curvatura mínimo que el cable debe tener al ingresar en el GIS. Señalar con cinta de papel dos mediciones entre aproximadamente 2.0-2.30 m desde el final de la canalización como se muestra en la Figura 3.36.



Figura 3.36 Medición de longitud de conductora retirar para capa exterior.

Limar la capa exterior del cable por detrás de los 2.0 m señalados anteriormente. Usar la herramienta de pelado para cortar delicadamente la capa externa del cable entre los 2-2.30 m señalados hasta 300-400 mm por debajo de la posición final de la abrazadera como se muestra en la Figura 3.37.



Figura 3.37 Limar la capa exterior dentro de los límites marcados.

- ii. Con la ayuda de la herramienta de calor, aplicamos a la capa externa del cable hasta desprenderla y llegar a la lámina de aluminio de la cubierta exterior. Al finalizar el desprendimiento de toda esa capa, se debe retirar una fina capa del mismo material que se encuentra montada para de esta

manera tener todo al mismo nivel. Colocamos cinta auto conductora amalgante suficiente gruesa y sellamos con cinta aislante hasta que encaje con el diámetro del anillo conductor como se muestra en la Figura 3.38.



Figura 3.38 Aplicación de calor para extracción de capa.

- iii. Colocamos el anillo conductor con los hilos de cobre apuntando hacia el inicio del cable y presionamos para que se quede fijamente como se muestra en la Figura 3.39.



Figura 3.39 Colocación de anillo conductor.

- iv. Retirar la capa externa del cable hasta llegar a la pantalla metálica desde la punta del cable hasta la primera señalización a 2.30m. Doblamos los cables conductores de cobre hacia el inicio del cable juntamente con los cables del anillo conductor ya colocado de manera que queden fijos, usar martillo de caucho para fijarlos correctamente al anillo. Colocar cinta auto conductora amalgante una vez que todos los cables de cobre estén fijados.



Figura 3.40 Desprendimiento de capa exterior.



Figura 3.41 Entrelazado de cables de cobre y colocación de cinta.

- v. Nuevamente colocamos cinta auto conductora amalgante por encima del anillo conductor hasta que encaje con el diámetro de los anillos centrales y fijamos con cinta aislante como se muestra en la Figura 3.42.



Figura 3.42 Colocación de capa de cinta auto conductora amalgante.

- vi. Con una navaja pelamos la pantalla metálica previo al pelado de la capa de aislamiento. Este procedimiento se muestra en la Figura 3.43.



Figura 3.43 Preparación para el desprendimiento del aislamiento.

- vii. Con la herramienta peladora de aislamiento pelamos hasta llegar a la capa de aislamiento aproximadamente 2-3mm de grosor. Esto se realizará uniformemente hasta llegar a 10 cm del anillo conductor colocado anteriormente como se muestra en la Figura 3.44.



Figura 3.44 Desprendimiento de capa de aislamiento con ayuda de herramienta.

- viii. Grafitación del núcleo: luego se limpiará con acetona el núcleo del aislamiento donde será grafitado. Después de aproximadamente 5 minutos, el núcleo debe ser flameado al final del grafito y del cono de presión. Envolver con cinta de PVC las partes del núcleo que no deben ser grafitadas. Rosee sobre la capa de grafito delgada y uniformemente. Después de aproximadamente 10 minutos, pula la capa de grafito con un paño suave como se muestra en la Figura 3.45.



Figura 3.45 Grafitación del núcleo sobre aislamiento desprendido.

- ix. Instalación del control de campo: envuelva el núcleo de acuerdo al dibujo anexado con 2 capas de cinta auto conductora amalgante con un 50% de superposición. Colocar la envoltura de protección de papel crepé sobre el núcleo pelado. Instalar cinta PVC acorde al dibujo anexado. Empuje el tubo termo contraíble, la carcasa de presión y el dispositivo de presión con el anillo insertado en la cubierta exterior. Quitar la envoltura de presión. Aplicar una capa delgada de grasa de voltaje sobre el aislamiento XLPE. Limpiar el cono de presión con acetona.



Figura 3.46 Colocación del tubo termo contraíble.

- x. Instalación del conector superior: mueva la abrazadera del cono sobre el extremo del conductor hasta que este alcance el aislamiento. Hale lo más rápido posible del anillo de contacto con los resortes insertados en la abrazadera del cono. Gire el anillo con un dispositivo especial de tracción a su posición final con un torque de 100Nm. Instale la pieza de centrado en las ranuras y asegúrelo con la cubierta de la tapa. Limpie y desengrase la capa exterior en una medida de 100mm medidos a lo largo del punto A

hecho en el punto 2. Luego limpie la superficie rugosa. Esto se muestra en la Figura 3.47.



Figura 3.47 Instalación del conector superior.

En el Apéndice C se muestran las dimensiones de esta punta interior para GIS.

3.6.6 Terminales inmersos en aceite

Internamente son iguales a los terminales de SF6 y se usan en los transformadores donde se requiere que el cable finalice en un tanque montado al lado del transformador.

Distribución (2018) menciona que el terminal está aislado externamente mediante el aceite del transformador.

3.7 Sistemas de instalación.

Existen 3 formas de la instalación de conductores subterráneos.

- a) En canalizaciones con tubos de hormigón: la cual es la más usada y normalizada.
- b) Canalizaciones topas con perforaciones subterráneas: Se usan en aquellas zonas es difícil la apertura de zanjas.
- c) Conductores en galerías: son aquellos cuartos o cámaras subterráneos diseñados para la colocación de los cables. Se debe garantizar que no

existan otros cables de baja, media ni alta tensión o cables de telecomunicaciones coaxiales.

Distribución (2018) resalta que la instalación directamente enterrada, no se considera adecuada para cables de alta tensión debido a los siguientes factores: factores térmicos que condicionan la capacidad de los circuitos, ejecución de la obra, seguridad y futuras de ampliación de los circuitos.

3.8 Distribución y recorrido de la línea.

Se tomarán en cuenta tres aspectos importantes:

- El ángulo del tiro del cable con respecto a la horizontal no debe ser mayor que 10°. La fuerza de máxima tracción será:

$$P = s * \sigma \text{ N/m}^2 \quad (3.3)$$

Donde:

S, es el área de Sección transversal del conductor, milímetros cuadrados

σ , es el esfuerzo de tracción máximo permitido.

- Temperatura ambiente

En el caso de temperaturas inferiores a 0°C el aislamiento de los cables adquiere una cierta rigidez que no permite su manipulación.

- Radio mínimo de curvatura

En todo cambio de dirección que exista en el recorrido de la línea se debe tener en cuenta el radio mínimo que deben tener las curvas. Este radio está en función del diámetro del cable o cables y el tubo usado para la canalización según Distribución (2018). El cálculo del radio mínimo de curvatura se muestra en la Figura 3.48.

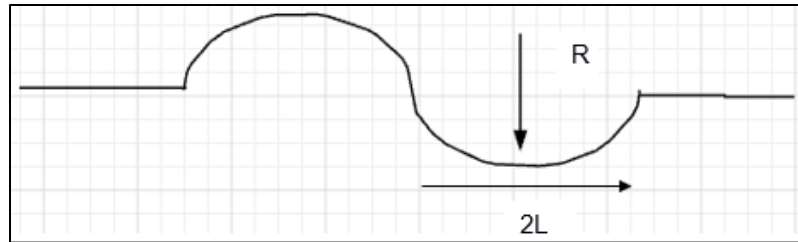


Figura 3.48 Radio mínimo de curvatura del cable Distribución (2018)

$$L(m) = \sqrt{4RD - D^2} \quad (3.4)$$

En las canalizaciones entubadas el radio de curvatura mínimo debe ser 50 veces el diámetro del tubo en caso de que no se especifique algún otro valor según Distribución (2018).

3.9 Tendido del cable

El tendido del cable se considera como uno de los procesos de mayor cuidado e importancia en la instalación de redes subterráneas debido a que un mal movimiento en este procedimiento puede causar la rotura o fricción del recubrimiento del cable y a la vez el ingreso de agua o humedad en el mismo produciendo fallas eléctricas. Se recomiendan los siguientes dos puntos:

- Para disminuir el rozamiento y el esfuerzo de tiro se puede poner grasa neutra en la cubierta exterior del cable antes de introducirlo en el tubo como lo indica Electricidad (2013).
- Usar rodillos elevados a la entrada y salida de los tubos para evitar rozamientos entre cable y tubo.

En la siguiente Figura 3.49 se puede observar los pasos a seguir para el correcto tendido del cable.

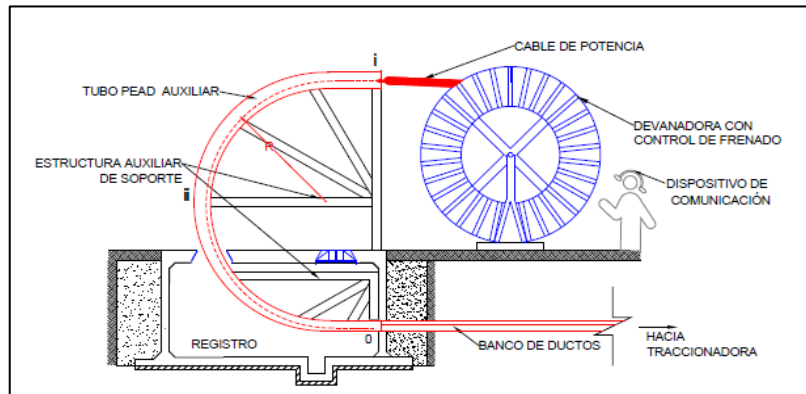


Figura 3.49 Halado del cable en el tendido Distribución (2018)

A continuación, se tratará sobre el soterramiento en zanjas.

3.9.1 Soterramiento en zanjas

Todas las redes subterráneas mediante zanjas siempre se instalarán bajo tubo con una caja de hormigón que permite la disipación térmica constante de los tubos. Se tomarán en cuenta los siguientes aspectos definidos por Distribución (2018):

- La entrada del cable a la zanja debe hacerse con una pendiente suave.
- Las fases deben ir en triángulo.
- El diámetro interior del tubo debe ser como mínimo 1.5 veces el diámetro del cable a tender.
- La profundidad de la zanja se establece a partir de 1.25 metros.
- La anchura de la zanja será tal que los tubos de polietileno corrugado de doble capa tengan un recubrimiento lateral de hormigón de 10 cm y en el caso de doble circuito una distancia de 60 cm entre ternas.
- Se debe colocar una cinta de señalización para advertir la presencia de cables de alta tensión a unos 20 cm por encima del hormigón que protege los tubos.

Distribución (2018) menciona 3 tipos de composición de zanjas:

- a) Zanja de acera: Capa inferior de 0.3 metros para canalización con dos tubos y de 0.5 metros para canalización con cuatro o seis tubos. Luego se colocan las cintas de señalización una en cada tubo seguida de una capa de hormigón de espesor 0.1 m.

- b) Zanja en calzada: Capa inferior de hormigón de 0.3 metros para la canalización con dos tubos y de 0.5 metros para canalización con cuatro o seis tubos, cinta de señalización por cada tubo luego se coloca una capa de refuerzo de hormigón de espesor 0.3m.
- c) Zanja en tierra: La distancia inferior 0.3 m a la capa inferior de hormigón para canalización con dos tubos y de 0.5 metros con cuatro o seis tubos, continuo a la capa de tierra plana hasta el nivel del suelo colocando de igual manera las cintas de señalización por cada tubo.

A continuación, se hablará sobre las perforaciones subterráneas.

3.9.2 Perforaciones subterráneas

Distribución (2018) menciona que se usan en lugares donde no es posible la rotura de pavimentos ya sea por estética o porque no existe el espacio adecuado para la construcción de zanjas.

Se puede colocar tubería metálica o tubería de polietileno de alta densidad y en su interior el o los cables a instalar. Una vez colocados los tubos se colocará hormigón en la entrada de la tubería con un pequeño dado para impedir la entrada de humedad en el tubo. Se canalizará un circuito por cada perforación tipo topo.

3.9.3 Procedimiento para el tendido del cable.

- i. Tendido de tubos

ENDESA (2000) menciona que los diámetros de los ductos que se usaran deben ser de 160 y 200 mm. Los tubos se depositarán sobre la zanja, en la profundidad indicada comprobándose que el lecho en el que se depositan tiene una solera de limpieza de unos 0,05 m aproximadamente de espesor de arena.

- ii. Ubicación de la bobina

ENDESA (2000) menciona que es importante colocar en el lugar correcto la bobina para facilitar el movimiento del cable. En el caso de suelo con pendiente es preferible realizar el tendido en sentido descendente. Si existen canalizaciones entubadas, curvas o puntos de paso dificultoso

próximos a uno de los extremos de la canalización, es preferible colocar la bobina en el otro extremo a fin de que durante el tendido quede afectada la menor longitud posible del cable.

iii. Halado del cable

(ENDESA, 2000) menciona que una vez colocados todos los accesorios como: rodillo centrador, rodillos para bajada y subida de arquetas, rodillos para cambios de dirección, cabezales de tiro con mordazas de presión, cabrestante entre otros. Estos accesorios se muestran en la Figura 3.50.



Figura 3.50 Accesorios y herramientas para el tendido del cable NKT(2018).

Se procede a introducir por el tubo la cuerda piloto que se usa para tirar del cable con el cabrestante y para lo cual nos serviremos de la guía que anteriormente hemos dejado instalada en el tubo. Se recomienda cuerda de alta tenacidad, ya que si el piloto fuese de acero podría llegar a ocasiona desperfectos en el tubo.

En el otro extremo se pone en posición el cabrestante que tirará del cable para su instalación y que tiene en su bobina la cuerda piloto que se utilizara para el tiro. Para los cierres de zanjas se debe verificar que los tubos quedan perfectamente alineados rectilíneamente, que no existen cambios de dirección (ni en vertical ni en horizontal), que a una distancia mínima de suelo de 0,10 m y de 0,30 m por encima de la parte superior del cable existe colocada una cinta de atención y se comprueben los radios de curvatura de los tubos (ENDESA, 2000). En el caso de líneas de 69kV, es posible exista una cámara de empalme, como se muestra en la Figura 3.51:

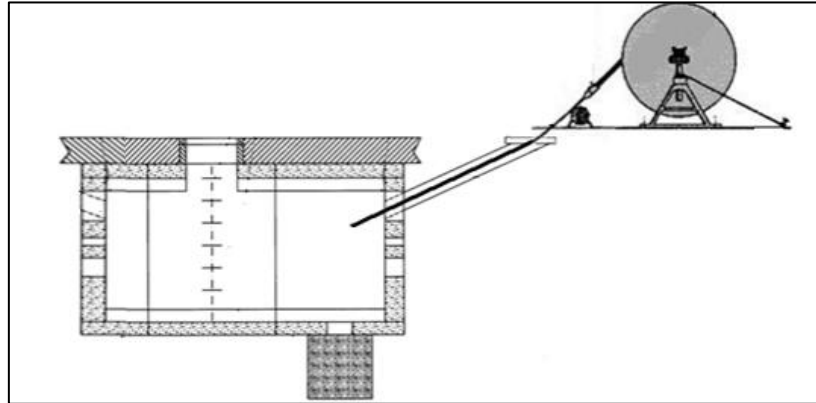


Figura 3.51 Tendido en cámara de empalme Endesa (2000).

iv. Identificación del tendido

Es de suma importancia identificar el recorrido de las fases en el interior de los ductos en caso de que sean colocadas en un solo ducto las tres fases o si están colocados fase por ducto.

A continuación, se hablará sobre las cámaras o arquetas.

3.10 Cámaras o arquetas

Se pueden clasificar en cámaras de empalmes y cámaras de paso.

3.10.1 Cámaras de empalme

Distribución (2018) define que estas cámaras son construidas con el objetivo de tener en su interior los empalmes de la línea. Deben ser construidas a 1.9 m de profundidad. Los muros y parte superior de las cámaras serán en hormigón H-250 de 10cm como protección y no se debe permitir filtraciones de agua. Las tapas serán redondas y metálicas con la resistencia mecánica suficiente para soportar la circulación de vehículos pesados.

Las dimensiones de las arquetas se dan en la siguiente Tabla 3.15:

| Tensión del sistema | Longitud máxima de solera (L) | Anchura máxima de solera (A) | Longitud de las zonas de separación aproximadas (S) |
|---------------------|-------------------------------|------------------------------|---|
| 26/45 kV | 4 | 1.2 | 2.7 |
| 36/66 kV | 4 | 1.2 | 2.7 |
| 76/132 kV | 6 | 1.9 | 3.9 |

Tabla 3.15 Dimensiones de las arquetas Distribución (2018)

A continuación, se detallarán las cámaras de paso.

3.10.2 Cámaras de paso

Estas cámaras son usadas en cambios de dirección importante para facilitar el tendido del cable o pueden ser construidas cada 35-40 metros en la trayectoria de la línea. Las dimensiones que debe tener 1 x 1 x 1.5 metros.

ENDESA (2000) explica que las paredes de estas arquetas deberán entibarse de modo que no se produzcan desprendimientos que puedan perjudicar los trabajos de tendido del cable, y dispondrán de una solera de hormigón de 10 cm de espesor.

Todos los tubos que circulen en las cámaras se dispondrán enfrentados a las caras de estas y nunca deben ir oblicuamente. Se realizará el corte de los tubos mediante un corte vertical y paralelo a la cara de la cámara. Los tubos pueden sobresalir de las paredes como mínimo en 100 mm y hasta 200 mm como se muestra en la Figura 3.52.



Figura 3.52 Tubos en el interior de las arquetas
Endesa (2000).

A continuación, se detallarán los sistemas de puesta a tierra.

Las conexiones a tierra garantizan que no existan tensiones inducidas en las cubiertas metálicas.

Estas pueden clasificarse en:

- Sistemas de conexión rígida a tierra (solid bonding)
- Sistemas de conexión especial a tierra
 - Single point
 - Mid point
 - Cross bonding

3.10.3 Sistemas de conexión rígida a tierra

E.-O. Distribución (2013) define que las pantallas se encuentran conectadas a tierra en ambos extremos formando un circuito cerrado y ligado electromagnéticamente con el circuito formado por los conductores como se muestra en la Figura 3.53. Se aplica a líneas de corta longitud y siempre que las corrientes que circulen por las pantallas no sean superiores a 500 A y sea posible asumir las pérdidas de potencia por sobrecalentamiento.

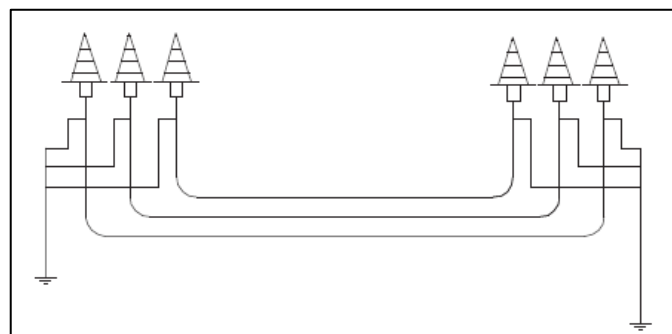


Figura 3.53 Conexión solid bonding NEXANS (2011).

A continuación, se hablará sobre la conexión single point.

3.10.4 Conexión especial a tierra – Single point

Las pantallas están conectadas a tierra en un extremo de la línea como se muestra en la Figura 3.54. La pantalla que ha sido aislada de tierra tendrá un voltaje inducido proporcional a la longitud del circuito, a la intensidad que pase por el conductor y a la separación entre cables. Esta tensión tendrá el valor máximo en el punto más alejado de la conexión a tierra. Debido a que el circuito no está cerrado, se eliminan las circulaciones de corrientes por las pantallas E.-O. Distribución (2013). Los valores de las tensiones inducidas se muestran en la Tabla 3.16.

| TENSIÓN | SECCIÓN | 1 CIRCUITO POR ZANJA | | 2 CIRCUITOS POR ZANJA | |
|---------|-------------------------|----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|
| | | TENSIÓN INDUCIDA | LONGITUD MÁXIMA (m) | TENSIÓN INDUCIDA | LONGITUD MÁXIMA (m) |
| 66 kV | 600 mm ² Al | 74.8 V/Km | 869 | 62.9 V/Km | 1034 |
| | 1000 mm ² Al | 88.7 V/Km | 733 | 74.1 V/Km | 877 |

Tabla 3.16 Tensiones inducidas Distribución (2018).

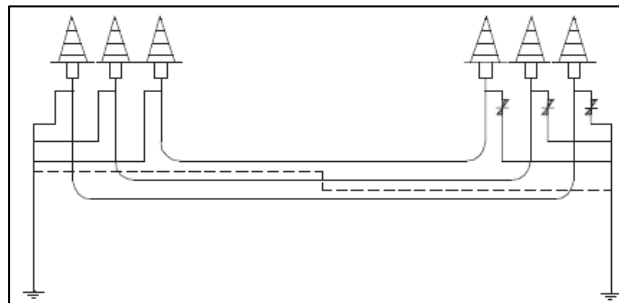


Figura 3.54 Conexión Single point NEXANS (2011).

A continuación, se hablará sobre la conexión mid point.

3.10.5 Conexión especial a tierra – Mid point

(E.-O. Distribución, 2013) menciona que se aplican cuando la longitud de la ruta es demasiado larga para utilizar la conexión a tierra en un solo extremo como se muestra en la Figura 3.55. Se dobla la longitud de la ruta con respecto al single point. En la Tabla 3.17 se muestra la longitud de la zanja por circuito y Sección.

| TENSIÓN | SECCIÓN | 1 CIRCUITO POR ZANJA | 2 CIRCUITOS POR ZANJA |
|---------|---------|----------------------|-----------------------|
|---------|---------|----------------------|-----------------------|

| | | TENSIÓN INDUCIDA | LONGITUD MÁXIMA (m) | TENSIÓN INDUCIDA | LONGITUD MÁXIMA (m) |
|-------|-------------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
| 66 kV | 630 mm ² Al | 74.8 V/Km | 1737 | 62.9 V/Km | 2068 |
| | 1000 mm ² Al | 88.7 V/Km | 1466 | 74.1 V/Km | 1755 |

Tabla 3.17 Tensiones inducidas máximas Distribución (2018).

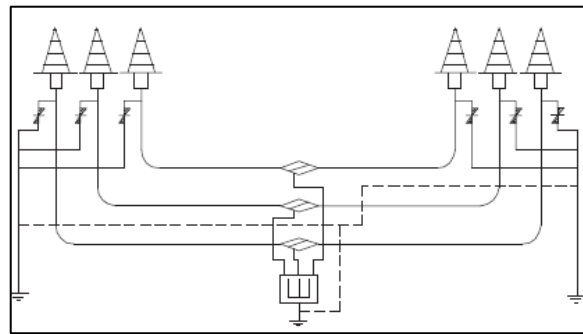


Figura 3.55 Conexión Mid point NEXANS (2011).

A continuación, se hablará sobre la conexión cross bonding.

3.10.6 Conexión especial – Cross bonding

(E.-O. Distribución, 2013) menciona que se aplica para longitudes superiores a un Km y consiste en dividir las cubiertas metálicas en tres tramos de igual longitud y conectarlas de forma que el primer tercio de la fase “a” conecte con el segundo tercio de la fase “b” y el tercer tercio de la fase “c”, y en igual orden secuencial las demás como se muestra en la Figura 3.56. De esta manera se induce una tensión entre la pantalla y tierra, las fuerzas electromotrices inducidas en cada tercio son iguales y están desfasadas 120°, luego su suma es nula, pero se eliminan las corrientes inducidas.

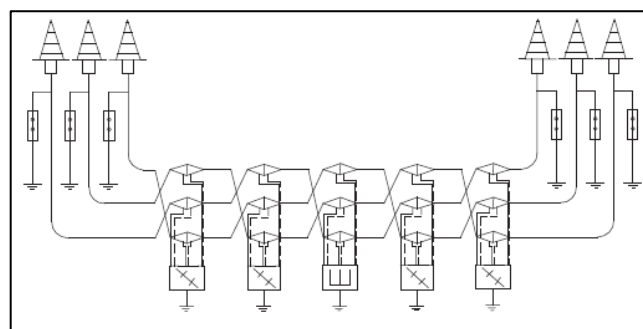


Figura 3.56 Conexión Cross bonding NEXAS (2011).

A continuación, se hablará sobre las estructuras de transición aéreas – subterráneas.

3.11 Estructuras de transición aéreo – subterránea

Existen dos tipos de estructuras:

- Estructuras de transición como torres de acero auto soportadas.
- Estructuras de soporte tipo pedestal para terminales y pararrayos.

Distribución (2018) nos dice que la curvatura de los cables en el tramo entre la cruceta y el cuerpo del apoyo debe considerar los radios de curvatura mínimos, esto es 1.5 metros.

Distribución (2018) explica que se hará uso de estructuras accesorias para el soporte de las abrazaderas o bridas de sujeción de los cables, estas serán de material no magnético, como nylon, teflón y se situarán a lo largo del apoyo con una distancia máxima entre ellas de 1.5 metros. Distribución (2018) dice que en la parte inferior del apoyo se dispondrá una protección para el cable a través de tubo o canaleta metálicos para cubrir las ternas. Esta protección irá empotrada en la cimentación y quedará obturada en la parte superior con espuma de poliuretano expandido para evitar la entrada de agua. Sobresaldrá 2.5 metros de la cimentación. El diagrama de la estructura se muestra en la siguiente Figura 3.57.

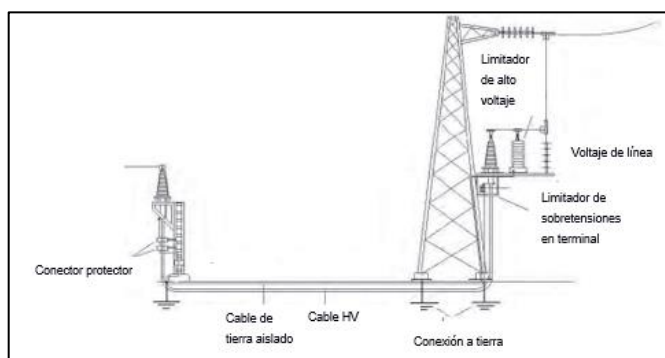


Figura 3.57 Estructura de transición NEXANS (2011).

El siguiente paso es considerar las distancias mínimas de seguridad.

3.12 Distancias mínimas de seguridad

A continuación, se mencionarán las condiciones que deben responder los cruzamientos de conductores subterráneos.

3.12.1 Calles y carreteras

Los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie debe ser mayor que 0.6 metros.

Se tratará de evitar la instalación de cable de alta tensión por debajo de superficies de calles y carreteras muy transitadas. La posición del tramo de tubería que cruza la calzada no debe estar ubicados al frente de puertas de inmuebles, puertas de garaje, medidores de agua o diferentes estructuras.

3.12.2 Con cables de energía eléctrica

Distribución (2018) menciona que la distancia mínima entre cables de energía eléctrica de alta tensión será de 0.4 metros. La distancia horizontal del punto de cruce a los empalmes será superior a 1.50 metro. Cuando no puedan respetarse estas distancias, el cable instalado tendrá que ser separado mediante tubos, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 Joules si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 Joules si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 Joules cuando es superior a 140 mm.

La profundidad que tendrá las canalizaciones de media o baja tensión tomando en consideración el cruzamiento de la instalación para la canalización será la siguiente tabla:

Tabla 3.18 Profundidad de instalación

3.12.3 Con cables de telecomunicaciones

Distribución (2018) indica que la separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0.20 metros. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación será superior a un metro. Se tomarán las mismas medidas que con cables eléctricos en caso de que estas distancias no pueden ser respetadas.

3.12.4 Canalizaciones de agua

Distribución (2018) menciona que la distancia mínima vertical será de 0.4 metros. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua, o de los empalmes de la canalización eléctrica situando unas y otras a una distancia horizontal superior a un metro del cruce. Cuando no se pueda respetar estas consideraciones se tendrá que disponer la colocación de chapas de acero solapadas de 10 milímetro de espesor para los conductores de alta tensión, colocadas de forma que ocupen prácticamente todo el ancho de la zanja ejecutada para el soterramiento de la línea de alta tensión y una longitud a ambos lados del cruzamiento de un metro.

| Tensión fase a fase(V) | Profundidad de instalación(mm) |
|-------------------------------|---------------------------------------|
| 0-600 | 600 |
| 601-50000 | 1000 |
| 50001-250000 | 1500 |

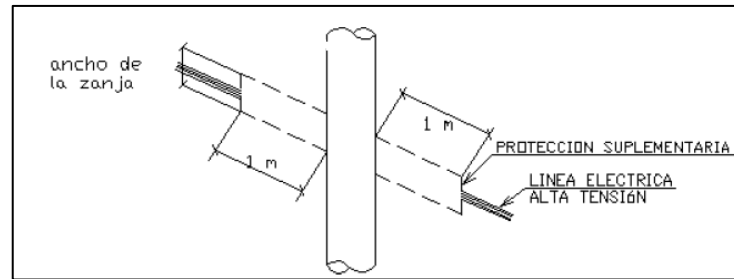


Figura 3.58 Protección suplementaria con chapas de acero a lo largo de la canalización Distribución (2018).

En el Apéndice A se muestra un caso de estudio aplicado en la actualidad correspondiente a la subestación Kennedy Norte de la ciudad de Guayaquil en donde se realizaron trabajos de mantenimientos debido a una avería en el cable subterráneo lo que llevo a que la subestación con GIS aislado se mantuviera fuera de operación por algunos años. En el Apéndice A se detallan las características de la subestación además de la descripción de los trabajos realizados y el análisis de la falla que se registró.

Capítulo 4. Resultados

Capítulo 4. Resultados

| | | |
|-----|--|----|
| 4.1 | Introducción | 83 |
| 4.2 | Selección del cable subterráneo. | 83 |
| 4.3 | Pruebas al cable luego de la instalación. | 84 |
| 4.4 | Tendido del cable | 85 |
| 4.5 | Terminales de exterior e interior. | 85 |
| 4.6 | Análisis de cortocircuito al cable | 86 |
| 4.7 | Análisis de Sensibilidad | 88 |

4.1 Introducción

En este Capítulo se resaltarán las consideraciones técnicas y normativas que se requieren para que la instalación y operación de las líneas subterráneas para aumentar la confiabilidad de las mismas, de esta manera perduraran el mayor tiempo posible sin ninguna falla externa. En la Sección 4.2 se realiza un resumen de los puntos más importantes en la selección del cable subterráneo. Así mismo en la Sección 4.3 se detallan las pruebas del cable luego de la instalación. La Sección 4.4 nos muestra los puntos más importantes a considerar en el tendido del cable. En la Sección 4.5 se resume las consideraciones para el diseño de terminales interiores y exteriores. La Sección 4.6 se muestran los resultados del análisis de cortocircuito que se realizó al cable subterráneo del caso de estudio de la subestación Kennedy Norte. En la Sección 4.7 se muestran los resultados de un análisis de sensibilidad.

4.2 Selección del cable subterráneo.

Cable (2015) menciona que la elección adecuada del cable representa la base de una línea subterránea confiable ya que es el medio por el cual se transporta la energía eléctrica.

Estos cables deben tener características para ser usado en suelos húmedos e instalados en el interior de zanjas, ductos o tuberías.

Además, se debe cumplir con la siguiente información técnica del conductor:

- Curva de intensidad máxima admisible en el cable en función del tiempo para corrientes de cortocircuito entre 0,1-5 segundos.
- Curva de intensidad máxima admisible en pantalla en función del tiempo para corrientes de cortocircuito entre 0,1-5 segundos.
- Tensión máxima de halado en Kg y tramo máximo.
- Información de características eléctricas y físicas del cable.

A continuación, se hablará de las pruebas del cable luego a su instalación.

4.3 Pruebas al cable luego de la instalación.

Las pruebas para realizar serán las siguientes:

- Aislamiento
- Prueba de potencial DC aplicado

Se aplicará una tensión de 100 kV entre el apantallamiento metálico del cable y la capa conductora externa de la cubierta durante un período de 1 minuto establecido por la norma IEC-60229.

A continuación, se mencionarán los pasos para el tendido del cable.

4.4 Tendido del cable

Independientemente del método de colocación, se deben observar los siguientes puntos:

- Seguir las normas de seguridad.
- Uso de un dispositivo de frenado eficiente en la bobina del cable;
- Uso del cabrestante de potencia ajustado a la fuerza de tracción máxima;
- Medidas para reducir la fricción;
- Preparación de zanja de cable con rodillos, etc., (interior de zanja, compartimiento de unión y ubicación de la bobina en condiciones apropiadas);
- Comunicación permanente entre el personal en lugares importantes (cabrestante, cabeza del cable, cable, bobina, ...).
- Exceso de longitud suficiente para la unión de accesorios;
- Disposición de cables con distancias requeridas y espaciado.
- Marcado de fases de cable según sea necesario.
- Asegurar los cables contra daños y sellar los extremos de los cables.
- Realización de pruebas.
- Finalización de la documentación.

A continuación, se hablará sobre las terminales de exterior e interior.

4.5 Terminales de exterior e interior.

E. Distribución (2013) nos explica que se debe tener especial cuidado al realizar las puntas terminales ya sean exteriores o interiores debido a que no puede ingresar agua o humedad al cable.

Puntos importantes para las puntas de uso exterior e interior:

- Debe ser del tipo contraíble en frío o termo contraíble.
- Especificaciones técnicas basadas en la norma IEEE-48.
- El aislamiento debe ser extruido.

- Cable (2015) indica que cada terminal deberá tener su respectivo soporte para uso exterior galvanizado o anodizado resistente a la corrosión, humedad y polvo.
- E. Distribución (2013) resistencia de las terminaciones al fuego y a las corrientes superficiales.
- Compatibilidad de materiales.
- Conexión a tierra de la pantalla metálica del cable.
- Herramientas necesarias para el diseño del terminal.
- Kit adecuado de limpieza.
- Para terminales de GIS, se debe asegurar que no haya contaminación por penetración del gas SF6 en el interior del terminal.

En la siguiente sección se discutirá el análisis de cortocircuito realizado.

4.6 Análisis de cortocircuito al cable

El análisis de cortocircuito se realizó con la ayuda de la herramienta CYMDIST para analizar la cargabilidad del cable aislado de un solo núcleo. Para esto se obtuvieron datos de entrada como equivalente de Thévenin de la subestación, parámetros eléctricos de los transformadores, parámetros del cable aislado. A partir de esto se modeló un diagrama unifilar correspondiente a la subestación con las alimentadoras que se derivan de ella, tomadas como cargas puntuales.

En el Apéndice B se detallan las tablas de los parámetros de los transformadores, alimentadoras y cable que sirvieron como datos de entrada para el análisis. De igual forma en este apéndice se especifica el proceso para la realización del análisis.

En la siguiente

Tabla 4.1 se muestran los resultados de cortocircuito en lado de alta 69 kV y en lado de baja de 13.8 kV de la subestación Kennedy norte.

| Nombre nodo | Nivel de Tensión (kV) | $I_{3\phi}$ (kA) | $I_{1\phi}$ LT (kA) | $I_{2\phi}$ LL (kA) | $I_{2\phi}$ LLT (kA) |
|---------------------------------|-----------------------|------------------|---------------------|---------------------|----------------------|
| Barra 69 kV S/E Kennedy Norte | 69.0 | 6.20 | 5.43 | 5.37 | 5.93 |
| Barra 13.8 kV S/E Kennedy Norte | 13.8 | 6.22 | 6.53 | 5.38 | 6.38 |

Tabla 4.1 Tabla de resultados de cortocircuito en la S/E Kennedy Norte.

Los valores obtenidos nos muestran las corrientes para los diferentes tipos de falla. En el caso de la falla a tierra se obtuvo una corriente de 5430 A la cual se encuentra dentro del rango de valores de corriente cortocircuito a una temperatura de 90°C al inicio de la falla en la pantalla y en el conductor. La corriente máxima de falla a tierra durante 1 segundo que puede soportar el cable en condición de cortocircuito al inicio de la falla en la pantalla es de 7300 A y en el conductor de 34500.

Se puede hacer un análisis de cargabilidad en el cable aislado en lado de alta de la S/E Kennedy norte habiendo la falla cortocircuito en la barra de 69Kv se puede observar que no existe sobrecarga en el conductor. Los resultados del flujo de carga fueron que la cargabilidad en el cable aislado al estar el 100% de la tensión de servicio de la S/E Pascuales se detalla en la siguiente Figura 4.1:

| | V base | kVLL | kVLN | i (A) | kVA | kW | kVAR |
|--------|--------|------|------|-------|---------|---------|--------|
| A | 119,8 | 68,9 | 39,8 | 309,0 | 12298,2 | 11289,9 | 4876,8 |
| B | 119,8 | 68,9 | 39,8 | 309,0 | 12298,1 | 11289,4 | 4877,7 |
| C | 119,8 | 68,9 | 39,8 | 309,0 | 12297,5 | 11289,0 | 4877,3 |
| Total: | | | | | 36894 | 33868 | 14632 |

Figura 4.1 Cuadro de flujo de carga en subestación.

En el cuadro anterior podemos observar que el valor total 33868 kW es el flujo de potencia que pasa por el cable aislado teniendo como resultado valores no sobrecargados con respecto a los valores nominales del conductor de un solo núcleo tipo cobre.

| | V base | kVLL | kVLN | i(A) | kVA | kW | kVAR |
|--------|--------|------|------|-------|---------|---------|--------|
| A | 119,9 | 68,9 | 39,8 | 309,0 | 12309,1 | 11294,6 | 4893,4 |
| B | 119,9 | 68,9 | 39,8 | 309,0 | 12309,0 | 11294,3 | 4893,9 |
| C | 119,9 | 68,9 | 39,8 | 309,0 | 12308,5 | 11294,0 | 4893,4 |
| Total: | | | | | 36927 | 33883 | 14681 |

Figura 4.2 Cuadro de flujo de carga en la línea aérea.

La Figura 4.2 nos proporciona la simulación se puede observar que el flujo de potencia en la línea aérea antes de la transición a subterránea es 33883 kW lo cual no representa sobrecarga en el conductor.

4.7 Análisis de Sensibilidad

Se variaron las dimensiones del cable en el programa creando el nuevo cable aislado, modificando los parámetros escogiendo la opción de equipos, luego dirigiéndose en las opciones de cable para el debido modelamiento. La configuración se la cambió en simple circuito en capa, en consecuencia, se modificaron las impedancias equivalentes por fase como se muestra en la Figura 4.3 a continuación.

Nombre del tramo: 33

Fase: A B C

Zona: NO-DEFINIDO

Medio ambiente: Desconocido

Dispositivos:

Cable: Tipo: Cable, Número: 33, Estado: Conectado, Longitud: 1640,42 pies, Etapa: No definido

Impedancias equivalentes

Impedancias de fase Impedancias de secuencia

| | A | B | C |
|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Z [ABC] = | 0,1677 + j1,38 | 0,0953 + j1,112 | 0,0953 + j1,028 |
| | 0,0953 + j1,112 | 0,1677 + j1,38 | 0,0953 + j1,112 |
| | 0,0953 + j1,028 | 0,0953 + j1,112 | 0,1677 + j1,38 |

Ohmios/mi

| | A | B | C |
|-----------|------------|------------|------------|
| Y [ABC] = | 0 + j91,73 | 0 + j0 | 0 + j0 |
| | 0 + j0 | 0 + j91,73 | 0 + j0 |
| | 0 + j0 | 0 + j0 | 0 + j91,73 |

µS/mi

Figura 4.3 Impedancias equivalentes en programa CYME

Haciendo el análisis las impedancias por fase salen relativamente bajas en comparación de la configuración de simple circuito tresbolillo ya que se modificó

la distancia desde la transición de aéreo-subterráneo como se muestra en la Figura 4.4

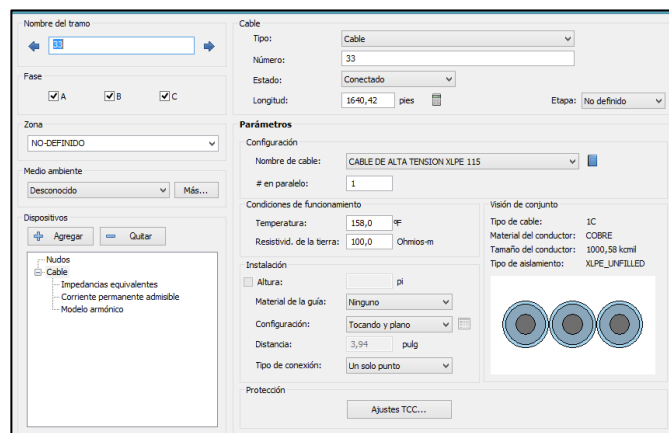


Figura 4.4 Análisis de impedancias por fase.

Con las modificaciones en la red de distribución eléctrica se procede a correr flujo con los siguientes parámetros:

| Parámetros del estudio | |
|---------------------------------|--|
| Nombre del estudio | redsubestacion.sxst |
| Fecha | Wed Feb 13 2019 |
| Tiempo | 14h46m27s |
| Nombre del proyecto | Nuevo |
| Método de cálculo | Caída de tensión - Desequilibrada |
| Precisión | 0,1 % |
| Factores de carga | Global (P=100,00%, Q=100,00%) |
| Factores de motor | Como definido |
| Factores de generador | Como definido |
| Condensadores shunt | On |
| Modelo de carga de sensibilidad | De la biblioteca |

Figura 4.5 Flujo de carga con modificaciones de cable.

El estudio lo definimos por el método de caída tensión desequilibrada y los resultados con una precisión de 0,1 %.

Procedemos a correr el flujo de carga para nuestra red radial, teniendo un resumen total se puede verificar las cargas totales que son 33614,68 kW y de potencia reactiva 10760,35 kVAR instalados en la S/E Kennedy Norte.

| Resumen total | kW | kvar | kVA | FP(%) |
|-------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------|
| Fuentes (Potencia de equilibrio) | 33883,27 | 14659,16 | 36918,38 | 91,78 |
| Generadores | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Producción total | 33883,27 | 14659,16 | 36918,38 | 91,78 |
| Carga leída (no regulada) | 33620,01 | 10762,01 | 35300,51 | 95,24 |
| Carga utilizada (regulada) | 33614,68 | 10760,35 | 35294,93 | 95,24 |
| Condensadores shunt (regulados) | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Reactancias shunt (reguladas) | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Motores | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Cargas totales | 33614,68 | 10760,35 | 35294,93 | 95,24 |
| Capacitancia del cable | 0,00 | -135,36 | 135,36 | 0,00 |
| Capacitancia de la línea | 0,00 | -8,02 | 8,02 | 0,00 |
| Capacitancia shunt total | 0,00 | -143,38 | 143,38 | 0,00 |
| Pérdidas en las líneas | 14,57 | 56,87 | 58,71 | 24,82 |
| Pérdidas en los cables | 6,45 | 26,38 | 27,16 | 23,75 |
| Pérdidas de carga del transformador | 208,37 | 3958,94 | 3964,42 | 5,26 |
| Pérdidas en vacío del transformador | 39,21 | 0,00 | 39,21 | 100,00 |
| Pérdidas totales | 268,59 | 4042,19 | 4051,10 | 6,63 |

Figura 4.6 Resumen total de flujo de carga.

Haciendo el análisis de cargabilidad del cable soterrado podemos observar que se nos presenta sobrecarga, los datos eléctricos ingresados al crear el nuevo cable tenemos que la temperatura actual es más baja a la temperatura nominal de cable XLPE 90°C y modificando la instalación de circuito tresbolillo a una de circuito simple en capa en consecuencia los valores nominales de este cable no corresponde a las capacidad de la S/E Kennedy norte estando en sus demando máxima las alimentadoras instalada en la configuración

| Cable - 33 | | | | | | | |
|------------|--------|------|------|-------|---------|---------|--------|
| | V base | kVLL | kVLN | i (A) | kVA | kW | kVAR |
| A | 119,8 | 68,9 | 39,8 | 308,9 | 12295,5 | 11290,1 | 4869,7 |
| B | 119,8 | 68,9 | 39,8 | 308,9 | 12295,4 | 11289,5 | 4870,5 |
| C | 119,8 | 68,9 | 39,8 | 308,9 | 12294,8 | 11289,1 | 4870,1 |
| Total: | | | | | 36886 | 33869 | 14610 |

Figura 4.7 Cuadro de flujo de carga en cable subterráneo.

La línea aérea que sale de la S/E Pascuales hasta la transición aéreo-subterráneo se utilizó el mismo conductor en las fases se puede observar el siguiente grafico que no existe sobrecarga para la red modelada en CYME.

| Línea aérea equilibrada - 27 | | | | | | | |
|------------------------------|--------|------|------|-------|---------|---------|--------|
| | V base | kVLL | kVLN | i (A) | kVA | kW | kVAR |
| A | 119,8 | 68,9 | 39,8 | 309,1 | 12312,6 | 11296,6 | 4897,8 |
| B | 119,8 | 68,9 | 39,8 | 309,1 | 12312,5 | 11296,2 | 4898,3 |
| C | 119,8 | 68,9 | 39,8 | 309,1 | 12312,0 | 11295,9 | 4897,8 |
| Total: | | | | | 36937 | 33889 | 14694 |

Figura 4.8 Carga en la línea aérea.

De esta forma se logró correr el análisis de cortocircuito con la ayuda de la herramienta CYME introduciendo datos de equivalente de Thévenin de la subestación, carga en los alimentadores y parámetros eléctricos de las líneas tanto aéreas como subterráneas.

Capítulo 5. Discusión

Capítulo 5. Discusión

| | | |
|-----|--|----|
| 5.1 | Introducción | 95 |
| 5.2 | Selección del cable subterráneo | 95 |
| 5.3 | Pruebas al cable luego de la instalación | 96 |
| 5.4 | Tendido del cable | 96 |
| 5.5 | Terminales de exterior e interior | 97 |
| 5.6 | Análisis de cortocircuito | 97 |
| 5.7 | Análisis de Sensibilidad | 98 |
| 5.8 | Conciliaciones con otros métodos | 98 |

5.1 Introducción

En este Capítulo se realizará la discusión de la investigación llevada a cabo. Se explicarán resumidamente todos los detalles respecto a los descubrimientos y experiencias que se obtuvieron en el proceso de investigación. En la Sección 5.2 se realiza la discusión de la selección del cable subterráneo el cual es primordial antes de cualquier otro procedimiento que se realice en la construcción de las líneas. En la Sección 5.3 se realiza la discusión de las pruebas que se requieren hacer para el correcto funcionamiento de la línea luego de la completa instalación de todos los equipos y accesorios. En la Sección 5.4 se realiza la discusión del tendido del cable, aquí se logró observar que debido a la falta de materiales y herramientas para el correcto tendido del cable se optó por realizarlo de forma manual en donde muchas veces no se respetan las consideraciones de presión lateral del cable o las tensiones máxima de halado que el cable puede soportar sin producir daños en su estructura. En la Sección 5.5 se discuten los procedimientos de diseño de terminales. Una de las experiencias que se tuvo es que el diseño de los terminales y empalmes depende del cable que se esté usando ya que el fabricante proporciona los manuales para el diseño de estos accesorios con todas las herramientas que se necesiten. La Sección 5.6 muestra la discusión del análisis de cortocircuito que se realizó al cable, entre los inconvenientes que se tuvieron fue la falta de datos actualizados de la subestación Kennedy Norte lo que llevo a que la simulación no sea del todo precisa.

Por último, en la Sección 5.7 se realiza la discusión del análisis de sensibilidad que nos demostró los impactos directos o indirectos asociados a la construcción de estas líneas subterráneas a 69 kV.

5.2 Selección del cable subterráneo

Los parámetros que se consideran para la selección de cables son eléctricos, mecánicos y térmicos. Esto se debe a que el cable debe ser capaz de soportar el flujo que se transmite a través de él, además de que su uso será en condiciones

húmedas debido al soterramiento. Las constantes eléctricas nos permiten conocer como el cable se comportará en condiciones de operación normal, así como condiciones de sobrecarga o cortocircuitos. Mientras que los parámetros térmicos nos permiten conocer el estado del cable en condiciones donde la temperatura aumenta o disminuye ya sea debido a intensidades transitorias o de cortocircuito.

El criterio de limite térmico nos permite saber la capacidad de conducción de corriente y el tiempo en que las fallas a tierra serán liberadas.

5.3 Pruebas al cable luego de la instalación

Estas pruebas son indispensables previo a la potenciación de las líneas subterráneas. La prueba de potencial dc aplicado nos permite conocer el estado de la cubierta del cable con el fin de que no exista humedad o contaminantes. Esta prueba se la realiza aplicando una tensión continua entre la pantalla metálica y la capa externa del cable dando como resultado los valores de la resistencia del aislamiento los cuales deben estar entre los rangos establecidos según el fabricante del cable y de esta forma garantizar un adecuado funcionamiento.

5.4 Tendido del cable

A lo largo de la instalación subterránea, lo primero que se debe tener en cuenta es la preparación técnica y capacitación de la cuadrilla de electricista bajo el cual estará la ejecución de la obras subterráneas, la persona encargada de la obra civil primero debe de hacer un recorrido para lo cual se empleara un plano elaborado a una escala conveniente según las normas ANSI e IEC más recientes y garantizan un altísimo rendimiento eléctrico reduciendo al mínimo las pérdidas de operación siguiendo la trayectoria por toda la zanja en donde está ubicado los ductos PVC para verificar que el cable subterráneo pueda ser instalado ya que tiene sus propias características. De la misma manera se debe de seguir los siguientes parámetros antes de la instalación del cable como: longitud del halado, máxima tensión de halado, presión lateral, fricción y radio mínimo curvatura; Los dobleces ocasionan graves lesiones al aislamiento en la parte de las cintas que utilizan las pantallas metálicas lo que provoca una fractura y además de quedar

espacios que se ionizaran al estar en operación el cable. En las de redes de energía eléctrica la caja de revisión es un elemento exclusivo en las canalizaciones de los sistemas subterráneo es decir entre el bordillo y la zanja. Estas cámaras de revisión nos permitirán realizar los empalmes o los cambios de dirección que se formen en el recorrido del cable.

Se debe de tener en cuenta antes de iniciar con la instalación del cable con pantalla metálica como mínimo las siguientes equipos y herramientas de protección que deberán ser cuidadosamente inspeccionados para asegurarse de que se encuentran en perfectas condiciones: carro porta bobinas de hasta 2.50 metros de diámetro y 3000 Kg de peso, dinamómetros, equipos de comunicación, elementos de señalización, generador eléctrico portátil, cinta para medir diámetros, guantes, lubricantes, cable manila o de nylon, cintas, rodillos y poleas.

5.5 Terminales de exterior e interior

Para el diseño de estas terminales se requiere por sobre todo de limpieza y uso de todas las herramientas necesarias para realizar los cortes y desprendimientos de capaz con precisión. Las medidas que se establecen en los manuales deben ser seguidos totalmente ya que una mala medida o longitud podría ocasionar alguna falla al momento de colocar en operación al cable. En los terminales externos es importante considerar las distancias de fuga ya que es el medio aislante cuando se producen voltajes inducidos o arcos ya sea por alguna avería en el terminal.

5.6 Análisis de cortocircuito

Los resultados de análisis de cortocircuito nos demostraron el comportamiento del cable en caso de que ocurra fallas ya sea de línea a tierra, línea a línea o trifásica. Los valores obtenidos en la Sección 4.6 se encuentran dentro del límite máximo permitido, aunque se debe considerar la temperatura a la que se encontraba el cable antes de que ocurriera la falla ya que la temperatura tiene un efecto significativo en la capacidad de conducción del cable. Este análisis es fundamental

en la planificación de la construcción de las líneas subterráneas para realizar la selección correcta del cable.

5.7 Análisis de Sensibilidad

Haciendo el cambio del cable subterráneo con otras características para un nivel máximo de tensión de 115 kV se logró observar que la temperatura a la que el cable trabajaba disminuía en comparación al cable anterior y no existe sobrecarga para la red simulada en CYME. Se puede realizar estos análisis de sensibilidad con otras variables como lo son la resistividad del suelo, temperatura, dimensión de ductos los cuales afectan a la capacidad de conducción del cable, de esta forma se puede lograr conocer el rango en el que el cable puede trabajar sin problemas controlando estas variables.

5.8 Conciliaciones con otros métodos

El tendido subterráneo proporciona una mayor confiabilidad para la distribución de energía eléctrica ya que es apropiado para cargas más grandes como ciudades en donde se dificulta el tendido aéreo ya sea por espacios reducidos o por factores técnicos como mayor cantidad de equipos, transformadores y conductores de mayor capacidad y longitud lo que provoca un sistema más robusto con mayor probabilidad de falla. Las redes subterráneas se recomiendan no sobrepase una longitud máxima de 60 km ya que existe una distancia crítica en donde la corriente capacitiva del cable llega a alcanzar la máxima intensidad admisible del cable. Estas líneas subterráneas llegan a una subestación la cual puede ser aisladas en aire exteriores e interiores, exteriores tipo intemperie, interiores protegidas en espacios internos o cerradas con un blindaje especial. Las subestaciones eléctricas encapsuladas GIS constituyen una tecnología avanzada ya que se logra construir estas subestaciones en lugares de espacios limitado como industrias, ciudades o zonas montañosas en donde existe contaminación, viento y limitado acceso Rodríguez (2013). Una desventaja de estas subestaciones es que el mantenimiento es costoso y su mano de obra es escasa. Las subestaciones aisladas en aire permiten la conexión de la red de distribución que se implementa a menudo en las ciudades. Su estructura es similar a las estructuras que se

construyen en las redes aéreas con la diferencia de tener mayor cuidado en los terminales que harán conexión eléctrica entre ambas líneas ya que esto puede ocasionar que entre contaminación, agua o humedad.

Capítulo 6. Conclusiones

Capítulo 6. Conclusiones

| | | |
|-----|---|-----|
| 6.1 | Introducción | 101 |
| 6.2 | Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones | 103 |

6.1 Introducción

Este trabajo se realizó con la finalidad de elaborar una guía que comprendan todas las especificaciones técnicas basadas en las normas IEC y ANSI para poder realizar la construcción de líneas subterráneas a 69 kV en la ciudad de Guayaquil.

El estudio buscó responder las siguientes preguntas:

- i. ¿De qué manera se puede aumentar la confiabilidad de las líneas subterráneas a 69 kV?

Se concluye que es de suma importancia definir los aspectos técnicos que hagan viable el soterramiento de conductores cuando las condiciones técnicas no son propicias para instalar tendido eléctrico, de esta forma podemos aumentar la confiabilidad de redes subterráneas y que aquella perdure el mayor tiempo posible.

- ii. ¿Cuáles son las especificaciones técnicas que se necesitan para la construcción de líneas subterráneas de media tensión?

La correcta selección y un buen cuidado del cable subterráneo desde su instalación hasta su puesta en operación es otro de los puntos en los que se deben considerar todos los aspectos técnicos debido a que por el cable se transportara la corriente del sistema. Es importante considerar los siguientes aspectos como marcar las diferentes fases a lo largo del tendido, tener especial cuidado en los radios de curvaturas en las cajas de paso, además de evitar esfuerzos mecánicos que pueden ocasionar rupturas en el aislamiento del cable.

Al momento de diseñar las puntas terminales tanto exteriores como interiores se debe asegurar que el personal tenga el conocimiento requerido y que este sea calificado. Se deben seguir paso a paso los puntos establecidos en los manuales de diseño de estas puntas ya que un error conlleva a una mala conexión electromecánica entre el cable y la estructura o sistema donde se conectará el terminal.

- iii. ¿De qué manera influyen en la distribución de la energía eléctrica las redes subterráneas de media tensión?

Se realizó un estudio general para la construcción y diseño de las líneas y sus accesorios. Inicialmente se encontró dificultad para obtener la información debido a que en el país no se encuentran suficientes proyectos relacionados con el tema a este nivel de tensión para la distribución de energía. Este tipo de líneas subterráneas son implementadas en el sector privado ya sea por industrias que requieren tener su propia subestación y debido al poco espacio físico, seguridad personal escogen como mejor opción la implementación de una red subterránea.

- iv. ¿Cuáles son las desventajas y ventajas de implementar líneas subterráneas a un nivel de tensión de 69 kV?

Los campos eléctricos y magnéticos provocado en líneas aéreas pueden ser restringidos en ciertas zonas. A comparación de las líneas aéreas, el campo eléctrico generado en cables subterráneos es nulo debido a que las pantallas metálicas son conectadas a tierra en uno o en sus dos extremos y esto confina el campo eléctrico al interior del cable según indica IMSE (2016).

Las líneas subterráneas implican mayor número de empalmes y terminales por lo que se pueden producir problemas de continuidad eléctrica, nivel de aislamiento e introducción de agua o humedad lo que puede ocasionar fallas eléctricas y mayores costos de mantenimiento con respecto a las líneas aéreas como lo menciona (IMSE, 2016).

- v. ¿Cómo se ve beneficiada CNEL.EP con el desarrollo de un manual para la construcción de líneas subterráneas?

Se observó que el conocimiento en la instalación de redes subterráneas actualmente carece de una base técnica lo que lleva a producir fallas y errores a largo plazo en las líneas subterráneas. En la ciudad de Guayaquil es muy pequeña la instalación de líneas subterráneas a un nivel de 69 kV sin embargo existe un número considerable de redes subterráneas de

distribución a niveles de 13.8 kV. Por lo general estas líneas subterráneas de subtransmisión son de poca longitud y se instalan en zonas suburbanas donde el tendido eléctrico aérea no es propicio a pesar de que el costo de estas redes subterráneas es mucho mayor que las aéreas lo cual se considera como una de las desventajas de las líneas subterráneas.

En el caso de estudio de la subestación Kennedy Norte se pudo observar procedimientos de tendido de cable nuevo, diseño de las terminales de GIS, terminales por fases exteriores que unían el cable subterráneo con el aéreo en la estructura de transición. En estos procedimientos se requirió de personal capacitado y especializado. Se tomaron consideraciones especiales en el diseño de los terminales ya que son los que requieren de un buen cuidado para evitar el ingreso de humedad o algún tipo de contaminación.

En el procedimiento del tendido del cable no se contaba con las herramientas ni accesorios que se requieren para un tendido adecuado, se realizó este tendido de una forma rustica con el esfuerzo físico del personal de la empresa encargada.

Este trabajo ha logrado convertirse en una guía para la construcción de líneas subterráneas a 69 kV en la provincia del Guayas, con esto se concluye que el desarrollo energético va de la mano con la implementación de sistemas de distribución que tengan un menor impacto ambiental y logren servir de manera continua y confiable características que reúnen las líneas subterráneas de distribución.

6.2 Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones

Las normas y procedimientos técnicos se van actualizando a través del tiempo, es recomendable basarse siempre en las normas que se encuentren establecidas en la actualidad y de esta forma obtener información precisa.

Se recomienda basar la investigación de estas redes subterráneas en los lineamientos americanos ya que son los que se implementan y desarrollan en mayor magnitud en nuestro país. Para obtener información precisa se recomienda buscar en páginas de empresas dedicadas a la venta de cables, equipos eléctricos, construcción y proyectos eléctricos como lo son ABB, Thomas and Bell, Nkt, General Cable donde se podrá encontrar los diferentes elementos para la construcción de estas líneas subterráneas a diferentes niveles de tensión.

Apéndice

Apéndice

| | |
|---|-----|
| Apéndice A | 107 |
| A.1 Caso de estudio Subestación Kennedy Norte | 107 |
| A.2 Características de la subestación..... | 107 |
| A.3 Características de la línea subterránea 69 KV | 108 |
| A.4 Estructura 69 KV | 108 |
| A.5 Falla en el aislamiento de la línea | 109 |
| A.6 Tendido del cable subterráneo nuevo | 109 |
| A.7 Falla en el GIS | 112 |
| Apéndice B | 113 |
| Apéndice C | 127 |

Apéndice A

A.1 Caso de estudio Subestación Kennedy Norte

En este apartado hablaremos sobre la operación actual de la subestación Kennedy Norte la cual hoy se encuentra interconectada en la red de 69 kV a través de una línea aérea pero inicialmente en su diseño se encontraba conectada mediante una línea subterránea de 69 Kilovoltios.

En esta subestación se realizaron los siguientes trabajos de reparación:

1. Tendido del cable de las tres fases subterráneas
2. Rediseño de las puntas interiores y exteriores
3. Cambio de engranajes en el mecanismo de uno de los seccionadores del GIS
4. Pruebas de funcionamiento del interruptor
5. Absorción de fugas de aceite hidráulico en los interruptores

A continuación, se mostrará un contraste del diseño estructural inicial de la subestación y la línea subterránea versus la remodelación que se realiza actualmente.

A.2 Características de la subestación

La Subestación tiene una capacidad total de 48 MVA y cuenta con ocho alimentadoras de 13800 voltios que distribuyen de energía a toda la zona.

La subestación posee instalado un equipo GIS “Gas Insulated System”, el cual se encargará del manejo y control de la acometida de 69000 voltios. Permite seccionar la acometida y también operar los interruptores que alimentan a cada uno de los transformadores de poder Galarza and Noboa (2008).

EL GIS aislado en SF₆, está formado por paneles metalclad switchgear con los siguientes compartimientos: Un cubículo que recibe la alimentación principal de entrada desde la línea de subtransmisión, el cual solo contiene seccionadores y

otros dos cubículos, que corresponden a las salidas de alimentación a los 2 transformadores de poder los cuales tienen un interruptor cada uno, a más de los seccionadores. Se han instalado 2 transformadores de 18/24 MVA cada uno, 67/13.8KV con cambiador automático de derivaciones bajo carga Galarza and Noboa (2008).

La alimentación entre el GIS y los terminales de alta tensión de cada uno de los transformadores se efectuó utilizando el mismo tipo de cable aislado de 72 kV de la acometida principal. Todo el equipo de fabricación alemana por ABB Calor Emag Schaltanlagen Galarza and Noboa (2008).

A.3 Características de la línea subterránea 69 KV

La entrada es a 69000 voltios y totalmente subterránea.

Se construyó un patio de maniobras y se utilizaron 950 metros de cable de cobre aislado monofásico para 72KV Galarza and Noboa (2008).

| Marca | Tipo de cable | KV max | Diámetro (mm) |
|--------------|----------------------|---------------|----------------------|
| ABB | PEX | 84 | 66 |

Tabla A.1 Características de la línea Saavedra (2008).

A.4 Estructura 69 KV

Su estructura es tipo H, formada por 2 postes de hormigón armado de 19 metros con soportes para un seccionador de 69 kV, un juego de pararrayos de 69 kV y un juego de puntas terminales para cada cable aislado de 69 kV. Juego de puntas terminales para cable subterráneo de 69 kV.

| Marca | Tipo | kV max | BIL (kV) | Icontinua (A) | Linst (kA) |
|--------------|-------------|---------------|-----------------|----------------------|-------------------|
| ABB | NRB | 72.5 | 325 | 1250 | 31.5 |

Tabla A.2 Características de la estructura Saavedra (2008).

| Fase | Marca | Tipo | Id max (kA) | Vnominal (kV) | MCOV (kV) |
|------|-------|-------|-------------|---------------|-----------|
| A | ABB | EXLIM | 80 | 60 | 48 |
| B | ABB | EXLIM | 80 | 60 | 48 |
| C | ABB | EXLIM | 80 | 60 | 48 |

Tabla A.3 Características del pararrayo Saavedra (2008).

A.5 Falla en el aislamiento de la línea

La entrada de agua en el cable en la una de las puntas terminales exterior de la fase A que se encontraba en la estructura de 69 kV debido a un error en la construcción de la misma punta, ocasiono la falla en el aislamiento del cable que con el tiempo produjo la salida de la línea y del equipo GIS instalado inicialmente. A partir de la salida del GIS se procedió a conectar la subestación a través de una línea aérea para de esta forma darle continuidad de servicio a las alimentadoras conectadas a la subestación. Esto ocurrió en el año 2016.

Posteriormente en el mes de diciembre del 2018 hasta la actualidad se encuentran realizando los trabajos regenerativos los cuales incluyen: reparación del GIS aislado, tendido de cable subterráneo de 69 kV, rediseño de las puntas terminales interiores y exteriores de cada una de las fases, conexión directa del GIS hacia el cuarto y paneles de control, readecuación de cajas de paso y ductos.

A continuación, se mostrará el resultado de cada uno de los trabajos realizados mencionados.

A.6 Tendido del cable subterráneo nuevo

Primero se procedió a traer una cuadrilla de electricista para que trabajen en frío, se solicitó un carro canasta para subir a la estructura h para poder cortar las puntas o las terminaciones exteriores compuestas de aisladores para cables subterráneos de las tres fases ubicado en la entrada del patio de maniobras que es a 69000 voltios usando el respectivo casco, los guantes aislantes, con varias de herramientas necesarias como la cizalla aislante, alicates y una cortadora de cables llamada alma de acero, luego se desmonta el juego de pararrayos tipo EXLM de marca ABB.



Figura A.1 Cuadrilla de electricista.

Luego se tuvo que remover los ductos y los codos que van desde la estructura hasta la caja de hormigón, de medidas 1.5x0.8x0.8 metros, estos ductos son tubería rígida metálico de cuatro pulgadas colocadas de forma de escalera, ya que estaban oxidadas por las altas temperaturas del cable de 69 kV y se los tuvo que cambiar por ductos plásticos PVC. Para el cambio de la tubería se tuvo que romper la cimentación superficial con una máquina perforadora al igual que para romper la base de la estructura acompañado de grandes combos en todo el recorrido hasta llegar a la primera caja.



Figura A.2 Ductos y codos removidos.

Una vez ya instalados los nuevos ductos de PVC se procedió a continuación con el tendido del cable con una cuadrilla de electricista utilizando una canaleta industrial donde esta rebobinado del cable que tiene 2,55 pulgadas de diámetro, el tendido del cable empieza desde la estructura de maniobra a 69 kV recorriendo

las 7 cajas de hormigón con una distancia horizontal de 11 metros a lo largo de la calle hasta llegar al sótano de la subestación, como primer paso se utilizó una polea para ubicar el cable desde arriba entrando por los tubos verticales llegando hasta la primera caja de hormigón; en este punto se procedió armar un pescador con un cable metálico respectivo para este tipo de peso que necesariamente sea fino para que pueda pasar por tubería, así se puede amarrar de un extremo del cable con un cabo. Con el personal adecuado se tuvo que halar el cable con mucho cuidado ya que si se rompía el pescador en medio camino de la tubería hasta llegar a la caja quedaría atrapado, por esta razón fue necesario que otro personal este en la canaleta controlando como va cediendo el cable por lo tanto se debe hacer un trabajo coordinado para evitar este problema. Este proceso se repitió a lo largo que cada tramo de las cajas hasta llegar a la subestación; se utilizó otro método más práctico para optimizar el trabajo del tendido; amarrando el cabo en un carro se procedió halar el cable, con mucho cuidado, ya que se podía romper el pescador que agarra el conductor. Este procedimiento se repitió para las tres fases desde la estructura hasta llegar al sótano subterráneo.



Figura A.3 Cuadrilla de electricista.

En la subestación se encuentra una caja donde está ubicado la malla puesta tierra en este trayecto se tomaron consideraciones importantes respecto al radio de curvatura mínima para el tendido del cable para las tres fases hasta llegar al sótano subterráneo donde se encuentra una parrilla por donde pasa el cable antes de conectarse el Gis.



Figura A.4 Cámaras de paso y radios de curvatura.

A.7 Falla en el GIS

La revisión en el sistema GIS aislado arrojó los siguientes problemas como el cambio de engranaje en el mecanismo de uno de los seccionadores, pruebas en el interruptor, reparación de fuga de aceite hidráulico en los interruptores, contaminación del gas SF6. En este último se realizó un análisis al gas el cual determinó humedad y dióxido de azufre en su estructura.

Apéndice B

Análisis de cortocircuito

Se realiza el análisis mediante el software CYME, se considera una falla en barra de 69 kV de la subestación Kennedy Norte de la subestación Kennedy Norte, los factores a considerar en lado de alta son los siguientes:

- Equivalente Thévenin del SNI en la barra 138 kV de la S/E Pascuales
- Subestación Policentro 138/69 kV
- Subestación Kennedy Norte 69/13.8 kV

En el programa CYME se requiere crear una fuente equivalente, donde se va a utilizar el siguiente cuadro con los valores de cortocircuito proporcionado en Transelectric en la barra de 138 kV de la S/E Pascuales:

| Nombre de barra | Falla monofásica | | | | | | | Falla trifásica | | | | |
|---------------------|------------------|-------|------|------|------|------|------|-----------------|-------|-------|------|------|
| | ik'' | ip | rk0 | Xko | Rk1 | Xk1 | Rk2 | Sk'' | Ik'' | Ip | R | X |
| Pascuales 138 kV | kA | kA | Ohm | Ohm | Ohm | Ohm | Ohm | MVA | kA | kA | Ohm | Ohm |
| | 29.32 | 73.73 | 0.09 | 1.81 | 0.28 | 3.51 | 0.28 | 5945.08 | 24.87 | 62.48 | 0.28 | 3.51 |

Tabla B.1 Niveles de cortocircuito e impedancia equivalente en la barra 13.8 kV

El cuadro anterior se va a elegir la potencia de interrupción trifásico y los equivalentes Thévenin como se detalla en el siguiente cuadro:

| Potencia de interrupción trifásico | Resistencia | Reactancia |
|------------------------------------|-------------|------------|
| 5945.08 MVA | 0.28 | 3.51 |

Tabla B.2 Datos de cortocircuito trifásica en la barra 138 Kv de la S/E Pascuales

Así mismo para los datos de cortocircuito para la falla monofásica el equivalente de fuente se debe ingresar los siguientes datos:

| Potencia de interrupción monofásico | Resistencia | Reactancia |
|-------------------------------------|-------------|------------|
| 2338.57 MVA | 0.65 | 18.62 |

Tabla B.3 Datos de cortocircuito monofásico en la barra 138 Kv de la S/E Pascuales

En la siguiente figura se indican los valores la potencia de interrupción trifásica con su impedancia equivalente y la potencia de interrupción monofásica con su impedancia equivalente en la barra de 138 Kv en S/E Pascuales.

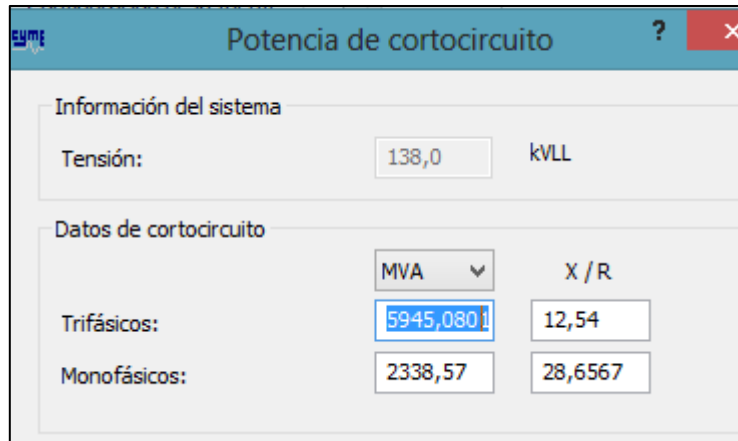


Figura B.1 Potencia de cortocircuito en CYME.

En el siguiente cuadro se muestra la configuración que nos proporciona una de las opciones programa CYME para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en el nodo que elegimos del sistema radial en este caso en la barra de 69 kV en la subestación Kennedy Norte.

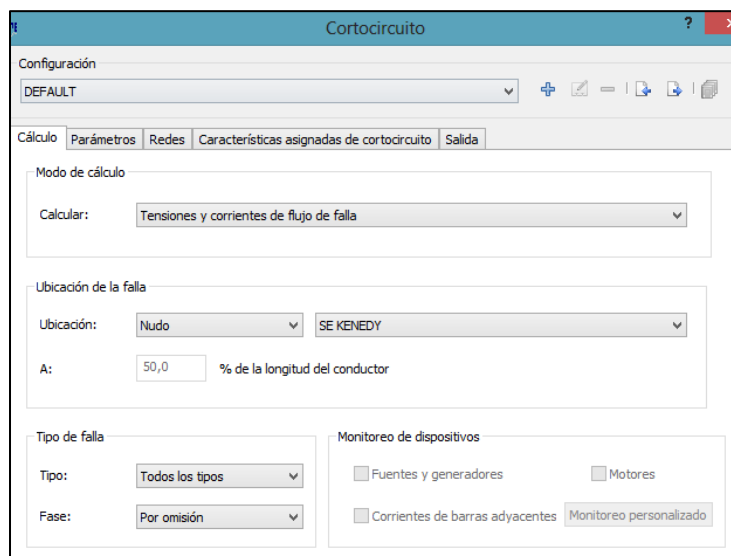


Figura B.2 Parámetros para análisis de cortocircuito

En el modelo diseñado se puede observar las corrientes de cortocircuito en el nodo escogido en el paso anterior.

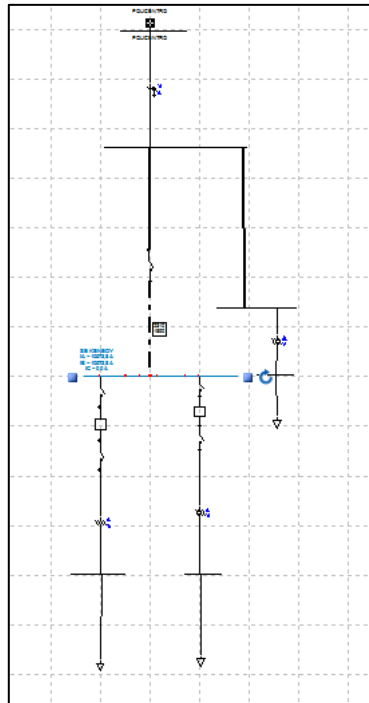


Figura B.3 Análisis de cortocircuito en la barra de la subestación Kennedy Norte

Análisis de cargabilidad del cable con ayuda de la herramienta CYMDIST

Se busca modelar un tramo de la red de distribución que viene desde la S/E Policentro llegando a la S/E Kennedy norte en el programa CYME que nos proporciona utilizar varias herramientas para analizar la cargabilidad del cable aislado de un solo núcleo, para esto se realizó un levantamiento para conocer todos los parámetros del diagrama unifilar que se muestra en la siguiente gráfica:

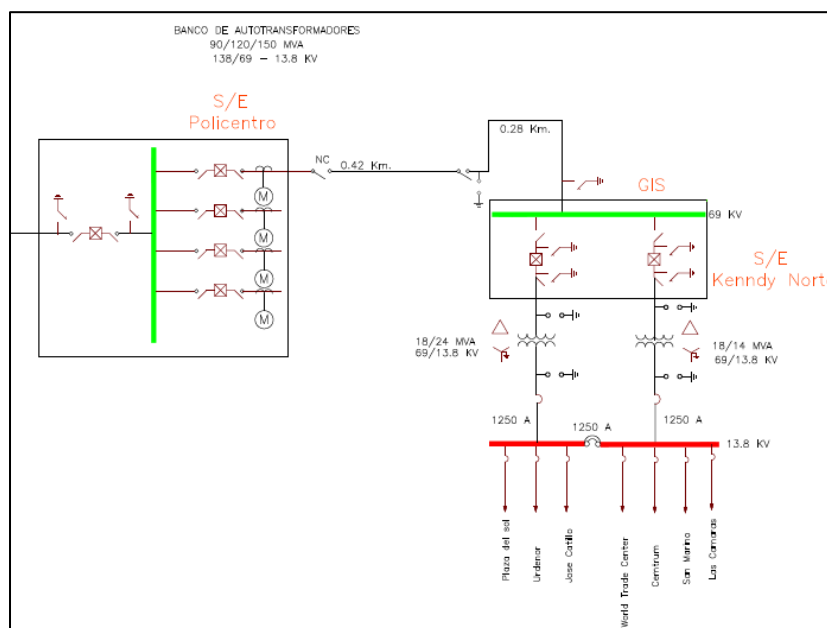


Figura B.4 Diagrama unifilar modelado en CYME.

En la siguiente tabla se muestran los porcentajes de cargabilidad de los transformadores de las subestaciones Kennedy norte 1 y Kennedy norte 2.

| Unidad de negocio | Subestación | Demanda máxima | Cargabilidad OA | Cargabilidad % FOA |
|-------------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|
| Guayaquil | Kennedy norte 1 | 18868.93 | 94.41 % | 70.5 |
| Guayaquil | Kennedy norte 2 | 15804.15 | 82.37% | 61.8% |

Tabla B.4 Cargabilidad de los transformadores de las subestaciones Kennedy norte.

Kennedy norte 1 posee un transformador de marca ABB con una potencia 18/24 MVA con conexión de delta- estrella. El voltaje de operación es de 69/13.8 kV. De este transformador se derivan tres alimentadores los cuales son:

- Alimentador plaza del sol
- Alimentador Urdenor
- Alimentador José castillo

Kennedy norte 2 posee un transformador de marca ABB con potencia de 18/24 MVA con conexión delta-estrella aterrizado, el voltaje de operación es de 69/13.8 kV. De este transformador se derivan cuatro alimentadores más las cuales son

- Alimentador World Trade center
- Alimentador Centrum
- Alimentador San Marino
- Alimentador Las Cámaras

Alimentador plaza del sol

La línea primaria 13.8 kV tiene una longitud 9.43 Km, los datos que se utilizó para ingresar los parámetros en el programa son los siguientes:

| | Alimentador |
|--------------------|--------------------|
| Demanda Max MW | 7.20 |
| Demanda Min MW | 2.36 |
| Factor de potencia | 0.98 |

Tabla B.5 Demanda eléctrica y factor de potencia del alimentador plaza del Sol.

| | Corriente máxima | | | Voltaje máximo | | |
|--------------------|-------------------------|--------|-------|-----------------------|--------|--------|
| | Ia (A) | Ib (A) | Ic(A) | Va(kV) | Vb(kV) | Vc(kV) |
| Alimentador | 61.59 | 61.59 | 62.59 | 331.01 | 295.60 | 310.37 |

Tabla B.6 Voltajes máximos y corriente máxima de la alimentadora plaza del Sol.

Alimentador José Castillo

La línea primaria 13,8 kV tiene una longitud 7,38 Km, los parámetros que se utilizó para ingresar los parámetros en el programa son los siguientes:

| | Alimentador |
|--------------------|--------------------|
| Demanda Max MW | 4.68 |
| Demanda Min MW | 2.21 |
| Factor de potencia | 0.95 |

Tabla B.7 Demanda eléctrica y factor de potencia del alimentador José Castillo.

| | Corriente máxima | | | Voltaje máximo | | |
|--------------------|-------------------------|--------|--------|-----------------------|--------|--------|
| | Ia(A) | Ib (A) | Ic(A) | Va(kV) | Vb(kV) | Vc(kV) |
| Alimentador | 183.11 | 142.87 | 142.87 | 60.18 | 60.51 | 61.01 |

Tabla B.8 Voltajes máximos y corriente máxima de la alimentadora José Castillo.

Alimentadora Urdenor

La línea primaria 13.8 kV tiene una longitud 21.32 Km, los parámetros que se utilizó para ingresar los parámetros en el programa son los siguientes:

| | Alimentador |
|--------------------|-------------|
| Demanda Max MW | 5.91 |
| Demanda Min MW | 1.48 |
| Factor de potencia | 0.98 |

Tabla B.9 Demanda eléctrica y factor de potencia del alimentador Urdenor.

| | Corriente máxima | | | Voltaje máximo | | |
|--------------------|------------------|--------|--------|----------------|--------|--------|
| | Ia(A) | Ib (A) | Ic(A) | Va(kV) | Vb(kV) | Vc(kV) |
| Alimentador | 347.30 | 307.95 | 310.27 | 60.14 | 61.04 | 61.04 |

Tabla b.10 Voltajes máximos y corriente máxima de la alimentadora Urdenor.

Alimentadora World Trade Center

La línea primaria 13,8KV tiene una longitud 1,14 Km, los parámetros que se utilizó para ingresar los parámetros en el programa son los siguientes:

| | Alimentador |
|--------------------|-------------|
| Demanda Max MW | 3.55 |
| Demanda Min MW | 2.23 |
| Factor de potencia | 0.90 |

Tabla B.11 Demanda eléctrica y factor de potencia del alimentador World Trade.

| | Corriente máxima | | | Voltaje máximo | | |
|--------------------|------------------|--------|--------|----------------|--------|--------|
| | Ia(A) | Ib (A) | Ic(A) | Va(kV) | Vb(kV) | Vc(kV) |
| Alimentador | 145.31 | 155.31 | 150.29 | 60.70 | 61.02 | 61.32 |

Tabla B.12 Voltajes máximos y corriente máxima de la alimentadora World Trade Center.

Alimentadora Centrum

La línea primaria 13.8 kV tiene una longitud 2.12 Km, los parámetros que se utilizó para ingresar los parámetros en el programa son los siguientes:

| | Alimentador |
|----------------|-------------|
| Demanda Max MW | 2.72 |
| Demanda Min MW | 1.55 |

| | |
|--------------------|------|
| Factor de potencia | 0.92 |
|--------------------|------|

Tabla B.13 Demanda eléctrica y factor de potencia del alimentador Cemtrum.

| | Corriente máxima | | | Voltaje máximo | | |
|-------------|------------------|--------|--------|----------------|--------|--------|
| | Ia(A) | Ib (A) | Ic(A) | Va(kV) | Vb(kV) | Vc(kV) |
| Alimentador | 131.53 | 143.55 | 139.41 | 60.68 | 61 | 61.3 |

Tabla B.14 Voltajes máximos y corriente máxima de la alimentadora Cemtrum.

Alimentadora Las Cámaras

La línea primaria 13.8 kV tiene una longitud 275 Km, los parámetros que se utilizó para ingresar los parámetros en el programa son los siguientes:

| | Alimentador |
|--------------------|-------------|
| Demanda Max MW | 4.88 |
| Demanda Min MW | 2.30 |
| Factor de potencia | 0.95 |

Tabla B.15 Demanda eléctrica y factor de potencia del alimentador Las Cámaras.

| | Corriente máxima | | | Voltaje máximo | | |
|-------------|------------------|--------|-------|----------------|--------|--------|
| | Ia(A) | Ib (A) | Ic(A) | Va(kV) | Vb(kV) | Vc(kV) |
| Alimentador | 60.72 | 61.72 | 61.32 | 228.70 | 204.79 | 238.78 |

Tabla B.16 Voltajes máximos y corriente máxima de la alimentadora Las Cámaras.

Alimentadora San Marino

La línea primaria 13.8 kV tiene una longitud 1.55 Km, los parámetros que se utilizó para ingresar los parámetros en el programa son los siguientes:

| | Alimentador |
|--------------------|-------------|
| Demanda Max MW | 3.72 |
| Demanda Min MW | 1.20 |
| Factor de potencia | 0.94 |

Tabla B.17 Demanda eléctrica y factor de potencia del alimentador San Marino.

| | Corriente máxima | | | Voltaje máximo | | |
|-------------|------------------|--------|-------|----------------|--------|--------|
| | Ia(A) | Ib (A) | Ic(A) | Va(kV) | Vb(kV) | Vc(kV) |
| Alimentador | 163.94 | 169.47 | 170 | 61.99 | 62.47 | 62.69 |

Tabla B.18 Voltajes máximos y corriente máxima de la alimentadora San Marino.

Factor de carga de los alimentadores

En la siguiente tabla seleccionamos las demandas máximas y mínimas de las alimentadoras de dos meses del correspondiente año 2018, las cuales van a contribuir para el factor de carga:

| | Alimentadora | Agosto | | Diciembre | |
|-----------|--------------------|--------|--------|-----------|--------|
| | | Máxima | Mínima | Máxima | Mínima |
| Kennedy 1 | Plaza del sol | 6455 | 1407 | 6700 | 1427 |
| | José Castillo | 4457 | 1884 | 4637 | 482 |
| | Urdenor | 5797 | 1387 | 5911 | 1369 |
| Kennedy 2 | Las cámaras | 4068 | 1444 | 4889 | 1486 |
| | Centrum | 2635 | 657 | 2725 | 670 |
| | San Marino | 3622 | 658 | 3710 | 118 |
| | World Trade Center | 3245 | 190 | 3587 | 372 |

Tabla B.19 Tabla demanda máxima y mínima.

Para calcular el factor de carga se utiliza la siguiente ecuación

$$factor\ de\ carga = \frac{Demanda\ promedio}{Demanda\ Maxima} \quad (a.1)$$

Con esta ecuación se obtiene la cargabilidad de las alimentadoras que parten de los cubículos de las cabinas con interruptores aislados en SF6.

| | Urdenor | José Castillo | Plaza de Sol | Centrum | San Marino | Las Cámaras | WTC |
|------------------------|---------|---------------|--------------|---------|------------|-------------|------|
| Máximo (kW) | 5911 | 4637 | 6700 | 2725 | 3710 | 4889 | 3587 |
| Mínima (kW) | 1380 | 1184 | 1419 | 668 | 189.5 | 1467 | 290 |
| Promedio (kW) | 3617 | 2865 | 3925.2 | 1675.2 | 1954.6 | 3155.3 | 1845 |
| Factor de carga | 0.65 | 0.61 | 0.59 | 0.64 | 0.54 | 0.66 | 0.56 |

Tabla B.20 Factor de carga de las alimentadoras de la subestación.

Cálculo de impedancia secuencia positiva y negativa de los transformadores aguas arriba.

Para determinar los valores de impedancia de secuencia solicitados en el programa CYME es necesario considerar las impedancias que tiene el circuito en sus terminales primarios de los transformadores 67,000/13,800 delta-estrella aterrizado para eso se definió MVA de falla trifásica en lado primario de la subestación, la corriente disponible de una falla franca a tierra y el factor de potencia se utilizó la siguiente ecuación:

$$Z_1 = \frac{KV_s^2}{MVA_{3\phi}} \left[j \sqrt{1 - Pf_{3\phi}^2} + Pf_{3\phi} \right] \left[\frac{Kv_{3\phi}}{Kv_p} \right] \quad (a.2)$$

Kv_p =Voltaje de fase-fase nominal del transformador

$Kv_{3\phi}$ =Voltaje de fase a fase del sistema primario del transformador

$MVA_{3\phi}$ =Capacidad de falla trifásica disponible en MVA en lado primario de los transformadores LTC.

$Pf_{3\phi}$ =Factor de potencia de la corriente de falla trifásica en lado primario de los transformadores.

| Falla lado primario. | | | Transformador LTC | | Z1 p.u del sistema. | |
|----------------------|-----|--------------|-------------------|-------|---------------------|------------|
| $Kv_{3\phi}$ | X/r | $Fp_{3\phi}$ | Kvs | Kvp | Resistencia | Reactancia |
| 908,29 | 10 | 0,09 | 13,8 | 67 | 0,022 | 0,2199 |

Tabla B.21 Característica del transformador vista de aguas arriba.

Con estos parámetros de los transformadores procedemos a crear los equipos para la S/E Kennedy norte

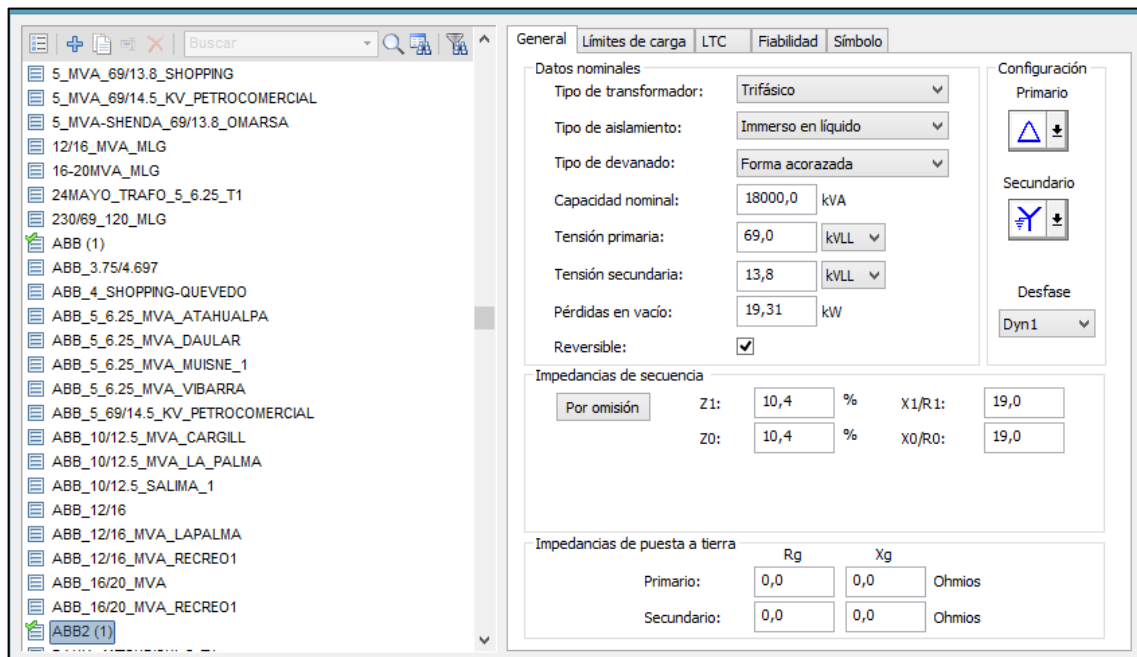


Figura B.5 Ingresando los datos del transformador.

Parámetros de cable aislado a nivel de 69 KV

Se debe de tomar en cuenta los datos técnicos y los dimensionamientos especificados del cable con aislamiento en XLPE que se detallan en la siguiente tabla:

| | | |
|--------------------------------|-----------------|---|
| Voltaje nominal | kV | 49/84 |
| Voltaje máximo del sistema | kV | 84 |
| Nivel de impulso | kV | 380 |
| Conductor | | |
| Tipo | | Redondo, compactado |
| Material | | cobre |
| Sección transversal | mm ² | 240 |
| Pantalla de conductor | | |
| Aislamiento | | |
| Tipo | | Triple sistema XLPE curado, extruido y seco |
| Material | | |
| Espesor | mm | 15.0 |
| Pantalla de aislamiento | | |
| Pantalla Metálica | | |
| Tipo | | cable concéntrico |
| Material | | cobre |
| Sección transversal | mm | 35 |
| Cubierta Externa | | |
| Material | | PVC |
| Espesor | mm | 2.9 |
| Cable Completo | | |
| Diámetro | mm | 59 |
| Peso | kg/mm | 4.9 |

Tabla B.22 Datos técnicos del cable aislado de un solo núcleo XLPE.

Se necesita conocer los dimensionamientos de las capas que conforma dicho cable conductor subterráneo.

Con los datos eléctricos se procede a crear el cable en el programa CYME especificando el tipo, el material del conductor, el tamaño del conductor, material del aislamiento y si en el caso vaya a poseer una pantalla metálica.

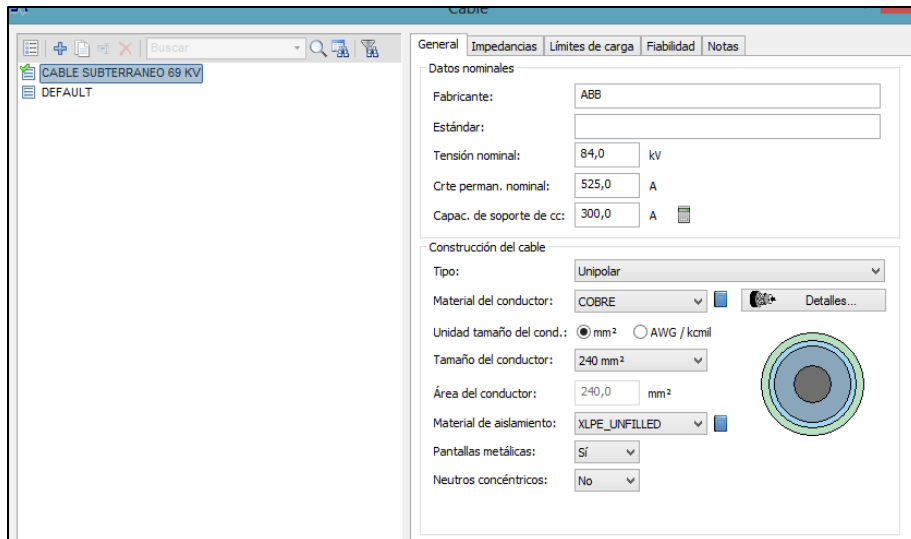


Figura B.6 Datos nominales de cable aislado de un solo núcleo

El siguiente paso con los diámetros y espesores que se detalla en la tabla anterior se procede a dimensionar todas las capas que conforma el cable soterrado.

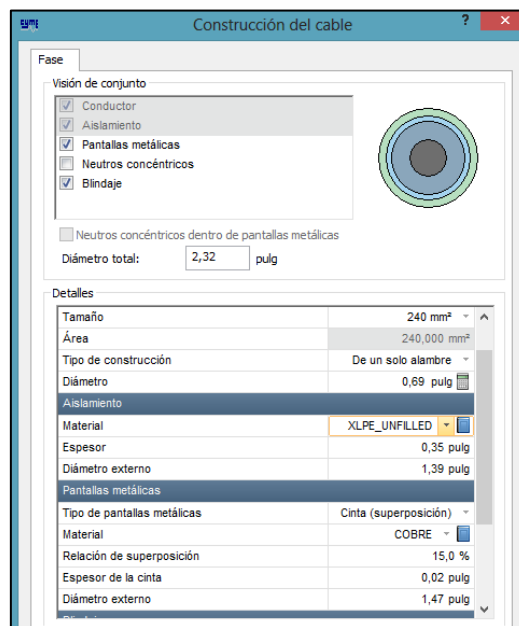


Figura B.7 Construcción de cable.

Flujo de carga en el programa CYME

Esta Sección mostraremos un análisis de cargabilidad en lado de alta de las S/e Kennedy norte desde su alimentación S/E Policentro y a su vez desde la S/E Pascuales de Transelectric 138/69 kV para esto se usará la técnica caída de tensión desequilibrada que nos proporciona el simulador eléctrico. Se utilizará el

voltaje nominal de 138 kV de la S/E Pascuales para el respectivo análisis de las potencias en el cable soterrado.

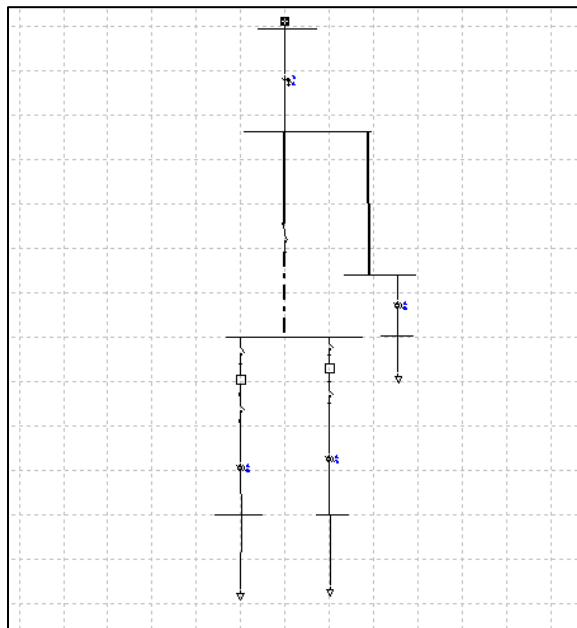


Figura B.8 Flujo de carga en CYME

Se detalla las cargas utilizada en la simulación en la siguiente tabla:

| Nombre | Potencia real | Potencia reactiva | Capacidad | Factor de potencia |
|--------------------------|---------------|-------------------|-----------|--------------------|
| S/E Kennedy 1 13.8 | 6.66 | 2.53 | 7.13 | 0.935 |
| S/E Kennedy 2 13.8 KV | 18.23 | 5.26 | 18.92 | 0.961 |
| S/E Mall del sol | 15.5 | 5.53 | 16.5 | 0.942 |

Tabla B.23 Datos de carga

| Parámetros del estudio | |
|---------------------------------|--|
| Nombre del estudio | flujotesis.sxst |
| Fecha | Fri Feb 08 2019 |
| Tiempo | 04h27m15s |
| Nombre del proyecto | Nuevo |
| Método de cálculo | Caída de tensión - Desequilibrada |
| Precisión | 0,1 % |
| Factores de carga | Global (P=100,00%, Q=100,00%) |
| Factores de motor | Como definido |
| Factores de generador | Como definido |
| Condensadores shunt | On |
| Modelo de carga de sensibilidad | De la biblioteca |

Figura B.9 Flujo de carga en CYME

| Resumen total | kW | kvar | kVA | FP(%) |
|-------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------|
| Fuentes (Potencia de equilibrio) | 40774,37 | 18886,70 | 44936,14 | 90,74 |
| Generadores | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Producción total | 40774,37 | 18886,70 | 44936,14 | 90,74 |
| Carga leída (no regulada) | 40280,01 | 13282,01 | 42413,34 | 94,97 |
| Carga utilizada (regulada) | 40268,37 | 13278,28 | 42401,11 | 94,97 |
| Condensadores shunt (regulados) | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Reactancias shunt(reguladas) | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Motores | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Cargas totales | 40268,37 | 13278,28 | 42401,11 | 94,97 |
| Capacitancia del cable | 0,00 | -30,43 | 30,43 | 0,00 |
| Capacitancia de la línea | 0,00 | -2,97 | 2,97 | 0,00 |
| Capacitancia shunt total | 0,00 | -33,40 | 33,40 | 0,00 |
| Pérdidas en las líneas | 2,72 | 7,96 | 8,41 | 32,32 |
| Pérdidas en los cables | 3,02 | 2,47 | 3,90 | 77,42 |
| Pérdidas de carga del transformador | 264,68 | 5631,39 | 5637,61 | 4,69 |
| Pérdidas en vacío del transformador | 235,58 | 0,00 | 235,58 | 100,00 |
| Pérdidas totales | 506,00 | 5641,82 | 5664,47 | 8,93 |

Figura B.10 Flujo de carga en CYME

En esta tabla se presenta los parámetros para el estudio de flujo de carga y el método aplicado que fue caída de tensión desequilibrada y una potencia base de 100 MVA, se usaron el 100% del voltaje nominal 138 kV de la S/E Pascuales. Los 40266.37 es la carga de CNEL, los 506 kW son las pérdidas de CNEL incluyendo los transformadores y las líneas a 69 kV pertenecientes a Transelectric.

Apéndice C

Se procede al cambio del cable XLPE en la red modelada en el programa CYME, se elige el cable de alta tensión aislado con cubierta exterior de polietileno de alta densidad extruido de color negro con tres franjas rojas, con excelentes propiedades mecánicas y químicas con las siguientes características eléctricas.

| | | |
|--------------------------------|-----------------|---------------------|
| | | |
| Voltaje nominal del cable | kV | 115 |
| Nivel de impulso | kV | 380 |
| Conductor | | |
| Tipo | | Redondo, compactado |
| Material | | cobre |
| Sección transversal | mm ² | 507 |
| Pantalla de conductor | | |
| Aislamiento | | |
| Tipo | | XLPE. |
| Material | | |
| Espesor | mm | 17,09 |
| Pantalla de aislamiento | | |
| Pantalla Metálica | | |
| Tipo | | cable concéntrico |
| Material | | cobre |
| Sección transversal | mm | 40 |
| Cubierta Externa | | |
| Material | | PEAD |
| Espesor | mm | 20,32 |
| Cable Completo | | |
| Diámetro | mm | 89 |
| Peso | kg/mm | 10216 |

Tabla C.1 Parámetros de cable subterráneo 115 kV

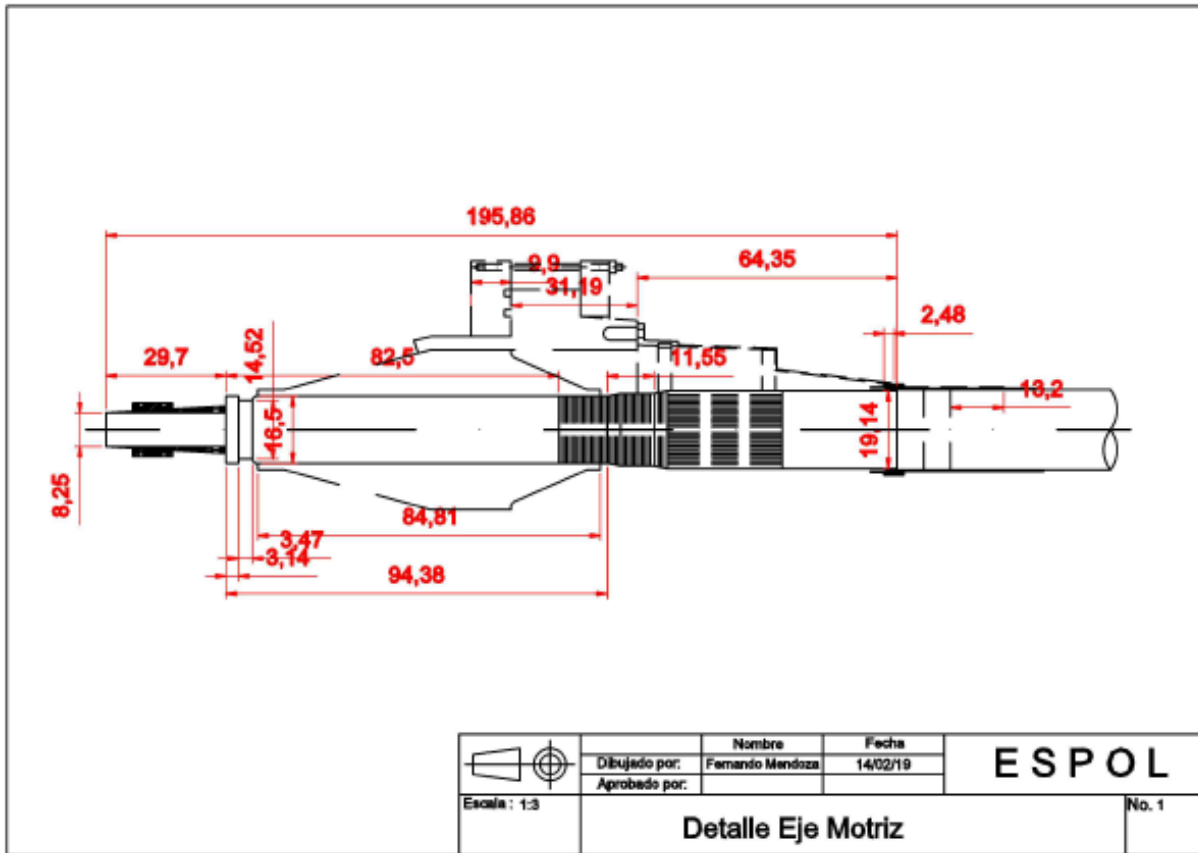


Figura C.1 Terminal interior GIS.

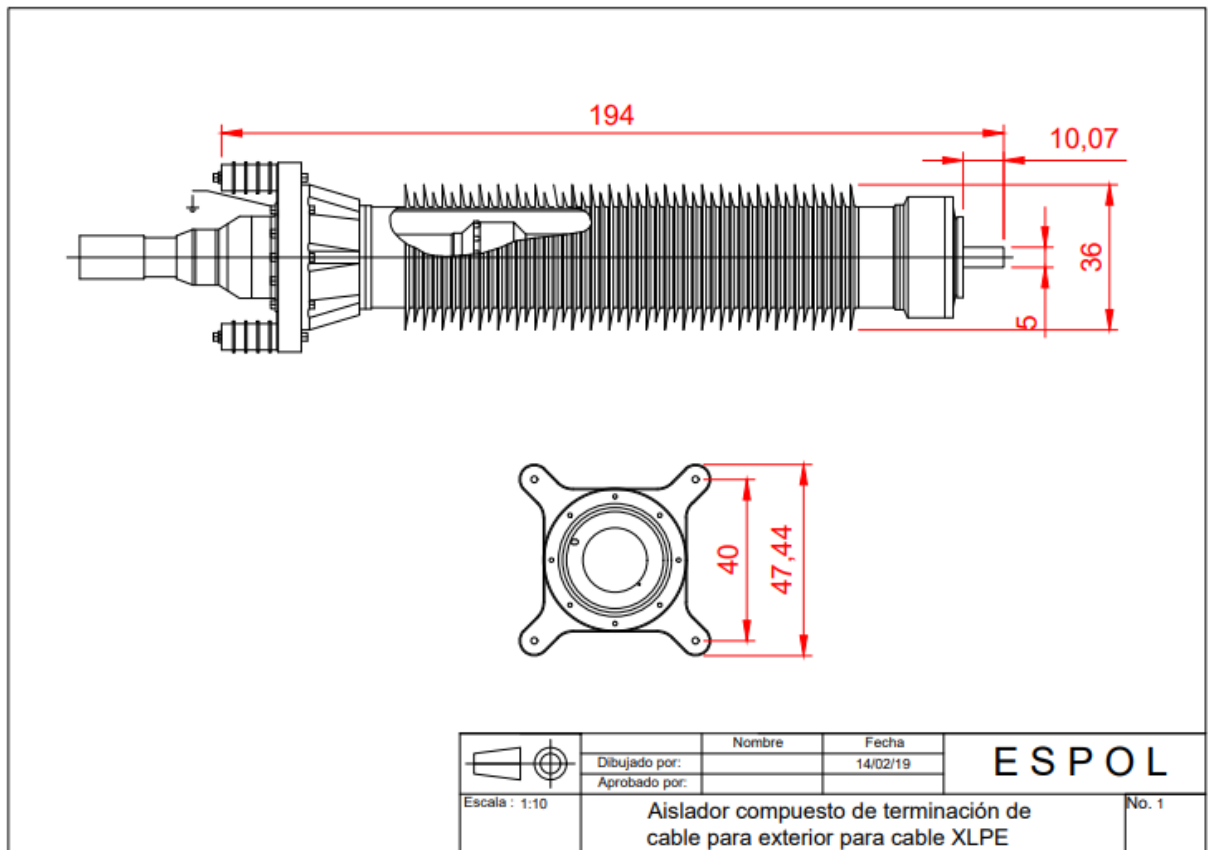


Figura C.2 Terminal para uso exterior composite.

Referencias

Referencias

| | |
|-------------------|-----|
| Referencias | 131 |
|-------------------|-----|

Referencias

- ABB. (1998). *Routine testing of FXKJ 1*240 mm, 49/84 kV Ecuador* (PXT98888). Retrieved from Alemania:
- Cable, G. (2015). Cables para Transmisión y Distribución de Energía. In G. Cable (Ed.). México.
- Chambilla, P. B. (2011). *Medición de las descargas parciales*. (Investigación), Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica UNSA,
- Distribución, E.-O. (2013). PROYECTO TIPO DE LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN SUBTERRÁNEAS (>36 kV). (YE-LSAT.01). <http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/nce/EON/YE-LSAT.01.pdf>
- Distribución, E. (2013). ESPECIFICACIÓN TÉCNICA: TERMINACIONES UNIPOLARES PARA USO INTERIOR Y EXTERIOR PARA CABLES MT CON AISLAMIENTO EXTRUIDO. (E-MT-026). from Gerencia Latam https://www.eneldistribucio.com.br/rj/documentos/E-MT-026_R-01.pdf
- Distribución, E. (2018). ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARTICULARES DE LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE ALTA TENSIÓN >36 kV (Manual). (KRZ001). from ENDESA Distribución Eléctrica http://www.f2i2.net/documentos/lsi/nce/endesa/KRZ001_EP%20Lineas%20Subterranas%20de%20Alta%20Tension_v1.pdf
- Electricidad, C. F. d. (2013). Diseño de líneas de transmisión subterráneas (Manual). (131011). <http://www.ingenierosenergia.com/normativa/mexico/08%20DCDLTS01%20Dise%F1o%20de%20Lineas%20de%20Transmision%20Subterranas.pdf>
- ENDESA, G. (2000). INSTRUCCIONES PARA EL TENDIDO DE CABLE EN LINEAS SUBTERRANEAS DE MT. (DMD00200.DOC). from Dirección general de distribución <http://www.arquihuelva.es/images/documentos/normativa-tecnica/endesa/02-documentos-referencia/02-01-normas-endesa/dmd002.pdf>
- Galarza, M., & Noboa, D. (2008). *Proyecto de instalaciones eléctricas subterráneas de media tensión*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil.
- IMSE. (2016). Ventajas e inconvenientes de las líneas aéreas y subterráneas. Retrieved from <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/07/ventajas-e-inconvenientes-de-las-lineas.html>
- NEXANS. (2011). 60-500 kV High Voltage Underground Power Cables. https://www.nexans.com/Corporate/2013/60-500_kV_High_Voltage_full_BD2.pdf
- Rodríguez, F. (2013). Subestaciones eléctricas encapsuladas GIS. Retrieved from http://www.academia.edu/29648805/Subestaciones_Electricas_Encapsuladas_-_GIS
- Simón Comín, P., Garnacho Vecino, F., Moreno Mohino, J., & González Sanz, A. (2008). *Cálculo y diseño de líneas eléctricas de alta tensión*: Garceta grupo editorial.
- SUDKABEL. (2008). GIS Compact Sealin End type Installation Instruction. In SUDKABEL (Ed.). Alemania.

Thomas&Betts. (2012). Elastimold Underground Cable Accessories. In T. a. B. Corporation (Ed.). Estados Unidos.