



**SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

REPORTE TECNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

**PUESTA EN SERVICIO DEL CIRCUITO SUBTERRANEO TXS-4030 DE LA
SUBESTACION ELECTRICA DE POTENCIA TUXTLA SUR.**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA.

López Hernández Mario Alfonso

Nº. DE CONTROL: 13270933

Correo: mario.lopez9501@gmail.com

Asesor interno: Ing. Jorge Díaz Hernández

Asesor Externo: Ing. Geovanny Maciel Aco Solís

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, a 11 de julio del 2017

Contenido

1.-Introduccion.....	4
1.1.-Antecedentes.....	4
1.2.- Estado del arte:	5
1.3.-Justificacion:.....	6
1.4.- Objetivos:	6
1.5.-Metodologia:.....	7
2.- Fundamento teórico.	8
2.1.- Subestaciones eléctricas.	8
2.1.1.-Clasificación de las subestaciones	8
2.1.2.-Clasificacion de las subestaciones acorde al tipo de instalación.	8
2.1.3.-Características eléctricas.....	9
2.1.4.-Elementos de una subestación	9
2.2.- Puesta en servicio de las subestaciones	9
2.2.1.- Protocolos.	10
2.2.2.- pruebas de puesta en servicio	10
2.2.3.- Prueba a equipo	11
2.3.-características de operación de las subestaciones.	12
2.4.- Redes de distribución.....	13
2.4.1.- Tipos de sistemas de distribución	14
2.4.2.- Distribución.	17
2.5.- Tensiones normalizadas.....	17
2.5.1.- Clasificación de las tensiones normalizadas.	18
2.5.2.- Selección de la tensión eléctrica normalizada.	18
2.6.-transformadores	19
2.6.1 Generalidades	19
2.6.2 Aspectos constructivos.....	19
2.6.3.- Clasificación de los transformadores	23
2.7.- Normas y especificaciones aplicables	26
2.8.- Topología de las redes de tierra.....	27
2.9.-Elementos de redes subterráneas y accesorios.....	29
2.9.1.- Conector tipo codo.	29
2.9.2.- Terminales Autocontraibles	30
2.9.3.-Ductos de PVC y tubos conduit galvanizados.	31

2.9.4.-Cárcamos.....	32
2.9.5 Especificaciones y manejo de conductores, topología de las redes subterráneas.	33
2.9.6.-Transiciones.	35
2.9.7.-Derivaciones, empalmes y accesorios.	36
3.- Desarrollo del proyecto de la línea subterránea.	40
3.1.- Especificación de trabajos realizados por el contratista.....	40
3.2.- Método de Bus infinito (cálculo de cortocircuito.)	43
3.3.- Valores de cortocircuito.....	43
3.4.-Calculo de corriente asimétrica.	49
3.5.- Calculo de apartarrayo para (13.8 kV).	49
3.6.- Calculo de la potencia consumida en el circuito TXS-4030.....	51
3.7.-Calculo de sección por intensidad admisible.	54
4.- Resultados y conclusiones.	57
Referencias bibliográficas.	58
ANEXOS.	59
ANEXO (A):	59
ANEXO (B):.....	61
ANEXO (C)	67
ANEXO (D):	70

1.-Introduccion.

1.1.-Antecedentes

La problemática que surge en las redes de distribución aéreas, es que estas están más expuestas a sufrir algún tipo de falla en la red, las cuales a menudo son ocasionadas por descargas atmosféricas, en este caso se dan por que este tipo de red de distribución está más en contacto con el ambiente.

La planeación, conexión y protección de las instalaciones subterráneas no son cosas sencillas, sin embargo reportan muchos beneficios, como la seguridad y continuidad en caso de huracanes o terremotos, o impedir que los aislantes no se contaminen.

La puesta en servicio del circuito eléctrico subterráneo txs-4030, surge de las fallas constantemente en el sistema y perdidas por la calidad del circuito, este siendo uno de los más críticos, la red aérea que compone este circuito a su paso se encuentra con muchas problemáticas, como arboles muy altos que impiden la continuidad del servicio, constantes descargas atmosféricas y expuesta a dañar a terceras personas.

En México, el incremento en la construcción de redes subterráneas de distribución en los últimos años obedece principalmente a las necesidades impuestas por la densidad de carga, flexibilidad, confiabilidad, estética, así como al desarrollo de nuevas tecnologías, materiales y equipo para la construcción de estos sistemas.

Y como consecuencias de lo ya antes mencionado, es necesario la construcción del circuito eléctrico subterráneo, generando nueva condiciones de desarrollo en materia eléctrica, brindando mejor calidad de energía a los usuarios, teniendo menores cantidades de perdidas, es decir reduciendo costos por motivos de pérdidas en el sistema, y ayudando con el cuidado del medio ambiente.

1.2.- Estado del arte:

Las primeras instalaciones de cables subterráneos se utilizaron alrededor de 1890 para la explotación de minas, textiles y otros usos, pero fueron de escasa cuantía y por sus características, no son de trascendencia. La evolución de las redes subterráneas en México inicio con las que se llevaron a cabo a partir de los últimos 3 o 4 años del siglo XIX y principios del siglo XX para abastecer de energías a usuarios industriales y domésticos en la Ciudad de México.

En el año 2003 la comunidad europea realizo una evaluación de la situación de soterramiento de las líneas aéreas en Europa, con el objetivo de llegar a proponer líneas de acciones comunes entre los estados miembros, el principal objetivo es el aumento de los requerimientos de energía, la incorporación de fuentes alternativas de energía y su localización, y el impacto de estas nuevas redes de transporte y la áreas urbanas.

El soterramiento de redes en el caso de Inglaterra, surge en el marco de establecer responsabilidades ambientales de las empresas eléctricas en los nuevos proyectos que deban desarrollarse para la producción, transporte y distribución de la energía, estas obligaciones se estipularon en 2 cuerpos legales: ley de la electricidad 1989 y la sección 62, capítulo 7 de la ley de la ley de medio ambiente de 1995.

En el año 2002 se realizó un estudio “the scope for undergrounding overhead electricity lines”, cuyo objetivo fue evaluar el impacto del soterramiento de redes y distinguir las políticas que han sido claves en la promoción de estas iniciativas. Se establecen los principales aspectos del soterramiento, a saber, impactos paisajísticos, tecnológicas, costos, procedimientos de autorización políticas, beneficios entre otros.

Estudio realizado en el año 2010 “Electric Transmission Assessment Report” para generar información objetiva sobre las alternativas de alimentaciones del sistema de trasmisión en alta tensión, en la ciudad de Alberta, analizo los mecanismos de transmisión aéreas y subterráneas, la transmisión a través de la corriente alterna y corriente directa (tipos de transmisión), y las nuevas tecnologías de transmisión de energías.

La Norma Oficial Mexicana (NOM) define una línea subterránea como aquella que está constituida por uno o varios cables aislados que forman parte de un circuito eléctrico o de comunicación colocados bajo el nivel del suelo, ya sea directamente enterrado, en ductos o bancos de ductos.

1.3.-Justificacion:

Un sistema eléctrico de potencia tiene como finalidad la producción de energía eléctrica en los centros de generación y transportarlas hasta los centros de consumo. Para ello, es necesario disponer de la capacidad de generación suficiente y entregarla con eficiencia y de una manera segura al consumidor final. El logro de este objetivo requiere la realización de grandes inversiones de capital, de complicados estudios y diseños, del empleo de una amplia variedad de conceptos de ingeniería y tecnología de punta y por último la operación adecuada con mantenimiento riguroso.

Pero el sistema de distribución no ha recibido el mismo tratamiento en el pasado, solo en las últimas décadas, el sector eléctrico ha comprendido que esta parte del sistema de potencia, también merece toda la atención a lo largo del proceso, desde el planteamiento hasta la operación ya que es aquí donde la calidad del servicio se deteriora, donde se presenta el mayor nivel de pérdidas técnicas y donde el sistema se hace vulnerable y queda expuesto a robos, fraudes y otras pérdidas no técnicas.

Siguiendo los estudios realizados por CFE, el circuito eléctrico subterráneo txs-4030, está constantemente en las estadísticas de la red con mayor cantidad de fallas transitorias u otros tipos de fallas, el circuito txs-4030 abarca desde la subestación Tuxtla sur, llegando hasta Berriozábal, es un circuito de gran magnitud para la zona ya que también es parte de del área foránea, con el sistema subterráneo se pretende hacer la división de carga y así disminuir las fallas generadas por la zona foránea.

1.4.- Objetivos:

Dividir la carga de Berriozábal y la disminución de la frecuencia de falla en el circuito urbano, con la finalidad de tener mayor seguridad y mejor calidad de energía entregada a los usuarios, de este mismo y modo reducir costo por pérdida de energía.

1.4.1.- Objetivos específicos.

Disminuir fallas en la red y brindar mayor seguridad ante desastres naturales al realizar la conversión de aéreo a subterráneo al circuito eléctrico, perteneciente de la subestación Tuxtla sur.

1.5.-Metodología:



Figura: 1.1.- Diagrama de flujo del proceso para la aceptación del proyecto por CFE.

2.- Fundamento teórico.

2.1.- Subestaciones eléctricas.

Es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica. Para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Se define como subestación eléctrica al conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, los cuales tienen un solo objetivo modificar el potencial eléctrico en sus parámetros de (voltaje y corriente) y a su vez proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema.

2.1.1.-Clasificación de las subestaciones

- Subestación de planta generadora o centrales eléctricas. Son para modificar la potencia suministrada por los generadores, los cuales pueden suministrar la potencia entre los 5 a 25 KV, y enviarlas a las tensiones 69, 85, 115, 230, y 400 KV, para poder tensionar en alta tensión.
- Subestación receptora primaria. Estas subestaciones están alimentadas directamente de las líneas de transmisión y reducen la tensión para que se alimenten los sistemas de subtransmisión o redes de distribución, los valores de tensión se encuentran en el orden de 115, 69 y también se pueden encontrar en el orden de 34.5, 13.2, 6.9 o 4.16 KV.
- Subestación receptoras secundarias. En general están alimentadas por redes de subtransmisión y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones entre 34.5 KV y 6.9 KV.

2.1.2.-Clasificación de las subestaciones acorde al tipo de instalación.

- Subestación tipo intemperie.
Son aquellas cuyos elementos, componentes están diseñados para operar al aire libre y por ende soportar los embates del clima; Lluvia, viento, granizo, contaminación atmosférica. En estas subestaciones los aislamientos están diseñados para que operen con alto grado de humedad y bajo lluvia, por lo cual los aisladores tienen grandes faldones que sirven para alargar la distancia dieléctrica y para mantener la rigidez dieléctrica necesaria en condiciones de lluvia y contaminación.
- Subestaciones tipo interior.
Son instaladas en el interior de edificios no se encuentran sujetas a las condiciones de la intemperie.
- Subestación tipo blindado.
En este tipo de subestaciones los aparatos y las máquinas se encuentran completamente blindado y el espacio que ocupan, a igual de potencia y tensión, es muy reducido en comparación con los otros tipos de subestaciones.

2.1.3.-Características eléctricas.

En un proyecto de subestaciones los parámetros a considerar son 4, los cuales nos ayudaran a la selección de las características constructivas, equipos y aparatos que se utilizan en la subestación.

Los parámetros son los siguientes:

1. La tensión a la que trabajara la instalación
2. El nivel de aislamiento admisible para los aparatos a instalar
3. Corriente máxima que se provee en el servicio continuo (máxima potencia)
4. Corriente de cortocircuito

2.1.4.-Elementos de una subestación

Los elementos que constituyen una subestación se puede clasificar en elementos primarios y elementos secundarios.

Elementos primarios

- ✓ Transformador
- ✓ Interruptor de potencia
- ✓ Restaurador
- ✓ Cuchillas fusibles
- ✓ Cuchillas des conectadoras
- ✓ Apartarrayo
- ✓ Tablero dúplex de control
- ✓ Condensador
- ✓ Transformador de usos propios

Elementos secundarios

- ✓ Cables de potencia
- ✓ Cables de control
- ✓ Alumbrado
- ✓ Estructura
- ✓ Herraje
- ✓ Equipo contra incendio
- ✓ Equipo de filtración de aceite
- ✓ Sistema de tierras
- ✓ Carrier
- ✓ Intercomunicación
- ✓ Trincheras, ductos, conducto, drenaje

2.2.- Puesta en servicio de las subestaciones

La puesta en servicio u operación de una subestación eléctrica es la actividad que sigue al montaje e incluye las verificaciones finales, las pruebas del subsistema, prueba de sistemas y prueba de carga, la organización de puesta en servicio incluye.

- ✓ La puesta en servicio
- ✓ La ingeniería del cuarto de control
- ✓ Los ingenieros de prueba para el área externa de la subestación (para subestaciones grandes)
- ✓ Ingenieros de prueba para los auxiliares
- ✓ Supervisores, mecánicos-eléctricos, para reparaciones rápidas
- ✓ Ingenieros de campo para documentación de calidad

2.2.1.- Protocolos.

Los registros de prueba de cada equipo se deben verificar y se deben firmar, si los resultados de la prueba muestran valores anormales o no están completos se identifican las acciones correctivas antes de continuar los trabajos que sigue a los aparatos.

Después de completar todas las pruebas de los equipos se llevan a cabo las pruebas de los subsistemas. Estas incluyen un grupo de equipos, por ejemplo: las cuchillas con el interruptor, cuchillas de puesta a tierra, transformadores de corriente, sistemas de protección. Las pruebas finales del sistema se llevan a cabo al programa en secuencia indicada.

La puesta en servicio se lleva a cabo desde el cuarto de control en conexión con todos los ingenieros de subsistemas, la secuencia de las operaciones de las cuchillas de puesta a tierra, las cuchillas desconectoras y los interruptores se encuentran en la lista antes de iniciar las operaciones de energización. Después de cada operación desde el cuarto de control se observa la marca indicada sobre el tablero mímico, en los cuartos de control modernos se tienen monitores de computo en donde se observa esta secuencia con códigos de colores indicativos de forma secuencial.

2.2.2.- pruebas de puesta en servicio

Estas pruebas se dividen en las siguientes categorías:

1. Verificación y pruebas de equipo funcional.
2. Verificación y pruebas de subsistemas.
3. Pruebas al sistema de bajo voltaje, con voltaje aplicado
4. Pruebas de puesta en servicio antes y después de la energización del sistema de alta tensión.
5. Pruebas de comportamiento.

2.2.3.- Prueba a equipo

Las pruebas al equipo por individual se llevan a cabo de acuerdo con el plan de pruebas en el sitio que esta con todo el equipo asociado, auxiliares, subsistemas, etc. Las pruebas en sitio son menos severas pero más elaboradas que las pruebas de fábrica. El propósito de las pruebas en sitio son para confirmar el ensamble apropiado en sitio, que no exista daños durante el transporte, así como el funcionamiento apropiado que todas las conexiones del equipo principal y los auxiliares se hayan realizado correctamente y el sistema opere en forma confiable.

Las pruebas correspondientes a cada equipo se enuncian a continuación:

- ✓ Medición de resistencia de aislamiento.
- ✓ Medición de resistencia.
- ✓ Pruebas de secuencia de fase.
- ✓ Prueba de polaridad.
- ✓ Pruebas de relación de transformación.
- ✓ Pruebas de tiempo de operación.
- ✓ Pruebas de continuidad.
- ✓ Pruebas de resistencia de aislamiento del equipo auxiliar.
- ✓ Pruebas de operación mecánica.
- ✓ Pruebas de operación secuencial.
- ✓ Pruebas de voltaje aplicado.
- ✓ Pruebas de inyección primaria.
- ✓ Pruebas de inyección secundaria.
- ✓ Pruebas de operación funcional.
- ✓ Pruebas de características funcionales.

El fabricante del equipo individual recomienda realizar las pruebas en sitio, los valores de las pruebas, los formatos de registro y procedimientos de pruebas. Los resultados de las pruebas en sitio se comparan con los resultados de fábrica para confirmar que el equipo ha sido ensamblado correctamente y tiene el funcionamiento apropiado en el sitio. Otras pruebas que a continuación se mencionan son las referidas a los subsistemas que comprenden varios equipos, conexiones mecánicas y eléctricas asociadas, controles, bloques etc.

Las pruebas del subsistema se llevan a cabo de acuerdo a un programa e incluye lo siguiente:

- ✓ Pruebas a los circuitos principales.
- ✓ Pruebas en los circuitos auxiliares.
- ✓ Pruebas a los circuitos de control y protección.
- ✓ Pruebas desde puntos locales.
- ✓ Pruebas desde el cuarto de control.

- ✓ Pruebas de inyección de corriente.
- ✓ Pruebas de voltaje aplicado.
- ✓ Pruebas de resistencia de aislamiento.
- ✓ Pruebas de sobre posición de zona de protección.
- ✓ Pruebas de iniciación de protección desde el cuarto de control.

Prueba de inyección secundaria:

Estas pruebas consisten en la inyección de corriente a través de los circuitos secundarios, verificando la operación de los relevadores. Para estas pruebas se requiere de equipo especial de prueba.

Prueba de inyección primaria:

Estas pruebas se llevan a cabo inyectando corriente a través de los circuitos primarios de los TC'S, para esto se requiere también un equipo oficial.

Prueba de disparo – cierre en los interruptores.

Estas pruebas se llevan a cabo desde:

- ✓ La secuencia de fase.
- ✓ La polaridad.
- ✓ La relación de transformación.

Prueba de faseo.

Antes de conectar transformadores en paralelo se debe verificar lo siguiente:

- ✓ La secuencia de fase
- ✓ La polaridad
- ✓ La relación de transformación

2.3.-características de operación de las subestaciones.

Las características de operación de las subestaciones eléctricas, son las siguientes:

Flexibilidad:

La flexibilidad es la propiedad de la instalación para adaptarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios del sistema o por fallas (contingencia en el sistema).

Confiabilidad:

La confiabilidad se define como la propiedad de que una subestación pueda mantener el suministro de energía, bajo la condición que al menos un componente de la subestación pueda repararse durante operación.

Seguridad:

La seguridad es la propiedad de una instalación que opera adecuadamente bajo condiciones normales y anormales de manera que se evite el daño en los equipos o riesgos para la persona.

Modularidad:

Es la facultad que tiene una subestación para cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requieran. Estas características pueden conjugarse en el momento de decidir la configuración de una subestación, dependiendo de la ubicación de esta, dentro del sistema eléctrico de potencia, de acuerdo con su función o propósito capacidad. Si la subestación es de una capacidad e importancia tales que su salida del sistema de potencia produzca suspensiones y problemas de racionamiento en todo este, entonces la subestación requiere de un alto grado de seguridad. Si la subestación tiene un gran número de circuitos y ellos pertenecen a diferentes sistemas, dicha subestación requiere de un alto grado de flexibilidad. Si la subestación tiene como objetivo primordial el suministro de energía la necesidad principal de esta subestación es la confiabilidad.

2.4.- Redes de distribución

El problema de la distribución es diseñar, construir, operar y mantener el sistema de distribución que proporcionará el adecuado servicio eléctrico al área de carga a considerarse, tomando en cuenta la mejor eficiencia en operación. Desafortunadamente, no cualquier tipo de sistema de distribución puede ser empleado económicamente hablando en todas las áreas por la diferencia en densidad de carga, por ejemplo: no aplica el mismo sistema para una zona industrial que una zona rural debido a la cantidad de carga consumida en cada uno de ellos; también, se consideran otros factores, como son: la planta de distribución existente, la topografía, etcétera.

Para diferentes áreas de carga, el sistema de distribución más efectivo podría tomar diferentes formas. El sistema de distribución debe proveer servicio con un mínimo de variaciones de tensión y el mínimo de interrupciones, debe ser flexible para permitir expansiones en pequeños incrementos así como para reconocer cambios en las condiciones de carga con un mínimo de modificaciones y gastos.

2.4.1.- Tipos de sistemas de distribución.

Existen tres tipos de sistemas básicos de distribución, los cuales son:

- Sistema radial
- Sistema anillo
- Sistema en malla o mallado

Estos tipos de sistemas, son los más comúnmente utilizados, Al utilizar un sistema de distribución este estará expuesto inevitablemente a un buen número de variables tanto técnicas como locales y ante todo una variable económica por lo que los sistemas de distribución no tienen una uniformidad, es decir, que un sistema eléctrico será una combinación de sistemas.

Sistema radial:

Es aquel que cuenta con una trayectoria entre la fuente y la carga, proporcionando el servicio de energía eléctrica. Un sistema radial es aquel que tiene un simple camino sin regreso sobre el cual pasa la corriente, parte desde una subestación y se distribuye.

La necesidad de líneas subterráneas en un área en particular es dictaminada por las condiciones locales. La elección del tipo de sistema depende sobre todo de la clase de servicio que se ofrecerá a los consumidores en relación al costo.

Los sistemas de distribución radiales subterráneos se usan en zonas urbanas de densidad de carga media y alta donde circulen líneas eléctricas con un importante número de circuitos dando así una mayor confiabilidad que si se cablearan de manera abierta.

Los sistemas de distribución subterráneos están menos expuestos a fallas que los aéreos, pero cuando se produce una falla es más difícil localizarla y su reparación lleva más tiempo. Por esta razón, para evitar interrupciones prolongadas y proporcionar flexibilidad a la operación, en el caso de los sistemas radiales subterráneos se colocan seccionadores para permitir pasar la carga de un alimentador primario a otro. También se instalan seccionadores para poder conectar los circuitos secundarios, para que en caso de falla o de desconexión de un transformador, se puedan conectar sus circuitos secundarios a un transformador contiguo.

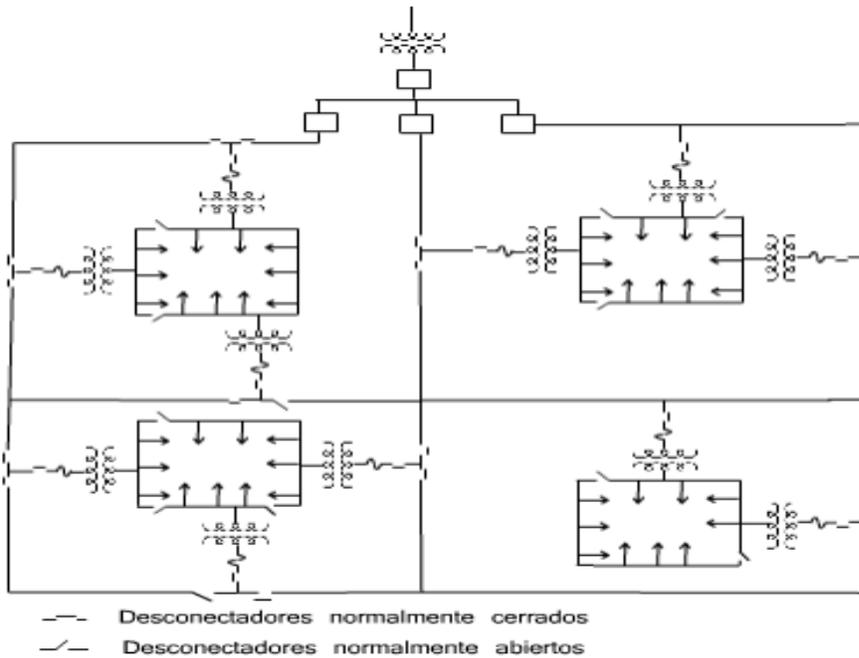


Figura 2.1.- Diagrama unifilar de un sistema de distribución radial subterráneo.

Sistema anillo:

Es aquel que cuenta con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica.

Este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un “ciclo” completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde partió. Lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla. Este sistema es más utilizado para abastecer grandes masas de carga, desde pequeñas plantas industriales, medianas o grandes construcciones comerciales donde es de gran importancia la continuidad en el servicio.



Figura 2.2.- Sistema anillo.

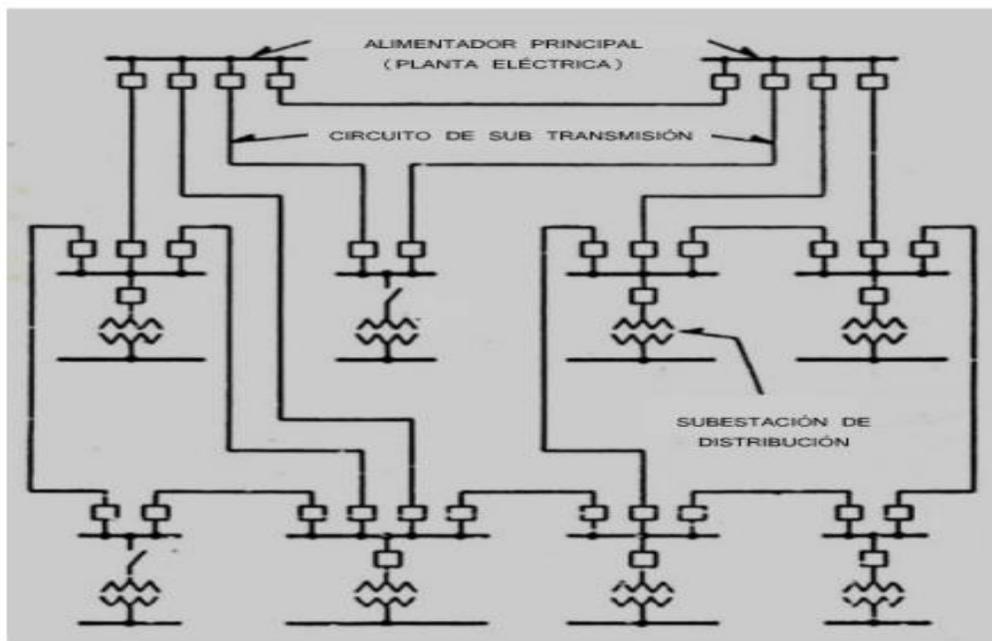
Cualquier variante del sistema en anillo, normalmente provee de dos caminos de alimentación a los transformadores de distribución o subestaciones secundarias. En general, la continuidad del servicio y la regulación de tensión que ofrece este sistema son mejor que la que nos da el sistema radial. La variación en la calidad del servicio que ofrecen ambos sistemas, depende de las formas particulares en que se comparen.

Regularmente, el sistema anillo tiene un costo inicial mayor y puede tener más problemas de crecimiento que el sistema radial, particularmente en las formas utilizadas para abastecer grandes cargas. Esto es principalmente porque dos circuitos deben ponerse en marcha por cada nueva subestación secundaria, para conectarla dentro del anillo. El añadir nuevas subestaciones en el alimentador del anillo obliga a instalar equipos que se puedan anidar en el mismo.

Sistema red o malla:

Una forma de subtransmisión en red o en malla provee una mayor confiabilidad en el servicio que las formas de distribución radial o en anillo ya que se le da alimentación al sistema desde dos plantas y le permite a la potencia alimentar de cualquier planta de poder a cualquier subestación de distribución.

Este sistema es utilizado donde la energía eléctrica tiene que estar presente sin interrupciones, debido a que una falta de continuidad en un periodo de tiempo prolongado tendría grandes consecuencias.



Sistema red o malla

Figura 2.3.- Sistema red o malla.

2.4.2.- Distribución.

Las redes de distribución de energía se encuentran en áreas urbanas y rurales, pueden ser aéreas o subterráneas (estéticamente mejores pero más costosas). La red de distribución está formada por la red en MT (suelen estar comprendidas entre 34.5 a 13.8 Kv) y en BT (220/127 voltios).

Consumo:

En los centros de consumo de la energía eléctrica, este se puede realizar en baja o en alta tensión. Hasta llegar al usuario final (consumidores).

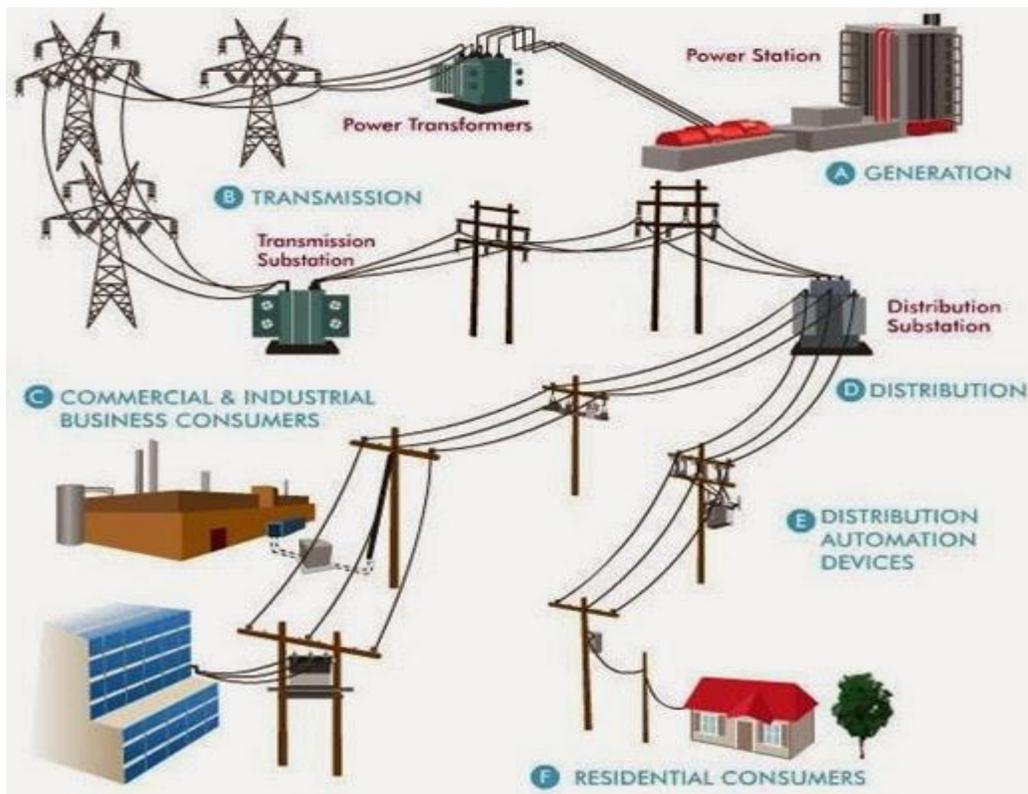


Figura 2.4.- Proceso de generación, transmisión y distribución de la energía.

2.5.- Tensiones normalizadas.

La norma mexicana NMX-J-98 establece los valores de tensiones eléctricas de servicio, nominales de sistema y nominales de utilización, en sistemas eléctricos de potencia así como las tolerancias de operación para dichos valores, con objeto de:

- a) Establecer tensiones eléctricas nominales normalizadas y sus tolerancias para la operación de sistemas eléctricos.
- b) Establecer una clasificación de tensiones eléctricas normalizadas para equipos y sus tolerancias.
- c) Establecer una nomenclatura u uniforme, en cuanto a la terminología utilización para las tensiones eléctricas.
- d) Lograr un mejor conocimiento de las tensiones eléctricas asociadas sistemas eléctricos, a fin de lograr una operación y diseños económicos.
- e) Coordinar las tensiones eléctricas de sistema con las de servicio y utilización, así como sus tolerancias.
- f) Establecer las bases para el desarrollo y diseño de equipos, a fin de lograr una mejor armonización conforme a las necesidades de los usuarios.
- g) Proveer una guía, para la selección de tensiones eléctricas de nuevos sistemas eléctricos y para cambios de los existentes.

2.5.1.- Clasificación de las tensiones normalizadas.

Por niveles de tensiones eléctricas de sistema, las tensiones eléctricas normalizadas se clasifican en:

- Baja tensión, desde 100 V hasta 1000 V.
- Media tensión, mayor de 1000 V hasta 34,5 kV.
- Alta tensión, mayor de 34,5 kV hasta 230 Kv.
- Extra alta tensión, mayor 230 kV hasta 400 kV.

2.5.2.- Selección de la tensión eléctrica normalizada.

Cuando un sistema nuevo es construido o cuando un nivel nuevo de tensión eléctrica se integra a una existente debe seleccionarse uno o más de los sistemas preferentes de tensión eléctrica nominal, la selección lógica y económica depende de varios factores, tales como el tipo y el tamaño del sistema.

Para cualquier tensión eléctrica nominal de sistema, las tensiones eléctricas reales existen en varios puntos y tiempos de cualquier sistema eléctrico, se recomienda a que estén comprendidas dentro de las tolerancias dadas.

El diseño y operación de sistema eléctrico y el diseño de equipos alimentados por tales sistemas deben coordinarse con respecto a estas tensiones eléctricas de tal forma que los equipos funcionen satisfactoriamente en la banda de tensiones de utilización que se encuentran en el sistema.

2.6.-transformadores

2.6.1 Generalidades

De una manera generalizada los transformadores se definen como maquinas estáticas, denominados así ya que no tienen partes móviles, el cual transfiere la energía eléctrica de un circuito a otro, por el principio de inducción electromagnética.

Ya mencionado anteriormente un transformador es una maquina estática, el cual tiene 2 devanados el inductor y un inducido, en el devanado de inducido se conecta la fuente de c.a el cual es llamado primario a una cierta frecuencia f_1 , el devanado inducido tendrá una frecuencia $f_2=f_1$, entregando energía a un circuito exterior por medio de conexiones fijas, el enrollamiento inducido se le conoce como secundario.

Estos devanados se colocan en un núcleo cerrado común, el cual está construido de un apilamiento de chapas magnéticas de acero de silicio, haciéndolo de este modo para aumentar la inducción magnética y también mejorar el acoplamiento de los devanados.

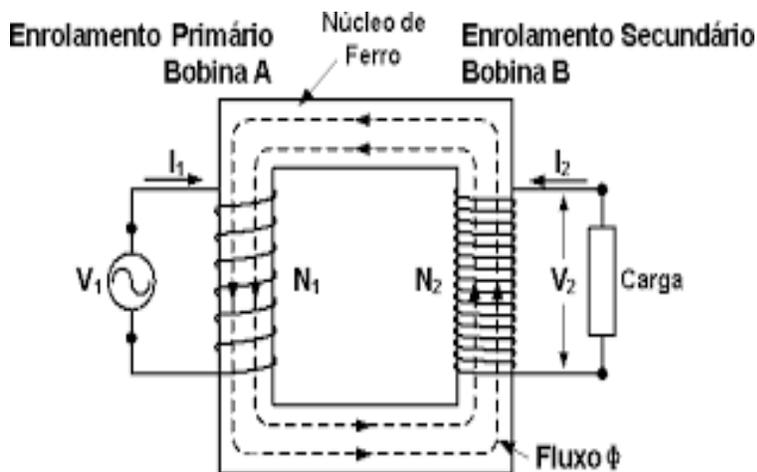


Figura: 2.5.-Transformador

2.6.2 Aspectos constructivos

Partes principales de un transformador: a) Núcleo, b) Devanados, c) sistemas de refrigeración y aislamiento, d) tanque, e) Accesorios. Aspectos constructivos mostrados en la **figura 2.6**

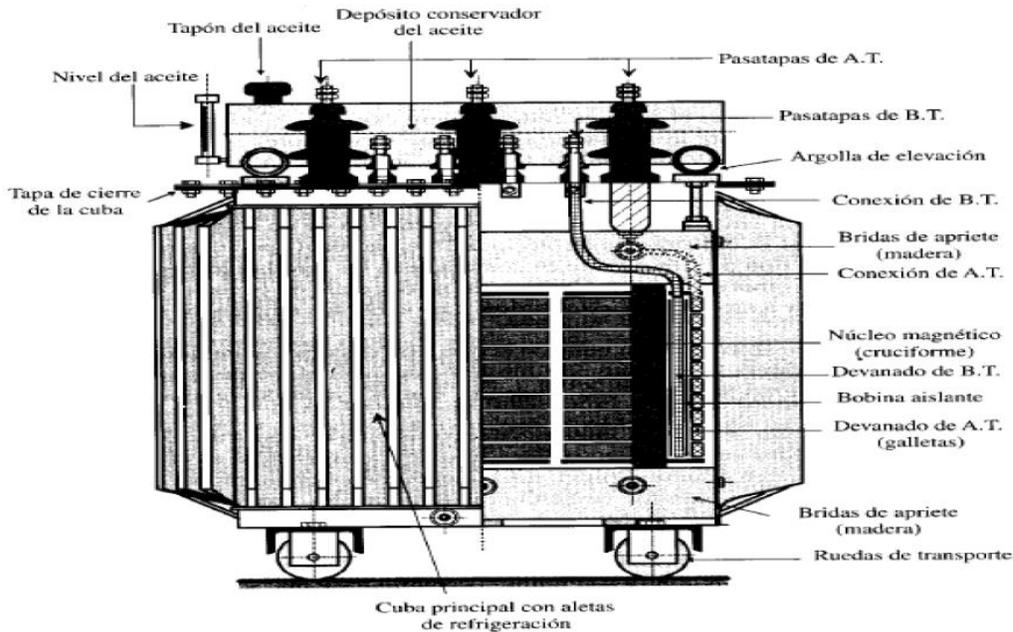


Figura 2.6.- Aspecto constructivo de un transformador.

a) Núcleo (circuito magnético)

Es el sistema que forma su circuito magnético, su función conducir el flujo magnético generado, donde se concatenara magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador, fabricados con chapas de acero de silicio, moderadamente fabricadas en frio (grado orientado). Las láminas están aisladas de ambos lados, mediante aislante inorgánico llamado “carlite”, este aislante se aplica en el proceso de planchado y recocido, el cual es una capa aislante muy delgada (0.01 mm), reduciendo perdidas en el entre hierro.

En los transformadores monofásicos se pueden encontrar dos tipos de núcleos acorazados y de Columna.

- Núcleo tipo acorazado. Los devanados primarios y secundarios se colocan en el centro del núcleo, como se muestra en la **figura 2.7.a.**
- Núcleo tipo columna. Los devanados son colocados en cada una de las columnas del núcleo, como se muestra en la **figura 2.7.b.**

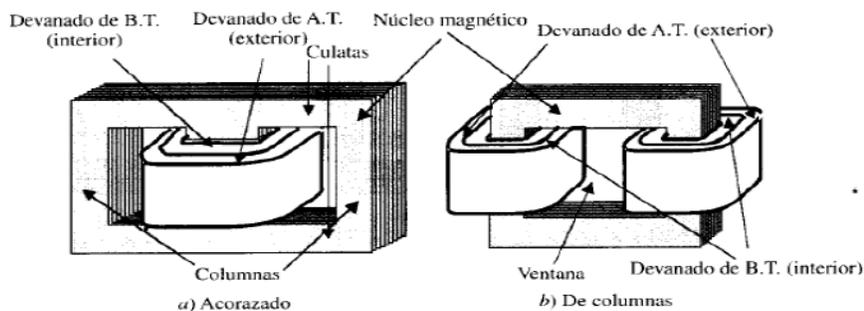


Figura 2.7.- Circuitos magnéticos de transformadores monofásicos.

En los transformadores trifásicos, el núcleo consta de tres columnas idénticas, como se observa en la **figura 2.8**.

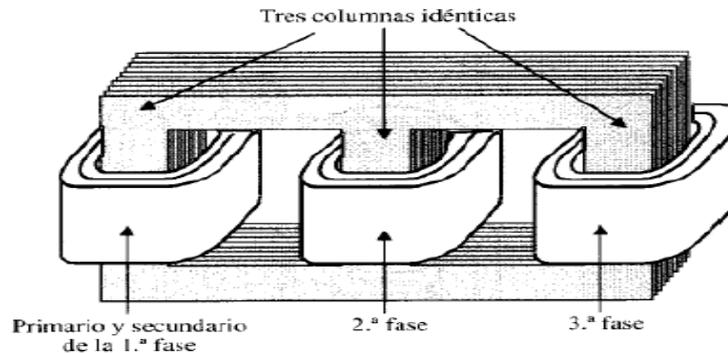


Figura 2.8.- Circuito magnético y devanados de un transformador trifásico.

b) Devanados

Conforman el circuito eléctrico del transformador, el devanado primario crea un flujo magnético para inducir en el secundario una fuerza electromotriz y de esta manera transmitir potencia eléctrica del devanado primario al secundario, gracias al principio de inducción electromagnética.

Los materiales con los que se fabrican los devanados son diversos, dependiendo de las necesidades del diseño, los materiales que se utilizan son el cobre y el aluminio. Se deben considerar las características del cobre y del aluminio al momento de diseñar un devanado, la tabla 2.1, presenta los datos específicos de ciertas propiedades de estos dos materiales ya mencionados.

Propiedad	Cobre(Cu-ETP)	Aluminio(1350)	Unidades
Conductividad eléctrica (templada)	101	61	%IACS
Resistencia eléctrica (templada)	1.72	2.83	mOhm-cm
Conductividad termal 20°C	397	230	W/mK
Coefficiente de expansión	17×10^{-6}	23×10^{-6}	cm/°C
Fuerza tensora (Templada)	200-250	50-60	N/mm ²
Fuerza tensora (medianamente dura)	260-300	85-100	N/mm ²
0.2% prueba de fuerza (Templada)	50-55	20-30	N/mm ²
0.2% prueba de fuerza (medianamente dura)	170-200	60-65	N/mm ²
Módulo elástico	116-130	70	N/mm ²
Fuerza de fatiga (Templada)	62	35	N/mm ²
Fuerza de fatiga (medianamente dura)	117	50	N/mm ²
Calor específico	385	900	J/kgK
Densidad	8.91	2.70	g/cm ³
Punto de derretimiento	1083	660	°C

Tabla 2.1.- comparación de las propiedades del aluminio y el cobre.

c) Sistema de refrigeración y aislamiento

○ Sistema de refrigeración

En los transformadores existen pérdidas que se transforman en calor, perjudica la vida útil de los aislamientos, por esta razón es necesario dotar al transformador de un sistema de enfriamiento. Los transformadores de pequeña potencia, con la superficie externa que cuenta, es suficiente para disipar el calor, dando paso a los llamados transformadores en seco.

Para potencias elevadas como medio de refrigeración se utiliza el aceite, dando paso a los transformadores sumergidos en aceite, donde el aislante tiene 2 funciones como refrigerante y aislante. También se hace el uso de aceites sintéticos como piranol, pitaleno. Como más moderno se utilizan aceites de silicona. A medida del aumento de la potencia, se añaden radiadores externos, para potencias aún más elevadas se inyecta aire hacia los radiadores mediante ventiladores, en los transformadores, en los transformadores del orden de MVA se utilizan intercambiadores de calor aceite-agua. El tipo de refrigeración están designadas por las **Normas CEI (Comisión Eléctrica Internacional)**.

○ Aislamiento

Son muchos materiales aislantes que puede contener un transformador, el cual también depende del tipo de transformador. Los materiales que pueden incluir se enlistan a continuación:

- ✓ Cartón prensado (pressboard)
- ✓ Papel kraft normal o tratado (insuldur)
- ✓ Papel manila y corrugado
- ✓ Cartón prensado de alta densidad
- ✓ Collares de cartón prensado y aislamientos finales
- ✓ Partes de cartón prensado laminado
- ✓ Esmalte y barnices
- ✓ Recubrimientos orgánicos e inorgánicos para la laminación del núcleo
- ✓ Porcelana (boquilla)
- ✓ Recubrimiento de polvo epóxido
- ✓ Madera de malpe
- ✓ Fibra vulcanizada
- ✓ Algodón
- ✓ Plástico, cementos, telas y cintas adhesivas, cinta de fibra de vidrio
- ✓ Fluido líquido dieléctrico

La función de los aislamientos es aislar los devanados entre ellos y a tierra, como también las partes cercanas al núcleo y las partes de acero que forman la estructura.

d) Tanque

En tanque para un transformador tiene que ser hermético, ya que se debe preservar el aceite, porque el aceite tiene la función de dieléctrico y en su caso de refrigerante del conjunto núcleo-bobina.

e) Accesorios

Los accesorios más importantes para los transformadores de distribución, son:

- ✓ Boquilla de porcelana de A.T Y B.T
- ✓ Cambiador de derivaciones (o taps)
- ✓ Terminales de cobre para A.T y B.T
- ✓ Válvulas de muestro de aceite
- ✓

Para los transformadores de potencia se tiene que incluir los siguientes:

- ✓ Termómetros con contacto y sin contacto de alarma
- ✓ Niveles de aceite con contacto y sin contacto de alarma
- ✓ Relé
- ✓ Ventilador

2.6.3.- Clasificación de los transformadores

Los transformadores se pueden clasificar según la base de operación, la construcción o la utilización:

a) Por operación:

- Transformadores de distribución, tienen capacidades desde 5 hasta 500 KVA (monofásico y/o trifásico)
- Transformadores de potencia, tienen capacidades mayores de 500 KVA

b) Por el número de fases

- Monofásico. Pueden ser transformadores de potencia o distribución, los cuales son conectados a una fase y un neutro o tierra, tienen un devanado en alta tensión y un devanado en baja tensión se denota con 1Ø, en la **figura 2.9** se muestra el esquema eléctrico de este tipo de transformador.

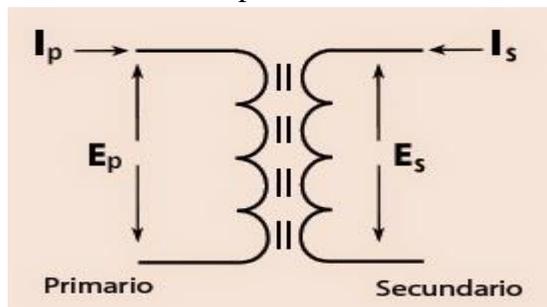


Figura 2.9.- esquema eléctrico de un transformador monofásico.

- Trifásico. Pueden ser transformadores de potencia o distribución, los cuales son conectados a tres fases, pueden estar o no conectados a un neutro común o tierra. tienen tres devanados en alta tensión y tres devanados en baja las tensiones se denotan en $3\emptyset$. **Figura 2.10** se muestra el esquema eléctrico de este tipo de transformador.

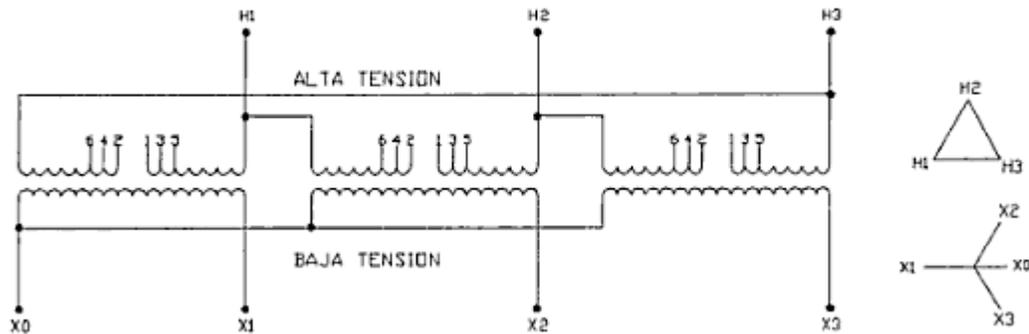


Figura 2.10.- Esquema eléctrico del transformador trifásico.

c) Por su utilización.

- Transformadores de subestación, permiten la reducción de subtransmisión a tensiones aplicables en zonas de consumo.
- Transformadores especiales, transformadores de potencia, que pueden ser, reguladores de tensión, transformadores para rectificador, transformadores para horno de arco eléctrico, transformadores defasadores, autotransformadores para mina, transformadores para prueba, transformadores para fuentes de corriente directa.
- Transformadores de instrumentos, son utilizados en la medición, en la protección y el control, siendo estos de dos tipos de potencial y corriente.

d) Por la construcción o forma del núcleo.

- Núcleo acorazado, conocido también como “Shell”, el núcleo se encuentra cubriendo los devanados de baja y alta tensión.
- Núcleo no acorazado, conocido también como columna o “core”, las bobinas abarcan una parte considerable del circuito magnético.

e) En función de las condiciones del servicio.

- Parea su uso exterior
- Para uso a la intemperie

f) En función de los lugares de instalación.

- Tipo poste
- Tipo subestación
- Tipo pedestal
- Tipo de bóveda o sumergible

g) De acuerdo al tipo de enfriamiento. Existen de dos tipos sumergidos en aceite y los tipos secos.

- Sumergidos en aceite, se tiene:
 - Tipo OA
 - Tipo OA/FA
 - Tipo OA/FA/FOA
 - Tipo FOA
 - Tipo OW
 - Tipo FOW
- Tipo seco se tiene:
 - Tipo AA

1. Tipo OA

Transformadores tipo seco con enfriamiento propio, estos transformadores no contienen aceite ni otros líquidos para enfriamiento, el aire es también el medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas, por lo general se fabrican con capacidades inferiores a 2,000 kVA y voltajes menores de 15 kV.

2. Tipo AFA

Transformadores tipo seco con enfriamiento por aire forzado, se emplea para aumentar la potencia disponible de los tipo AA y su capacidad se basa en la posibilidad de disipación de calor por medio de ventiladores o sopladores.

3. Tipo AA/FA

Transformadores tipo seco con enfriamiento natural y con enfriamiento por aire forzado, es básicamente un transformador tipo AA al que se le adicionan ventiladores para aumentar su capacidad de disipación de calor.

4. Tipo OA

Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural, en estos transformadores el aceite aislante circula por convección natural dentro de una tanque que tiene paredes lisas o corugadas o bien provistos con tubos radiadores. Esta solución se adopta para transformadores de más de 50 kVA con voltajes superiores a 15 kV.

5. Tipo OA/FA

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio y con enfriamiento por aire forzado, es básicamente un transformador OA con la adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor en las superficies de enfriamiento.

6. Tipo OA/FOA/FOA

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio/con aceite forzado – aire forzado/con aceite forzado/aire forzado. Con este tipo de enfriamiento se trata de incrementar el régimen de carga de transformador tipo OA por medio del empleo combinado de bombas y ventiladores. El aumento de la capacidad se hace en dos pasos:

1. Se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas con lo que se logra aumentar en 1.33 veces la capacidad del tipo OA,
2. Se hace trabajar la totalidad de los radiadores y bombas con lo que se logra un aumento de 1.667 veces la capacidad del OA. Se fabrican en capacidades de 10,000 kVA monofásicos y 15,000 kVA trifásicos.

7. Tipo FOA

Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado. Estos transformadores pueden absorber cualquier carga de pico a plena capacidad ya que se usa con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo.

8. Tipo OW

Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua, en estos transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente, el aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

9. Tipo FOW

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada. Este tipo de transformadores es prácticamente igual que el FO, sólo que el cambiador de calor es del tipo agua – aceite y se hace el enfriamiento por agua sin tener ventiladores.

2.7.- Normas y especificaciones aplicables

Todos los transformadores son diseñados y fabricados y aprobados, cumpliendo con las siguientes normas y especificaciones.

Normas nacionales.

NOM (Norma oficial mexicana) y NMX (Norma mexicana).

- NOM-002-SEDDE-1999. Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
- NOM-008-SCFI. Sistema general de unidades.

- NOM-024-SCFI. Información comercial para empaques, instructivos y garantía de los productos electrónicos, eléctricos y electromecánicos.
- NMX-J-116-ANCE. Productos eléctricos y transformadores tipo poste y tipo subestación y especificaciones.
- NMX-J-169-ANCE. Productos eléctricos, transformadores y autotransformadores de distribución y de potencia con métodos de prueba.
- NOM-J-284. Transformadores de potencia.
- NOM-J-285-ANCE-1996. Productos eléctricos-transformadores de distribución tipo pedestal, monofásicos y trifásicos para distribución subterránea.
- NOM-J-271. Técnicas de prueba de alta tensión.
- NMX-J-273/I-ANCE-1999 (IEC-296). Productos eléctricos transformadores-aceites minerales aislantes para transformadores.
- NOM-J-153. Clasificación de materiales aislantes.

C.F.E.K.-0000 (Especificaciones de comisión federal de electricidad)

- K-0000-01. Transformadores de distribución tipo poste.
- K-0000-02. Inspección por muestreo de transformadores de distribución.
- K-0000-03. Criterios de evaluación de pérdidas para concursos y penalizaciones.
- K-0000-04. Transformadores de potencia de 10 MVA y menores.
- K-0000-06. Transformadores de potencia de 10 MVA y mayores.
- K-0000-10. Reparación de transformadores de potencia.

2.8.- Topología de las redes de tierra.

La conexión a tierra de un sistema eléctrico es una decisión que encaran los ingenieros eléctricos que están relacionados con las tareas de diseño, planeación, modificación y operación de los sistemas eléctricos industriales, y porque no decirlo, de las redes en baja tensión comerciales y domésticas.

La puesta a tierra del sistema eléctrico (PTS) consiste de todas las conexiones posibles a tierra que están interconectadas a los sistemas eléctricos. También se refiere a la conexión y puesta a tierra de los equipos y de los elementos metálicos (PAE) que no conducen corriente eléctrica pero que forman parte de la red eléctrica, por ejemplo, tableros de todos tipos, ductos metálicos, carcasas de motores, estructuras metálicas, etc.

La PTS proporciona trayectorias de baja impedancia para el retorno de la corriente de carga o falla a su fuente de energía. El camino puede no ser intencional, es decir, puede haber más de un camino.

De acuerdo con los objetivos que se tienen considerados en el diseño de redes eléctricas específicas, la PTS tiene las siguientes aplicaciones o funciones:

- Para el retorno de las corrientes de falla,

- Como trayectorias para las corrientes por descargas eléctricas atmosféricas,
- Como referencia de tierra para equipos de telecomunicaciones y electrónica,
- De seguridad.

Para una subestación eléctrica, dicha función es proporcionar un elemento de conexión a tierra de los neutros de los transformadores y generadores, tanques o carcasas de cada uno de los diferentes equipos y estructuras metálicas ubicados dentro de su área. La puesta a tierra de un sistema eléctrico tiene ventajas de operación bajo condiciones anormales del sistema (situaciones de falla a tierra) porque permiten la detección y eliminación de las fallas, se evitan las pérdidas de energía y daño a los elementos del sistema debido a sobre voltajes y sobre corrientes de frecuencia nominal.

Para el diseño de las redes de tierra se debe tener la siguiente información:

- Las dimensiones del terreno.
- Medición de la resistividad del terreno.
- La corriente máxima de falla a tierra

Las redes de tierra de subestaciones e instalaciones eléctricas industriales y comerciales se diseñan con cable de cobre desnudo interconectado. Para las interconexiones entre los conductores y las uniones de los conductores a las varillas de tierra se utilizan conectores soldables.

El NEC en su artículo 250-51 recomienda que una trayectoria efectiva de puesta a tierra (la trayectoria a tierra de circuitos, equipo y conductores cubiertos) deba contar con lo siguiente:

- Ser permanente y continua.
- Tener capacidad para conducir de manera segura cualquier corriente de falla que circule por esta.
- Tener suficiente baja impedancia para limitar el voltaje a tierra y para facilitar la operación de los dispositivos de protección del circuito.

Beneficios, continuidad y eficiencia.

Las razones principales de contar con una red de tierra son:

- Limitar los sobrevoltajes transitorios debidos a las descargas eléctricas atmosféricas y las maniobras con interruptores.
- Limitar los voltajes de paso, de toque y trasferidos a valores que no causen daño al personal y pongan en riesgo su vida.
- Estabilizar el voltaje del sistema de suministro con respecto a tierra.
- Limitar el voltaje de los materiales metálicos que no conducen corriente eléctrica con respecto a tierra y
- Para el caso de falla a tierra, operen adecuadamente las protecciones de sobre corriente.
- Tiene una gran continuidad por el cobre utilizado para los sistemas de tierra en sus electrodos.
- Buena eficiencia de energía con una forma geométrica más accesible que es en cirulos.

Factores a considerar al momento de diseñar una red de tierra.

Para el estudio del suelo, se obtienen muestras a una cierta profundidad razonable, ya que permite determinar la homogeneidad o condiciones de humedad. Este estudio determinara la resistividad eléctrica, para ello, es conveniente hacer las mediciones con métodos y equipos para este fin.

Las mediciones deben incluir datos como temperatura y condiciones de humedad a la tierra de realizar la medición, tipo de terreno, profundidad de la medición y las concentraciones de sales en el suelo.

Corriente máxima de corto circuito a tierra.

Para determinar el valor correcto de la corriente de falla a tierra, utilizada en el estudio en el cálculo de sistemas de tierra, se necesita:

- a) Determinar el tipo de falla posible a tierra que produzca el máximo flujo de corriente entre la malla de sistemas de tierra y la tierra adyacente, y por lo tanto su mayor elevación por analizadores, el máximo valor efectivo de corriente.
- b) Determinar por completo o analizadores, el máximo valor efectivo de corriente simétrica de falla a tierra, entre la malla de tierras y la tierra circundante al momento de iniciarse la falla.

2.9.-Elementos de redes subterráneas y accesorios.

2.9.1.- Conector tipo codo.

El Conector Tipo Codo de Operación con Carga de Cooper Power Systems es una terminación desconectarla totalmente sellada, para la conexión de cable subterráneo a transformadores, gabinetes de seccionamiento y cajas derivadores equipados con boquillas de operación con carga. El conector tipo codo y la boquilla tipo inserto son los componentes esenciales para todas las conexiones de operación con carga. El Conector tipo Codo de Cooper es un dispositivo para operación con 200 A, diseñado de acuerdo a la última versión de la norma **IEEE Std 386 MT**.

Los Codos de Operación con Carga Cooper son moldeados con caucho EPDM aislante y semiconductor, curado con peróxido, de alta calidad. Las características estándar incluyen un conector con punta de cobre, un electrodo de cobre estañado para operación con carga con una punta de arqueo, y un anillo de operación de acero inoxidable. Un punto de prueba capacitivo, hecho con polímero resistente a la corrosión, está disponible para su uso con indicadores de falla. Los rangos del cable están diseñados para aceptar una gama amplia de tamaños de conductores y aislamientos con sólo tres codos, y se pueden utilizar con cables fabricados con estándares AEIC o ICEA.

El conector de compresión con punta de cobre es una parte estándar para la transición del cable al electrodo de operación con carga. El barril de compresión de aluminio está soldado a la punta de cobre, asegurando una conexión confiable, firme y de operación libre de puntos calientes con el electrodo de operación con carga.

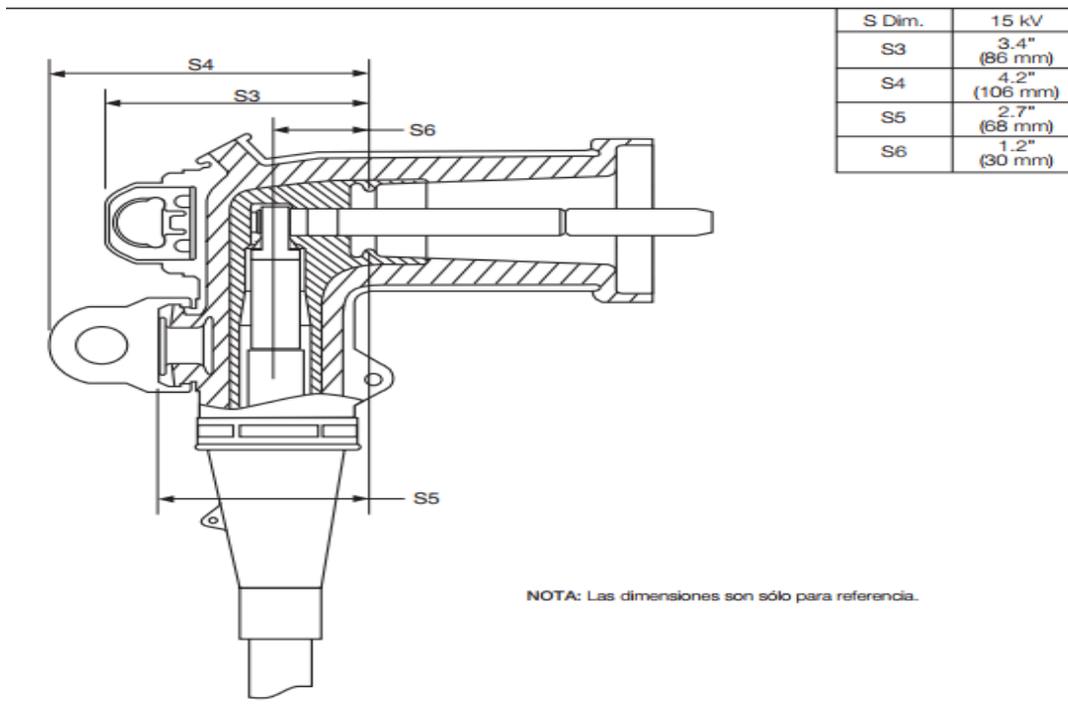


Figura 2.11.- Perfil del codo y dimensiones de apilamiento de acuerdo a la norma IEEE.

2.9.2.- Terminales Auto contraíbles.

Las terminaciones auto contraíbles se instalan fácilmente sobre el cable en corto tiempo, consiguiéndose una alta confiabilidad operativa debido a su material de goma silicona y a su diseño integrado en una sola pieza.

La tecnología auto contraíble permite una fácil y rápida instalación ofreciendo un sello de presión constante y permanente sobre el cable sin la necesidad de agregar adhesivos en su interior. No necesita de herramientas especiales, ni flama o calor, que mal aplicados pueden dañar el cable, acortar la vida de la terminación, provocar accidentes y contaminar el ambiente.

El cuerpo de goma silicona posee excelentes propiedades hidrofóbicas (repele el agua). La silicona posee superior resistencia al tracking y a la erosión comparado con otros polímeros. Posee una notable estabilidad ante rayos ultravioletas. Provee un excelente desempeño eléctrico, resistencia a las sobretensiones, y gran estabilidad y resistencia térmica frente a las sobrecargas de corriente.

El diseño integrado en una sola pieza, reúne en fábrica, un tubo y un compuesto de alta K para el alivio de esfuerzos eléctricos. También incorpora un compuesto siliconado para el sello superior del conector, sin necesidad de encintar. Diseño tubular para interiores, y para exteriores posee campanas integradas en una sola pieza, evitándose la posibilidad de descargas eléctricas por debajo de las campanas, cuando están mal ajustadas, como en el caso de las termocontraíbles. Todas estas características de material y de diseño se consiguen en una terminación más compacta (corta),

facilitándose su instalación en celdas reducidas. Las terminaciones auto contraíbles exceden las exigencias de las normas IEEE - 48, VDE 278 y IEC 502.

Las terminaciones aseguran una calidad superior de material, un excelente desempeño operativo en todo tipo de clima y medio ambiente y una fácil instalación eliminándose errores de montaje; todo esto con una rapidez menor a 10 minutos.

En el caso de terminaciones unipolares, cada Kit trae material para tres fases. El Kit se suministra con bornes terminales, por lo tanto debe indicarse el calibre o sección del conductor.

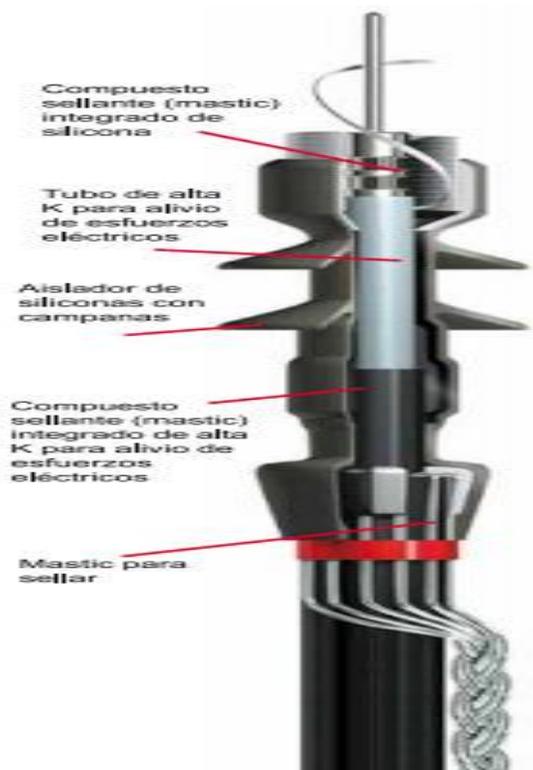


Figura 2.12.- Terminal auto contraíble.

2.9.3.-Ductos de PVC y tubos conduit galvanizados.

Se utilizarán ductos de PVC tipo DB-60 o TDP o tubos conduit galvanizados según criterio que adopte edeq S.A. E.S.P, para las diferentes condiciones. Los ductos deben hallarse en perfecto estado a simple vista, no presentar perforaciones, fisuras, desintegración de escamas, deformaciones en el sentido del eje del ducto (curvatura) ni en el sentido diametral del ducto (disminución del diámetro), líneas de falta y maltratos.

Los ductos de PVC y tubería metálica galvanizada cumplirán con las normas siguientes.

- NTC-1125. Determinación de la resistencia al impacto de tubos y accesorios termoplásticos por medio de una baliza (peso en caída).

- NTC-979. Plásticos tubos y curvas de PVC rígido (PVC-U) y polietileno de alta densidad para alojar y proteger conductores eléctricos aislados y cableado telefónico.
- NTC-369. Plásticos compuestos rígidos de PVC y compuestos clorados de PVC, CPVC.
- NTC-3363. Plásticos tubos y curvas de PVC rígido corrugados con interior listo para alojar y proteger conductores subterráneos eléctricos y telefónicos.
- NTC-169. Tubería conduit metálica intermedia (MC) de acero.
- NTC-171. Tubería metálica pesada (RMC) de acero.

Calibre del conductor (AWG o kcmil)	Tensión (kV)	Ducto para canalización	Transición
1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 300, 350, 500	33	6"	6"
2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 300, 350, 500	13.2	4" y 6"	4" y 6"
4, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0	0.208	3" y 4"	3" y 4"
6, 4, 2, 1/0	0.208 (Alumbrado Público)	3"	2" y 3"

Tabla 2.2.- Ductos y tubería metálica para emplear en las canalizaciones y transiciones.

El ducto mínimo a instalar será de 100 mm (4") para las redes de 33 kv el diámetro mínimo es de 150 mm (6") y, en todos los casos incluyendo las redes y acometidas en baja tensión, el número máximo de conductores no puestos a tierra será 3.

En todas las instalaciones se debe dejar, como mínimo, un ducto de reserva por cada dos ocupados, y a los de reserva se les colocaran tapones a la entrada y salida para prevenir obstrucciones.

2.9.4.-Cárcamos.

En este caso los cables van instalados en una excavación o trinchera en el piso y paredes en mampostería y tapas del mismo material. Y se recomienda utilizar cárcamos empleados para subestaciones.

Con respecto a las características de los cárcamos.

- Debe resistir la fuerza a las que se verán sometidos durante toda su vida útil.
- Incluirán sistemas para evacuación de agua.
- Estarán provistos de tapas fácilmente manejables, reforzadas de hierro y antideslizantes.
- Tendrán bandejas o soportes horizontales, debidamente localizados y asegurados, en los cuales se instalaran los cables para evitar su contacto con el suelo.

Las principales de los cárcamos son: la factibilidad de localización rápida de fallos, una muy buena disipación de calor y buenas facilidades de mantenimiento de los cables y sus elementos adicionales. No obstante son costosos y frágiles en tráfico pesado.

Cámaras.

Las cámaras son cajas construidas inmediatamente bajo el nivel de piso (anden, césped o calzada); deberán tener una tapa que permita el acceso para realizar labores de tendido, mantenimiento y supervisión de los conductores, ductos y demás componentes en las redes subterráneas.

Son de varios tipos siendo la más común la de inspección y de empalme que sirve para hacer conexiones, pruebas y reparaciones. Deben poder alojar a dos operadores para realizar los trabajos. Allí llegan uno más circuitos y pueden contener equipos de maniobras, son usados también para el tendido del cable. La distancia entre cámara puede varias, así como su forma o tamaño.

2.9.5 Especificaciones y manejo de conductores, topología de las redes subterráneas.

Todos los materiales a emplearse en las redes en el área de influencia de edeq (*empresa de energía el quindío*) S.A. E.S.P., deberán estar normalizados y certificados por organismos autorizados por la SIC, acatando el RETIE. Por ello, se recomienda verificar con el fabricante o con edeq (empresa de energía el quindío) S.A. E.S.P. la certificación vigente de los elementos antes de adquirirlos o de iniciar obras.

Las redes de tensión 13.2 kV y 33 kV utilizaran cables monopolares de media tensión de cobre, con blindaje sobre el conductor de polietileno semiconductor reticulado.

Calibre del conductor (AWG o kcmil)	Clase 15 kV (133%)	Clase 35 kV (133%)
2	24.4	---
1/0	26.2	36.7
2/0	27.2	37.7
3/0	28.4	38.9
4/0	29.7	40.2
250	31.0	41.5
300	32.8	44.5
350	34.0	45.7
500	37.0	49.2

Tabla 2.3.- Diámetro total exterior, en milímetros. De cables monopolares apantallados.

Las redes subterráneas de baja tensión, para varios usuarios o dedicadas, emplearan o de cobre o de aluminio con aislamiento de 600 V.

La derivación de la red principal, siempre dentro de una cámara de inspección, se hará mediante un conector tipo cuña manejando con la herramienta adecuada que se encapsulara en una caja hermética y se rellenara toso los espacios para evitar la humedad.

El conductor se conectara a un barraje de baja tensión sumergible, con conectadores bimetálicos, herméticos y con una determinada cantidad de puertos según las acometidas que tenga.

Las puntas terminales (final de la red) deberán llevar en todo caso un capuchón hermético para protegerlo de cualquier humedad.

Los calibres mínimos para el cable de la red subterránea de edeq (empresa de energía el Quindío) son:

Tensión Nominal	Calibre mínimo (Cobre)	Aislamiento
240 V ó 208 V	No. 2 AWG	0.6 kV
13.2 kV	No. 2 AWG	15 kV (133%)
33 kV	No.1/0 AWG	35 kV (133%)

Tabla 2.4.- Calibre y aislamiento, mínimo de conductores por canalizadores.

La capacidad de corriente de los conductores mono polares subterráneos, 3 conductores por ducto, para temperatura de conductor de 90 grados centígrados y con aislamiento de 5001 V y 35000 V, varía según el número de circuitos.

Calibre del conductor (AWG o kcmil)	Un circuito	Tres circuitos	Seis circuitos
6	90	77	64
4	115	99	82
2	155	130	105
1/0	200	165	135
2/0	230	185	150
3/0	260	210	170
4/0	295	240	190
250	325	260	210

Tabla 2.5.- Capacidades de corriente, en amperes, para conductores monopolares subterráneos.

La temperatura del conductor aumenta de manera normal hasta, tanto la rata de disipación de calor este balanceada con respecto a las pérdidas por calor generadas debido al paso de la corriente eléctrica.

La siguiente expresión tomada de la norma IEEE, permite el primer cálculo de cortocircuito aproximando, de la corriente que soportara el cable en un tiempo corto. Para manejo de los cables dentro de los ductos (tensado, radio de curvatura, presiones máximas permitidas sobre las paredes de los ductos).

$$I = \frac{A_{kcmil}}{K_f \times \sqrt{t_c}}$$

En donde:

- I = valor rms de la corriente de fallo; kA
- A_{kcmil} = área del conductor en kcmil
- K_f = constante que depende del material, Tabla 24: "Constantes de Materiales" del RETIE
- t_c = duración de la corriente de cortocircuito; s

Figura 2.13.- Formula para el cálculo de cortocircuito.

Topología.

En cuanto a topología de las redes subterránea del sistema, es claro que ella determinara cualquier configuración a partir del estado en ese momento de sus circuitos y de la proyección que tenga para la zona o zonas afectadas por las nuevas Vargas, evaluando la regulación de tensión, perdidas, o continuidad en el servicio, confiabilidad, tiempo de reposición de fallas. Las más comunes en topología son:

- Radial. Se caracteriza por un solo alimentador alejándose de la fuente, las cargas se conectan abajo a lo largo de esta misma, y claro, esta configuración exige un menor costo de inversión inicial.
- Alimentación interna o doble. Se da en este caso un respaldo a las cargas por medio de interruptores que permitan transferirlas a un sistema respaldado.
- Alimentación en bucle. La red subterránea se deriva en una red primaria y vuelve a ella en otro punto. Las cargas, mediante operación adecuada de los interruptores de la red subterránea, pueden alimentarse en una de las dos direcciones; además se pueden programar mantenimientos en algunos tramos de las redes subterráneas con el mismo número de clientes desconectados.

2.9.6.-Transiciones.

VER ANEXO (B)

Las transiciones de una línea aérea a red subterránea o de subterránea a aérea se realiza en un poste para tensiones de medias o bajas; los conductores utilizados en ella se alojara en tubería conduit galvanizada.

En todas las transiciones exige terminales premoldeados certificados para los extremos de los cables mono polares de media tensión, debidamente instalados con todos los elementos que los proveedores recomiendan. La utilización de los terminales permite reducir los esfuerzos eléctricos a los cuales es solicitado el aislamiento del cable monopolar de media tensión que se interrumpe y retira la pantalla metálica; proporciona además, la distancia de fuga aislada apropiada y da hermeticidad al cable en el punto de transición.

Las acometidas subterráneas de media tensión que se derivan de redes aéreas incluirán la transición:

- Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de óxido o zinc y cortocircuito.
- Terminal (juego completo) premoldeado tipo exterior, seleccionado según la tensión de la red y el calibre del cable monopolar de media tensión.
- Bota premoldeada, de salía múltiple, para sellar la tubería en su punto superior, escogida con base en el número y diámetro de los conductores de la acometida.
- Una bajante en tubería conduit galvanizada con un diámetro mínimo de 4" para 13.2 kV y 208 a 220 V y 6" para redes de 13 kV; asegurada al poste con collarines o cinta metálica y hebillas de acero inoxidable.

2.9.7.-Derivaciones, empalmes y accesorios.

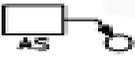
Para derivaciones de los cables existentes, prolongar una red subterránea por medio de empalmes, conectar un seccionador subterráneo, ofrece puntos múltiples de conexión para futuras derivaciones.

Existen diferentes accesorios para uso de la red subterránea para las cuales son:

- Terminal incogible: elemento que permite controlar el esfuerzo eléctrico sobre el aislamiento en el punto de conexión del cable, y al mismo tiempo, sella contra la humedad.
- Tapón protector: aísla eléctricamente y sella mecánicamente los bujes de los barrajes desconectables bajo carga.
- Descargador de sobretensiones: tipo codo, se emplea en subestaciones y seccionadores de red subterránea.
- Barraje: nodos múltiples de tres o cuatro vías que permiten sus desconexiones con o sin carga de acuerdo a su tipo. La derivación en T, evita herir el cable en muchos puntos dentro de las longitudes cortas con el consecuente deterioro del aislamiento de la red. (Agregar imágenes).

Instalación subterránea.

Este tipo de instalación se utiliza más que todo por motivo estético. Son utilizados en zonas residenciales, centro comercial, parque, fraccionamientos nuevos etc. Su desventaja es que son más costosas que las instalaciones aéreas.

Seccionamiento con conector tipo Codo. (C)	
Seccionamiento con conector tipo T.	
Seccionamiento con conector codo Portafusible	
Seccionamiento con Barrajes desconectables	
Seccionamiento con Fusibles	
Descargador o pararrayo tipo codo.	
Interruptor para redes subterráneas.	
Celda de seccionamiento	
Celdas de protección con fusible	
Interruptor Termo magnético	
Transición de red aérea a subterránea	

SIMBOLOGÍA PARA REDES SUBTERRANEAS			
DESCRIPCIÓN	SIMBOLO (DISEÑO)		SIMBOLO (SIG)
	EXISTENTE	PROYECTADO	
Banco de Ductos			
Pozos para MV,BV y Alumbrado			
Pozos para acometidas y Alumbrado			
Cámaras			
Transformador 1F			
Transformador 3F			
Seccionamiento con conector tipo Codo. (C)			
Seccionamiento con conector tipo T			
Seccionamiento con conector codo Portafusible			
Seccionamiento con Barrajes desconectables			
Seccionamiento con Fusibles			
Descargador o pararrayo tipo codo			
Interruptor para redes subterranas			
Celdas de seccionamiento			
Celdas de protección			
Interruptor Termo magnético			
Transición de red aérea a subterránea			

Figura 2.15.- Simbología de red subterránea.

Normas para redes subterráneas.

VER ANEXO (C)

Las normas NOM-008-SCFI contemplan los siguientes aspectos:

- Canalizaciones y material de los ductos.
- Dimensión del ducto.
- Profundidad de la canalización.
- Cámaras.
- Cajas.

Elemento de redes eléctricas subterráneas de baja tensión.

Tranquillas: Es un pequeño recipiente perteneciente a un sistema de canalización subterránea, provisto de una abertura en la cual un hombre a realizar trabajos de instalación, mantenimiento o desconexión de redes eléctricas subterráneas.

Tanque: Se denomina así a las cámaras o recintos de cables, poseen una abertura o boca de visita y pertenecen a un sistema subterráneo.

Bancadas de tubería: Se denomina así al banco de uno o varios ductos o tuberías de hierro, aluminio o plástico, alojados a una zanja o canal, en algunos casos pueden estar recubiertos de tierra compactada o concreto.

Casetas: Se denomina así a los cuartos que se le construye para alojar la transformación, protecciones, seccionadores etc. Es un recinto aislado que puede estar sobre el terreno o semiempotrado, con paredes, techo y piso resistentes al fuego.

Trazado de redes subterráneas.

El trazado debe ir lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud o bordillos p fachadas de edificios.

Teniendo en cuenta la sección de los conductores de la red se pueden clasificar como:

- Redes de sección decreciente.
- Redes de sección única.

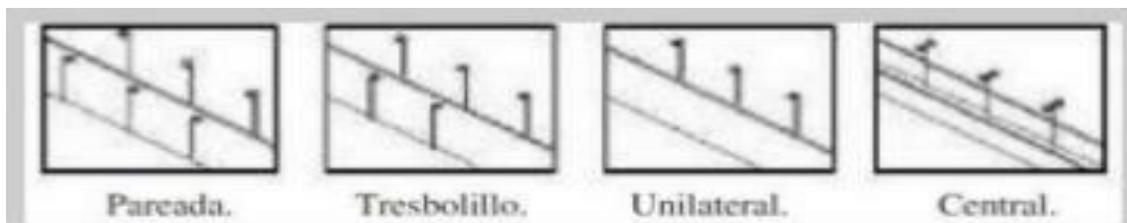


Figura 2.21.- Trazado de redes subterráneas.

3.- Desarrollo del proyecto de la línea subterránea.

3.1.- Especificación de trabajos realizados por el contratista.

Instalación de cable de potencia monopolar AL-XLP-15kv

- **Planeación integral:**

- ✓ Se utilizara grúa para elevar los carretes.
- ✓ Se transportara en camión y/o grúa.
- ✓ Se transportara el personal.

- **Procedimiento constructivo:**

Consiste en el suministro e instalación y conexión adecuada de conector tipo codo para 15 kv sistema de 600 amperes, operación con carga en cable unipolar de calibre 500, para lo cual fue necesario contar con todo el equipo material y herramienta necesaria, se realizaron los trabajos con el máximo de limpieza y el mejor de los cuidados, utilizando para ello solo herramientas adecuadas y ajustándose al instructivo de instalación del conector tipo codo. Para así al retirar la chaqueta y la pantalla metálica del cable, no se dañe la pantalla semiconductor.

Suministro e instalación de empalme separable de media tensión 600 amperes tipo termocontractil para cable de potencia tipo XLP-15kv calibre 500.

- **Planeación integral:**

- ✓ Traslado de material a la obra.
- ✓ Traslado de personal para hacer maniobras.
- ✓ Se utiliza pinzas andersson para la comprensión.

- **Procedimiento constructivo.**

Cosiste en el suministro e instalación de un empalme separable de media tensión para 600 AMPERS para sistema de 15 kv, la elaboración de empalme separable con dos conectores rectos de unión cal 500, incluye limpieza y lubricación de la misma, así como la puesta a tierra y fijación de la misma en la soportaría cortando el cable XLP con la herramienta adecuada verificando que no se dañe el aislamiento.

Suministro e instalación de pozo de visita tipo p en arroyo con tapa 84 A polimérica.

- **Planeación integral:**

- ✓ Se identificara el trazo.
- ✓ Se transportara en camión o grúa.
- ✓ Traslado de personal, material y herramienta.

- **Procedimiento constructivo:**

Se instalara un PVMTAP prefabricado con protocolo con tapa polimérica 84 A la profundidad será de 1.5 mts en promedio para alojar conductores de media tensión subterránea se hará el trazo en el lugar y la orientación indicado por la residencia de C.F.E.

Suministro e instalación de cuerpo en T operación sin carga para 500 AMP, para sistemas de 15 KV, incluye adaptador de tierra, adaptador de cable para calibre 500 MCM, conector a compresión tipo zapata para calibre 500 MCM, así como identificador de falla para sistema de 600 AMP.

- **Planeación integral:**

- ✓ Se identifica las puntas de los cables XLP.
- ✓ Se utilizara pinza Anderson para la compresión.
- ✓ Traslado de material y herramienta a la obra.

- **Procedimiento constructivo:**

Los tramos de cable entre equipos, pedestales, sumergibles, conectores múltiples de media tensión derivadores. Deben ser de una pieza sin empalmes, en caso de que la distancia sea mayor de 600 mts, se podrá realizar empalmes de tipo pre moldeado, termo contráctil en frio solamente se dejara excedente de cable en donde se ubiquen equipos y accesorios.

Suministro e instalación de registro de media tensión RMTB4 con tapa polimérica tipo 84B.

- **Planeación integral:**

- ✓ Se identificara el trazo.
- ✓ Se transportara en camión o grúa.
- ✓ Traslado de personal, material y herramienta.

- **Procedimiento constructivo:**

Es la colocación de un registro, fabricado conforme a la especificación de C.F.E. RBTB2 de la norma de distribución de redes subterráneas marcadas en sus planos correspondientes incluyendo todo el trabajo necesario para aflojar, extraer, mover, y acarrear el material sobrante fuera de la obra con un acarreo libre de 12 KG.

Instalación de hilo neutro CU 1/0 a 3/0 directamente en terreno y sujeto al banco de ducto, incluye, así como concreto armado para ocultarlos en los pozos de visita y registros de concreto para evitar vandalismo.

- **Planeación integral:**

- ✓ Uso de equipo de seguridad y herramienta menor.
- ✓ Se utilizara el material como pericas pinzas etc.
- ✓ Traslado de material, herramienta y equipo menor.
- ✓

- **Procedimiento constructivo:**

Consiste en la instalación y colocación adecuada de cable de cobre calibre 3/0, así como su conexión correcta en los diferentes registros, pozos de visita, bóvedas, transiciones, equipos y accesorios correspondientes de acuerdo al proyecto y a indicaciones del personal de supervisión de CFE, deberá de ser colocada en la soportaría previamente instalada en el registro y/o pozo y no deberá de quedar cruzado con los cables de potencia ni con el mismo, en los bancos de ductos el cable neutro quedara enterrado, este material será suministrado por CFE. Incluye la colocación de todo lo que indica la norma y planos correspondientes.

Descripción general de los trabajos realizados:

- Se realizó la canalización, combinación de ductos y bancos de ductos, bóvedas para el paso del conductor.
- Se realizó la instalación de los pozos de visita accesibles desde el exterior, donde se colocaran equipos, cables y accesorios para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento realizado por el personal de comisión.
- Se realizó la instalación de los registros de dimensión reducida donde se colocaran algunos equipos, cables y accesorios para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.
- Se realizó la instalación del cable de potencia monopolar AL-XLP-15KV, el cual consiste en el suministro e instalación y conexión adecuada de conector tipo codo para 15 Kv sistema de 600 amperes, operación con carga del cable unipolar de calibre 500, conductor instalado en el circuito subterráneo TXS-4030. Se retiró la chaqueta y pantalla metálica del cable AL-XLP, sin dañar la pantalla semiconductor.
- Se realizó la instalación de empalme separable de media tensión tipo termo contráctil para cable de potencia AL-XLP, y la elaboración del empalme separable con dos conectores rectos de unión cal 500, realizando limpieza y lubricación de la misma, así como la fijación y la puesta a tierra de la misma.
- Se realizó la instalación del cuerpo en T operación sin carga para 500 AMP, para sistema de 15 KV, incluyendo el adaptador de tierra, adaptador para cable calibre 500 MCM, conector a compresión tipo zapata para calibre 500 MCM, así como identificador de fallas para sistema de 600 AMP.
- Se realizó la instalación de registro de media tensión RMTB4 con tapa polimérica tipo 84B.
- Re realizo la instalación de poste de concreto, con todos los accesorios de herrería, aisladores, y equipo de seccionamiento con el cual se energizara el circuito TXS-4030, donde dejara de ser red subterránea, para ser red aérea, perteneciente al área foránea.
- Se realizó la instalación de murete.
- Se realizó la instalación de equipo de seccionamiento, para poner en servicio la red subterránea de media tensión, TXS-4030.

Fotos de trabajos realizados. **VER ANEXO (B):**

3.2.- Método de Bus infinito (cálculo de cortocircuito.)

$$P_{CC} = ?$$

Datos:

$$I_{CC} = 14442 \text{ KA (B1)}$$

$$V = 115 \text{ KV}$$

$$F.P = 0.9$$

$$P_{CC} = (14442 \text{ KA}) (115 \text{ KV}) (\sqrt{3})$$

$$P_{CC} = \frac{2876.64 \text{ KVA}}{0.9} = 3196.26 \text{ KVA}$$

$$P_{CC} = \frac{3196.26 \text{ KVA}}{1000 \text{ KVA}} = 3196.26 \text{ MVA}$$

3.3.- Valores de cortocircuito.

El objetivo del cálculo de cortocircuito en el lado primario (115 kV) y en el lado secundario (13.8 kV), es con el fin de calcular el sistema de barras, mallas de puesta a tierra de la subestación y la capacidad interruptiva de los interruptores, también sería para los tipos de protecciones, la subestación ya cuenta con sistema de protecciones mostrados en el diagrama unifilar de la subestación. **Ver anexo (A):**

En los cálculos únicamente se consideran la falla el lado de alta y baja ya que el transformador existente en la subestación es de la capacidad de la carga existente en la subestación, no se sustituyen los interruptores de potencia, tampoco se realiza cambio de protecciones quedara como esta hasta ahora, los cálculos se realizan a petición de CFE para tener los valores de cortocircuito de la subestación. Ya que el proyecto consiste únicamente en la división de carga del circuito nuevo subterráneo y parte del circuito 4030 que se mantendrá aéreo que este ya es perteneciente al foráneo.

Tomando en cuenta el diagrama unifilar de la subestación TUXTLA SUR como se observa en la **Figura 3.1** Únicamente con los elementos suministrados de cortocircuito como son en este caso, la línea de 115 kV, transformador de potencia y transformador de servicios propios.

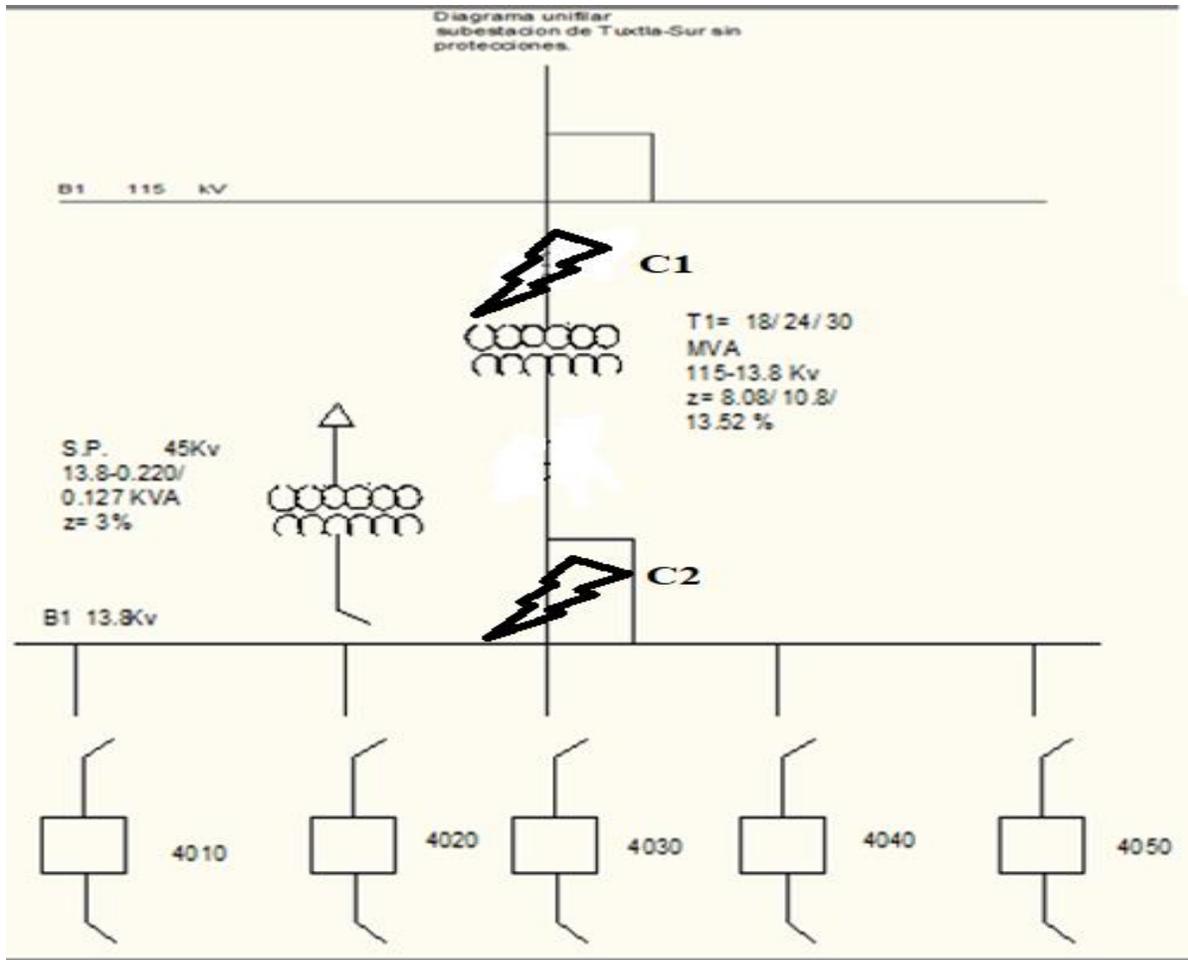


Figura 3.1.- Diagrama unifilar de la subestación TUXTLA SUR, SIN PROTECCIONES

Obtenemos los MVA en cortocircuito de cada elemento:

Aplicamos la siguiente formula:

$$MVA_{cc} = \frac{MVA}{Z_{p.u}}$$

DONDE:

MVA_{cc} = Potencia de cortocircuito en MVA.

Z = Impedancia en por unidad.

MVA = Potencia en MVA.

Para la línea:

$$MVA_{cc} = \frac{3196.26 \text{ MVA}}{1} = 3196.26 \text{ MVA}$$

Para el transformador de potencia (T1)

$$Z = 13.52\%$$

Lo convertimos a p.u

$$Z = \frac{13.52}{100} = 0.1352$$

$$MVA_{cc} = \frac{30}{0.1352} = 221.89 MVA$$

Para el transformador de servicios propios (S.P)

$$Z = 3\%$$

Lo convertimos a p.u.

$$Z = \frac{3}{100} = 0.03$$

$$MVA_{cc} = \frac{0.045}{0.03} = 1.5 MVA$$

Con estos cálculos obtenemos los valores en MVA para realizar el diagrama de MVA **figura 3.2**

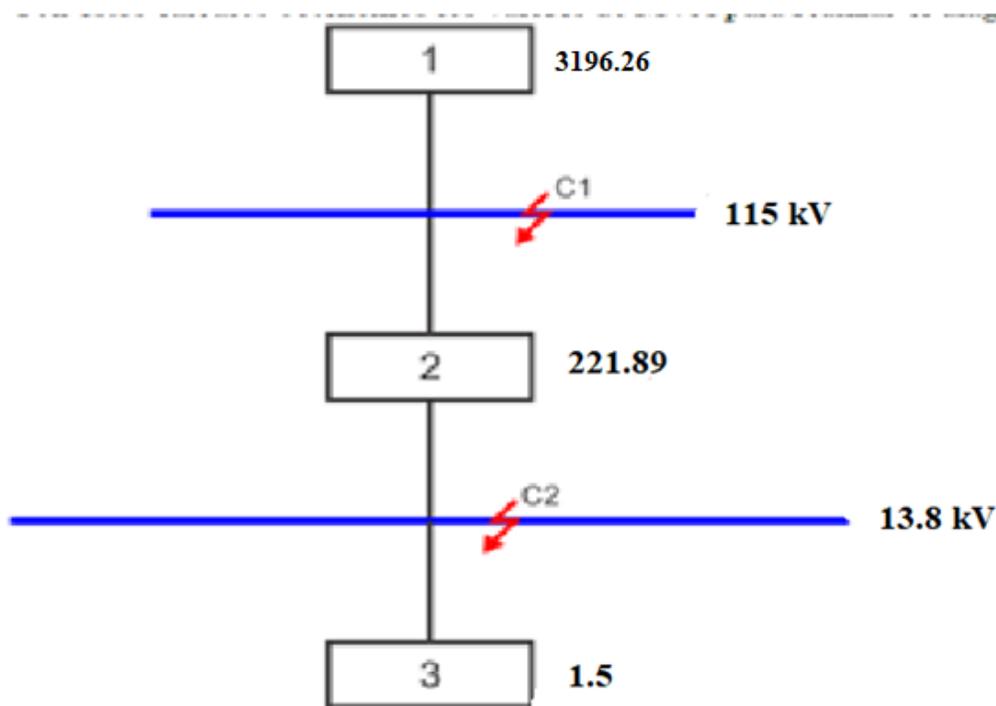


Figura 3.2.- Diagrama de MVA

Para el cortocircuito en el punto C1

Realizamos la combinación en serie de 2 y 3.

$$MVA_{23} = \frac{MVA_2 * MVA_3}{MVA_2 + MVA_3}$$

Por lo tanto:

$$MVA_{23} = \frac{221.89 * 1.5}{221.89 + 1.5} = 1.48$$

Sumamos 2,3 +1:

$$MVA = MVA_1 + MVA_{23}$$

$$MVA = 1.48 + 3196.26 = 3197.74 \text{ MVAT.}$$

De esta manera obtenemos los MVA de cortocircuito **Figura 3.3**, en el punto de falla para el lado de alta.

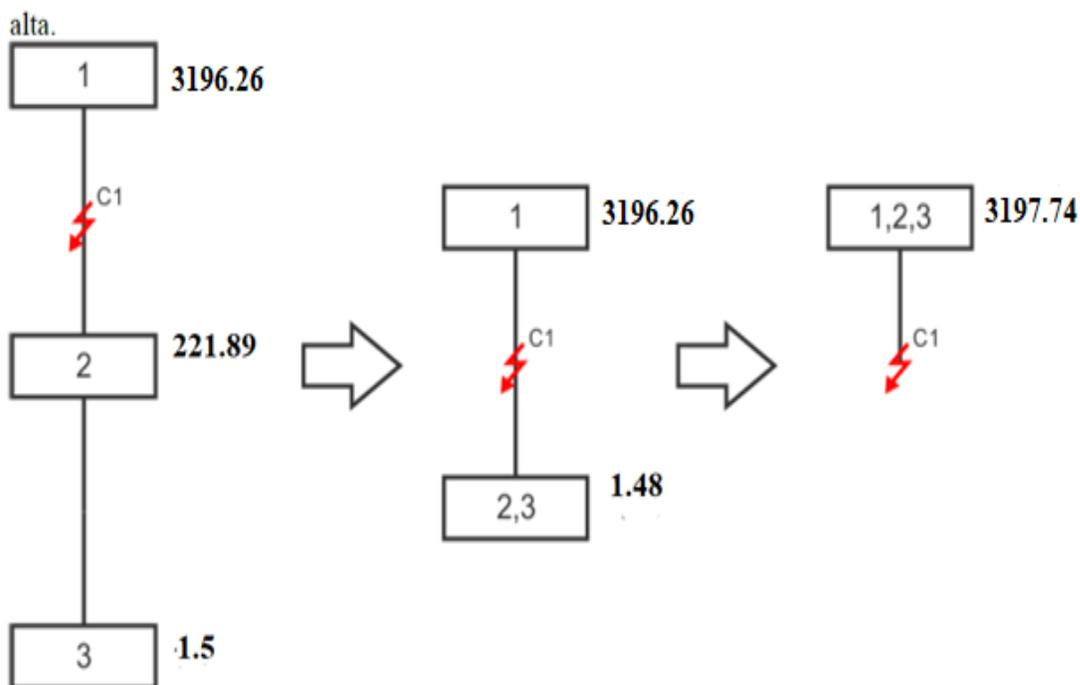


Figura 3.3.- Diagrama de MVA en el punto de falla.

Calculamos la corriente de cortocircuito en el lado de alta (115 kV).

Para ello aplicamos la siguiente formula:

$$I_{cc} = \frac{MVA}{\sqrt{3} * 115} =$$

DONDE:

MVA= MVA equivalente al punto de falla.

KV= tensión en el mismo punto de falla

Sustituyendo los valores:

$$I_{cc} = \frac{3197.74}{\sqrt{3} * 115} = 16.05KA$$

Realizamos el cortocircuito en el punto C2

Realizamos la combinación en serie de 1 y 2

$$MVA_{12} = \frac{MVA_1 * MVA_2}{MVA_1 + MVA_2}$$

Por lo tanto:

$$MVA_{12} = \frac{3196.26 * 221.89}{3196.26 + 221.89} = 207.4$$

Sumamos 1,2 y 3:

$$MVA = MVA_1 + MVA_{12}$$

$$MVA = 207.4 + 1.5 = 208.9$$

De esta forma obtenemos los MVA de cortocircuito Figura 3.4, en el punto de falla para el lado de baja.

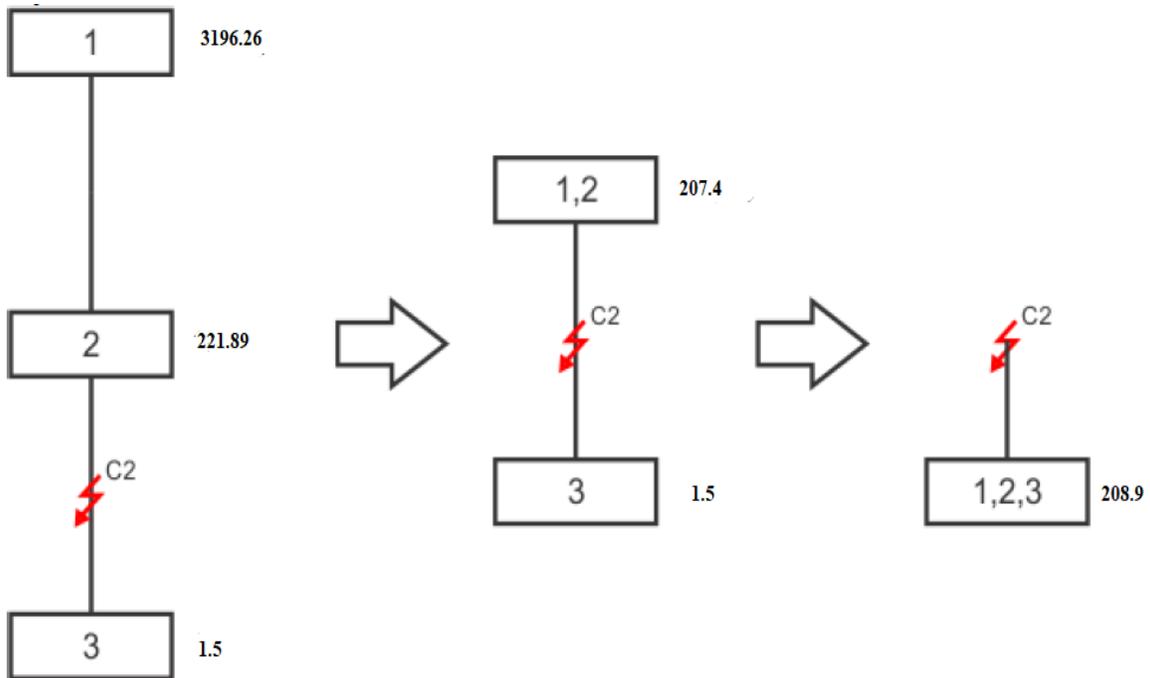


Figura 3.4.- Diagrama de MVA en el punto de falla.

Calculamos la corriente de cortocircuito en el lado de baja (13.8 kV).

Para ello aplicamos la siguiente formula:

$$I_{cc} = \frac{MVA}{\sqrt{3} * kV}$$

DONDE:

MVA = MVA equivalente en el punto de falla

kV = Tensión en el mismo punto de falla

Sustituyendo valores tenemos:

$$I_{cc} = \frac{208.9}{\sqrt{3} * 13.8} = 8.73 \text{ kA}$$

De manera general tenemos la corriente de cortocircuito simétrica para (115 kV y 13.8 kV).

La corriente de cortocircuito simétrica para el bus de 115 kV es:

$$I_{CC_{SIM}} = 16.05 \text{ kA}$$

La potencia de cortocircuito en el lado de baja (13.8 kV) es de 207.4 MVA.

$$I_{CC_{SIM}} = 8.73 \text{ kA}$$

3.4.-Calculo de corriente asimétrica.

$$i_{asim} = i_{cc} * 1.25 =$$

Donde

- i_{cc} = corriente de cortocircuito.
- 1.25= valor determinado.

$$i_{asim} = 8.73kA * 1.25 = 10.91kA$$

$i_{asim} = 10.91kA$

Corriente asimétrica:

Es la definición de la corriente alterna cuyas variaciones alrededor del eje cero no son iguales, esta condición generalmente está asociada a los primeros cinco ciclos de la circulación de la corriente de falla en un circuito que tenga reactancia inductiva, todos los circuitos de potencia tienen una cantidad de reactancia inductiva.

3.5.- Calculo de apartarrayo para (13.8 kV).

Tensión nominal

$$V_{nom} = V_{max} * K_0$$

Sustituyendo valores:

$$V_{nom} = 15 * 0.72$$

$$V_{nom} = 10.8 kV$$

Margen de seguridad del 10% para tensiones menores de 100 kV

$$V_{nom} = (10.8 * 1.1)$$

$$V_{nom} = 11.88 kV$$

TENSIÓN AGUANTE AL AISLAMIENTO

Catálogo IUSA	Descripción corta CFE	Nivel de contaminación	Tensión nominal de apartarrayos	Al impulso 1.2/50 μ (kV cresta)	60 Hz eficaz en húmedo 1 min (kV eficaz)	Distancia mín. de fuga (mm)	T.C.O. (kV eficaz)	Tensiones residuales máximas			
								Al impulso de corriente por maniobra 30/60 μ (kV cresta)	Al impulso de corriente escarpado 1/20 μ (kV cresta)	Al impulso de corriente de rayo 8/20 μ (kV cresta)	Valor máx. de descargas parciales
APSil-10	ADOM-10	MEDIA	10	75	24,0	495	8,4	29	36	40	10
	ADOMC-10	ALTA	10	75	24,0	495	8,4	29	36	40	10
APSil-12	ADOM-12	MEDIA	12	85	27,0	495	10,2	35	44	48	10
	ADOMC-12	ALTA	12	85	27,0	495	10,2	35	44	48	10
APSil-18	ADOM-18	MEDIA	18	125	36,0	830	15,3	53	65	72	10
	ADOMC-18	ALTA	18	125	36,0	830	15,3	53	65	72	10
APSil-21	ADOM-21	MEDIA	21	125	36,0	830	17	61	76	84	10
	ADOMC-21	ALTA	21	125	36,0	830	17	61	76	84	10
APSil-27	ADOM-27	MEDIA	27	150	60,0	1030	22	79	98	108	10
	ADOMC-27	ALTA	27	150	60,0	1030	22	79	98	108	10
APSil-30	ADOM-30	MEDIA	30	150	60,0	1030	24,4	87	108	120	10
	ADOMC-30	ALTA	30	150	60,0	1030	24,4	87	108	120	10
APSil-24	DOM 23 LyF	ALTA	24	150	50,0	830	19,5	67	83	92	10

Tabla 3.1.- Datos de las características de apartarrayos de la Mca. IUSA Verificación de margen de protección.

El margen debe estar por encima del 25%

$$MP = \left(\frac{NBAI}{V_m} - 1 \right) * 100$$

$$NBAI = 110$$

$$V_m = \text{Tension Maxima a frente de onda } 1.2 / 50 \mu s \text{ (catalogo)}$$

Sustituyendo valores:

$$MP = \left(\frac{110}{85} - 1 \right) * 100$$

$$MP = 29\%$$

El margen de protección supera los 25%, el apartarrayos seleccionado, cumple con los márgenes de protección mínimos.

Localización del apartarrayos:

$$e = \left(\frac{V_x - V_p * (300)}{2 * S} \right)$$

DONDE:

e = Distancia del apartarrayo del objetivo

V_x = Tensión máxima en el equipo a proteger, se considera un 80% del NBAI

S = Tensión de frente de onda en (kV/ μ seg)

$$S = \left(\frac{\text{Tension nominal de apartarrayos}}{12} \right) * (100)$$

Calcular s:

$$S = \left(\frac{12}{12} \right) * 100 = 100$$

Calculando distancia del apartarrayos:

$$e = \left(\frac{((0.8 * 110) * 300)}{2 * 100} \right) = 4.5$$

El apartarrayo se debe de colocar a máximo a 4.5 m de distancia del equipo a proteger.

3.6.- Calculo de la potencia consumida en el circuito TXS-4030.

Calculo de la potencia consumida en el circuito. Donde la formula general para calcular es :

$$KWTP = \sqrt{3} \times IP \times VP \times F.P. =$$

Donde:

- KWTP= kilo whatts total de potencia.
- IP= Corriente promedio.
- VP= Voltaje de promedio
- F.P.= Factor de potencia.

Según los datos entregados por CFE, estos datos se obtuvieron a traves del sistema simoce, en un caso de estudio donde se tuvo que realizar para poder obtener los datos que se necesitan para poder realizar el calculo de la potencia consumida en el circuito.

A traves del estudio se obtuvieron graficas donde se generan los parametros para poder realizar el calculo.

- A continuacion se presenta la grafica de corriente promedio del circuito TXS-4030, en cual estamos realizando el caso de estudio para poder obtener los parametros necesarios.



Figura 3.5.- Grafica de corriente promedio del circuito TXS-4030.

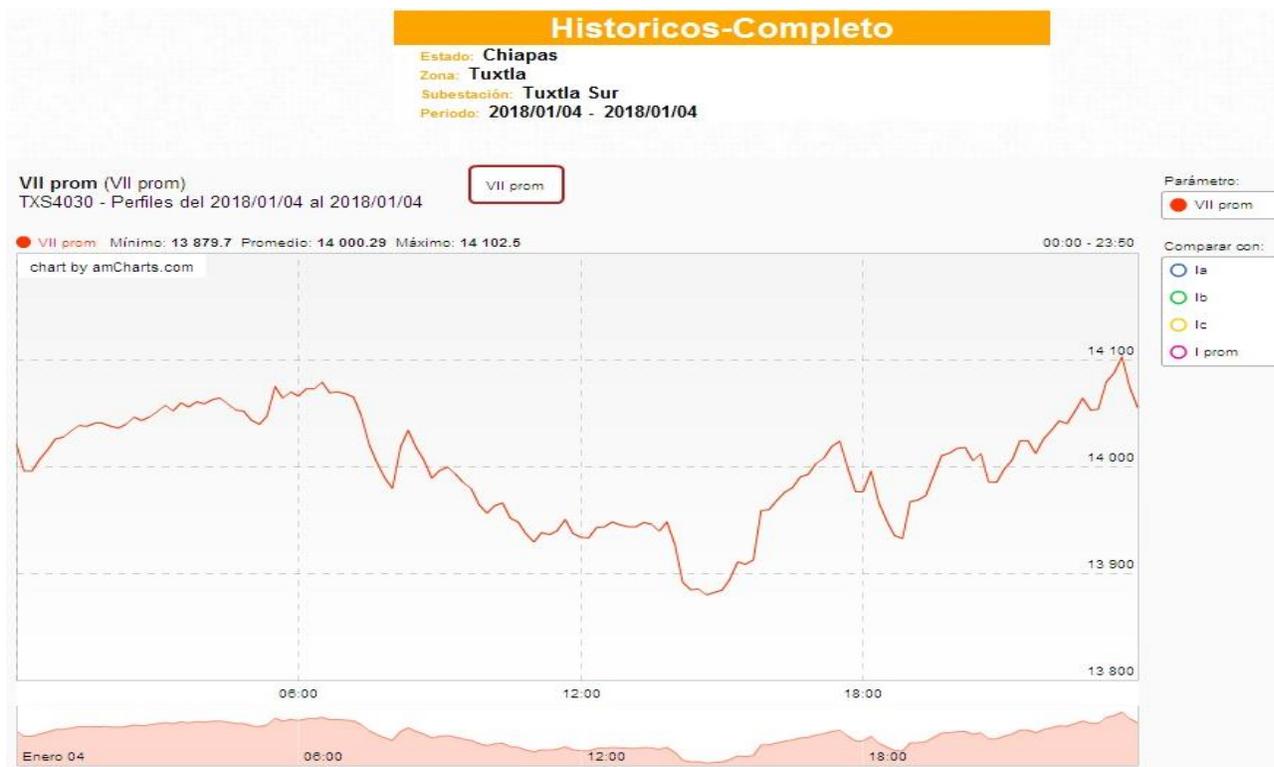


Figura 3.6.- Grafica de voltaje promedio, del circuito TXS-4030.



Figura 3.7.- Grafica de factor de potencia, del circuito TXS-4030.

Según los datos obtenidos a través del caso de estudio pasamos a realizar los cálculos.

Datos obtenidos:

$$I_p = 174.19$$

$$V_p = 14\,000.29$$

$$f.p = 0.99$$

Sustituyendo los valores son:

$$KWTP = (\sqrt{3})(I_p)(V_p)(f.p.)$$

$$KWTP = \sqrt{3}(174.19)(14000.29)(0.99) =$$

$$KWTP = 4181.73 \text{ kw}$$

CABLE VIAKON® RHH/RHW-2, XLPE 600 V, 90° C								
Calibre	Área nominal de la sección transversal	Número de hilos	Espesor nominal del aislamiento	Diámetro exterior aproximado	Peso total aproximado	Capacidad de conducción de corriente* Amperes		
AWG/kcmil	mm²		mm	mm	kg/100m	60°C	75°C	90°C
14	2,082	7	1,14	4,3	4	20	20	25
12	3,307	7	1,14	4,8	5	25	25	30
10	5,260	7	1,14	5,4	7	30	35	40
8	8,367	7	1,52	7,0	11	40	50	55
6	13,30	7	1,52	8,0	16	55	65	75
4	21,15	7	1,52	9,2	24	70	85	95
2	33,62	7	1,52	10,8	36	95	115	130
1	42,41	19	2,03	13,0	46	110	130	150
1/0	53,48	19	2,03	14,1	57	125	150	170
2/0	67,43	19	2,03	15,3	71	145	175	195
3/0	85,01	19	2,03	16,6	87	165	200	225
4/0	107,2	19	2,03	18,1	108	195	230	260
250	126,7	37	2,41	20,1	129	215	255	290
300	152,0	37	2,41	21,5	153	240	285	320
350	177,3	37	2,41	22,8	177	260	310	350
400	202,7	37	2,41	24,0	201	280	335	380
500	253,4	37	2,41	26,2	249	320	380	430
600	304,0	61	2,79	29,1	300	355	420	475
750	380,0	61	2,79	31,8	372	400	475	535
1 000	506,7	61	2,79	36,7	491	455	545	615

Tabla 3.2.-tabla de conductores subterráneos.

Calculo de división de circuito del 4030 Tuxtla-sur.

Usuarios totales: 10110.

La pochota: 8812.

Lo cual la diferencia de esos se dará por la división del circuito 4030 subterráneo.

$$10110 - 8812 = 1298 \text{ usuarios de red area.}$$

- Red área= 1298 usuarios.
- Red subterránea= 8812 usuarios.

3.7.-Calculo de sección por intensidad admisible.

Según las normas particulares la intensidad máxima admisible del conductor corresponderá a lo indicado en la siguiente tabla, cuyos valores quedan recogidos en la Norma UNE con las siguientes características de instalación:

Datos:

- Conductores enterrados a 1 metro
- Temperatura ambiente del terreno de 25 °C (estándar)
- Resistividad térmica media de 1 K·m/W (estándar)
- 3 cables unipolares en trébol

Datos proporcionados por las gráficas del circuito TXS-4030.

$$I_m = 246.54$$

$$V_m = 14102.5$$

$$S = V \cdot I$$

$$S = 14\,102.5 \cdot 246.54 = 3.47 \times 10^6$$

DATOS DEL CIRCUITO:

Potencia de la línea $S = 3.47$ MVA

Voltaje de entrada: 14102.5

$$S = (\sqrt{3} \cdot V \cdot I =$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} =$$

$$I = \frac{3.47 \times 10^6}{\sqrt{3}(14102.5)} = 142.06 \text{ A}$$

No obstante, se determinara la intensidad máxima de instalación en las peores condiciones existentes, que son las siguientes:

- Conductores enterrados a 1,50 metros
- Temperatura ambiente del terreno de 25°C
- Resistividad térmica media de 1 K·m/W
- Cable enterrado bajo tubo.

Por lo tanto, se deberá aplicar factores de corrección para la distancia de enterrado a 1,50 metros y factor de conductor enterrado bajo tubo. Los factores de corrección son los siguientes:

Profundidad de instalación (cm)	70	100	120	150	200
Coefficiente de corrección	1,03	1	0,98	0,96	0,94

Factores de corrección según profundidad de instalación

Los conductores están enterrados a 1,50 metros que es igual a 0,96 del coeficiente de corrección

Factor de corrección por cable entubado:

Se aplicara el factor de corrección de 0,85 para una terna de cables unipolares instalados en el interior de un mismo tubo.

$$I \text{ max admisible} = \frac{142.06}{(0.96)(0.85)} = 174.09 \text{ A}$$

Para el circuito subterráneo conociendo la corriente promedio del circuito nos basaremos en la tabla de conductores subterráneos. Se utilizara el cable AL(500)-XLP-RA-133-B. por su capacidad que es mayor y es el cable que normalmente CFE utiliza para las redes de distribución subterránea y al dividir el circuito disminuira su capacidad que se suministra.

Según la tabla de conductores subterráneos, el calibre de conductor que corresponde al circuito TXS-4030, es de **4/0**. Comisión federal de electricidad ocupa en sus instalaciones el cable XLP-500.

CABLE VIAKON® RHH/RHW-2, XLPE 600 V, 90° C								
Calibre	Área nominal de la sección transversal	Número de hilos	Espesor nominal del aislamiento	Diámetro exterior aproximado	Peso total aproximado	Capacidad de conducción de corriente* Amperes		
						60°C	75°C	90°C
AWG/kcmil	mm²		mm	mm	kg/100m			
14	2,082	7	1,14	4,3	4	20	20	25
12	3,307	7	1,14	4,8	5	25	25	30
10	5,260	7	1,14	5,4	7	30	35	40
8	8,367	7	1,52	7,0	11	40	50	55
6	13,30	7	1,52	8,0	16	55	65	75
4	21,15	7	1,52	9,2	24	70	85	95
2	33,62	7	1,52	10,8	36	95	115	130
1	42,41	19	2,03	13,0	46	110	130	150
1/0	53,48	19	2,03	14,1	57	125	150	170
2/0	67,43	19	2,03	15,3	71	145	175	195
3/0	85,01	19	2,03	16,6	87	165	200	225
4/0	107,2	19	2,03	18,1	108	195	230	260
250	126,7	37	2,41	20,1	129	215	255	290
300	152,0	37	2,41	21,5	153	240	285	320
350	177,3	37	2,41	22,8	177	260	310	350
400	202,7	37	2,41	24,0	201	280	335	380
500	253,4	37	2,41	26,2	249	320	380	430
600	304,0	61	2,79	29,1	300	355	420	475
750	380,0	61	2,79	31,8	372	400	475	535
1 000	506,7	61	2,79	36,7	491	455	545	615

4.- Resultados y conclusiones.

La inadecuada instalación de un sistema de energía representa una gran parte del gasto en mantenimiento en los años posteriores, ya que dependiendo de los cuidados y consideraciones tomadas para dicha instalación será la calidad del servicio que se ofrecerá a los usuarios finales de la energía.

La instalación de la red de distribución en media tensión subterránea, incorpora avances tecnológicos que permiten la modernización de las técnicas de construcción, así como el empleo de materiales, equipos y accesorios más eficientes y duraderos que mejoran la confiabilidad y facilita la operación y mantenimiento en el sector eléctrico.

Los beneficios de las redes subterráneas generan un gran valor a mediano y largo plazo en nuestro país. Es necesario observar la tendencia mundial de las redes de distribución donde, con mayor frecuencia se utilizan las redes subterráneas altamente confiables, mayor mente utilizados en industrias y servicios diversos mejorando el entorno, ofreciendo seguridad a las personas e instalaciones y suministrando energía confiable y de calidad.

La puesta en servicio del circuito eléctrico subterráneo TXS-4030, trae grandes beneficios para el área urbana, ya que con este circuito subterráneo se lograra, la mínima cantidad de interrupciones por fallas transitorias o permanentes que constantemente presentaba la línea de distribución. Pero mayormente se reducirán los gastos por mantenimiento o daños a equipos por motivos de fallas que con anterioridad surgían muy a menudo.

Con el desarrollo de este proyecto realizado por CFE y supervisado por trabajadores de la misma, se lograra beneficiar a más de 8812 usuarios, que contarán con una mejor calidad de servicio en materia eléctrica, se reducirá las interrupciones de las mismas ya que de esta forma el circuito eléctrico en media tensión TXS-4030 será un circuito más seguro y permitiendo reducir las constantes fallas, provocadas por la línea foránea, pero que de igual forma afectaba a toda el área urbana que también era perteneciente del mismo circuito eléctrico.

Referencias bibliográficas.

- Badesa. (s.f.). *Accesorios para cable*. Monterrey: Elastimmold.
- (s.f.). *Calcilos de líneas eléctricas*. Estado de México: Utp.
- Castaño, S. R. (2004). *Redes de distribución*. Colombia .
- cataño, R. (2008). *Redes de distribución*. Estado de México: bdigital.
- Comision federal de electricidad . (s.f.). *calidad de la energia electrica* . Nuevo Leon, Mexico .
- Comision Federal de Electricidad. (2015). *Costruccion de sistemas subterranos* . Estado de Mexico. Mexico.
- Comision Federal de Electricidad. (s.f.). *Electricidad*. Estado de Mexico.
- electricidad, I. c. (2006). *Manual para redes de distribucion electrica subterranea*. Costa Rica: ciemer.
- Ensys. (2010). *Distribucion subterranea*. Estado de Mexico : distsup.
- gonzalez, j. (2010). *Redes electricas*. venezuela.
- (s.f.). *Líneas eléctricas*. Estado de México: Utp.
- (2007). *Memorias de calculos* . Monterrey .
- MEZA, M. O. (2006). *Líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica* . Nuevo Leon .
- Osorio, i. J. (2009). *Redes de distribucion subterranea* . Mexico D.F.: general.
- (s.f.). *REDES SUBTERRANEAS* .
- (2009). *Redes subterranas* . Bogota: D.C.
- (2010). *Redes subterranas* . Mexico : ininin.
- (2014). *Redes subterranas* . slide share.
- (2002). *Sistema de red de tierras de subestaciones de potencia*. Nuevo Leon: Universidad autonoma de Nuevo Leon.
- systems, C. p. (2010). *Conectores de operacion con carga*. Ciudad de Mexico.
- Tamayo, J. (2006). *Simbologias de los elementos del sistema de distribucion electrica* . Colombia.

ANEXOS.

ANEXO (A): Diagrama unifilar de la subestación Tuxtla Sur sin protecciones (no actualizado).

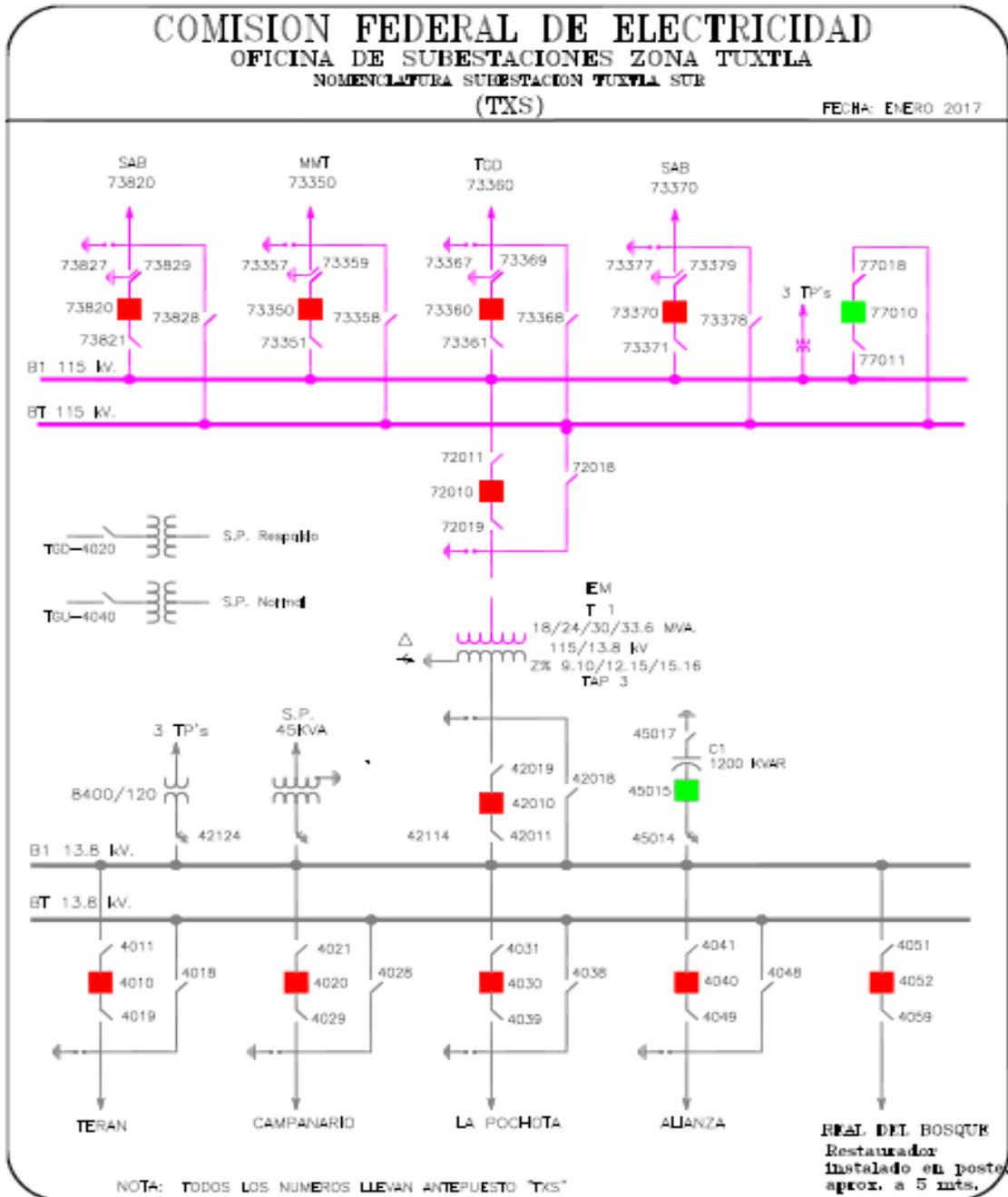
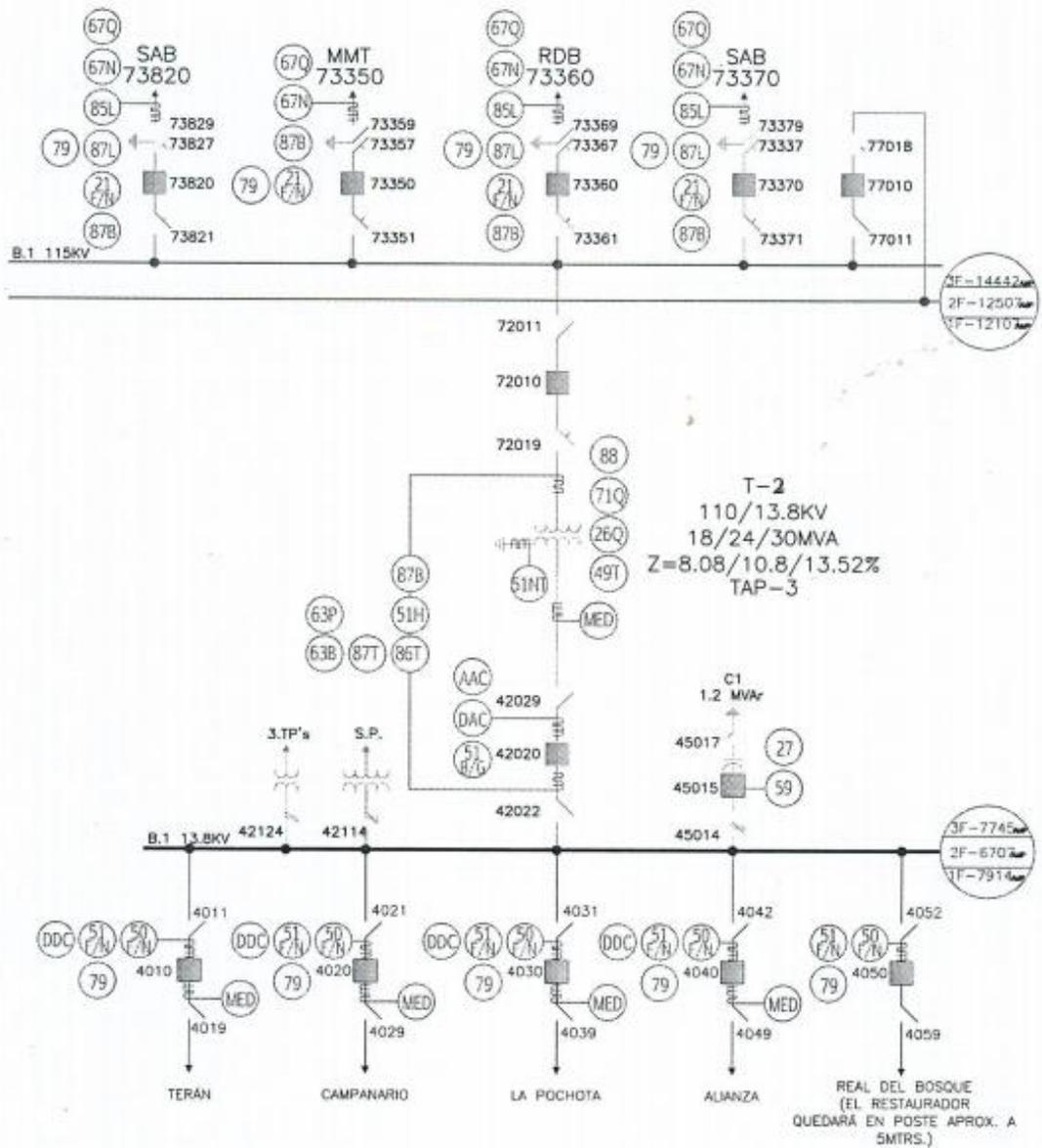


Diagrama unifilar de la subestación Tuxtla sur con protecciones.



ANEXO (B): Evidencia de obra civil, preparativos para la puesta en servicio.



Interruptor de potencia del circuito TXS-4030, el interruptor no será cambiado para la transición subterránea.



Preparativo para la puesta en servicio de la transición subterránea TXS-4030, con ello se dejan preparada las terminales termo contráctiles, así como los cables de potencia y el pozo de visita para los trabajos aun a realizar y los mantenimientos. Los trabajos hasta este momento son los ya señalados y no se ha dado continuidad por parte de comisión.



Para la alimentación del circuito TXS-4030, se tomara de la primera barra de 13.8 Kv. Y otra alimentación normalmente abierto de la segunda barra de 13.8 Kv, por cualquier falla o emergencia de la primera alimentación.



Pozo de visita para mantenimientos de los cables de potencia, es la representación de uno de los que se tiene en toda la trayectoria del circuito.



SERVICIO DE AGUA EN PIPA
3 MARÍAS
CAPACIDAD 3,000 5,000 Y 10,000 LITROS
Tel. 22 33 55 3
Cel. 961 142 29 97
Cel. 961 152 92 49

SE VENDE
TERRENO
EN CLUB CAMPESTRE
INFO: 961 215 77 27
961 225 84 21

Escrituras Públicas
PASOS PREVIOS
CARETA Y VIGILANCIA





Salida de la línea subterránea, en este punto la línea deja de ser subterránea para pasar a ser aérea, y de igual forma pasa a ser parte de la línea foránea dejando de ser circuito del área urbana.

ANEXO (C)

NORMAS REDES SUBTERRÁNEAS

Debido a cambios en reglamentaciones de orden Nacional y la utilización de nuevos materiales; se realizó una actualización en las Normas de Redes Subterráneas, para con esto lograr un mejor desempeño en las redes.

A continuación se muestra un cuadro comparativo con los cambios realizados en las normas.

GRUPO 0

INFORMACIÓN GENERAL – NORMAS SUBTERRÁNEAS

NOMBRE ANTERIOR	NOMBRE NUEVO	DESCRIPCIÓN
RS0-001	RS0-001	Presentación de planos y convenciones
RS0-002	RS0-002	Información general para la construcción y operación de Redes Subterráneas
RS0-003	RS0-003	Disposiciones generales para los proyectos de Subestaciones a 13.2 kV, en el centro de la ciudad.

GRUPO 1

NORMAS PARA CANALIZACIÓN DE REDES DE ENERGÍA

NOMBRE ANTERIOR	NOMBRE NUEVO	DESCRIPCIÓN
RS1-035	RS1-001	Secuencia de una canalización
RS1-034	RS1-002	Acometida subterránea domiciliaria
NUEVA	RS1-003	Baja tensión - 2 Ductos ϕ 88 (3")
NUEVA	RS1-004	Baja tensión - 3 Ductos ϕ 88 (3")
RS1-002	RS1-005	13.2 kV - 2 ductos ϕ 150 (6")
RS1-003	RS1-006	13.2 kV - 3 ductos ϕ 150 (6")
RS1-004	RS1-007	13.2 kV - 4 ductos ϕ 150 (6")
RS1-006	RS1-008	13.2 kV - 6 ductos ϕ 150 (6")
RS1-007	RS1-009	13.2 kV - 8 ductos ϕ 150 (6")
RS1-008	RS1-010	13.2 kV - 9 ductos ϕ 150 (6")
RS1-009	RS1-011	13.2 kV - 12 ductos ϕ 150 (6")
RS1-010	RS1-012	13.2 kV - 16 ductos ϕ 150 (6")
RS1-012	RS1-013	44 kV - 4 ductos ϕ 100 (4")
RS1-014	RS1-014	44 kV - 9 ductos ϕ 100 (4")
RS1-019	RS1-015	Centro Parrilla 3 ductos ϕ 100 (4") - 2 ductos ϕ 150 (6")
RS1-023	RS1-016	Centro Parrilla 3 ductos ϕ 100 (4") - 4 ductos ϕ 150 (6")
NUEVA	RS1-017	13.2 kV - 44 kV - 2 ductos ϕ 150 (6") - 4 ductos ϕ 100 (4")
NUEVA	RS1-018	13.2 kV - 44 kV - 3 ductos ϕ 150 (6") - 4 ductos ϕ 100 (4")
NUEVA	RS1-019	13.2 kV - 44 kV - 4 ductos ϕ 150 (6") - 4 ductos ϕ 100 (4")
RS1-027	RS1-020	13.2 kV - 44 kV - 6 ductos ϕ 150 (6") - 4 ductos ϕ 100 (4")

GRUPO 2
NORMAS PARA CÁMARAS Y CÁRCAMOS

NOMBRE ANTERIOR	NOMBRE NUEVO	DESCRIPCIÓN
RS3-010	RS2-001	Cámara de dos accesos mediana
RS3-008	RS2-002	Cámara de dos accesos superior
RS3-024	RS2-003	Cámara de tres accesos normal
RS3-013	RS2-004	Cámara de tres accesos superior
RS3-002	RS2-005	Cámara de cuatro accesos normal
RS3-007	RS2-006	Cámara de cuatro accesos superior
	RS2-007 (Nueva)	Cámara para derivación de 2 acometidas primarias - 2 circuitos
RS3-018	RS2-008	Cámara para transformador sumergible
RS3-028	RS2-009	Cámara para switch tripolar sumergible
	RS2-010 (Nueva)	Cárcamo de 1 a 8 circuitos.
RS3-026	RS2-011	Cámara para salida en circuito de Subestación (24 circuitos)
RS3-029	RS2-012	Cárcamo de 1 a 8 circuitos
RS3-027	RS2-013	Cárcamo para 12 circuitos
RS3-019	RS2-014	Cárcamo para 24 circuitos

GRUPO 3
NORMAS PARA CAJAS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

NOMBRE ANTERIOR	NOMBRE NUEVO	DESCRIPCIÓN
RS3-016	RS3-001	Caja de unión para Alumbrado Público
RS3-15	RS3-002	Caja de unión para la red de distribución eléctrica
RS3-031	RS3-003	Caja de distribución en andén
RS3-032	RS3-004	Caja de distribución para instalación en vía y zonas de tráfico vehicular
RS3-002	RS3-005	Cajas para salida de circuitos a 13.2 kV.
RS3-002	RS3-006	Caja para salida de circuitos a 44 kV.
	RS3-007 (Nueva)	Caja de paso o inspección
RS3-021	RS3-008	Caja para derivación de 2 acometidas - 1 circuito
RS3-025		Cámara para salida en circuito de Subestación (12 Circuitos).

GRUPO 4
NORMAS DE TAPAS PARA CAJAS Y CÁMARAS

NOMBRE ANTERIOR	NOMBRE NUEVO	DESCRIPCIÓN
NUEVA	RS4-001	Tapas para cajas RS3-002/A, RS3-00/B, RS3-031, RS3-015 y RS3-016 (Zona verde o andén)
RS3-023	RS4-002	Tapa para cajas RS3-002/A, RS3-002/B y RS3-032 (Tráfico vehicular)
RS3-003	RS4-003	Tapa circular (MH) para cámara
RS3-022	RS4-004	Tapa para cámara de derivación
RS3-017	RS4-005	Rejas para ventilación en cámaras de energía
RS3-030	RS4-006	Realce de cuello en cámaras de energía
NUEVA	RS4-008	Tapas en material compuesto para cámaras subterráneas

GRUPO 5
NORMAS DE MATERIALES COMPLEMENTARIOS PARA REDES SUBTERRÁNEAS

NOMBRE ANTERIOR	NOMBRE NUEVO	DESCRIPCIÓN
RS6-001	RS5-001	Soporte horizontal de porta cables
RS6-002	RS5-002	Soporte vertical de porta cables
RS6-003	RS5-003	Expansión
RS6-004	RS5-004	Placa de identificación (Subestación Parrilla)
RS6-005	RS5-005	Placa de identificación (Acometida Parrilla)
RS6-006	RS5-006	Aviso peligro, Subestaciones 15 kV.
RS6-007	RS5-007	Rotulo para identificación de circuitos Subterráneos
RS6-008	RS5-008	Correa plástica
RS6-009	RS5-009	Empalme premodeldeado desconectable 15 kV.
RS6-010	RS5-010	Banda Plástica

GRUPO 6
NORMAS DE MONTAJES COMPLEMENTARIOS PARA REDES SUBTERRÁNEAS

NOMBRE ANTERIOR	NOMBRE NUEVO	DESCRIPCIÓN
------------------------	---------------------	--------------------

RS4-001	RS6-001	Soporte de conductor
RS4-002	RS6-002	Instalación de cable existente en ductos nuevos de PVC

ANEXO (D): Tendido de conductor y registros.

