

SUBSECRETARIA DE EDUCACIÓN SUPERIOR
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR

TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERIA ELECTRICA

INFORME TECNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

QUE PRESENTA:

ANTONIO PEREZ SANTIZ

CON EL TEMA:

DIGITALIZACION DE TRAYECTORIA RGD Y CALCULO DE CORTO CIRCUITO PARA LA
INSTALACION DE EQUIPOS EPROSEC EN LA ZONA URBANA SAN CRISTOBAL

ASESOR INTERNO:

ING. JOSE LUIS RIOS COUTIÑO

ASESOR EXTERNO:

ING. MARIO ALBERTO FUENTEVILLA LOPEZ

PERIODO DE REALIZACION:

AGOSTO – DICIEMBRE 2019

TUXTLA GUTIERREZ, CHIAPAS, A 22 DE NOVIEMBRE DEL 2019

Agradecimiento

A Dios por darme la vida, sobre todo a mis padres, María Gómez Santiz y Felipe Pérez Santiz quienes han sido mi inspiración y mis mentores a lo largo de mi vida; gracias por su apoyo incondicional y su consejo durante estos años de estudio y como un reconocimiento de gratitud al haber finalizado esta carrera.

A mis hermanos Luis Felipe Pérez y Manuel Pérez por darme su apoyo y por animarme a seguir luchando día con día y que con su ejemplo me ha enseñado que puedo lograr muchas cosas con solo el hecho de creer en mí.

A todos los docentes que me transmitieron sus conocimientos, para forjarme como futuro profesional, logrando que yo tenga en claro mis valores, mis objetivos dentro y fuera de mi profesión, ejerciendo con principios y objetivos claros de mi ética profesional.

A los Ing. Gerardo de Jesús Ramon Molano y Ing. Mario Alberto Fuentesvilla López, por brindarme la oportunidad de desempeñarme y desarrollarme dentro de la empresa “Comisión Federal de Electricidad (CFE Distribución)”, que durante mi estancia me ha brindado conocimientos en el campo de la Ingeniería Eléctrica, a la vez le agradezco ya que me ha sido de gran ayuda para conocer el ámbito laboral en el que me desempeñare con honor y orgullo día con día.

A mis amigos, quienes han sido mis compañeros en este proceso, quienes me han acompañado siempre dentro y fuera de las instalaciones del centro educativo que me ha forjado, así también por permitirme aprender de cada uno de ellos.

A todos ellos les agradezco por estar ahí, por apoyarme y sobre todo creer en mí, y les digo a todos muchas gracias.

Resumen

En las redes generales de distribución es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (cliente). Este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos en los sistemas eléctricos de distribución. Por ello se debe conocer las corrientes de cortocircuito que nos sirve para determinar capacidad interruptiva de los equipos EPROSEC a usarse en el sistema de distribución, interruptores o fusibles, seleccionar las relaciones adecuadas de los transformadores de instrumento, para seleccionar rangos de ajuste de relevadores de protección, para realizar los estudios de coordinación de protección en los sistemas eléctricos de potencia o distribución.

Las empresas de distribución de energía eléctrica deben garantizar el suministro de energía con calidad para todos sus usuarios que presta servicios de acuerdo con los aspectos normativos y regulatorios correspondientes. Por estadística mundial se sabe que del 80% al 95% de las fallas en líneas aéreas de media tensión son transitorias o temporales, y son causadas por tormentas, ramas de árboles, presencia de animales. Por ello conocer el nivel de cortocircuito y actualizar los diagramas unifilares de los circuitos de la zona urbana del municipio de San Cristóbal de las casas, Chiapas, para que las cuadrillas de mantenimiento y operación ubiquen con menor tiempo el punto de seccionalizador para que trabajen de manera segura en el restablecimiento del suministro de la energía eléctrica a los usuarios.

ÍNDICE

Título	1
1. Introducción	1
1.1 Antecedentes	2
1.2 Estado de arte	3
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivo General	4
1.3.2 Objetivos específicos	4
1.4 Metodología	5
1.5 Justificación	8
2. Fundamento teórico	9
2.1 REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN (RGD)	9
2.1.2 Clasificación de RGD	9
2.1.3 Red de distribución	10
2.1.4 Definición de los elementos del sistema de distribución	11
2.1.5 Características de redes de distribución urbanas	11
2.1.6 Líneas primarios	12
2.1.7 Sistemas de tierra	13
2.1.8 Simbología de los elementos de RGD	14
2.1.9 Codificación de estructuras	15
2.2 EPROSEC	18
2.2.1 Indicadores DEVO	18
2.2.2 Índice TIU	19
2.2.3 Costo por interrupción	21
2.2.4 Equipos de protección para circuitos de media tensión	23
2.2.5 Fusibles	23
2.2.6 Seccionalizador	24

2.2.7 Codificación Seccionalizador.....	25
2.2.8 Operación de seccionalizadores tipo electrónico monofásico	25
2.2.9 Restauradores	26
2.2.9 Codificación de restauradores.....	26
2.2.10 Descripción del funcionamiento	27
2.2.11 Construcción	27
2.2.12 Aplicación del Restaurador tipo RAE	28
2.2.13 Tiempo de operación del restaurador	29
2.2.14 Características de tiempo-corriente y secuencia de operación.....	30
2.2.15 Tablero de control TCR.....	32
2.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	33
2.3.1 Teoría básica	33
2.3.2 Circuito equivalente del sistema en condiciones normales	34
2.3.3 Tipos de fallas	36
2.3.4 Fallas de naturaleza transitoria	36
2.3.5 Fallas de naturaleza permanente	36
2.3.6 Principales tipos y causas de falla	37
2.3.7 Fallas asimétricas	38
2.3.8 Falla trifásica.	39
2.3.9 Consideraciones para los distintos tipos de falla.	41
2.3.11 Datos para cálculo y estudio en la coordinación de protecciones	42
2.3.12 Diagrama unifilar	43
2.3.13 Diagrama de reactancias o impedancias	43
2.3.14 Selección del tipo y localización del cortocircuito	43
2.3.15 Localización del cortocircuito	44
2.3.16 Factor de multiplicación	44
2.3.17 Reactancia subtransitoria	44

2.3.18 Reactancia transitoria.....	44
2.3.19 Reactancia síncrona.	45
2.3.20 Modelado del sistema	45
2.3.21 Componentes simétricas	46
2.3.22 Reglas y restricciones	47
2.3.23 Método por unidad.....	48
2.3.25 Modelos de componentes del sistema de distribución transformadores	52
3. Desarrollo	53
3.1 Análisis de interrupciones	53
3.2 Recorrido de la trayectoria del circuito	55
3.2.1 Digitalización del circuito	55
3.3 Calculo de corto circuito.....	57
4.0 Resultados.....	61
4.1 Conclusiones	63
Referencias Bibliográficas.....	64
Anexos	65
Anexo A: Estudio de cálculo de cortocircuito	65
Anexo B: Especificaciones del restaurador instalado en campo.....	74
Anexo C: Instalación del restaurador en campo.....	76

Lista de Figuras

Figura. 1 Diagrama a bloques del método analítico para el estudio de cortocircuito.....	5
Figura 1.2 Diagrama a bloques de funcionamiento del software para la coordinación de protecciones ASPEN TM One Liner.	6
Figura 2.1 Componentes de las Redes Generales de Distribución.	9
Figura 2.2 Sistema de distribución.	10
Figura 2.3 Simbologías de los elementos RGD.	14
Figura 2.4 Muestra como es la codificación de estructuras.	15
Figura 2.5 El primero segundo dígito indican el tipo de estructura.	16
Figura 2.6 El tercer dígito indica el número de fases.	17
Figura 2.7 El cuarto dígito indica la posición del conductor neutro.	17
Figura 3.1 Muestra los puntos levantados de cada poste en Google Earth.	55
Figura 3.2 Trayectoria de circuito SCO-4030.	56
Figura 3.3 Interfaz de SIMSEDIS.	57
Figura 3.4 Resultados de la secuencia positiva y secuencia cero.	58
Figura 3.5 Llenado de datos del circuito SCO-4030.	58
Figura 3.6 Llenado de datos de líneas de transformador.	59
Figura 3.7 Circuito SCO-4030 dibujado en su totalidad con datos reales.	59
Figura 3.8 Resultado del cálculo en lado alta trifásico del circuito.	60
Figura 3.9 Resultado del cálculo en lado alta monofásico del circuito.	60
Figura A -1 Muestra el diagrama del sistema de S.E.	65
Figura A- 2 Conexión del transformador en la red de secuencia cero.	66
Figura B - 1 Tamaño de la carcasa.	74

Figura B - 2 Caja de control.	74
Figura B - 3 Cable de control del restaurador.	75
Figura B - 4 Lógica de protección del restaurador instalado en campo.	75
Figura C - 1 Muestra el montaje del restaurador en una estructura TS30.	76
Figura C - 2 Amarrar las cadenas o latiguillos con ganchos para el izado de cable.	76
Figura C - 3 Muestra el correcto Izado del restaurador.	77

Lista de Graficas

Grafica 2.1 Curva características del restaurador.	31
Grafica 2.2 Curva inversa del comportamiento del restaurador instalado en el circuito.	62
Grafica 2.3 Curva inversa del comportamiento del restaurador instalado en el circuito.	62

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Tensiones en las líneas áreas.	12
Tabla 2.2 Voltaje en las líneas de media tensión.	12
Tabla 2.3 Tipos de conductores en las líneas primarias.	13
Tabla 2.4 Estándar de calidad al cliente.	18
Tabla 2.5 Estándar de calidad hacia el cliente.	19
Tabla 2.6 Estándar de calidad hacia el trabajador.	19
Tabla 2.7 Principales tipos y causas de falla.	37
Tabla 2.8 Principales tipos de fallas y su probabilidad de ocurrencia a nivel zona.	37
Tabla 2.9 Impedancias que intervienen según el tipo de falla.	41
Tabla 2.10 Muestra de forma simplificada los datos necesarios para el análisis de cortocircuito.	42
Tabla 3.1 Valores de TIU por circuito del 01/01/19 al 08/10/19.	53
Tabla 3.2 Número de interrupciones por circuito del 01/01/19 al 08/10/19.	54

Tabla 3.3 Causas de las interrupciones del SCO-4030.....54

Tabla 3.4 Datos para el cálculo.....57

Tabla 4.1 Resumen de cálculo de cortocircuito. Anexo A61

Título

DIGITALIZACIÓN DE TRAYECTORIA RGD Y CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO PARA LA INSTALACIÓN DE EQUIPOS EPROSEC EN LA ZONA URBANA SAN CRISTÓBAL.

1. Introducción

La actualización y digitalización de trayectoria de Redes Generales de Distribución (RGD) garantiza la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica, así como la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico a los usuarios finales. Esto permite identificar que cuando exista una condición de falla en el suministro de energía eléctrica se pueda seccionar o restablecer la energía en menor tiempo a través de la coordinación de los equipos restauradores y desconectores, causados por alguna anomalía en la trayectoria de RGD y facilita su rápida localización al personal de mantenimiento y de operación.

La automatización en líneas de distribución de media tensión ofrece con una gran capacidad técnica y operativa, protección y gestión de la energía eléctrica integrando protecciones, control y medición para las líneas RGD a través de la automatización y telecontrol optimizando el mantenimiento, las pérdidas eléctricas, las interrupciones y responder rápidamente a incidencias.

Para determinar la capacidad de sobrecarga y corriente de falla se utiliza un programa de CFE para efectuar el cálculo de cortocircuito y pruebas virtuales para la instalación de Equipos de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) en las áreas de mejor y fácil acceso optimizando los criterios de mantenimiento y prevenir probables afectaciones en los elementos eléctricos del circuito de RGD para mantener la confiabilidad y seguridad en la zona urbana de San Cristóbal.

La función principal de los equipos de protección es actuar a la desconexión automática del elemento del circuito en caso de anomalías o cuando detecta una falla en el circuito con el objetivo de disminuir el tiempo del restablecimiento de la energía y evitar un daño a las instalaciones de la CFE, así como afectar la operación normal de los otros equipos. Con lo expuesto se decide realizar el proyecto en CFE Distribución división sureste zona San Cristóbal que consiste en la digitalización de la trayectoria de la RGD y cálculo de corto circuito para la instalación de los equipos EPROSEC en la zona urbana San Cristóbal debido a que su diagrama unifilar del circuito RGD están desactualizados por lo que no cumple con los criterios de confiabilidad.

1.1 Antecedentes

La ubicación geográfica en la que se encuentra San Cristóbal ha contribuido a que durante la temporada de lluvias las corrientes de agua fluyan con mayor fuerza y constituyan un elemento de amenaza que incrementa la vulnerabilidad y el riesgo de deslave ocasionando la caída de algunas estructuras construidas en las márgenes de las corrientes fluviales por ende afecta la continuidad y calidad en el suministro de la energía eléctrica a los usuarios de las colonias.

Los tornados y ondas tropicales es una amenaza para las estructuras y líneas de distribución en la zona urbana de San Cristóbal, por estas condiciones climatológica afecta los ramales importantes y cuándo ocurre este fenómeno natural entre los daños principales que destacan es la caída de árboles sobre las líneas de distribución, postes y también por ramas de árboles que caen sobre el cableado ocasionan fallas e interrupciones en el suministro eléctrico.

Actualmente en la planeación y el diseño de los sistemas de potencia, se trata de disminuir la probabilidad de fallas. A pesar de lo anterior, no es económicamente factible intentar proteger el equipo contra todas las fallas; sin embargo, es posible obtener un compromiso económico de los factores que influyen en el diseño y la operación satisfactoria del sistema de protección del sistema eléctrico.

Obedeciendo la necesidad de tener un estándar a nivel internacional, para uniformizar la calidad y estudio del servicio eléctrico, la Comisión Federal de Electricidad basa su eficiencia en diversos indicadores que permiten conocer la operación óptima de los equipos con un mínimo de mantenimiento, incluyendo los desarrollos tecnológicos en materiales y equipos para reducción del tiempo de interrupción de usuarios.

Estas normativas en la calidad del servicio han sido creadas con el fin de garantizar la seguridad de los sistemas de transmisión y distribución, al mismo tiempo establecer estándares de calidad en el servicio eléctrico los cuales están divididos en normas de calidad de transmisión y normas de calidad de distribución teniendo como principio parámetros internacionales como es el caso del TIU (Tiempo de Interrupción por Usuario).

La confiabilidad en la red de distribución se evalúa en función de la frecuencia de las interrupciones, la potencia interrumpida en cada una de ellas y el tiempo total que se encuentre fuera de servicio la instalación afectada. Todas las desconexiones que afecten a las empresas y a clientes importantes, impactan directamente al TIU, las cuales al no ser atendidas a tiempo generan un incremento en el indicador estándar saliendo de meta.

1.2 Estado de arte

A. Halinka, M. Niedopytalski, P. Rzepka, P. Sowa y M. Szablicki de la universidad de Polonia en el 2014 [2] publicaron un artículo llamado “Método de evaluación de fiabilidad del SAIDI”, en el que sintetiza criterios para el proceso de toma de decisiones en los componentes de una red de distribución eléctrica, evaluando el impacto que provoca una variación en el voltaje.

Los investigadores Morelato y Moticelli en el 2013 [3], presentan las primeras investigaciones en la cual se propone un marco general que permite diseñar algoritmos para resolver un amplio rango de problemas de restauración del servicio en sistemas de distribución. El problema se resuelve por medio de una búsqueda heurística sobre un árbol de decisión binario, la cual es apoyada con reglas heurísticas obtenidas a partir de los operadores de red, que permiten reducir el espacio de búsqueda.

Akduman en el 2013 [4], propone un método de solución para el problema de la restauración mediante la formulación de un modelo matemático multiobjetivo con múltiples restricciones, para lo cual el autor utiliza dos funciones objetivo; maximizar el suministro de potencia de cargas críticas y maximizar la suma de las potencias de las cargas reconectadas (restauradas). La solución del modelo se realiza por medio de la implementación de un algoritmo evolutivo.

Watanabe y Nodu en el 2013 [5], presentan una metodología para solucionar el problema de la restauración usando un algoritmo genético de dos etapas para minimizar la energía no servida durante el proceso. En la primera etapa el algoritmo crea configuraciones radiales y en la segunda, busca una secuencia óptima de operaciones de conmutación que minimicen la energía no servida para cada configuración. El algoritmo es eficiente para sistemas pequeños de distribución.

Raidl y Julstrom en el 2014 [6], solucionan el problema de la restauración mediante la representación de árboles de expansión para el problema de diseño de redes, usando algoritmos evolutivos. Son descritos los operadores de inicialización, recombinación y mutación, los cuales ofrecen localidad, heredabilidad y eficiencia computacional. La implementación de un algoritmo de expansión de árbol aleatorio, el cual se basa en los algoritmos de expansión mínima de Prim y Kruskal, y pasos aleatorios.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Facilitar el acceso de maniobras de actividades en campo de operación para atender anomalías en los circuitos RGD y seccionar el punto de falla en menor tiempo con el propósito de llevar una coordinación adecuada de los otros dispositivos del circuito y mantener la continuidad del servicio y la calidad de energía eléctrica a los usuarios a través de los equipos EPROSEC.

1.3.2 Objetivos específicos

- Digitalizar la trayectoria RGD para los puntos de restaurador y seccionalizador que facilita su rápida localización al personal de mantenimiento y de operación.
- Asegurar la seguridad y el mínimo impacto ambiental de todas las operaciones de la red de distribución en la zona urbana San Cristóbal.
- Garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica en RGD, mediante la coordinación de protecciones adecuada entre los equipos de protección y seccionamiento instalados, con el criterio de salvamento de fusibles.
- Evitar interrupciones permanentes por causas de eventos transitorios como descargas atmosféricas, ramas de árboles que hacen contacto con la línea.
- Optimizar el desempeño de ramales para evitar fallas repetitivas.
- Mejorarla distribución e instalación de los equipos de protección en las RGD para tener una red más sencilla y fácil de operar.

1.4 Metodología

En la figura 1 se muestra el diagrama a bloques del método analítico para el estudio de corto circuito y coordinación de protecciones.

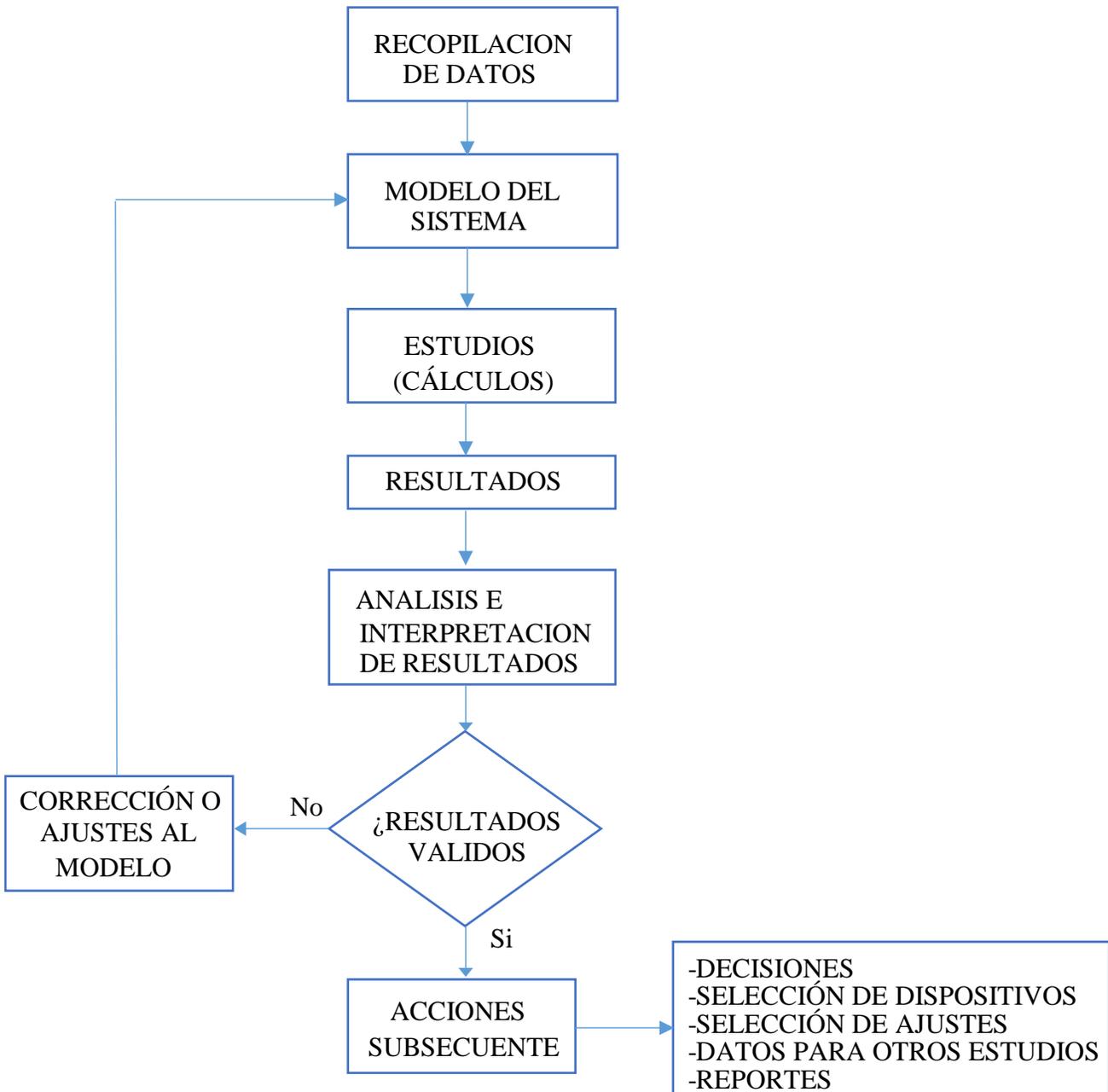


Figura. 1 Diagrama a bloques del método analítico para el estudio de cortocircuito.

En la figura 1.2 se muestra el diagrama a bloques del software utilizado para el cálculo de cortocircuito, que entre sus principales características tiene; editar la red, hacer análisis y mostrar resultados, lo que es una herramienta básica para el cálculo de cortocircuito.

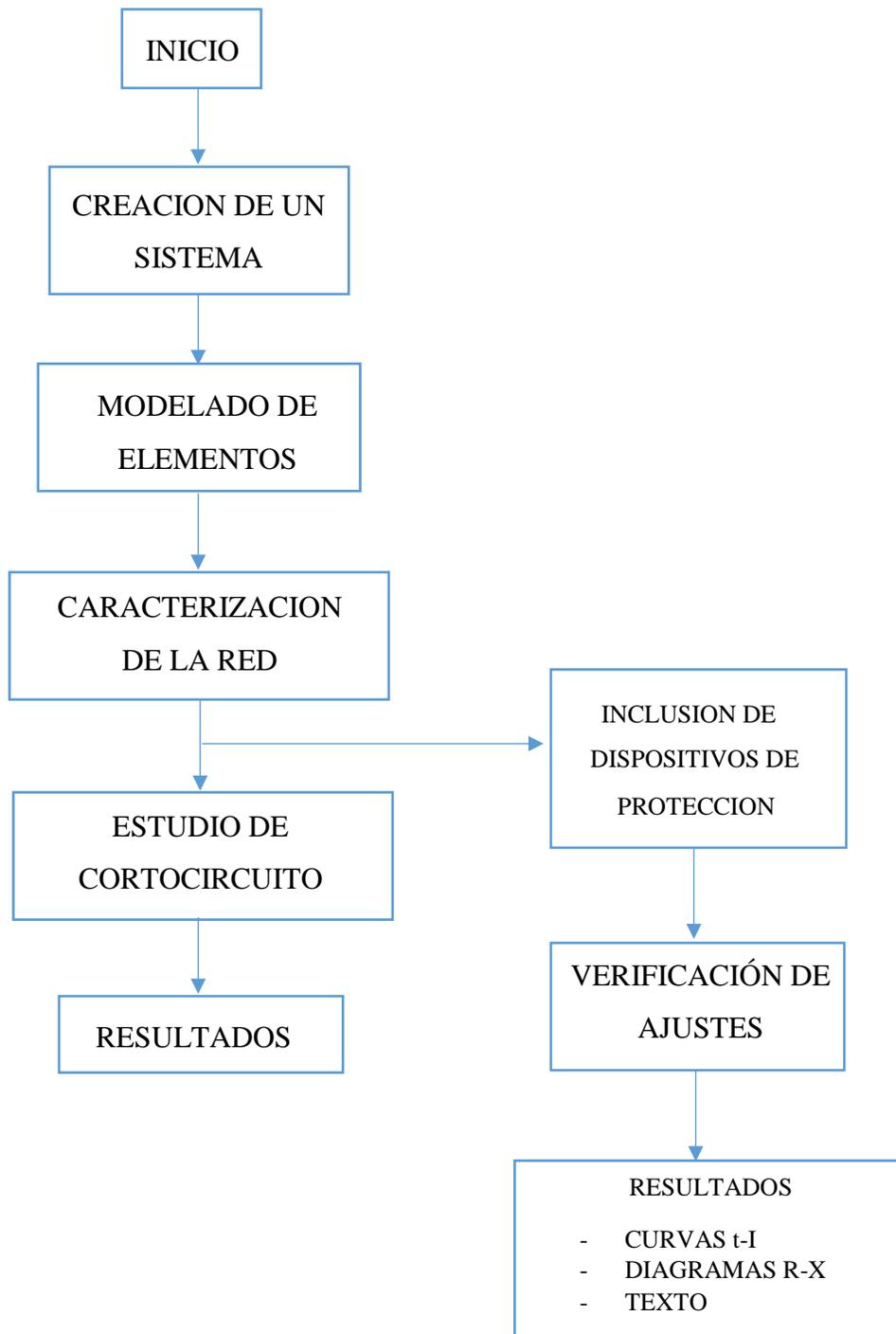


Figura 1.2 Diagrama a bloques de funcionamiento del software para la coordinación de protecciones ASPENTM One Liner.

Datos requeridos. - Se citan los elementos necesarios para obtener el modelo del sistema de distribución, revisando los cálculos y estudios requeridos para llevar a cabo la coordinación de protecciones. Por lo general los estudios que se efectúan a los sistemas eléctricos se ajustan a la secuencia de la figura 1.1 el estudio realizado con esta secuencia debe dar los resultados deseados y aplicables a la red de distribución.

Recopilación de datos. - El paso inicial para llevar a efecto cualquier estudio a un sistema eléctrico es recabar los datos característicos de los elementos que lo componen. Para nuestros propósitos, en esta sección se define la terminología de las cantidades que intervienen y se mencionan los datos necesarios para efectuar los cálculos y/o los estudios requeridos en la coordinación de protecciones en el sistema de distribución.

Fuentes de datos

Las fuentes de datos son:

- Equivalentes de Thévenin de la fuente
- Placa de datos de Transformador de Potencia
- Diagramas unifilares
- Base de datos físicos de tramos de líneas
- Base de datos de ajustes de dispositivos

Almacenamiento y manejo de datos. - Todos los datos deberán estar contenidos en archivos de base de datos, debiendo éstos ser verificados cuidadosamente para estar seguros de que son los más actualizados y que el sistema será representado con exactitud.

Actualizaciones. - El grado de confianza en los resultados de los estudios depende en gran parte de los datos en que se basan, por lo tanto, es necesario que estos sean actualizados cada vez que existan cambios en los elementos del sistema de distribución. Las revisiones y/o actualizaciones a los archivos maestros de base de datos deben hacerse al menos una vez al año ya que el movimiento de equipos o el simple desgaste de estos cambia por completo los datos de la coordinación.

Modelado del sistema de distribución. - Se define la forma de representar cada componente del sistema de distribución, de tal manera que puedan llevarse a cabo los estudios requeridos para la coordinación de protecciones. Se mencionan las expresiones matemáticas que describen el comportamiento de los elementos del sistema, tal que puedan ser cuantificadas sistemáticamente y usadas en el software de la empresa.

1.5 Justificación

Los circuitos de media tensión de las RGD son divididos en ramales, estos se pueden proteger por restauradores, seccionalizadores y por cortacircuitos fusible. Debido al crecimiento de la infraestructura incluye más derivaciones con protección CCF en las áreas urbanas, donde las afectaciones en estos ramales es principalmente por las ramas de árboles creciendo cerca de las líneas de media tensión, condiciones ambientales extremas como son tormentas, fuertes vientos, las cuales ocasionan interrupciones permanentes afectando la continuidad del servicio de energía eléctrica a nuestros clientes, por lo que se hace necesario plantear la instalación de equipos EPROSEC en los ramales más importantes.

La coordinación de protecciones es el procedimiento para crear una operación óptima y coordinada de los equipos eléctricos en las líneas de media tensión, para este procedimiento se requiere calcular las corrientes de cortocircuito en las protecciones a lo largo de la línea, una coordinación de protecciones no solo protege a los equipos eléctricos instalados, también facilita restablecer el potencial de energía de manera más rápida y eficiente. Este procedimiento impacta de manera directa al número de interrupciones y a los indicadores como el SAIDI, TIU, una buena coordinación de protecciones hace eficiente el restablecimiento automático de una línea en falla, y también la protección óptima de los ramales y sus líneas de distribución.

Para el cálculo de cortocircuito del circuito SCO-4030 se necesita encontrar los ramales críticos, actualizar el diagrama unifilar, y los datos de los relevadores instalados. El CFE nos proporcionó los softwares ASPEN y SIMSEDIS para realizar el cálculo de una manera correcta y aplicada a sus normas de diseño en las líneas de distribución. Teniendo todos estos componentes se procede a dibujar el diagrama unifilar del circuito que se trabaja.

El uso de los equipos (EPROSEC) en este circuito es debido a que en su trayectoria se encuentran zonas arboladas cercanas, por encima o debajo de las líneas, por lo que resulta importante realizar una observación y análisis entorno al circuito para poder disminuir la afectación o durabilidad de una falla causada por el choque de una rama o caída de árboles, los cuales pueden ser provocadas por fuertes vientos o por terceras personas que intervengan en las podas o derribos de los árboles, por lo tanto es necesario la instalación de estos equipos para tener un criterio óptimo en la red de distribución eléctrica y para que el personal de mantenimiento le sea fácil para operar, maniobrar y hacer el mantenimiento a los otros elementos eléctricos que conforman el circuito, aunado lo anterior se propone la instalación de un seccionador debido al historial de interrupciones que ha presentado el circuito SCO-4030 y por las incidencias de fallas provocadas por las afectaciones climatológicas.

2. Fundamento teórico

2.1 REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN (RGD)

Las RGD se subdividen para su análisis en cinco componentes principales, Subestación Eléctrica de transformación de alta a media tensión, circuitos de media tensión, transformadores de distribución red de baja tensión y acometidas y medidores, (Figura 2.1). Los alimentadores primarios que parten de la subestación de distribución están constituidos por líneas aéreas sobre postes y alimentan los transformadores de distribución, que están también montados sobre postes.

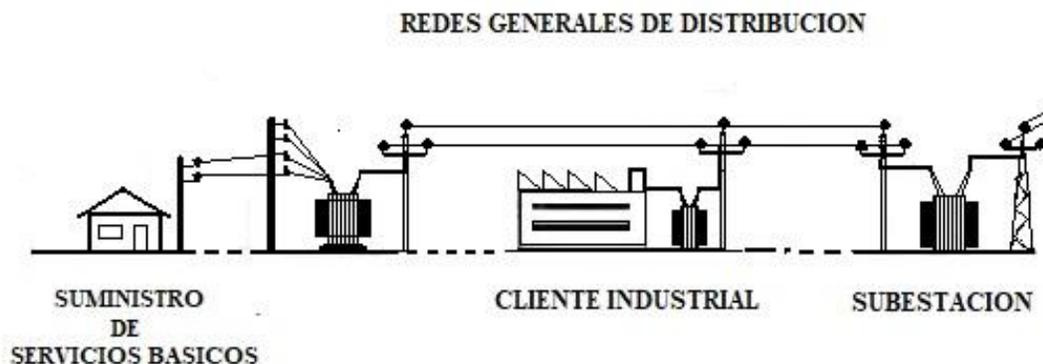


Figura 2.1 Componentes de las Redes Generales de Distribución.

2.1.2 Clasificación de RGD

Redes de distribución aéreas. – Se conocen como redes de distribución aéreas aquellas en las que los alimentadores primarios, los ramales, los transformadores, interruptores, seccionalizadores, etc., están soportados por estructuras que los mantienen separados de tierra a la altura establecida por las normas.

Redes de distribución subterráneas. – Son aquellas en las cuales los alimentadores primarios, ramales, transformadores, etc. Y se hallan bajo tierra. Los conductores pueden hallarse situados en conductos soterrados directamente en la tierra y los transformadores, interruptores, seccionalizadores, etc., se hallan en cámaras que pueden encontrarse en los edificios o comercios existentes o bien bajo tierra.

Redes de distribución mixtas. – Son aquellas en que partes de la red se encuentran soterradas mientras que en otras partes de la misma la distribución se ejecuta por líneas aéreas.

2.1.3 Red de distribución

La Red de Distribución de la Energía eléctrica o sistema de distribución de energía eléctrica, es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente). Este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos, como tensión, frecuencia, forma de onda, secuencia de fase y continuidad, los sistemas eléctricos de distribución comprenden principalmente de seis partes:

- a) Líneas de subtransmisión
- b) Subestaciones de distribución
- c) Circuito de media tensión
- d) Transformadores de distribución
- e) Circuito de baja tensión
- f) Acometida

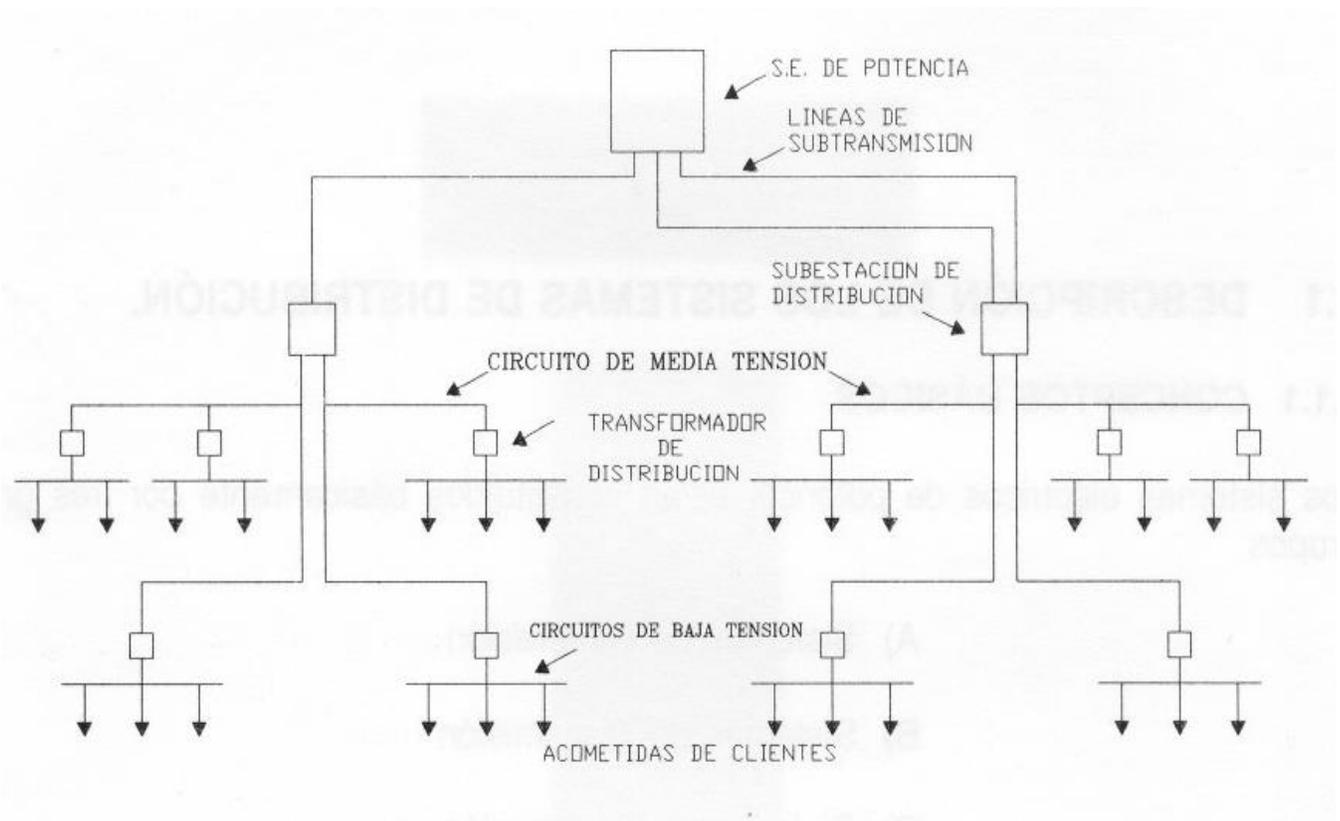


Figura 2.2 Sistema de distribución.

2.1.4 Definición de los elementos del sistema de distribución

- Líneas de subtransmisión. – Circuitos de conducción masiva de energía eléctrica a distancia que alimenta e interconecta las subestaciones de distribución, los niveles de tensión utilizados en nuestro país son 138, 115, 85 y 69 KV.
- Subestaciones de distribución. – Conjunto de equipos eléctricos necesarios para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución.
- Circuito de media tensión. – Circuitos eléctricos que parten de las subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, los niveles de tensión utilizados en el país van desde 2.4 hasta 34.5 KV.
- Transformadores de distribución. – Equipo eléctrico que reduce la tensión de los circuitos de media tensión de utilización de los usuarios.
- Circuito de baja tensión. – Circuitos que emanan de los transformadores de distribución y proporcionan el camino a la potencia eléctrica que será entregada a los usuarios.
- Acometida. – Circuitos que interconectan a los usuarios con los sistemas de distribución.

2.1.5 Características de redes de distribución urbanas

Los programas de distribución urbana son desarrollados individualmente por cada empresa de energía y la mayoría de las veces son planes de remodelación y recuperación de pérdidas y las principales características de las redes de distribución urbana son las siguientes:

- Usuarios muy concentrados.
- Cargas bifilares, trifilares y trifásicas.
- En general se usa postería de concreto.
- Es necesario coordinar los trazados de la red eléctrica con las redes telefónicas, redes de acueducto, alcantarillados y otras redes, igualmente tener en cuenta los parámetros de las edificaciones.
- Se usan conductores de aluminio, ACSR y cobre.
- Transformadores generalmente trifásicos en áreas de alta densidad de carga y monofásicos trifilares en áreas de carga moderada.
- El trabajo en general puede ser mecanizado.
- La separación entre conductores y estructuras de baja tensión y media tensión son menores.

2.1.6 Líneas primarios

Los alimentadores primarios son circuitos trifásicos de 3 o 4 hilos, en dependencia de que el sistema sea aterrizado o de neutro flotante, mediante los cuales se sirve la energía a una zona más o menos extensa. Las derivaciones de la alimentación troncal (ramales), pueden ser trifásicas o monofásicas y se consideran estructuras de líneas primarias todas aquellas que soporten conductores cuya operación sea de 13 hasta 33 kv. La línea con tensiones primarias menores a estos rangos se construye según las normas para 13 kv.

Niveles de tensión utilizados en las líneas aéreas de RGD para su construcción.

Nivel de Tensión	No. de Hilos	Tensión Eléctrica
Baja tensión	Monofásico	240 /120 V
Baja tensión	Trifásico	220Y /127 V
Media tensión	3F - 4H	13,2Y / 7,62 kV
		22,86Y / 13,2 kV
		33Y / 19,05 kV

Tabla 2.1 Tensiones en las líneas áreas.

Voltajes de media tensión entre fases en la RGD en la siguiente tabla.

Nominal en Bus de Subestación [kV]	Nominal en la Red [kV]
13.8	13.20
24.0	22.86
34.5	33.00

Tabla 2.2 Voltaje en las líneas de media tensión.

El neutro corrido se puede instalar en la posición del cable de guarda y el neutro corrido se debe aterrizar cada 2 estructuras. El uso del neutro en la posición del guarda está limitado a líneas rurales 3F-4H, ubicadas en regiones con alta incidencia de descargas atmosféricas o en casos especiales que lo requieran. Y para la identificación de fases (A, B, C) será de izquierda a derecha parado de frente a la fuente. El conductor neutro

en un sistema balanceado tipo A (3F-4H) multiaterrizado en líneas de media tensión, se debe seleccionar de acuerdo a la tabla siguiente:

CONDUCTOR NEUTRO CORRIDO			
Conductor de fase		Conductor neutro corrido	
Calibre AWG o Kcm	Material	Calibre AWG o Kcm	Material
1/0	ACSR	1/0	ACSR
3/0		1/0	
266.8		1/0	
336.4		1/0	
477		3/0	
1/0	Cobre	2	Cobre
3/0		1/0	
250		1/0	

Tabla 2.3 Tipos de conductores en las líneas primarias.

2.1.7 Sistemas de tierra

La seguridad del personal y equipo es de primordial importancia en los sistemas de distribución, por lo que el neutro y la conexión a tierra tiene la misma importancia que las fases energizadas. El equipo de puesta a tierra tiene como función proteger al trabajador de la energización accidental de una línea o equipo des energizado en donde se encuentra trabajando y haciendo contacto con él, o para poner a tierra las tensiones inducidas en el área de trabajo debido a líneas energizadas adyacentes o por descargas atmosféricas.

Normalmente los sistemas de tierra deben construirse con alambre de cobre semiduro desnudo de 5.19 mm de diámetro (calibre N.º 4 AWG) mínimo. La resistencia de tierra debe tener un valor máximo de 25Ω en tiempo de secas, cuando el terreno este húmedo debe tener un máximo de 10Ω.

2.1.8 Simbología de los elementos de RGD

La simbología normaliza la representación de los elementos que constituyen la red de distribución a una simbología correspondiente y se aplican en los planos, diagramas unifilares y sistemas de información geográfica. Además son perceptibles de los componentes de montaje y su finalidad es simplificar el diseño de los sistemas eléctricos. Los símbolos que se muestran en la siguiente tabla son de los que comúnmente se utilizan en la representación en los planos del diagrama unifilar del circuito urbano.

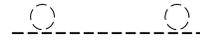
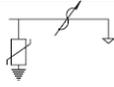
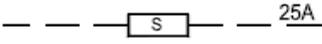
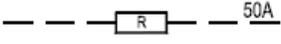
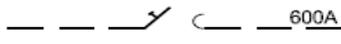
ELEMENTO A REPRESENTAR	SÍMBOLO
ELEMENTOS DE LINEA AEREA	
Línea aérea de media tensión	
Línea aérea de media tensión particular	
Línea subterránea de media tensión	
Acometida subterránea de media tensión	
Transición de línea de media tensión aérea a subterránea	
BANCOS DE TRANSFORMACIÓN	
Transformador de distribución tipo poste	
Transformador de distribución particular	
EQUIPOS DE PROTECCIONES	
Seccionalizador	
Restaurador	
Cuchilla desconectadora de operación en grupo, con carga.	
Cuchilla desconectadora monopolar de operación con pértiga.	

Figura 2.3 Simbologías de los elementos RGD.

2.1.9 Codificación de estructuras

Este sistema de codificación se usa para croquis, módulos de materiales y designación de estructuras de líneas de media tensión y la clave de codificación consta de cuatro dígitos para el primer nivel y de tres dígitos para los siguientes, los dos primeros dígitos son alfabéticos e indicaran la forma o la función de la estructura, como se indica a continuación:

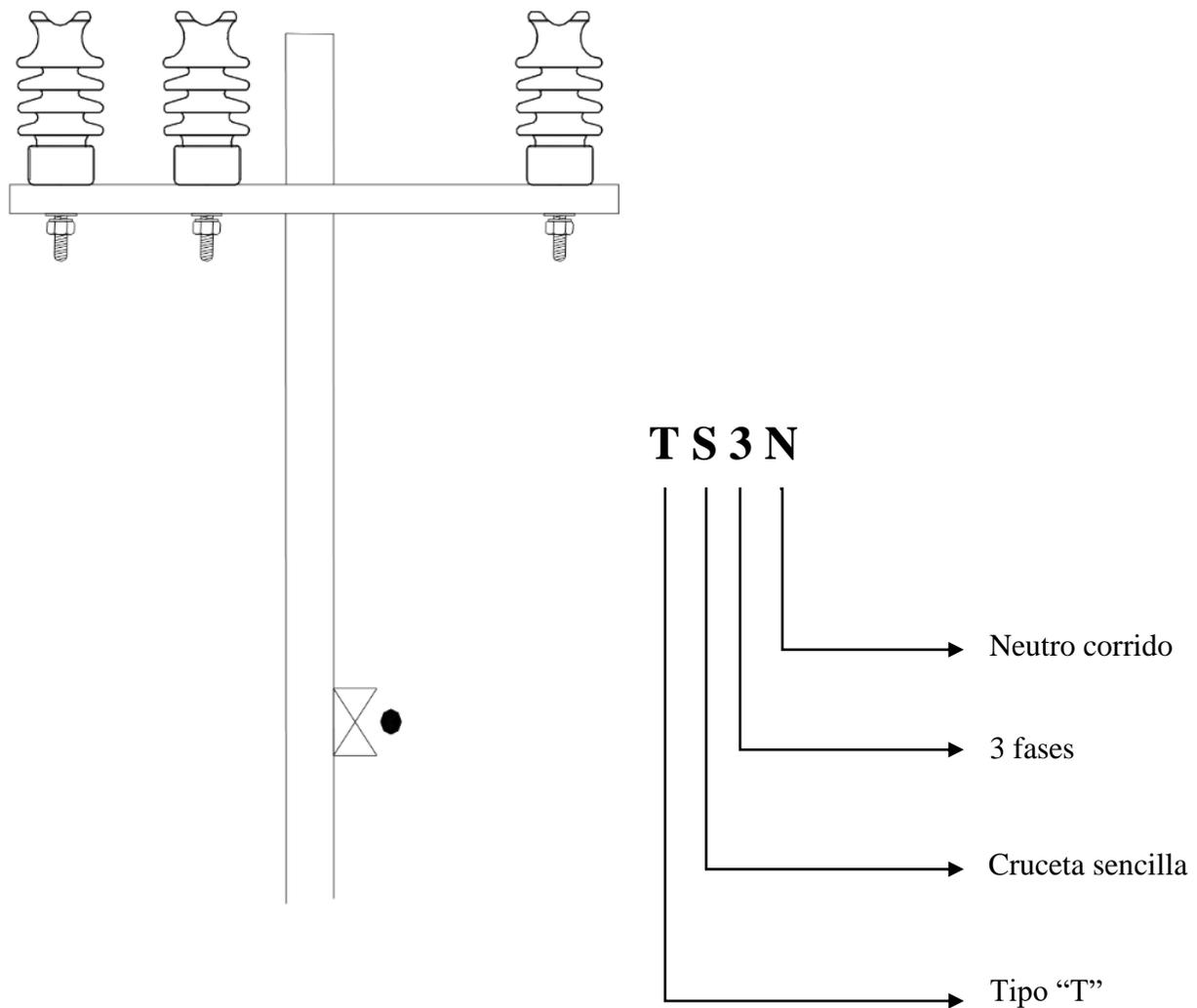


Figura 2.4 Muestra como es la codificación de estructuras.

Se muestra en las siguientes tablas la codificación de las estructuras postes generalmente utilizadas en la zona urbanizadas.

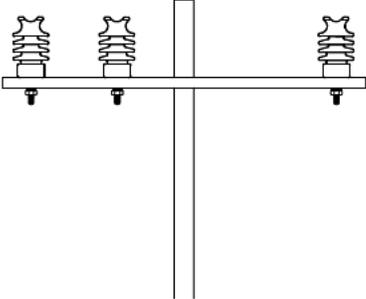
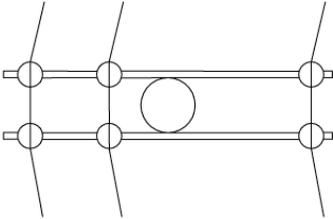
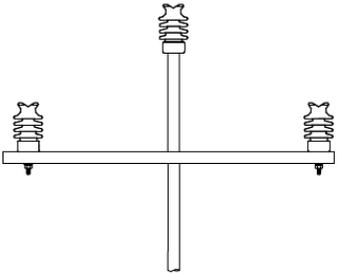
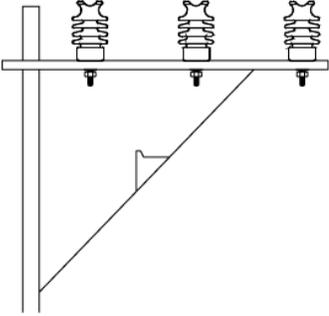
DISPOSICION DE CONDUCTORES	NOMBRE	DESCRIPCION
	TS	Te, Sencilla
	TD	Te, Doble
	PS	Punta poste, Sencillo
	VS	Volada, Sencilla

Figura 2.5 El primero segundo dígito indican el tipo de estructura.

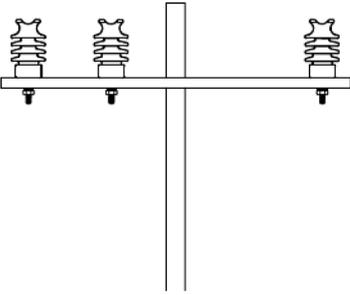
DISPOSICION DE CONDUCTORES	NOMBRE	DESCRIPCION
	TS3	Te, Sencilla, 3 fases

Figura 2.6 El tercer dígito indica el número de fases.

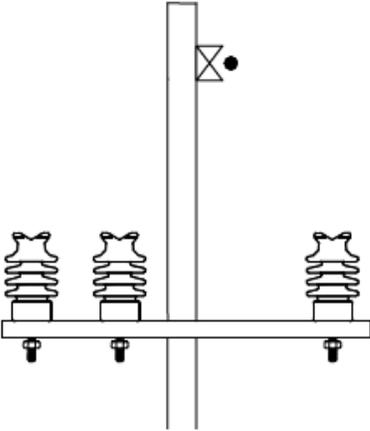
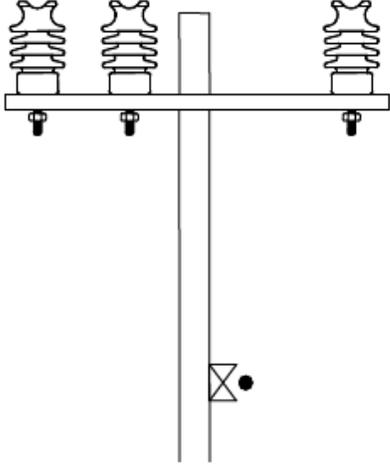
DISPOSICION DE CONDUCTORES	NOMBRE	DESCRIPCION
	TS3G	Te, cruceta Sencilla, 3 fases, Guarda
	TS3N	Te, cruceta Sencilla, 3 fases, neutro corrido

Figura 2.7 El cuarto dígito indica la posición del conductor neutro.

Cuando no exista, se indicará con el número “0”.

2.2 EPROSEC

Equipos de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) Son equipos que de forma autónoma (manual) detectan fallas en línea y seccionan el tramo afectado, de forma que se restablezca el servicio con la mínima afectación a los usuarios. Son todos los equipos que se deben utilizar en la red de distribución como restauradores, desconectores, seccionalizadores y seccionadores automáticos.

Mejora calidad de servicio de las redes de media tensión:

- Reducción de numero de interrupciones del servicio TIU
- Restablece y reconfigura automática y/o manualmente las redes de MT.
- Protección contra sobreintensidad, sobre o subtensión, frecuencia.

2.2.1 Indicadores DEVO

Los indicadores DEVO se basan en tres estándares de calidad, la calidad al cliente, calidad hacia la empresa y calidad al trabajador. En el primera, calidad al cliente tiene como principio promover entre el personal de la subdirección y en todos los niveles proporcionar un servicio de calidad y oportunidad congruente con las expectativas de nuestros clientes internos y externos al menos costo posible.

El siguiente estándar de calidad es la calidad hacia la empresa. La optimización de sus recursos humanos, económicos y materiales propiciando la productividad de sus trabajadores y rentabilidad como empresa. Y el ultimo es la calidad al trabajador. Proporcionando la capacitación y adiestramiento de los trabajadores con objeto de que puedan realizar sus funciones eficientemente y con la mayor seguridad posible.

CALIDAD AL CLIENTE	
TIU	Tiempo de interrupción por usuario
IMU	Numero de inconformidades por 100 usuarios
COMSER	Compromiso de servicio

Tabla 2.4 Estándar de calidad al cliente.

CALIDAD HACIA LA EMPRESA	
IC	Índice de cobranza
P	Perdida de energía
CUE	Costo unitario de explotación por usuario

Tabla 2.5 Estándar de calidad hacia el cliente.

CALIDAD AL TRABAJADOR	
CAP	Capacitación en el puesto
F	Frecuencia (sin accidentes externos)
G	Gravedad (sin días de incapacidad por accidentes)

Tabla 2.6 Estándar de calidad hacia el trabajador.

2.2.2 Índice TIU

El tiempo de interrupción por usuarios (TIU) tiene por objetivo, conocer el tiempo promedio que un usuario no dispone del servicio de energía eléctrica, para evaluar e identificar las medidas correctivas y/o preventivas por aplicar para reducirlo y mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica, para mejorar la calidad del servicio a los usuarios. Esto mide la eficiencia y continuidad del suministro eléctrico.

No se consideran las afectaciones por: sismos, incendios forestales, ciclones, fallas provocadas por robo de conductor, estas y cualquier causa que deberá ser analizada y autorizada en su monto de cargo, mediante oficio de la coordinación de distribución, las causas analizadas y comprobadas que son por causas provocadas externamente se descaran del indicador luego de un proceso que llega a superiores y se autoriza para descargarla.

Las medidas correctivas y/o preventivas por adoptar pueden estar relacionadas entre otras, con los siguientes aspectos: las políticas y procedimientos de operación y mantenimiento, programación y ejecución oportuna de los mantenimiento, proyecto y ejecución de mejoras, actualización permanente de las especificaciones de materiales y equipos, vigilancia de la oportuna adquisición y recepción de materiales y equipos, la última medida preventiva y correctiva es la capacitación personal.

Para el cálculo de este indicador es necesario conocer el tiempo expresado en minutos en que permanece fuera de servicio una línea, una subestación, un circuito o ramal de distribución de un área específica, en la interrupción del suministro a clientes, sostenida por un minuto o más. Para empezar, se requiere hacer un cálculo primario que es el DEMUA que calcula el tiempo en minutos por usuarios afectados.

$$\text{DEMUA} = \text{DL}_i \times \text{UA}_i$$

DL_i = Usuarios afectados

UA_i = Duración de la interrupción en minutos

La duración en minutos por usuarios afectados por eventos es el producto que resulta de multiplicar la duración de la interrupción (DL_i) por los usuarios afectados (UA_i), en cada interrupción (i), en el mes, en un área específica debida a afectaciones por: sismos, ciclones tropicales, fallas provocadas por robo de conductor, afectaciones por libranzas que sean derivadas de inversiones de mejoras al sistema eléctrico de distribución (construcción de líneas, cambios de calibre, instalación de equipos, entre otras).

Las causas externas o no atribuibles a la operación y mantenimiento del sistema eléctrico de distribución como son los frentes fríos, vandalismo y manifestaciones con riesgo de integridad física personal, incendios e impactos a las estructuras. Estas causas se tienen que comprobar con evidencias no solo fotográficas, también se debe tener un registro de prensa u otro reporte de respaldo ajeno a la empresa para poder registrarla como causa externa.

Las interrupciones por las causas antes mencionadas y cualquier otra causa debe solicitarla el gerente divisional en un periodo máximo de ocho días naturales, contados a partir del día en que se ha restablecido el suministro al 100% de los clientes afectados, mediante oficio al coordinador de distribución, para que sea analizada y en su caso autorizada, mediante oficio de la coordinación de distribución. Las causas que se consideren a la operación y mantenimiento no serán excluidas.

El registro de los datos (DL_i) y (UA_i) de cada interrupción debe realizarse en el módulo SIRCAID del SIAD después de la ocurrencia de cada evento (i). Esto corresponde a los responsables de operación de zona revisar y en su caso validar los registros SIAD; corresponde al responsable de operación divisional verificar y en su caso validar los registros de interrupciones SIAD para el control de las interrupciones.

Quedan excluidas las interrupciones que se originan en las áreas de distribución de baja tensión y en las acometidas del servicio a los usuarios, para efectos de evaluación de resultados de la gestión, se tomara en

cuenta exclusivamente el valor del TIU sin eventos. Sin embargo, también se deberá reportar el valor total del TIU con eventos. Estos eventos son las interrupciones que son excluidas o consideradas externas a la operación y mantenimiento de la empresa.

Los valores del índice se obtendrán integrados a nivel de zona y de división acumulados al periodo, la unidad de expresión es minutos, y los valores deben redondearse en milésimas para no desfazar el resultado real y tener un valor exacto ya que este indicador es parte de las metas de la empresa y debe tener un valor real, por eso el redondeo se hace en milésimas y no en segundos como se podría pensar, los usuarios que se toman en este cálculo son los usuarios totales de la zona de distribución el siguiente algoritmo es para el cálculo del indicador TIU:

$$\text{TIU} = \frac{\text{DEMUA}}{\text{UT}}$$

TIU = Tiempo de Interrupción por Usuarios

UT = Usuarios Totales de la zona

En el caso de que los resultados integrados no cumplan con las metas a nivel de cualquier zona y/o a nivel división, a fin de identificar plenamente a las áreas con problemas y a la naturaleza de los problemas mismos, se deben proporcionar los datos básicos y los valores de este índice aplicados a los circuitos por zona que se encuentren en este supuesto, así como la aportación por causa y origen que dé lugar a las desviaciones.

En esta forma, se identifican las medidas correctivas y se establecen los compromisos concretos para su aplicación y las medidas correctivas para mejorar los resultados. Para este efecto se pueden utilizar los índices auxiliares de gestión y objetivo que ilustren las condiciones prevalecientes que impiden, limitan y dificultan el mejoramiento de los resultados del índice objetivo TIU o que dieron lugar a la desviación de resultado.

2.2.3 Costo por interrupción

Las empresas de distribución de energía eléctrica deben garantizar el suministro de energía con calidad para todos sus usuarios que presta servicios de acuerdo con los aspectos normativos y regulatorios correspondientes. Por estadística mundial se sabe que del 80% al 95% de las fallas en líneas aéreas de media tensión son transitorias o temporales, y son causadas por tormentas, ramas de árboles, presencia de animales.

Dejar una línea fuera de servicio debido a una falla transitoria en la red eléctrica es un error de servicio, ya que hay afectaciones a usuarios dejándolos sin energía eléctrica. Durante una avería o falla permanente en la red eléctrica, dejar fuera de servicio más ramales del averiado, es un error de protecciones ya que la protección del ramal dejó pasar la falla sobre el troncal y si las protecciones del troncal la dejan pasar se convierte en falla franca siendo muy significativa.

Esto significa pérdidas para la empresa, una buena coordinación de protecciones, la recalibración del conductor y el balanceo de cargas hace la diferencia, en un corte de suministro el costo de las pérdidas es cuantificables, la más significativa es en energía no facturada, cada que un ramal o un circuito presenta falla una parte de usuarios del circuito queda fuera y sin energía eléctrica.

Para la Comisión Federal de Electricidad significa pérdidas en energía no consumida por el usuario al momento de la falla, en un circuito urbano, un usuario llega a consumir 4 kW/h y en un circuito rural 2 kW/h en promedio. En un circuito urbano el costo es de \$9.60 pesos por consumo diario de usuario. Entonces en una falla franca donde se restablece en un tiempo promedio de 30 minutos el costo es de \$288.00 pesos por usuario.

$$\text{Costo Interrupción} = (\text{kwh}_{\text{consumido}} \times \text{Precio}_{\text{Kwh}}) \times \text{DEMUA}$$

También otro costo que se suma al cuantificable en una interrupción, es la mano de obra para reposición del suministro eléctrico (camioneta y 2 personas con 2 horas de viaje), esperando que en este tiempo la falla sea detectada y restablecida, si no es así, el tiempo extra pagado a la cuadrilla, siempre y cuando esta no esté en su horario de trabajo oficial. La gasolina va en función de la distancia a la que se encuentre la falla en caso de fallas rurales hasta 4 horas de distancia.

Los recambios, utilizar materiales que se dañaron u se operaron en la falla, los fusibles operados en la falla se tienen que reemplazar para dejar el suministro eléctrico con potencial en caso de la falla de fase a tierra se reemplaza un fusible y en el caso de falla de fase a fase se tiene que cambiar los fusibles de las fases donde circulo la corriente de corto circuito. También hay fallas en donde hay corrosión, fundición o ruptura de algún elemento y se tienen que reemplazar para dejar conectado el servicio de energía eléctrica.

Así mismo las multas y compensaciones son algunas de las pérdidas cuantificables para la empresa, estas multas se deben a que en algunos circuitos hay usuarios importantes o usuarios conectados a la red de media tensión. Estos usuarios son fábricas, hospitales y prestadores de servicio. Estos usuarios tienen convenios en

donde la empresa (CFE) deberá pagar sus pérdidas el tiempo que se interrumpe su servicio de energía eléctrica.

Existe una pérdida no cuantificable pero que impacta en la imagen corporativa de la empresa, por esta razón la empresa se mantiene con metas sobre los indicadores internacionales como el SAIDI, CAIDI, SAIFI e indicadores internos como el TIU. Así como coordinaciones de protecciones y aislamientos para prestar un servicio eficiente y continuo donde las pérdidas sean menores y la calidad de energía sea mayor.

2.2.4 Equipos de protección para circuitos de media tensión

El diseño los circuitos de distribución, cuando se considera el concepto de la protección como elemento primordial, permite disminuir el efecto de las fallas, mejorar la continuidad del servicio, afectar al menor número de usuarios, mejorar la operación y preparación automática de la red.

Los equipos de protección para las redes de distribución han evolucionado con el tiempo desde los primitivos fusibles, hasta los equipos más sofisticados cuyo funcionamiento está basado en empleo de los microprocesadores. Sin embargo, independientemente de los avances que, para el desarrollo de los diversos dispositivos en la actualidad, pueden identificarse en tres tipos fundamentales de equipos de protección, en función de su aplicación y su principio de operación principalmente son lo siguiente:

- Fusibles
- Seccionalizadores
- Restauradores

2.2.5 Fusibles

Dispositivo, constituido por un soporte adecuado, un filamento o lámina de un metal o aleación de bajo punto de fusión que se intercala en un punto determinado de una instalación eléctrica para que se funda, por Efecto Joule, cuando la intensidad de corriente supere, por un cortocircuito o un exceso de carga, un determinado valor que pudiera hacer peligrar la integridad de los conductores de la instalación con el consiguiente riesgo de incendio o destrucción de otros elementos.

Está formado por un pequeño eslabón fusible, el cual al fundir provoca que el arqueo producido genere gases des ionizantes del material vecino (ácido bórico, melanina, resinas fenólicas, fibra vulcanizada, resinas termo plásticas, tetracloruro de carbono, hexafluoruro de azufre y otras).

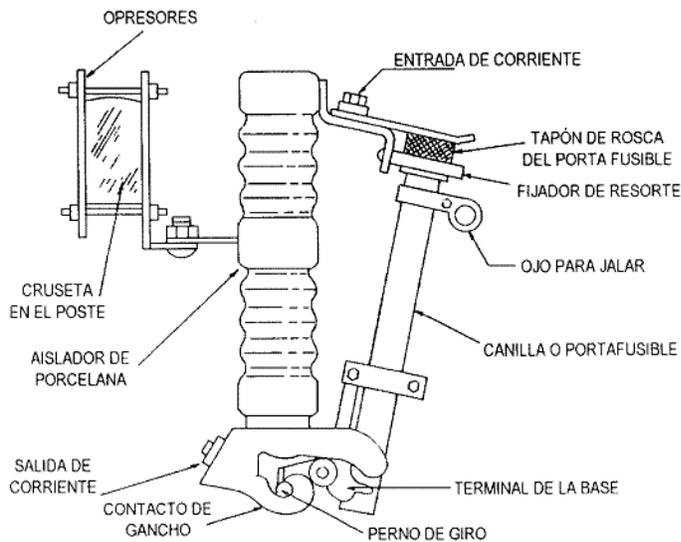


Figura 2.8 Fundamento del fusible Tipo C.

Se utilizan principalmente en redes de distribución aéreas, su uso en instalaciones industriales está limitado debido a la restricción de su aplicación en instalaciones tipo interior. Se caracteriza por emplear un aislador de porcelana que soporta el cartucho que contiene el elemento fusible.

2.2.6 Seccionalizador

Un Seccionalizador es un dispositivo que automáticamente desconecta secciones en fallas de un sistema de distribución eléctrico que está construido por una boquilla, tanque, mecanismo de operación, gabinetes de control, transformadores de corriente. Dispositivo de protección que aísla una sección de una línea de distribución donde ocurre una falla. Este es normalmente utilizado en conjunto con un reconectador ya que no tiene la capacidad de aislar la falla por sí solo.



Figura 2.9 Seccionalizador tripolar.

2.2.7 Codificación Seccionalizador

La codificación de cuchillas para seccionar líneas de media tensión consta de cinco campos.

1. El primer campo indica el número de unidades.
2. En el segundo y tercer campo se indica el tipo de cuchillas: Cuchillas de operación en Grupo (CG y Restaurador Fusible (RF).
3. En el cuarto campo se indica el número de fases conectadas.
4. En el quinto campo se indica el tipo de sistema: 3F-4H (A).

Ejemplo: Cuchillas de operación en grupo para tres fases sistema 3F-4H.

1	C	G	3	A
---	---	---	---	---

La clave indica una (1) cuchilla de operación en grupo (CG) conectada a tres fases (3) en un sistema tres fases, cuatro hilos (A).

2.2.8 Operación de seccionadores tipo electrónico monofásico

Estos seccionadores han sido fabricados desde 1990, para 1, 2, o 3 conteos y capacidades de 25 a 200 amperes, en tensiones de 15 Kv, 27 Kv y 38 Kv. El diseño y dimensionamiento de este tipo de seccionadores permite que sean montados en cortacircuitos fusibles (CCF).

El módulo electrónico consiste en un tubo de cobre con terminales de bronce fundido en cada extremo ajustado para ser montados en CCF. La corriente fluye a través de los contactos y el tubo de cobre. El tubo forma el primario de 2 transformadores de corriente encapsulados montados axialmente sobre él. Una jaula de Faraday rodea el circuito lógico y un actuador localizado en el armazón inferior del tubo opera el módulo para su apertura (ver figura).

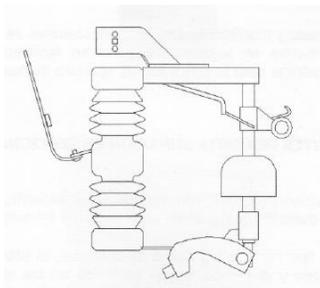


Figura 2.10 Modulo electrónico seccionador electrónico.

2.2.9 Restauradores

Equipo autocontrolado para interrumpir y cerrar un circuito de corriente alterna, con una predeterminada secuencia de operaciones de cierre o apertura, seguidas por un restablecimiento o apertura definitiva. La tarea principal es la de interrumpir sobre corrientes de régimen transitorio y permanente utilizando recierres rápidos y lentos de acuerdo de acuerdo con las curvas tiempo-corriente definidas, con la finalidad de llevar a cabo una coordinación adecuada con otros dispositivos ubicados en el mismo circuito.



Figura 2.11 Restaurador telecontrolado.

2.2.9 Codificación de restauradores

La codificación del banco consta de cinco campos.

1. El primer campo indica el número de unidades.
2. El segundo y tercer campo indica el tipo de equipo: restaurador (RS).
3. El cuarto campo indica el número de fases del banco.
4. El quinto campo indica el tipo de sistema primario.

Ejemplo: Un restaurador trifásico en un sistema 3F-4H.

1	R	S	3	A
---	---	---	---	---

Indica un (1) restaurador (RS) trifásico (3), en un sistema 3F-4H (A).

2.2.10 Descripción del funcionamiento

El equipo RAE de ARTECHE es un restaurador trifásico para uso en poste o en subestación, con tecnología de interrupción en vacío, diseñado para sistemas de distribución eléctrica hasta 27 kV. El restaurador RAE está diseñado y ensayado para ser compatible con el tablero de control TCR de ARTECHE que cuenta con control microprocesador.

El restaurador RAE es para servicio exterior, siendo resistente a la humedad, contaminación y radiación ultravioleta. El restaurador de ARTECHE tiene tres polos de corte encapsulados en resina ciclo alifática que alojan también los sensores de medida, y una base soporte de aluminio que alberga los mecanismos de operación. Está diseñado para operación en un rango de temperatura de entre -10°C a $+55^{\circ}\text{C}$.

El restaurador censa a través de sus equipos de medición (TC's y TP's) y tarjetas de entradas y salidas digitales, las condiciones de operación del circuito en el cual se encuentra montado, esta información la procesa constantemente a través del equipo de protección, control y medición; el cual, en función de los ajustes introducidos en el mismo, y en su caso, a través del canal de comunicación remota, realizará operaciones de apertura o cierre.

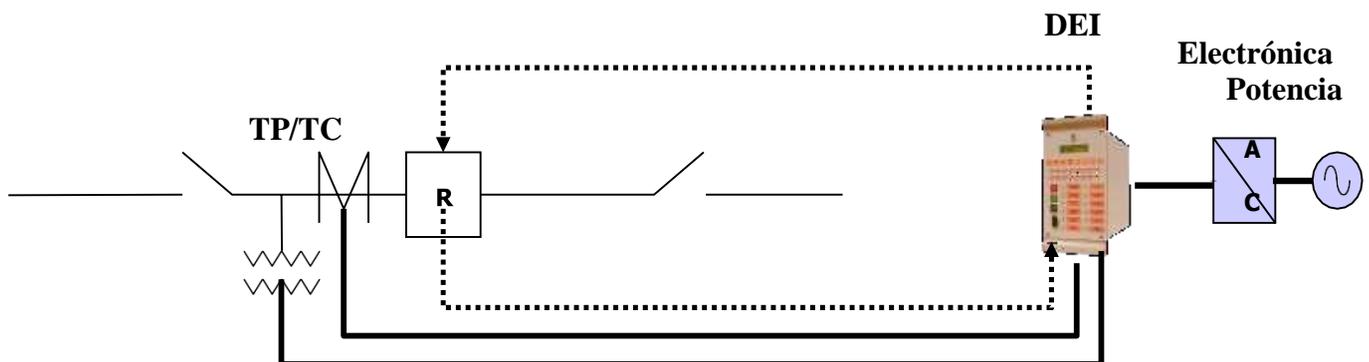


Figura 2.12 Descripción básica del funcionamiento.

2.2.11 Construcción

En un restaurador automático, sus contactos de interrupción monofásicos o trifásicos, están contenidos en un tanque con aceite como medio de aislamiento su apariencia se asemeja a un pequeño interruptor en aceite y puede ser conectado directamente a la línea sobre postes, crucetas, plataformas o instalado en una estructura en la subestación.

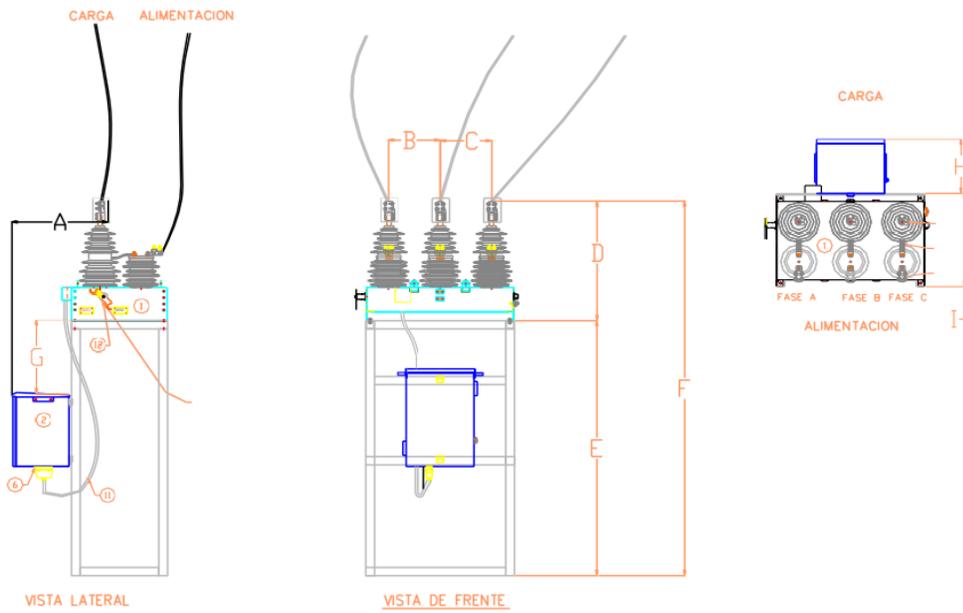


Figura 2.13 Dimensiones de las partes que conforman un tanque de restaurador.

2.2.12 Aplicación del Restaurador tipo RAE

Los restauradores pueden ser usados en cualquier punto de un sistema de distribución donde el rango del restaurador es adecuado para los requerimientos del sistema. Las localizaciones lógicas para restauradores se muestran en la siguiente figura.

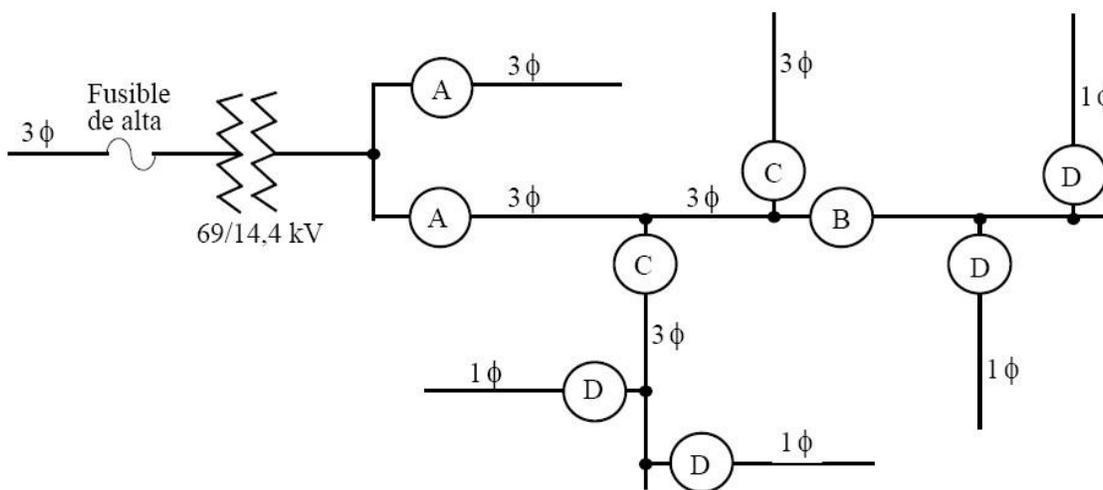


Figura 2.14 Muestra un diagrama para la aplicación del restaurador.

- A. Subestaciones
- B. Líneas de distribución
- C. Ramales importantes
- D. Pequeños ramales 1F

Para la correcta aplicación de los restauradores, se deben considerar los siguientes factores:

- La tensión nominal del sistema debe ser igual o menor a la tensión de diseño del restaurador.
- La corriente máxima permanente de carga en el punto del sistema donde se ubicará, debe ser menor o igual a la corriente nominal de restaurador.
- Debe tener una capacidad de ruptura mayor o igual, a la corriente máxima de falla en el punto de aplicación.
- La corriente mínima de operación debe escogerse de modo que detecte todas las fallas que ocurran dentro de la zona que se ha encomendado proteger (sensibilidad).
- Las curvas tiempo-corriente y la secuencia de operación deben seleccionarse adecuadamente, de modo que sea posible coordinar su operación con otros elementos de protección instalados en el mismo sistema.

2.2.13 Tiempo de operación del restaurador

- Secuencia de operación: Los Restauradores pueden ser programados para un máximo de 5 aperturas y 4 recierres.
- Número total de operaciones o aperturas: Los restauradores permiten programar desde una apertura hasta un máximo de cinco.
- Tiempo de reconexión: Son los intervalos de tiempo en que los contactos del restaurador permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.
- Tiempo de reposición: Es el tiempo después del cual el restaurador repone su programación.
- Corriente mínima de operación: Es el valor mínimo de corriente para el cual el restaurador comienza a ejecutar su secuencia de operación programada.

2.2.14 Características de tiempo-corriente y secuencia de operación

Los restauradores cuentan con curvas características de tiempo-corriente del tipo definido e inverso. La curva característica definida, significa que el tiempo de operación es independiente a la magnitud de la corriente de falla, es decir, que para cualquier nivel de falla opera en el tiempo de seccionado.

Curvas CEI 255-4 / BS142 Es como funciona la curva inversa según BS142 correspondientes a los tipos característica normal Inversa. Estas curvas responden a la fórmula general y constantes que dependen del tipo de curva:

Curva inversa

$$T := M \times \frac{k}{\left(\frac{I}{I_0}\right)^\alpha - 1}$$

$$T_{\text{RECAIDA}} := M \times \frac{tr}{\left(\frac{I}{I_0}\right)^2 - 1}$$

Siendo:

T: tiempo de disparo (s)

T_{CAIDA}: tiempo de recaída (s)

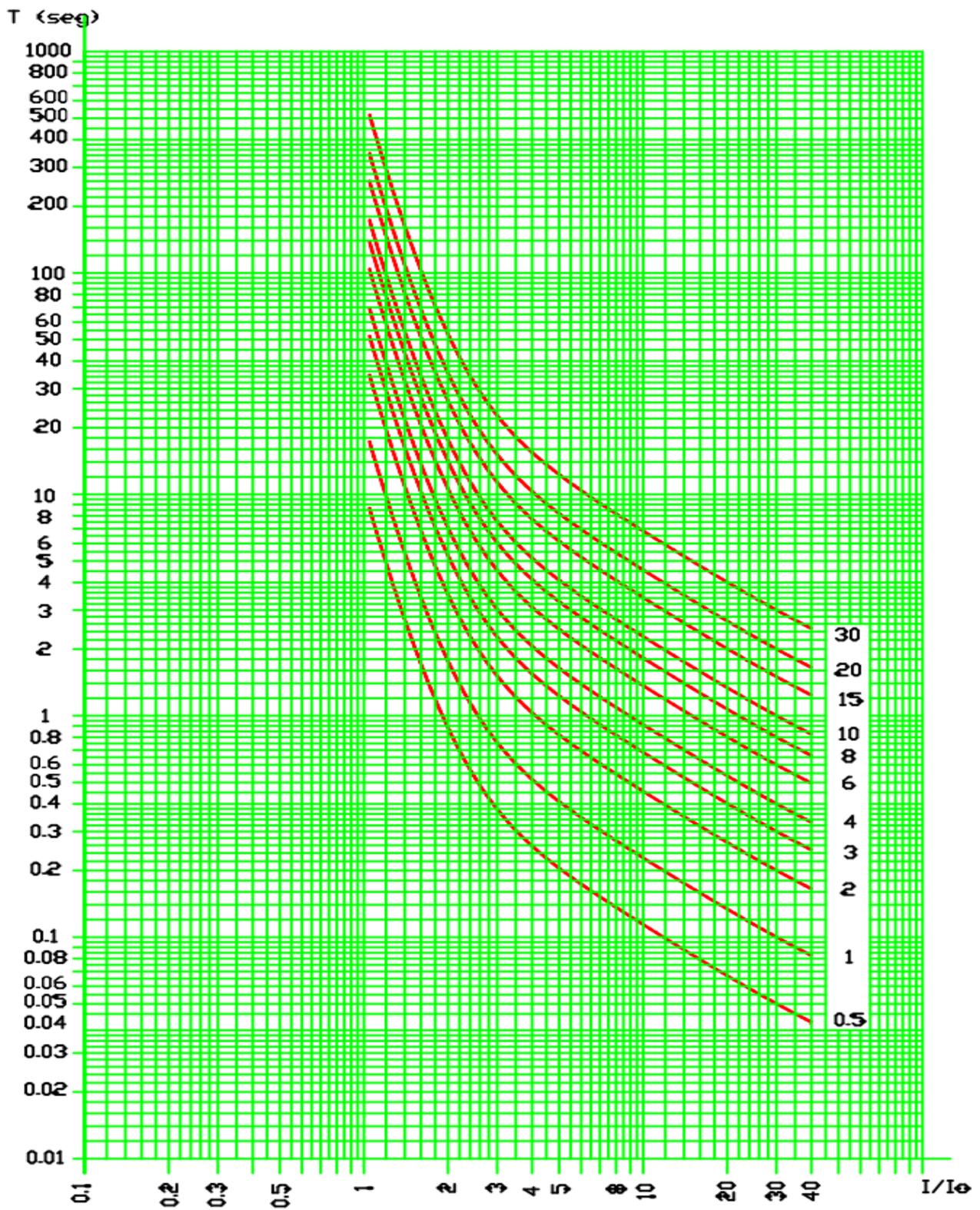
M: multiplicador ("Índice de tiempo"). Rango válido 0.01 a 1.5 en escalones de 0.005

I: Intensidad medida

I₀: Ajuste de intensidad de arranque

K, α, tr: constantes que dependen del tipo de curva:

Constantes	Normal inversa
K	0.14
α	0.02
tr	9.7



CARACTERISTICA INVERSA

Grafica 2.1 Curva características del restaurador.

2.2.15 Tablero de control TCR

tablero diseñado con las más avanzadas tecnologías para la captación e interpretación de las señales provenientes del restaurador, que cuenta además con la capacidad para programar las actuaciones que las compañías consideren apropiadas ante los diferentes eventos registrados. Entre otros componentes de última generación, que describimos en este documento, destaca el avanzado relevador de protección (DEI) del Grupo ARTECHE, modelo PL300RC. Es el verdadero cerebro del TCR y aporta gran parte de las funcionalidades del mismo: registro de eventos, protección, programación, telecontrol, etc.



Figura 2.15 Tablero TCR

Además de estos componentes descritos, que son los más importantes y voluminosos, en el interior del tablero se disponen de los elementos complementarios, como relevadores auxiliares, interruptor termomagnético, tablillas de conexión, etc., que complementan las funciones de los elementos principales.

El relevador auxiliar RD2 ARTECHE, de Lock-out, es el dispositivo que se activará cuando el Restaurador se abra mecánicamente, mediante la pértiga. Con este relé excitado se bloquean todas las órdenes eléctricas de cierre del reconectador. El gran poder de sus contactos de salida hace posible que actúen directamente sobre el aparellaje de AT y MT, ya que su poder de cierre, paso, apertura y sobretensiones que puede soportar garantiza un aislamiento perfecto. Alto grado de protección con cubierta transparente que los hace apropiados para ambientes tropicales y salinos.

2.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

El cortocircuito es la eliminación de los obstáculos al paso de la corriente, la disminución repentina de la trayectoria normal que debe seguir dicha corriente; esto provoca una corriente de gran magnitud comparada con la corriente normal de carga. Las corrientes de cortocircuito dependen de los valores de impedancia que representan cada uno de los elementos del sistema, a menor impedancia mayor corriente y viceversa. Esto está relacionado con la capacidad de las fuentes de corriente, un generador de gran capacidad aporta mayor corriente que uno de menor capacidad.

Conocer las corrientes de cortocircuito nos sirve para determinar capacidad interruptiva de los equipos a usarse en el sistema como interruptores o fusibles, seleccionar las relaciones adecuadas de los transformadores de instrumento, para seleccionar rangos de ajuste de relevadores de protección, para realizar los estudios de coordinación de protección en los sistemas eléctricos de potencia o distribución.

2.3.1 Teoría básica

En la figura se observa el equivalente monofásico de un sistema eléctrico alimentando una carga en condiciones normales. La impedancia de la carga es muy grande comparada la impedancia equivalente del sistema y de la línea de alimentación, por lo cual la corriente de carga normal es baja (varios cientos de amperes).

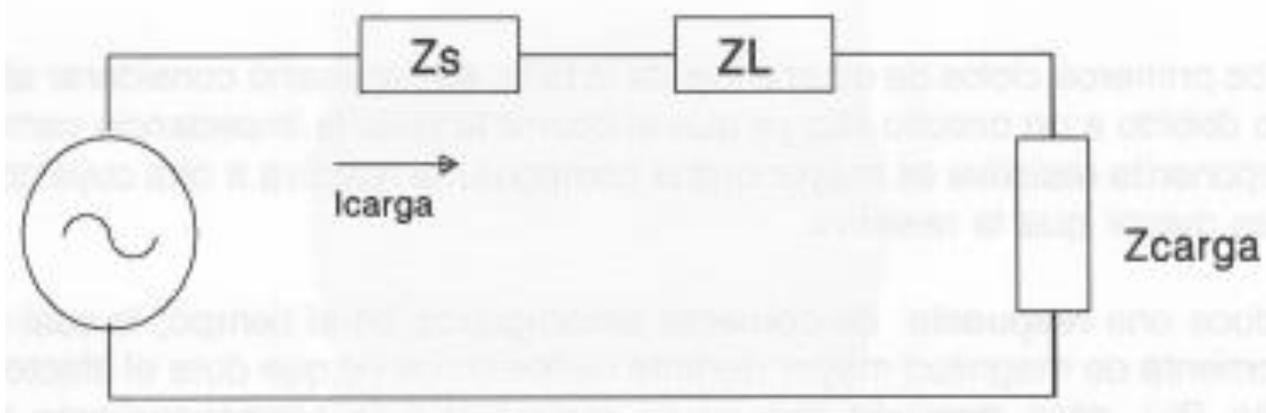


Figura 2.16 Circuito equivalente del sistema en condiciones normales.

2.3.2 Circuito equivalente del sistema en condiciones normales

Al ocurrir un corto circuito, la impedancia que se le presenta a la fuente cambia a una de magnitud más pequeña comparada con la de carga normal y lo resultante es que la corriente que fluye en estas circunstancias es una corriente elevada (normalmente varios miles de Amperes), esta corriente se denomina corriente de corto circuito.

Se puede ver en la que lo que limita a la corriente de corto circuito son las impedancias equivalentes de fuente y la impedancia de la línea de alimentación, entonces, el principio, para obtener el valor de la corriente de cortocircuito es necesario dividir el voltaje que había en el sistema (justo antes de ocurrir la falla) entre las impedancias equivalente de Thevenin hasta el punto donde se localiza la falla.

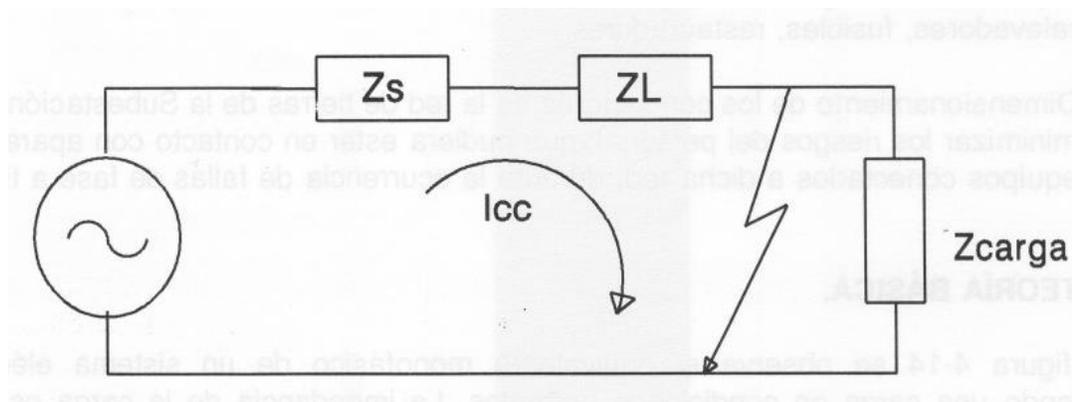


Figura 2.17 Circuito equivalente del sistema al ocurrir una falla.

Circuito equivalente del sistema al ocurrir una falla. Durante los primeros ciclos de ocurrencia de la falla, es necesario considerar el fenómeno transitorio debido a un circuito RL, ya que al ocurrir la falla la impedancia cambia de una cuya componente resistiva es mayor que la componente reactiva a otra cuya componente reactiva es mayor que la resistiva. Esto produce una respuesta de corriente amortiguada en el tiempo, lo cual se traduce en una corriente de magnitud mayor durante varios ciclos para después reducir su magnitud a la correspondiente al régimen permanente.

Esto produce una respuesta de corriente amortiguada en el tiempo, lo cual se traduce en una corriente de magnitud mayor durante varios ciclos (lo que dura el efecto transitorio del circuito RE), para después reducir su magnitud a la correspondiente al régimen permanente. Esto produce una respuesta de corriente amortiguada en el tiempo, lo cual se traduce en una corriente de magnitud mayor durante varios ciclos (lo que dura el efecto transitorio del circuito RE), para después reducir su magnitud a la correspondiente al régimen permanente.

Se observa en la gráfica la corriente de corto circuito en los primeros ciclos no es simétrica respecto al tiempo, esto se presenta cuando en el momento de ocurrencia de la falla la onda de voltaje no pasa por su valor máximo; bajo esta condición, siempre el efecto será una onda de corriente con asimetría respecto al eje del tiempo. La asimetría será mayor cuanto el instante en que ocurre la falla se aleje del pico de la onda de voltaje y se acerque al tiempo en que el valor pase por cero, el punto de asimetría depende de la relación X/R de la impedancia equivalente de Thevenin del sistema en la falla.

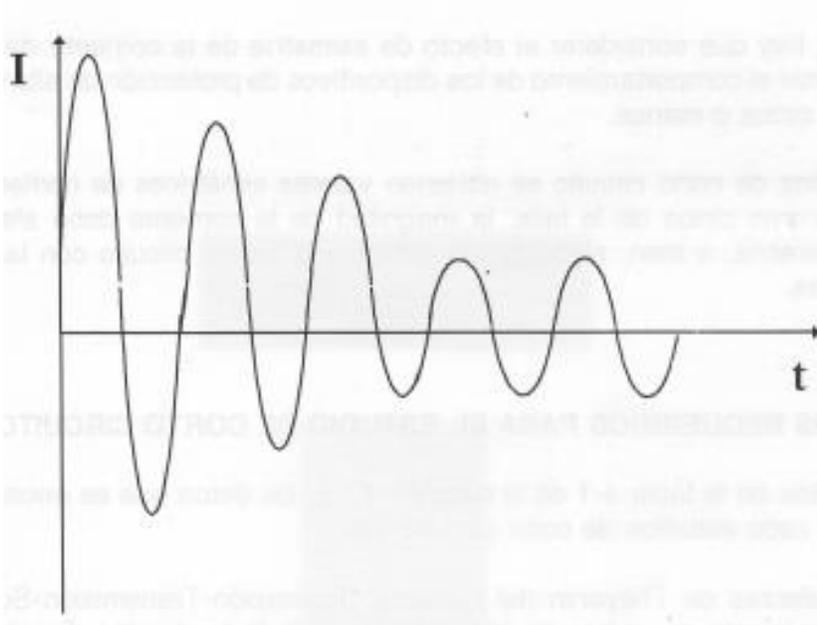


Figura 2.18 Grafica de la corriente de corto circuito.

También se observa que durante los primeros ciclos la corriente tiene una mayor magnitud, esto se debe a que la reactancia de los generadores varia al cambiar las condiciones del circuito que alimenta a impedancia de carga normal a impedancia de falla, esto causa una respuesta dinámica del generador la cual se traduce en el cambio de la magnitud en su reactancia durante los primeros Ciclos de ocurrencia de la talla. Es práctica común considerar que os generadores presentan 3 reactancias, de acuerdo al tiempo en que se lleve a cabo el análisis:

- X_d'' Reactancia su transitoria (primeros 3 ciclos)
- X_d' Reactancia Transitoria (de 3 a 8 ciclos)
- X_s Reactancia sincronía (más de 8 ciclos)

En resumen, hay que considerar el efecto de asimetría de la corriente de corto circuito para determinar el comportamiento de los dispositivos de protección de alta velocidad que operan en 3 ciclos o menos.

2.3.3 Tipos de fallas

Los sistemas eléctricos modernos que como práctica son construidos con altos niveles de aislamiento, tienen suficiente flexibilidad para que uno o más de sus componentes puedan estar fuera de operación afectando en forma mínima la continuidad del servicio. Adicionalmente a las deficiencias de aislamiento, las fallas pueden ser resultado de problemas eléctricos, mecánicos y térmicos o de cualquier combinación de éstos.

2.3.4 Fallas de naturaleza transitoria

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, es momentánea, es decir, que se trata de aislamientos del tipo recuperable. Algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con ramas de árboles, flameo por contaminación o arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas, mezclándose en este último caso las ondas de la sobretensión de forma no sostenida con la corriente de frecuencia nominal.

Otros tipos de fallas, de las cuales resultan corrientes de frecuencia nominal pueden ser de naturaleza transitoria si la tensión del elemento fallado es interrumpida rápidamente por la acción de un dispositivo de protección y luego restablecida después de que el aislamiento ha recuperado su capacidad dieléctrica. Tales fallas pueden resultar de descargas atmosféricas con flameo de aislamiento, contacto de aves o animales, movimiento de conductores cercanos, etc.

2.3.5 Fallas de naturaleza permanente

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de aislamientos del tipo "no recuperable", como de aislamientos recuperables en donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida. Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla.

Su ocurrencia generalmente que origina una pérdida irreversible del aislamiento cuando éste es del tipo "no recuperable". Si se trata de aislamientos del tipo "recuperable", tales como el aire, la pérdida del aislamiento es debida a contacto de elementos conductores, ya sea entre ellos o a tierra, provocados normalmente como consecuencias de fallas mecánicas o estructurales.

2.3.6 Principales tipos y causas de falla

Existen varios factores que intervienen para que resulte una condición de falla, entre ellas se puede mencionar los siguientes:

PRINCIPALES TIPOS Y CAUSAS DE FALLA	
TIPO	CAUSA
AISLAMIENTO	Defectos o errores de diseño, fabricación inadecuada, instalación inadecuada, aislamiento envejecido, contaminación.
ELÉCTRICO	Descargas atmosféricas, sobretensiones transitorias por maniobra, sobretensiones dinámicas.
TÉRMICA	Falla de enfriamiento, sobrecorriente, sobretensión, temperatura ambiente.
MECÁNICA	Esfuerzos por sobrecorriente, sismo, impactos por objetos ajenos, nieve o vientos.

Tabla 2.7 Principales tipos y causas de falla.

Se sabe que normalmente las corrientes de corto circuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla.

PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS Y SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	
TIPO	PROBAILIDAD (%)
MONOFASICA (fase a tierra)	85
BIFÁSICA A TIERRA (dos fases a tierra)	8
BIFÁSICA (entre dos fases)	5
TRIFÁSICA (entre las tres fases)	2

Tabla 2.8 Principales tipos de fallas y su probabilidad de ocurrencia a nivel zona.

En las Tablas 2.7 y 2.8 Se describen las características de los tipos de falla y su porcentaje de probabilidad, las fallas en las líneas de distribución son recurrentes y del mismo tipo solo que de causas diferentes, la calidad del servicio es prioridad para estandarizar la eficiencia de la empresa y de ahí la importancia de una buena coordinación de protecciones para la calidad del servicio.

2.3.7 Fallas asimétricas

La mayoría de las fallas en los sistemas de energía eléctrica son asimétricas y pueden consistir en cortos circuitos asimétricos, fallas asimétricas a través de impedancias o conductores abiertos.

Las fallas asimétricas pueden ser fallas de línea a tierra (una línea, dos líneas), fallas de línea a línea (circuito corto entre dos o entre tres líneas). Ya que cualquier falla asimétrica origina corrientes desbalanceadas, el método de las componentes simétricas resulta muy útil para determinar las corrientes y tensiones en todas las partes del sistema después de una falla. Por lo tanto:

$$I_{a0} = \frac{3E_a}{Z_0 + Z_1 + Z_2}$$

Conexión de las redes de secuencia mostrada en la figura 15:

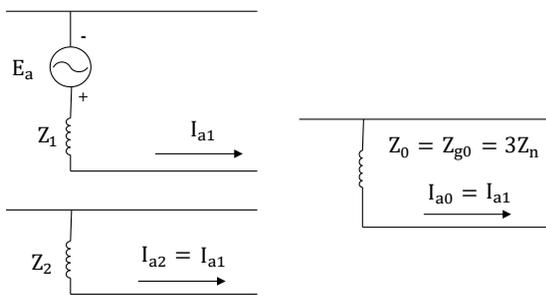


Figura 2.19 Representación de redes de secuencia.

Como $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$, quiere decir que las tres redes se deben conectar en serie, ya que la conexión serie de elementos cumple con esta conexión mostrada en la figura 16.

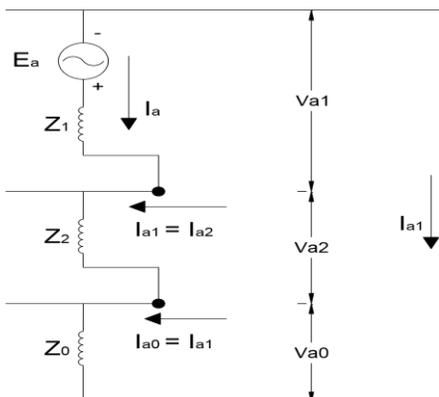


Figura 2.20 Red de secuencia en serie.

2.3.8 Falla trifásica.

Paso 1:

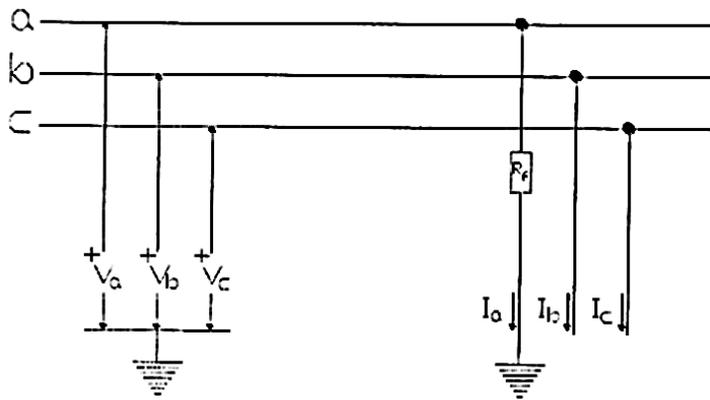


Figura 2.21 Voltajes y corrientes en el punto de falla de fase a tierra a través de resistencia.

Paso 2:

$$|I_{falta}| = |I_a| = |I_b| = |I_c|$$

$$I_b = a^2 I_a$$

$$I_c = a I_a$$

Paso 3: Ecuación de transformación

$$|I_{012}| = |A|^{-1} \times |I_{abc}|$$

En forma desarrollada:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Multiplicando las matrices del lado derecho de la ecuación:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a & I_b & I_c \\ I_a & aI_b & a^2I_c \\ I_a & a^2I_b & aI_c \end{bmatrix}$$

Sustituyendo:

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

$$I_a + aI_b + a^2I_c = I_a + aI_a + a^2I_a = 3I_a$$

$$I_a + a^2I_c + aI_c = I_a(1 + a + a^2) = 0$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 3I_a \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$I_0 = 0$$

$$|I_1| = |I_a| = |I_b| = |I_c|$$

$$I_2 = 0$$

Por ser una condición balanceada, la falla trifásica solo contiene cantidades de secuencia positiva, lo cual queda demostrado analíticamente.

Factores que intervienen en una falla

- La impedancia equivalente de la fuente
- La impedancia equivalente a la falla
- La resistencia del arco eléctrico
- La resistencia del contacto con la tierra

$$I_f = \frac{V_s}{Z_t}$$

Donde:

I_f= Magnitud de l corriente de falla

V_s=Voltje del sistema

Z_t=Impedancia del sistema involucrada en falla

2.3.9 Consideraciones para los distintos tipos de falla.

Para el caso en que se desee efectuar cálculos de corto circuito en los diversos nodos de un circuito de distribución, es recomendable entonces obtener el equivalente de Thévenin en el bus de baja tensión de la Subestación y de ahí partir para la elaboración de diagramas de secuencia, considerando solamente las impedancias de los tramos de línea propios del circuito y las impedancias equivalentes del sistema.

A continuación, se muestran las diversas formas de interconexión de las redes de secuencia para los distintos tipos de falla y las cantidades que intervienen en cada caso.

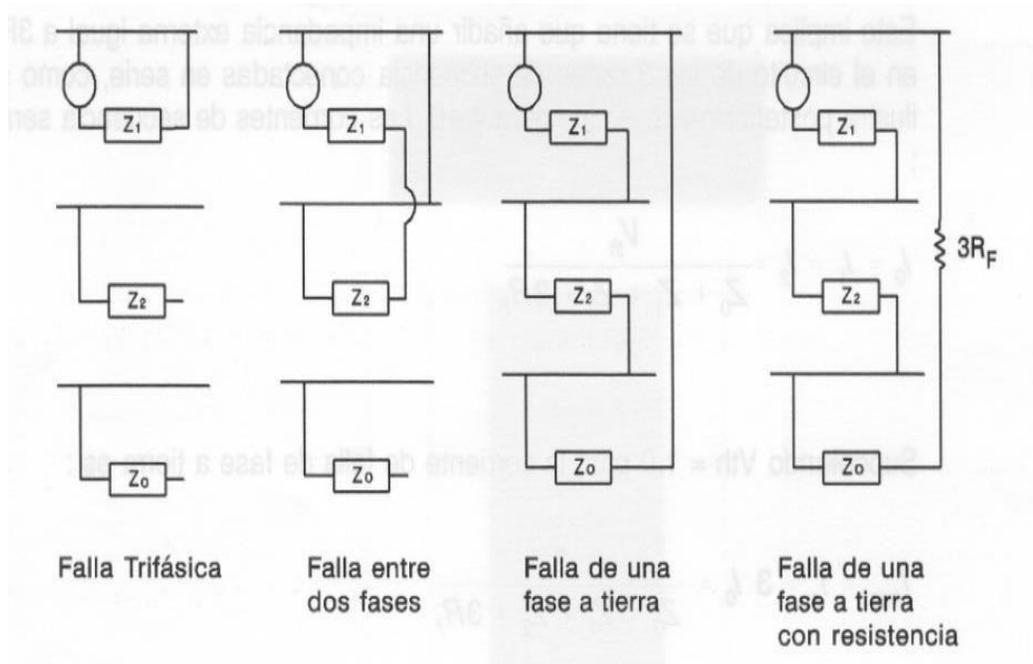


Figura 2.22 Interconexión de las redes de secuencia para distintos tipos de falla.

IMPEDANCIAS QUE INTERVIENEN SEGÚN EL TIPO DE FALLA	
Fallas trifásicas	$Z_{cc3f} = Z_1$
Falla entre dos fases	$Z_{\phi\phi} = Z_1 + Z_2$
Falla de una fase a tierra	$Z_{\phi-T} = Z_1 + Z_2 + Z_0$
Falla de una fase a tierra con resistencia	$Z_{\phi-T} = Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R_F$

Tabla 2.9 Impedancias que intervienen según el tipo de falla.

2.3.10 Descripción de procedimiento

El cortocircuito ocurre en los sistemas de potencia cuando falla el aislamiento de los elementos debido a sobretensiones en el sistema por descargas atmosféricas o por maniobras de interruptores, contaminación, o por fallas mecánicas. En la mayoría de los casos las corrientes de cortocircuito pueden ser mucho más grandes que las corrientes de operación nominal, que ante la presencia de estas por larga duración podrían causar daños térmicos en los equipos, los devanados de los transformadores o las barras también podrían sufrir daño mecánico debido a las altas fuerzas magnéticas durante las fallas.

Este procedimiento tiene por objetivo el proporcionar una metodología para facilitar los estudios de cortocircuito y análisis de fallas, así como proveer los conocimientos necesarios para la selección adecuada de equipos del SED.

2.3.11 Datos para cálculo y estudio en la coordinación de protecciones

El modelado del SED, requiere el conocimiento de los elementos que intervienen, así como las características su representación en un sistema base para homologar y simplificar su estudio.

CÁLCULO O ESTUDIO	ELEMENTO	DATOS BÁSICOS	RESULTADOS	ACCIÓN O ESTUDIO SUBSECUENTE
Representación p.u.	Máquinas	Datos de placa	Impedancias de secuencia	Estudio de Cortocircuito
	Circuitos de distribución	Diagrama unifilar		Estudio de flujos de potencia
Datos físicos de los Diversos tramos de línea				
Cortocircuito	Maquinas líneas sistema	Diagramas de z en p.u.	Corrientes y voltajes de corto circuito en los diversos puntos	Estudio de coord. de protecciones
		impedancias de secuencia en p.u. equivalentes de		Verificar capacidad Interruptivas
		Thevenin del sistema en p.u.		Estudio de redes de Tierras

Tabla 2.10 Muestra de forma simplificada los datos necesarios para el análisis de cortocircuito.

2.3.12 Diagrama unifilar

Para iniciar el estudio de cortocircuito es necesario primero la preparación del diagrama unifilar de la instalación que muestre la conexión de todas las fuentes de las corrientes de cortocircuito, que ya sabemos son: generadores, motores y condensadores síncronos, motores de inducción, conexión de la red pública, convertidores rotativos y todos los elementos del circuito que se puedan incluir, tales como transformadores, cables, etc.

2.3.13 Diagrama de reactancias o impedancias

En segundo lugar, se debe preparar el diagrama de impedancias o reactancias que puedan tener influencia en el cálculo. En las instalaciones de alta tensión se denomina diagrama de Impedancias, aceptando generalmente que la resistencia es despreciable en relación con las reactancias.

Los elementos del circuito y las máquinas consideradas en el diagrama de impedancias dependen de muchos factores, como son: la tensión del circuito que se necesita verificar, el régimen instantáneo de trabajo de los interruptores, la resistencia dinámica y térmica de la instalación, etc.

2.3.14 Selección del tipo y localización del cortocircuito

En la mayor parte de los sistemas de distribución se obtiene la máxima corriente de cortocircuito cuando se produce una falla trifásica. En este tipo de instalaciones las magnitudes de las corrientes de cortocircuito generalmente son mayores que cuando la falla se produce entre fase y neutro o entre dos fases, por consiguiente, para la selección de los dispositivos de protección en la mayoría de las plantas industriales basta calcular un cortocircuito trifásico. En cambio, en sistemas de plantas muy grandes de alta tensión que generalmente tienen el neutro conectado directamente a tierra se presenta la corriente máxima de cortocircuito cuando la falla ocurre entre una fase y tierra.

En estos casos la alimentación se efectúa por medio de transformadores delta-estrella con neutro a tierra, o bien directamente de los generadores de la central o de la casa de máquinas; en estas condiciones un cortocircuito entre línea y neutro en las terminales del generador sin impedancia en el neutro produce una corriente mayor que la que se produciría en caso de una falla trifásica.

El cálculo de la corriente de cortocircuito monofásica sólo es necesario en grandes sistemas de alta tensión (2,400 Volts o más) con neutro directo a tierra en el generador, o bien cuando los transformadores principales

que suministran energía a la instalación industrial están conectados en delta en el lado de alta tensión (línea) y en estrella con neutro directo a tierra en el lado de baja tensión.

2.3.15 Localización del cortocircuito

La ubicación del cortocircuito en una instalación depende desde luego del fin perseguido. por ejemplo, la máxima corriente de cortocircuito que circula a través de un interruptor, un fusible o un arrancador se presenta cuando la falla se produce precisamente en las terminales de estos dispositivos. Estos dispositivos, mediante una selección adecuada, deben ser capaces de interrumpir la corriente máxima de cortocircuito que puede pasar por ellos. Por tanto, sólo es necesario considerar la falla en una posición (sobre las terminales) para verificar el régimen de trabajo del interruptor o su fusible determinado.

2.3.16 Factor de multiplicación

En los sistemas de baja tensión que tienen longitudes de cable considerables, la relación X/R puede ser tan reducida que el uso de un factor de multiplicación de 1.25 origine un error importante. En consecuencia, en estos sistemas en que se considera la reactancia, conviene determinar la relación X/R que resulta y luego hallar el factor de multiplicación mínimo.

Las principales fuentes suministradoras de la corriente de cortocircuito son los generadores. En un generador la corriente es limitada por sus reactancias: subtransitoria X_d'' , transitoria X_d' y síncrona X_d . Las reactancias mencionadas se pueden definir brevemente como sigue:

2.3.17 Reactancia subtransitoria

Es la reactancia aparente del estator en el instante en que se produce el cortocircuito y determine la corriente que circula en el devanado del estator durante los primeros ciclos mientras dure el cortocircuito.

2.3.18 Reactancia transitoria.

Se trata de la reactancia inicial aparente del devanado del estator si se desprecian los efectos de todos los arrollamientos amortiguadores y sólo se consideran los efectos del arrollamiento del campo inductor.

Esta reactancia determine la intensidad que circula durante el intervalo posterior al que se indicó anteriormente y en el que la reactancia subtransitoria constituye el factor decisivo. La reactancia transitoria hace sentir sus efectos durante 1.5 segundos o más, según la construcción de la máquina.

2.3.19 Reactancia síncrona.

Es la reactancia que determine la intensidad que circula cuando se ha llegado a un estado estacionario. Sólo hace sentir sus efectos después de transcurrir algunos segundos desde el instante en que se ha producido el cortocircuito y por tanto carece de valor en los cálculos de cortocircuito relacionados con la operación de interruptores, fusibles.

2.3.20 Modelado del sistema

El sistema eléctrico puede ser representado por medio de un diagrama unifilar en el cual se muestra la conectividad que existe entre los diversos componentes del sistema.

Para llegar a dicho diagrama unifilar, se parte de lo siguiente:

Considere un sistema trifásico (ver figura 2.23), en donde su fuente es perfectamente balanceada, así como la carga; también son iguales las impedancias del equivalente del sistema y líneas conectadas a las tres fases, de tal forma que un conductor imaginario entre el neutro de la fuente y el neutro, de la carga lleve una corriente de cero amperes.

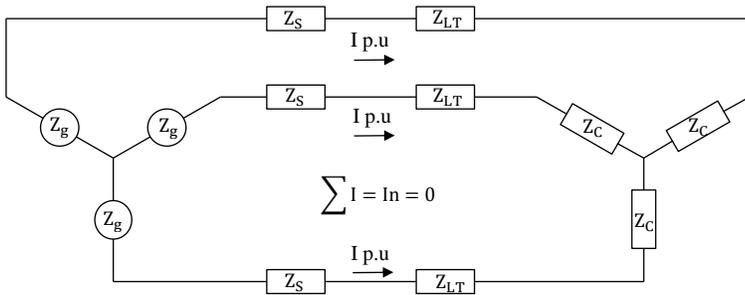


Figura 2.23 Sistema trifásico balanceado.

Bajo estas condiciones el sistema puede ser representado por cualquiera de las siguientes figuras:

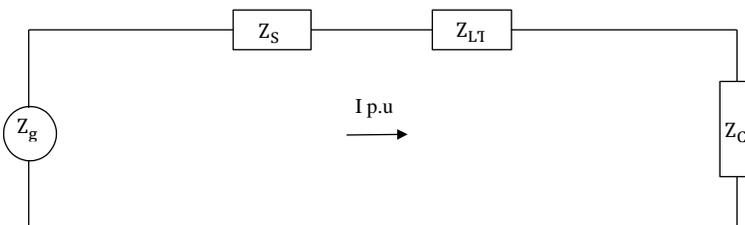


Figura 2.24 Circuito monofásico equivalente.

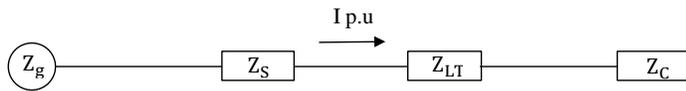


Figura 2.25 Diagrama unifilar.

La figura 2.24 es muy útil ya que la solución de las ecuaciones de una sola malla es más fácil de obtener que las correspondientes para la red trifásica. Para determinar la solución completa, solamente es necesario estar conscientes de que las respuestas en las otras fases estarán desfasadas 120 y 240 grados de la fase de referencia, pero que serán de magnitud similar.

La figura 2.25 es la forma más usual de representación de los sistemas eléctricos.

1. Las restricciones para llevar a cabo estas consideraciones son las siguientes:
2. El sistema debe ser simétrico, incluyendo los dispositivos de seccionalización e interrupción.
3. Si el sistema pierde simetría en alguna de las fases, es necesario utilizar otra herramienta para su análisis y solución.

2.3.21 Componentes simétricas

El método de componentes simétricas, permite calcular la respuesta a cualquier condición de desbalance en un sistema trifásico por medio de un artificio, que descompone el sistema desbalanceado entre sistemas balanceados, siendo la solución la suma de las respuestas de los tres sistemas balanceados (ver figura 2.26).

En 1918, C.L. Fortescue propuso que la solución a un sistema desbalanceado de n fasores, puede ser resuelto en términos de $n-1$ sistemas balanceados de diferentes secuencias de fase y un sistema de secuencia cero. De esta definición se infiere que el sistema de secuencia cero es aquel en el cual todos los fasores son de igual magnitud y ángulo, esto es, son idénticos. En caso de un sistema trifásico, $n=3$, el sistema ser resuelto en términos de dos sistemas balanceados de diferentes secuencias y un sistema de secuencia cero.

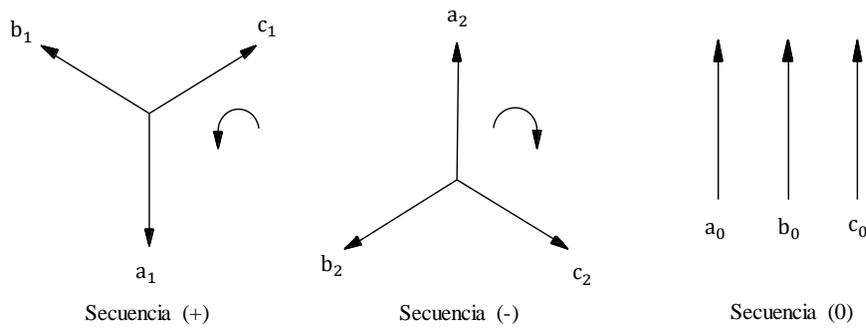


Figura 2.26 Componentes simétricas.

2.3.22 Reglas y restricciones

Al obtener los valores de secuencia de un sistema eléctrico, se hace posible la construcción de las redes de secuencia para todo el sistema. La red de secuencia puede ser un circuito en donde es posible ver todas las trayectorias posibles para la circulación de corriente, de esa secuencia, en el sistema.

La red de secuencia positiva tiene una fuente de tensión, el cual normalmente es igual a la tensión nominal del sistema. Esta fuente representa las tensiones internas de los generadores del sistema, dado que éstos están diseñados para generar tensiones balanceadas (de secuencia positiva), para el caso del sistema de distribución, esta fuente representa el equivalente de Thévenin del sistema Generación – Transmisión – Subtransmisión en el bus de la subestación (puede ser lado alta o baja tensión, según las necesidades del cálculo para un caso particular (ver figura 2.27)).

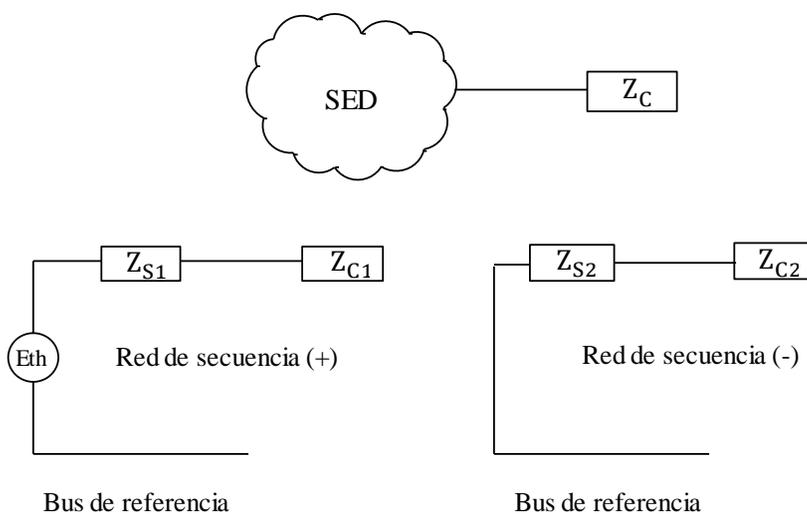


Figura 2.27 Diagrama de secuencias (+) y secuencias (-) del SED.

Cualquier sistema eléctrico puede ser representado por su impedancia en serie con una fuente equivalente de voltaje. Dado que las impedancias de secuencia positiva y negativa son las mismas en los elementos pasivos de un sistema, (líneas y transformadores), la conversión de la red de secuencia positiva a la red de secuencia negativa, se lleva a cabo solamente omitiendo la fuente de tensión como se muestra en la figura 2.27.

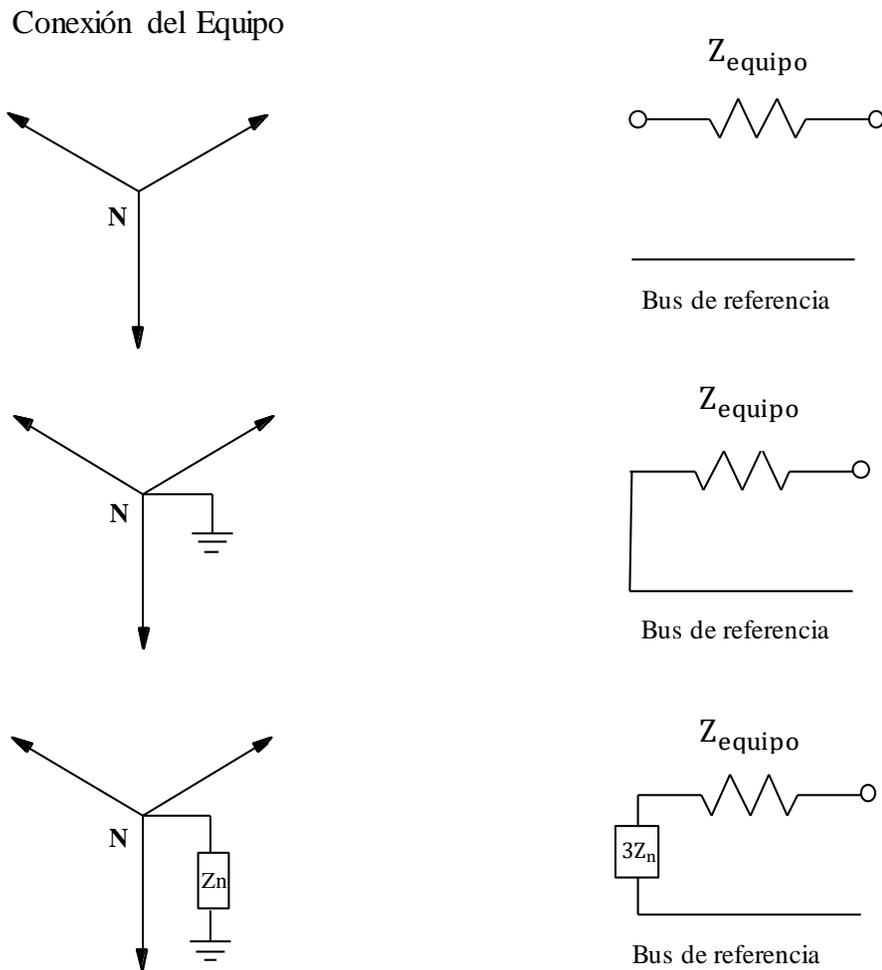


Figura 2.28 Redes de secuencia cero para conexiones estrella (Y).

2.3.23 Método por unidad

Este es el método de representación de impedancias más conocido y utilizado universalmente. Básicamente, el valor en por unidad de una cierta cantidad es una conversión de su valor a una cantidad más pequeña para simplificar los cálculos, en donde tanto la impedancia equivalente del sistema como las impedancias de los demás componentes son convertidas a una base común de MVA.

Esto nos permite la combinación de elementos de circuito en una red donde pueden estar presentes diferentes niveles de voltaje, eliminando la necesidad de hacer las conversiones de unidades para los parámetros usualmente son dadas por los fabricantes en por unidad o en por ciento. Se debe cambiar a la unidad p.u para poder homogenizar las ecuaciones y aprovechar este método, la siguiente ecuación es el comienzo de este método.

$$\text{cantidad en p.u} = \frac{\text{cantidad Actual}}{\text{cantidad base}}$$

Para determinar el valor en p.u. de cualquier cantidad eléctrica, es necesario fijar los valores base para hacer las referencias correspondientes. Hay cuatro cantidades base en el sistema por unidad: MVA, KV, Ohms y Amperes. Están relacionadas de tal forma que la selección de dos de ellas determina los valores bases de las otras dos.

En CFE, es práctica común seleccionar como base 100 MVA, ya que esto simplifica los cálculos, además se seleccionan los KV base, estos son los nominales de la parte del sistema en que está conectado el elemento, de ellos se deriva las demás cantidades base como impedancia y corriente. Antes de combinar impedancias es indispensable expresarles en términos de los MVA base común y que ellas estén conectadas a un sistema que tenga un nivel de voltaje igual a los KV base, es decir, expresarlas en valores p.u. que tengan las mismas bases.

$$\text{Volts en p.u} = \frac{\text{volts Actual}}{\text{volts base}}$$

$$\text{Amperes en p.u} = \frac{\text{amperes actual}}{\text{amperes base}}$$

$$\text{MVA en p.u} = \frac{\text{MVA actual}}{\text{MVA base}}$$

$$\text{Ohms en p.u} = \frac{\text{ohms en p. u}}{\text{ohms base}}$$

Los valores que se derivan de las cantidades base trifásica son:

$$\text{Amperes base} = \frac{\text{MVA} \times 10^3}{\sqrt{3} \times \text{KV base}}$$

$$\text{Ohms base} = \frac{(\text{KV}_{\text{base}})^2}{\text{MVA}_{\text{base}}}$$

En la práctica, a veces es conveniente convertir directamente de cantidades en Ohms a Ohms por unidad sin determinar primero los valores base de Ohms, esto puede llevarse a cabo utilizando la siguiente expresión:

$$\text{Ohms en p.u} = \frac{\text{Ohms actuales} \times \text{MVA}_{\text{base}}}{(\text{KV}_{\text{base}})^2}$$

Para convertir valores en p.u. a otras nuevas bases, es necesario utilizar:

$$\text{Cantidad en p.u} = Z_v \left(\frac{\text{KV}_v}{\text{KV}_n} \right)^2 \left(\frac{\text{MVA}_n}{\text{MVA}_v} \right)$$

Donde las cantidades con subíndice **n** son las correspondientes a las nuevas bases, mientras que las cantidades con subíndice **v** son las que corresponden a las bases anteriores.

Para el caso que nos ocupa, podemos ver que existe una variable que relaciona la tensión, la corriente y la impedancia, esta es los volt-amperes y que para efecto de las magnitudes que se manejan, se aplican como megavolt-amperes o MVA. Las ecuaciones que nos relacionan estas cantidades son las siguientes:

Dados MVA_b trifásicos y KV_b fase - fase.

$$I_{\text{base}} = \frac{\text{MVA}_{\text{base}} \times 1000}{\sqrt{3} \times \text{kV}_{\text{base}}} \text{ (corriente base)}$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{\text{kV}_{\text{base}} \times 1000}{\sqrt{3} \times I_{\text{base}}} = \frac{(\text{kV}_{\text{base}})^2}{\text{MVA}_{\text{base}}} \text{ (Imp. base)}$$

Una vez obtenidos estos valores, tendremos los valores de corriente e impedancia referidos a la base en:

Sistema por unidad:

$$I_{\text{p.u}} = \frac{I \text{ (Amp)}}{I_{\text{base}}}$$

$$Z_{p.u} = \frac{I \text{ (Ohm)}}{Z_{base}}$$

Sistema porcentual

$$I_{\%} = \frac{I \text{ (Amp)}}{I_{base}} = 100$$

$$Z_{\%} = \frac{I \text{ (Ohm)}}{Z_{base}} \times 100$$

Si los valores son monofásicos, es decir:

$$MVA_{base1\phi} = \frac{MVA_{base3\phi}}{3}$$

$$kV_{1\phi} = \frac{kV_{3\phi}}{\sqrt{3}}$$

$$I_{base} = \frac{MVA_{base1\phi}}{kV_{1\phi}}$$

$$Z_{base} = \frac{kV_{base1\phi} \times 100}{I_{base}} = \frac{(kV_{base1\phi})^2}{MVA_{base1\phi}}$$

De la misma forma que se vio anteriormente tendremos los valores de impedancia y corriente en sistemas por unidad y porcentual, que se podrá observar que, en ambos casos, los valores son los mismos.

Finalmente podemos deducir una ecuación que nos permita efectuar un cambio de base, como se requiere generalmente para transformadores que especifican su impedancia en % a capacidad y tensión nominales.

$$Z_{p.u1} = \frac{Z(\text{Ohm})}{(kV_{base})^2} MVA_{base1}$$

$$Z_{p.u2} = \frac{Z(\text{Ohm})}{(kV_{base2})^2} MVA_{base1}$$

$$\frac{Z_{p.u1}(\text{Ohm})}{(kV_{base2})^2} MVA_{base2} Z_{p.u2} = \frac{Z(\text{Ohm})}{(kV_{base2})^2} MVA_{base2}$$

$$Z_{p.u2} = Z_{p.u1} \frac{MVA_{base2}}{MVA_{base1}} \left| \frac{kV_{base1}}{kV_{base2}} \right|^2$$

Generalmente, usamos una base de 100 MVA a la tensión nominal de operación.

2.3.25 Modelos de componentes del sistema de distribución transformadores

para obtener el modelo de un transformador, es necesario determinar dos cuestiones, la primera se requiere conocer la representación en redes de secuencia Para esto conexión de los devanados del transformador. Y la segunda es el cálculo de los parámetros. Básicamente impedancia equivalente (0 reactancia). La representación de la impedancia del transformador en redes de secuencia puede Obtenerse lo siguiente.

CONEXIONES	SECUENCIA CERD	SEC. (+) y (-)

Figura 2.29 Impedancias de un transformador.

El porcentaje de impedancia de un transformador es la relación que existe el voltaje reducido aplicado en la prueba de Corto circuito y el voltaje nominal del transformador, expresando dicha relación en porcentaje. Este dato debe estar contenido en la placa del transformador.

Esta cantidad esta expresada con base en los MVA y KV nominales del transformador. Por lo que es necesario convenir esos valores a las bases seleccionadas de MVA y KV del Sistema de Distribución.

Se considera que la magnitud de las 3 impedancias de secuencia de transformadores es la misma y que esta no tiene componente resistiva, es decir, los transformadores se consideran como una reactancia. Estrictamente hablando, esto no es así, pero se Considera de esa forma para simplificar el modelo eléctrico del transformador, este modelo es el que se tiene que aplicar para entender y realizar los cálculos.

3. Desarrollo

El desarrollo de este proyecto se llevó a cabo en tres etapas. Se describe cada paso de las etapas que se necesitó para realizar este proyecto en análisis del TIU, del levantamiento de puntos para la actualización de la trayectoria de los circuitos, cálculo de cortocircuito para la instalación de equipos de protección.

3.1 Análisis de interrupciones

Registro de interrupciones. - El comienzo de una coordinación de protecciones comienza a causa de mejorar la red de distribución de energía eléctrica y dar un servicio eficiente y sin interrupciones en el suministro, las pérdidas y afectaciones a la empresa dependen del número de interrupciones y el tiempo en el que los circuitos estén des energizados y no suministren energía eléctrica a los usuarios.

Se debe hacer un histórico de las interrupciones de al menos 12 meses a la fecha para saber los circuitos críticos y las causas de las interrupciones, también de esta forma se puede saber los circuitos críticos en índices como el TIU. Para la protección se necesita este registro para saber en dónde se necesita instalar para tener mayor eficiencia y menos interrupciones.

Para esta coordinación se tomó un registro histórico desde el 1 de enero del 2019 hasta el 08 de octubre del 2019. Estos resultados nos ayudan a entender los circuitos críticos de la zona urbana. El primer criterio es el circuito que aporte más TIU en el área san Cristóbal.

SUBESTACION	CIRCUITO	TIU
SCO	4030	2.171244
	4040	1.28369
	4010	0.430642
	4020	0.207961
CRI	4060	2.159626
	4040	1.416405
	4050	0.676719
	4010	0.000279

Tabla 3.1 Valores de TIU por circuito del 01/01/19 al 08/10/19.

En la tabla 3.1 Podemos observar que el circuito por TIU más crítico es el SCO-4030, este circuito tiene una característica diferente a los demás ya que la mayor parte de la trayectoria del circuito son zonas arboladas.

El segundo criterio es el número de interrupciones por circuito. Este criterio es el segundo porque en algunos casos son interrupciones transitorias y los equipos telecontrolado restablecen el potencial para que el tiempo de interrupción sea corto.

SUBESTACION	CIRCUITO	NI
CRI	4030	46
SCO	4030	43
CRI	4050	30
CRI	5010	26
SCO	4010	24
CRI	4040	23
CRI	5012	9

Tabla 3.2 Número de interrupciones por circuito del 01/01/19 al 08/10/19.

En el análisis resultante el circuito con más interrupciones es el CRI-4030 este circuito es el de la zona norte de san Cristóbal y es completamente urbano lo que hace ponerle mucha atención, el segundo circuito es el SCO-4030 es el circuito más crítico en TIU y el tercero es el circuito CRI-4050 que también es completamente urbano.

Con estos dos criterios podemos saber que el circuito más crítico del área san Cristóbal es el SCO-4030. Es el circuito que más TIU aporta y el segundo circuito con más interrupciones así que la instalación de un equipo de protecciones será con este circuito, ahora se debe analizar las causas de interrupciones.

CAUSA	NI
Libranza programada	20
Rama sobre línea	8
Descarga atmosférica	3
Choque o golpe	2

Tabla 3.3 Causas de las interrupciones del SCO-4030.

3.2 Recorrido de la trayectoria del circuito

En el levantamiento de los puntos con GPS nos coordinamos con las cuadrillas de mantenimiento para que nos apoyen en recabar datos e información de cada elementos y estructura de la trayectoria. Una vez que se obtiene los datos de la trayectoria del circuito el siguiente paso es actualizar el plano del circuito.

Es un formato que maneja la oficina de área para supervisión de las estructuras y elementos que conforma una red de distribución, y con este formato se llevó a cabo la recopilación de datos del sistema de distribución tanto como los tipos de estructuras, postes, banco de transformadores, y los dispositivos de protección.

Con base a estos datos se lleva a cabo la digitalización de trayectoria de los circuitos que se encuentran en el área urbana de san Cristóbal para actualizar el plano de la trayectoria en cada circuito por lo tanto se puede comenzar a identificar cuál de las estructuras que son existentes o no.

3.2.1 Digitalización del circuito

Para hacer una mejora de los circuitos se utiliza un GPS para hacer el levantamiento de los puntos de cada estructura existentes en la trayectoria. A través de Google Earth para posterior poder bajar las coordenadas exactas de cada estructura de postes lo cual tiene como finalidad para que las cuadrillas de operación y mantenimiento puedan identificar rápidamente los puntos de restauración y seccionador es caso de presentarse una anomalía en la trayectoria de Redes Generales de Distribución.

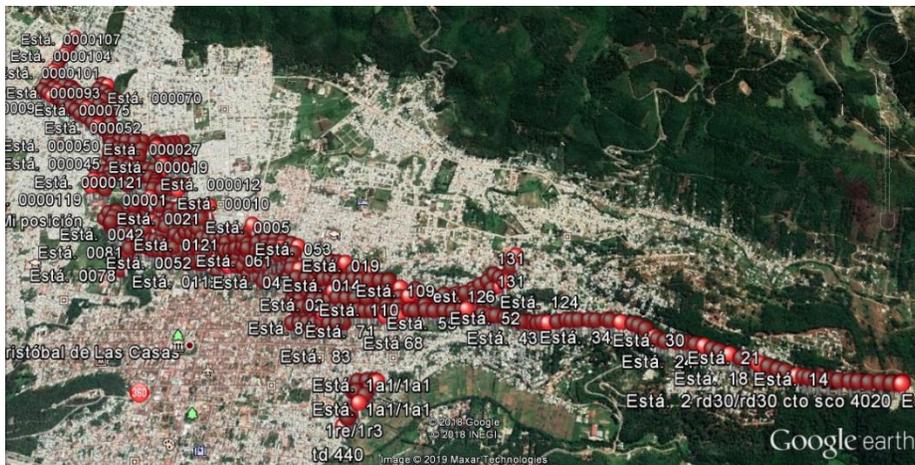


Figura 3.1 Muestra los puntos levantados de cada poste en Google Earth.

Para digitalizar la trayectoria del circuito se ajusta los datos del sistema de coordenadas para ajustar las distancias exactas al cargar los puntos levantados con el GPS y configurar los datos UTM son el siguiente:

- DATUM: WGS84
- UNIT: metros
- UTM ZONE: 15 (96°W - 90°W - Northern Hemisphere)

Una vez configurada el sistema de coordenadas en el software que se utiliza para cargar los datos se lleva a cabo la actualización del plano de cada división de la red de los postes que ya existen y equipos de protección instalados recientemente, las transiciones, ramales y troncales de la red de la siguiente figura.

La digitalización del circuito de las redes generales de distribución se llevó a cabo en la oficina de CFE. El primer paso para digitalizar es conocer las normas aéreas de distribución para identificar cuáles de estas normas se emplean en el diagrama unifilar. El nombre con la que identifican y se dividen los circuitos que componen el área de distribución en la zona urbana de san Cristóbal es SCO-4030.

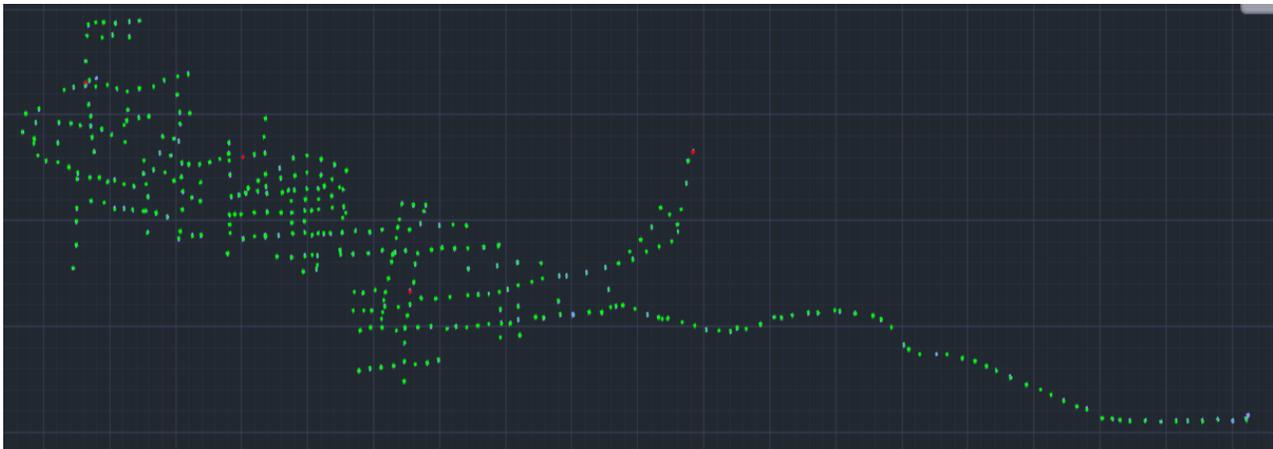


Figura 3.2 Trayectoria de circuito SCO-4030.

El circuito San Cristóbal Oriente es unos circuitos que abarca la gran parte de las colonias y mercados importantes que se encuentran en la zona y para poder realizar el proyecto se hace el recorrido de toda la trayectoria del circuito en campo de la zona urbana para georreferenciar con GPS los puntos de ubicación de cada estructura para obtener la distancia entre los postes y la trayectoria RGD del circuito para que estén actualizados.

La actualizados y digitalizados todas las trayectorias RGD y equipos en EPROSEC es en base a los datos obtenidos del recorrido de campo de los equipos y dispositivos eléctricos de cada circuito en zona urbana por las cuadrillas de mantenimiento. Es muy importante que estén bien actualizado la trayectoria para cuando se presente una animalia o falla se podrá ubicar e identificar con menor tiempo la interrupción por estos fenómenos.

3.3 Calculo de corto circuito

Este procedimiento impacta de manera directa al número de interrupciones por anomalías, una buena coordinación de los equipos protecciones hace eficiente el restablecimiento automático de una línea en falla, y también la protección optima de los ramales y sus líneas de distribución. El respaldo técnico que brinda la coordinación es primordial para futuras correcciones en las líneas de distribución.

Se realizó un recorrido al circuito previo a los cálculos para corroborar el tipo de estructuras que se utilizarían para el cálculo, así como para medir la distancia entre estructuras. El siguiente paso es correr el circuito y establecer las corrientes de cortocircuito en el circuito.

CIRCUITO	DATOS	
SCO-4030	TIPO DE ESTRUCTURA	TS03
	LONGITUD	2.95 KM
	CONDUCTOR	ACSR
	VOLTAJE DE LINEA	13.8 kV
	VOLTAJR DE CINDUCTOR	226 kV

Tabla 3.4 Datos para el cálculo.

Para el cálculo en el circuito SCO-4030 se necesita los datos de las líneas, actualizar el diagrama unifilar. También CFE nos proporcionó el software ASPEN y SIMSEDIS para realizar el cálculo de una manera correcta y aplicada a sus normas de diseño en las líneas de distribución.



Figura 3.3 Interfaz de SIMSEDIS.

Se utiliza el software SIMSEDIS para tener resultados correctos y sean con un margen pequeño de error. Este resultado obtenido se utiliza para la coordinación de protecciones y las corrientes de cortocircuito.

```

Parametros de linea, Resultados del caso - [C:\sisiedis\simseadis\OOPROYEC.plf]
Archivo Edición Buscar

ARCHIVO DE SALIDA DE PARAMETROS DE LINEAS
*****
ARCHIVO DE DATOS DE ENTRADA: OOPROYEC.DAT
*****

CIRCUITOS DE SECUENCIA POSITIVA (pu):
>>NODOENVI>>NODORECE>LON.GI>RE.SISTE>RE.ACTAN>YD.ERI/2>MVAS.S>ESTRUCTUCALIBFACALIBCU
1      2      2.95 0.37065 0.60000 0.00001 11.0 41T1FOGAAC266.8SINCOND
0

CIRCUITOS DE SECUENCIA CERO (pu):
>>NODOENVI>>NODORECE>RE.SISTE>RE.ACTAN>YD.ERI/2>
1      2      0.64582 2.92163 0.00000
0

ACOPLAMIENTOS MUTUOS DE SECUENCIA CERO (pu):
>>NODOENVI>>NODORECE>>NODOENVI>>NODORECE>RE.SISTE>RE.ACTAN>YD.ERI/2
0

-----

>>NodoEnvi>>NodoRece>>NT>>ffCal.F>>ffCal.g>>Long.it>>ESTRUCTU>>kVO.LTS>>c>>T>>FASE
1      2      0 AC266.8 SINCOND 2.95 41T1FOGA 13.800 0 L ABCN

PI EQUIVALENTE DE SECUENCIA DEL CIRCUITO 1,1:

```

Figura 3.4 Resultados de la secuencia positiva y secuencia cero.

Para comprobar los resultados obtenidos del cálculo realizado en el anexo A. del circuito SCO-4030 se meten los datos en el software ASPEN donde se podrá simular la falla y la eficiencia del resultado, y observar la operación de las protecciones. Se procede a agregarles la información antes obtenida el en anexo A. Para que al momento de simular las corrientes de cortocircuito de la falla se obtenga los mismos resultados y con menos margen de error.

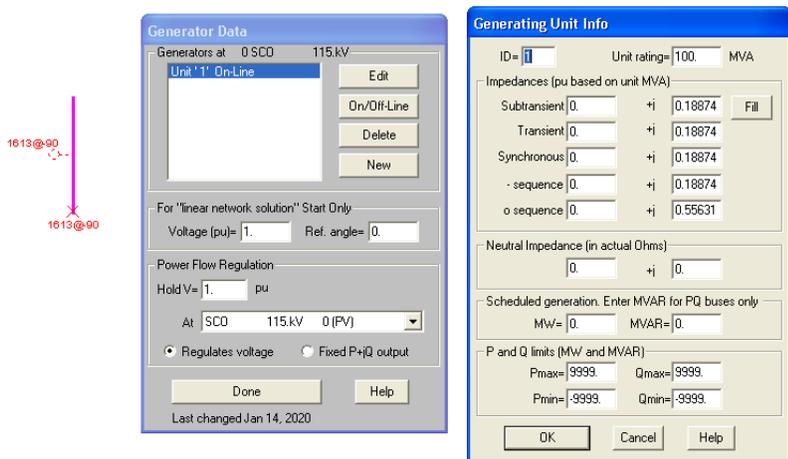


Figura 3.5 Llenado datos del circuito SCO-4030.

Los datos de los buses principales, y del transformador de potencia T1 son los datos proporcionados por CFE
 Para realizar la comprobación del resultado cálculo exacto y con menos margen de error.

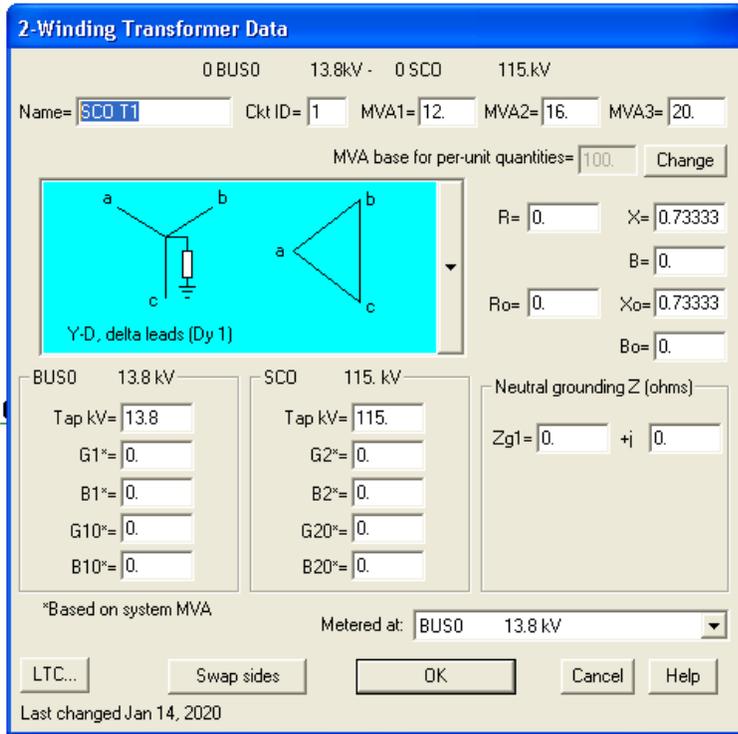


Figura 3.6 Llenado de datos de líneas de transformador.

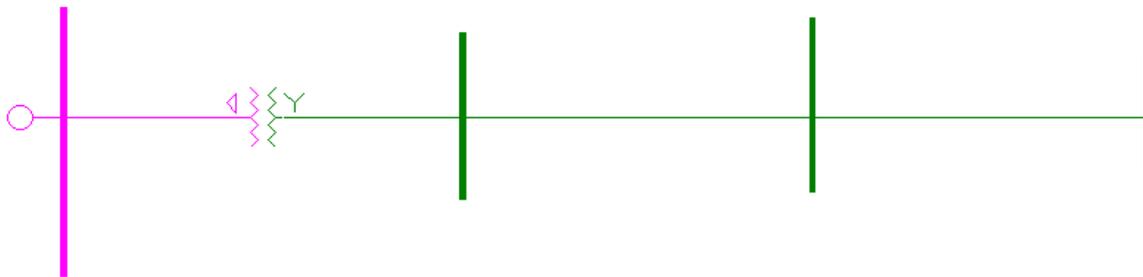


Figura 3.7 Circuito SCO-4030 dibujado en su totalidad con datos reales.

Se procede a simular las fallas y ver que nos dan los resultados obtenidos del cálculo del anexo A. y aquí vemos que nos dio el mismo resultado en cada fase.

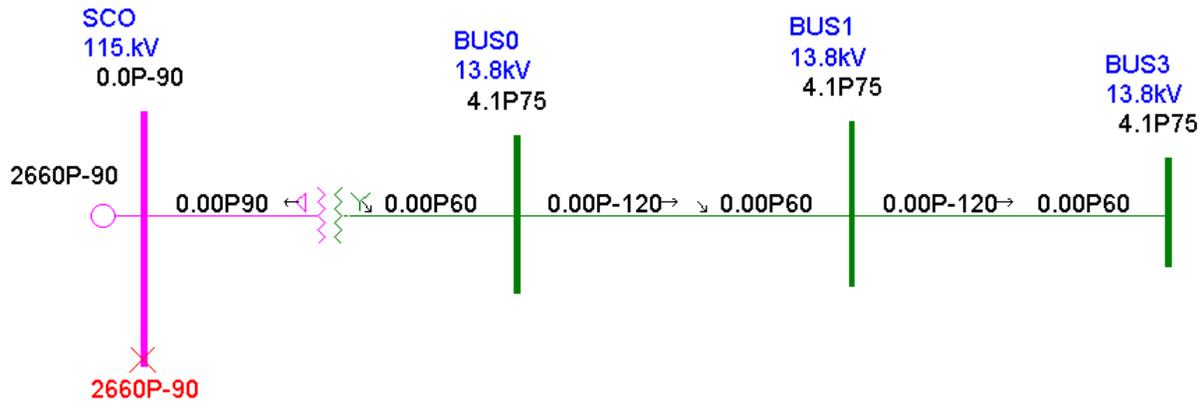


Figura 3.8 Resultado del cálculo en lado alta trifásico del circuito.

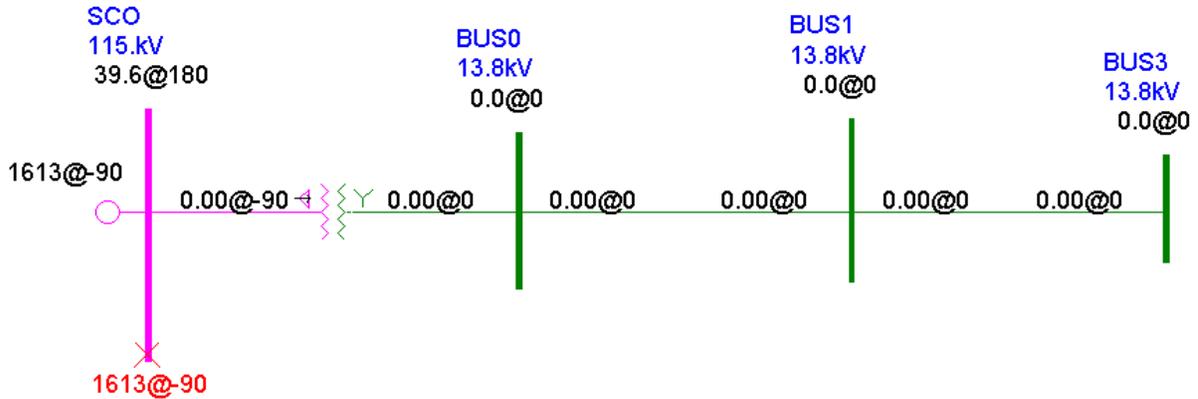


Figura 3.9 Resultado del cálculo en lado alta monofásico del circuito.

Ya agregados los datos para la correcta simulación se deben agregar las protecciones para ver su manera de operación. La distribución de energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución reflejada en el tipo de equipos y herramientas utilizadas, en los tipos de estructuras, en los materiales con los que se construyen las redes de distribución y en los métodos de trabajo de las cuadrillas de construcción y mantenimiento.

En regiones urbanas, con mayor densidad de carga presenta puntos de interconexión los cuales están abiertos, en caso de emergencia, se cierra para permitir pasar parte de la carga de un alimentador a otro, para que en caso de falla se pueda seccionar el punto y mantener su operación al resto mientras se efectúa la reparación.

4.0 Resultados

La actualización de la trayectoria de la RGD es muy importante para CFE distribución para localizar y ubicar los seccionadores y restauradores en cada ramal importante y facilita el acceso para las cuadrillas de operación y mantenimiento para maniobrar en caso de fallas en las líneas y estructuras de postes ya sean causados por anomalías o por condiciones de falla.

En base al estudio del diagrama unifilar, los datos históricos de interrupciones entre 2018 y 2019, los cálculos de cortocircuito para la instalación de un restaurador unidireccional en la estructura de Peje de Oro, Periférico Norte Oriente, y para reducir en número de interrupciones en el circuito SCO-4030.

Se realiza las pruebas y análisis para la instalación de un restaurador unidireccional entre las estructuras del circuito SCO-4030, En base al estudio del diagrama unifilar, los datos, los cálculos de cortocircuito y la coordinación de protecciones.

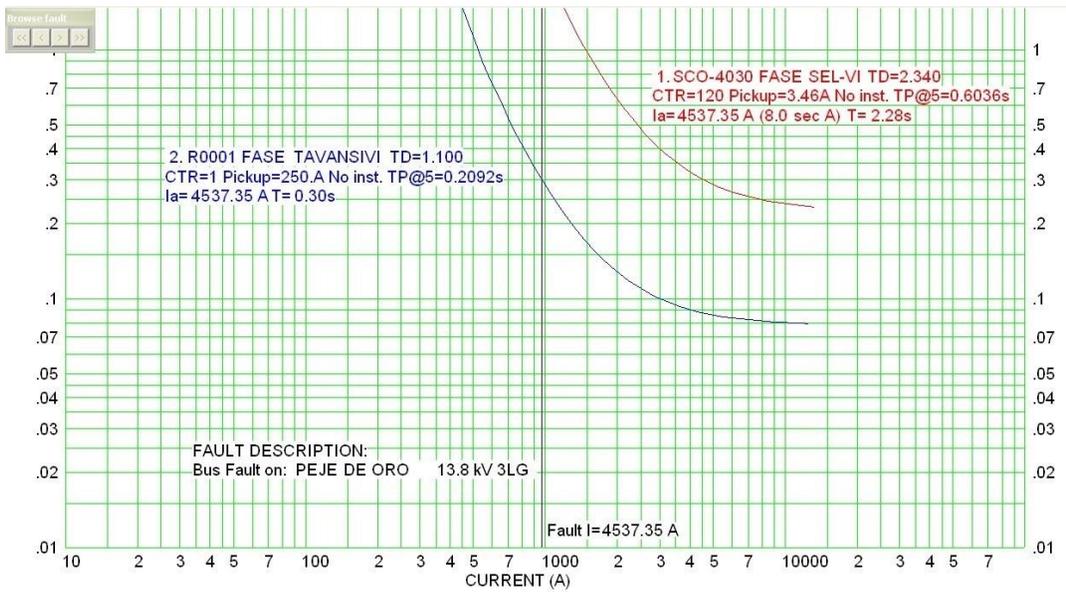
De los cálculos realizado en el Anexo A, se tiene la siguiente tabla resumen de resultados:

TENSIÓN	FALLA 2		FALLA LINEA	
	3F	1F	3F	1F
13.8 kV	4537.35 A	4869.81 A	---	---
13.8 kV	---	---	2670.72 A	1834.81 A

Tabla 4.1 Resumen de cálculo de cortocircuito. Anexo A

Para el sistema de 13.8 kV, el nivel de cortocircuito es calculado en bus, por tal motivo el valor de la falla monofásica es mayor que la trifásica, esto debido a que la referencia del sistema de 13.8 kV está en la conexión estrella aterrizada del devanado secundario del transformador. Si el estudio se realiza a mayor distancia (sobre cualquiera de las líneas de media tensión), la corriente de cortocircuito monofásico se decrementa drásticamente en función de la resistividad del terreno y resistencia de falla.

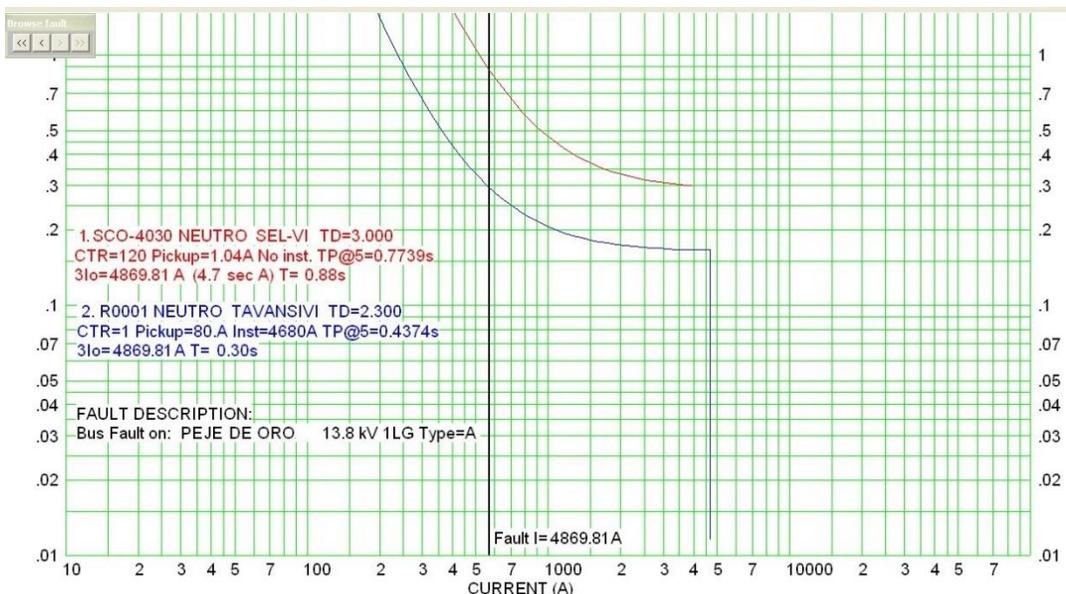
Con la simulación de fallas en los softwares SIMSEDIS y ASPEN se obtuvieron las corridas y el resultado de la corriente de cortocircuito, obteniendo valores semejantes entre ambos softwares utilizados por la Comisión Federal de Electricidad.



Grafica 2.2 Curva inversa del comportamiento del restaurador instalado en el circuito.

Como se observa en la figura, al ocurrir una falla en el circuito protegido por el restaurador la protección de las fases (línea roja) para evitar que la falla afecte otros equipos importantes, opera en 0.30 segundos, en caso de no llegar a operar, se abre el interruptor de fase (línea azul) en 2.28 segundos.

Conocer las corrientes de cortocircuito en un estudio y coordinación de protecciones es indispensable para determinar entre qué estructuras se encuentra una falla, lo que conlleva a la minimización del tiempo de inspección en la red y un restablecimiento más eficiente.



Grafica 2.3 Curva inversa del comportamiento del restaurador instalado en el circuito.

Como se observa en la figura, al ocurrir una falla en el circuito protegido por el restaurador la protección del neutro opera en 0.30 segundos, en caso de no llegar a operar, se abre el interruptor de neutro en 0.88 segundos.

4.1 Conclusiones

Con la aplicación de los equipos EPROSEC en las RGD se logra solucionar las fallas ocasionados en la red, se garantiza la seguridad de los elementos que conforma el circuito y garantiza la confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica a los usuarios.

Por esto es importante la aplicación de equipos de protección en las redes de RGD en la zona urbana, cabe mencionar que existen diferentes tipos de protecciones y cada una de ellas posee características propias de su funcionamiento, pero todos tienen una finalidad de proteger y garantizar la seguridad y confiabilidad en el servicio de energía eléctrica para los usuarios.

Con la aplicación de dispositivos de protección en las redes de distribución primarias se logra la solución a fallas ocasionadas en la red de forma rápida, se garantiza seguridad a los equipos y a los consumidores de energía, es por esto que son de mucha importancia la aplicación de los dispositivos de protección en las distintas redes de distribución primaria. Es importante destacar que existen muchos dispositivos de protección, cada uno posee características distintas, pero a la final todos cumplen con el mismo rol, proteger y garantizar seguridad en los usuarios y los equipos.

Los dispositivos de protección de las redes de distribución se encuentran en seccionando zonas para delimitarla y omitir señales a las distintas subestaciones en el momento que se presente una falla en la red, de esta manera se logra disminuir tiempo en la localización del lugar donde se produjo la falla y así se solventaría la solución espontánea y volver a restablecer el servicio, garantizando de esta forma seguridad a los usuarios y equipos.

En los sistemas de distribución actuales, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se le conoce como "cascada", debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo "respaldo" o protegido. De esta manera se logra disminuir el tiempo de restablecimiento de energía eléctrica provocada por una falla ya sea transitoria o permanente con el fin de mantener la continuidad del servicio a los clientes.

Referencias Bibliográficas

- [1] J. Bante de Jesús. (marzo 2019). Redes de Distribución, ITISMO, OAXACA, 2016. [en línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/341199314/redes-de-distribucion>
- [2] A. Halinka, M. Niedopytalski, P. Rzepka, P. Sowa, M. Szablicki, “*Expert Evaluation Method of the SAIDI Normative Reliability Index*” Instituto de sistemas de energía y control, Universidad Silesiana de Tecnología Gliwice, Polonia. Energy Rev. 16 (2014) 5545–5556.
- [3] A.L. Morelato, A. Monticelli, “*Heuristic Search to Distribution System Restoration*”. IEEE Transacción de la energía eléctrica, Vol. 4, No.4, Octubre 2013.
- [4] B. Akduman, B. Turkay, A.S. Uyar, “*Service Restoration in Distribution systems Using an Evolutionary Algorithm*”. Convención y exhibición de distribución y conversión de energía del Mediterráneo, Agianapa, cyprus, paper No.MED 10/177, Noviembre 2013.
- [5] I. Watanabe, M. Nodu, “*A Genetic Algorithm for Optimizing Switching Sequence of Service Restoration in Distribution Systems*”. IEEE, Congreso de Computación Evolucionista, Septiembre 2013.
- [6] G.R. Raidl, B.A. Julstrom, “*Edge Sets: An Effective Evolutionary Coding of Spanning Trees*”. IEEE. Congreso en Transacción de energía eléctrica, Junio 2014.
- [8] CFE. (febrero 2019). Programa de ampliación y modernización de las redes generales de distribución 2019 – 2033. [en línea]. Disponible en: <https://www.cfe.mx/epsdistribucion/cumpliminetoregulatorio/Documents/PAMdelasRGD%202019-2033.pdf>
- [9] D. Jonathan Sebastián. “Diseño y propuesta de un software para la coordinación de protecciones en redes de distribución”, tesis titulación, IPN, MÉXICO, D.F. 2013. [en línea]. Disponible en: <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/12474/1/DISEÑOYPROPUESTA.pdf>
- [10] C. Arturo. (octubre 2014). Sistemas de Distribución, ITZ, CUERNAVACA, MORELOS. [en línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/244443497/sistemas-electricos-TITULACION-pdf>

Anexos

Anexo A: Estudio de cálculo de cortocircuito

Se procede a realizar el cálculo de cortocircuito para las elegir las protecciones del circuito SCO-4030. Se realiza el cálculo de cortocircuito con el método PU con las siguientes ecuaciones para obtener el nivel de corriente.

Se desea determinar el nivel de cortocircuito de media tensión S.E y de la línea donde se instaló el restaurador en el circuito SCO-4030 en San Cristóbal de las Casas.

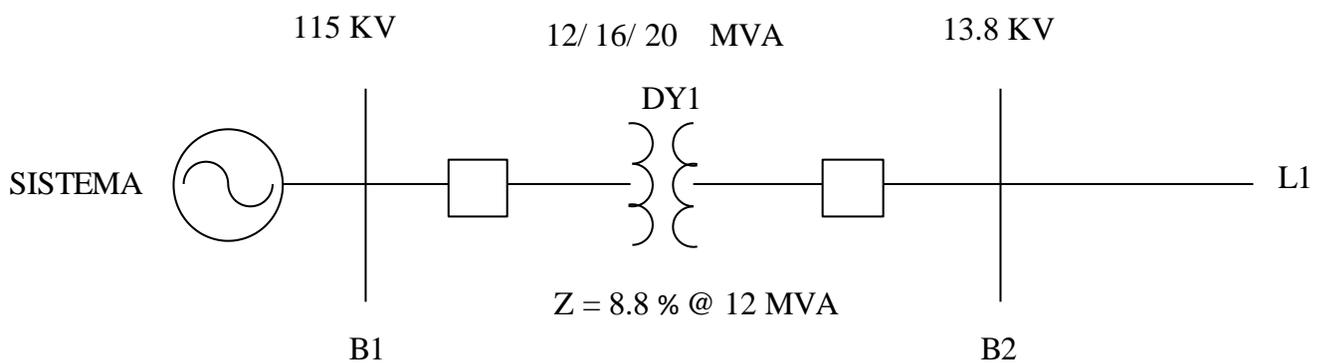


Figura A -1 Muestra el diagrama del sistema de S.E.

Recopilación de Datos

Capacidad = 12/ 16/ 20 MVA

Voltaje = 115/ 13.8 kV

$Z = 8.8\%$ a 12 MVA

$I_{cc3\phi} = 2660$

$I_{cc1\phi} = 1613$

Modelado del Sistema

Se obtienen las redes de secuencia para cada una de las fallas, quedando de la siguiente forma:

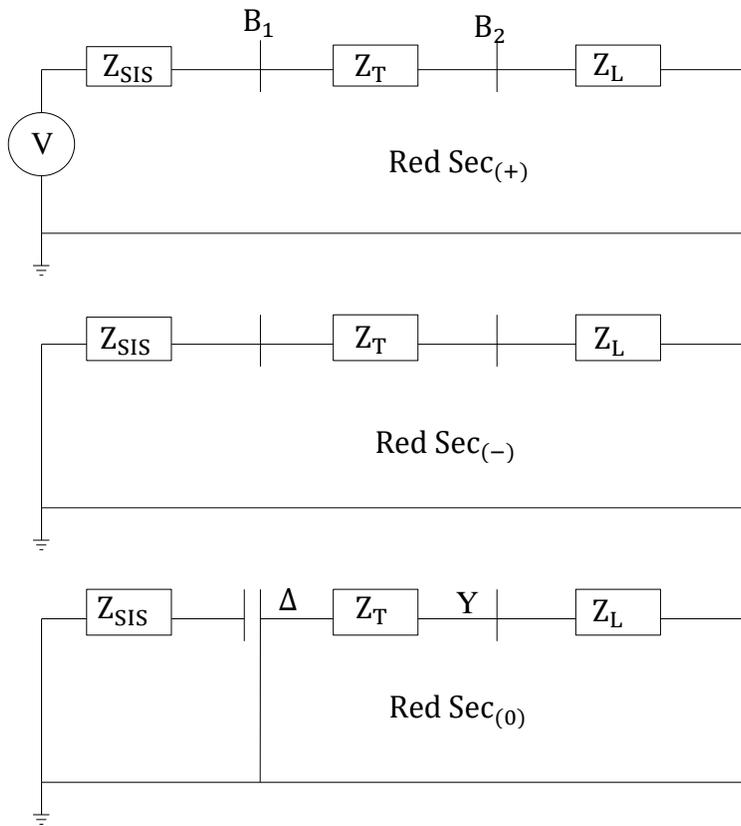


Figura A- 2 Conexión del transformador en la red de secuencia cero.

Estudios (cálculos)

CORRIENTES CONOCIDOS EN CADA FASE

$$I_{cc3\phi} = 2660 \text{ Amp} \quad I_{cc1\phi} = 1613 \text{ Amp}$$

Convertir en MVA las corrientes de cortocircuito conocido de cada fase con la siguiente ecuación

$$I_{cc} = \frac{\text{MVA}}{V_L \sqrt{3}} \quad \text{MVA} = I_{cc\phi} \times V_L \times \sqrt{3}$$

Para trifásico se hace la conversión de Icc en MVA

Se conoce $I_{cc3\phi} = 2660 \text{ Amp}$

Se conoce $V_L = 115 \text{ kV}$

$$\text{MVA} = I_{cc\phi} \times V_L \times \sqrt{3}$$

$$\text{MVA}_{3\phi} = (2660) \times (115) \times \sqrt{3} = 529.82 \text{ MVA}$$

Se obtiene las impedancias en p.u de las corrientes en cada fase:

$$Z_{pu\phi} = \frac{\text{MVA}_n}{\text{MVA}_v}$$

Se conoce $\text{MVA}_n = 100$

Se conoce $\text{MVA}_v = 529.82$

$$Z_{pu3\phi} = \frac{100}{529.82} = j 0.18874 \text{ p. u}$$

Para el cálculo de corriente de cortocircuito monofásico, se emplea la misma ecuación utilizada anteriormente.

$$I_{cc} = \frac{MVA}{V_L \sqrt{3}} \qquad MVA = I_{cc\phi} \times V_L \times \sqrt{3}$$

Para monofásico se hace la conversión de I_{cc} en MVA

Se conoce $I_{cc1\phi} = 1613$ Amp

Se conoce $V_L = 115$ kV

$$MVA = I_{cc\phi} \times V_L \times \sqrt{3}$$

$$MVA_{1\phi} = (1613) \times (115) \times \sqrt{3} = 321.27 \text{ MVA}$$

Se obtiene las impedancias en p.u de las corrientes en cada fase:

$$Z_{pu\phi} = \frac{MVA_n}{MVA_v}$$

Se conoce $MVA_n = 100$

Se conoce $MVA_v = 321.27$

$$Z_{pu3\phi} = \frac{300}{321.27} = j 0.93379 \text{ p. u}$$

Resultados obtenidos del cálculo:

$$Z_{3\phi} = j 0.18874$$

$$Z_{1\phi} = j 0.93379$$

Se obtiene la impedancia en la secuencia cero con la siguiente ecuación planteada:

$$Z_0 = Z_{pu1\phi} - 2(Z_{pu3\phi})$$

$$Z_0 = 0.93374 - 2(0.18874) = 0.55631 \text{ p.u}$$

$$Z_0 = j 0.55631 \text{ p. u}$$

Se debe obtener la impedancia del transformador en p.u con la información obtenida de su placa de datos o por la prueba de tensión de impedancia. Para este caso se tiene el dato de la impedancia del transformador a una potencia de 12 MVA, es importante mencionar que se toma el valor mínimo de la capacidad del transformador.

$$kV_n = 13.8 \text{ kV} \quad MVA_n = 100 \text{ MVA}$$

$$kV_V = 13.8 \text{ kV} \quad MVA_V = 12 \text{ MVA} \quad Z_V = 8.8 \%$$

La magnitud de la impedancia del transformador en su propia base 8.8 %:

$$Z_V = \frac{8.8}{100} = 0.088 \text{ p. u}$$

Y, dado que es una reactancia:

$$Z_V = j 0.088 \text{ p. u}$$

Para efectuar la conversión de la magnitud de la impedancia en las nuevas bases de 12 MVA a 100 MVA, y se utiliza la siguiente formula:

$$Z_n = Z_V \left[\frac{kV_V}{kV_n} \right]^2 \left[\frac{MVA_n}{MVA_V} \right]$$

$$Z_n = 0.088 \left[\frac{115}{115} \right]^2 \left[\frac{100}{12} \right] = j 0.7333 \text{ p. u}$$

Se obtiene la impedancia del transformador

$$Z_T = Z_n + 2(Z_{3\phi})$$

$$Z_T = 0.7333 + 2(0.18874) = 0.92204 \text{ p.u}$$

$$Z_T = j 0.92204$$

Para obtener la

$$Z_{pu} = \frac{\epsilon_{a1}}{Z_T}$$

$$Z_{pu} = \frac{1}{Z_T} = \frac{1}{0.92204} = j 0.8455$$

Para obtener la corriente de cortocircuito en monofásico es de la siguiente manera

$$Z_{1\phi} = 2(Z_{3\phi}) + 3(Z_T)$$

$$Z_{1\phi} = 2(0.1887) + 3(0.7333) = 2.5773 \text{ p.u}$$

$$Z_{1\phi} = 2.5773 j$$

Para obtener la

$$I_{pu} = \frac{\epsilon_{a1}}{Z_T}$$

$$I_{pu} = \frac{1}{Z_T} = \frac{3}{2.5773} = 1.1640$$

Para obtener la corriente base:

$$I_{\text{base}} = \frac{100 \times 1000}{\text{kV} \times \sqrt{3}}$$

$$I_{\text{base}} = \frac{100 \times 1000}{13.8 \times \sqrt{3}} = 4183.69 \text{ Amp}$$

Para obtener el valor de la corriente en Amperes en el punto de falla, se debe multiplicar el valor obtenido en p.u, por la corriente base del nivel de tensión de la falla.

$$I_{3\phi} = 1.08455 \quad I_{1\phi} = 1.1640$$

$$I_{\text{cc}} = I_{\text{base}} \times I_{\text{p.u}}$$

$$I_{\text{cc}3\phi} = 4183.69 \times 1.08455 = 4537.35$$

$$I_{\text{cc}1\phi} = 4183.69 \times 1.1640 = 4869.81$$

$$I_{\text{cc}3\phi} = 4537.35 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{cc}1\phi} = 4869.81 \text{ Amp}$$

Para hacer los cálculos de la línea se conoce los siguientes datos en el circuito

$$D_L = 2.95 \text{ Km} \quad V_L = 13.8 \text{ kV} \quad \text{ACSR}_{\text{conductor}} = 266 \text{ kV} \quad \text{TipoEstructura} = \text{T}$$

$$Z_{L+} = 0.37065 + j 0.60 \quad Z_{L-} = 0.64582 + j 2.92163$$

Entonces se

$$Z_{T3\phi L} = Z_{SIS} + Z_{L+}$$

$$Z_{T3\phi L} = j 0.92204 + 0.37065 + j 0.60 = 0.37065 + j 1.52204$$

Convertir en polar:

$$Z_{T3\phi L} = 1.5665 < 76.31^\circ$$

$$I_{3\phi p.u} = \frac{V_{Th}}{Z_1}$$

$$I_{3\phi p.u} = \frac{1}{1.5665} = 0.6383 \text{ p.u}$$

Y se calcula:

$$I_{cc3\phi} = I_{3\phi p.u} \times I_{base}$$

$$I_{cc3\phi} = 0.6383 \times 4183.69 = 2670.72 \text{ Amp}$$

$$\mathbf{I_{cc3\phi} = 2670.72 \text{ Amp}}$$

Para el lado monofásico

$$Z_1 = 0.37065 + j 1.52204$$

$$Z_0 = 0.64582 + j 2.92163 + j 0.7333 = 0.64582 + j 3.6549$$

Entonces se

$$Z_{T1\phi L} = 2(Z_1) + Z_0$$

$$Z_{T1\phi L} = 2(0.37065 + j 1.52204) + 0.64582 + j 3.6549 = 1.38712 + j 6.6984$$

Convertir en polar:

$$Z_{T1\phi L} = 6.8405 < 78.30^\circ$$

$$I_{3\phi p.u} = \frac{V_{Th}}{Z_1}$$

$$I_{1\phi p.u} = \frac{3}{6.8405} = 0.4385 \text{ p.u}$$

y se calcula:

$$I_{cc1\phi} = I_{1\phi p.u} \times I_{base}$$

$$I_{cc3\phi} = 0.4385 \times 4183.69 = 1834.81 \text{ Amp}$$

$$\mathbf{I_{cc1\phi} = 1834.81 \text{ Amp}}$$

Anexo B: Especificaciones del restaurador instalado en campo

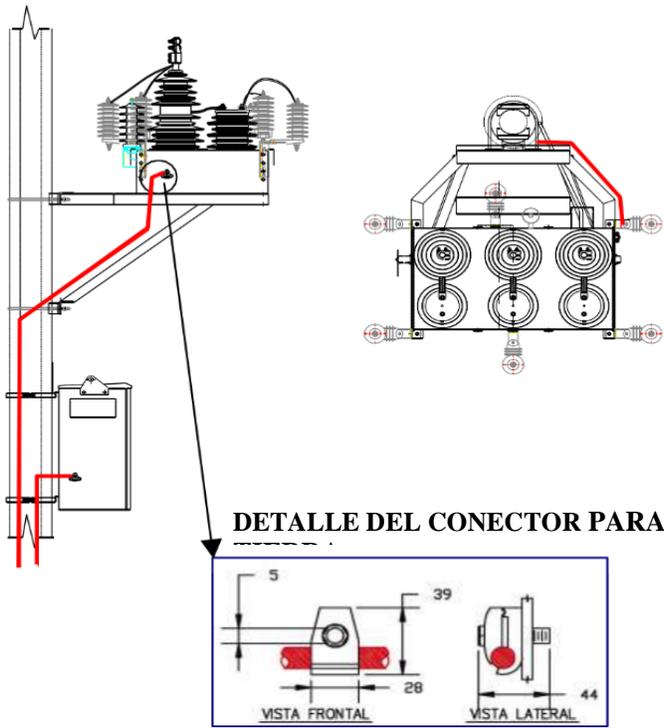


Figura B - 1 Tamaño de la carcasa.

En la figura B.4 se muestra las características de la caja de control.

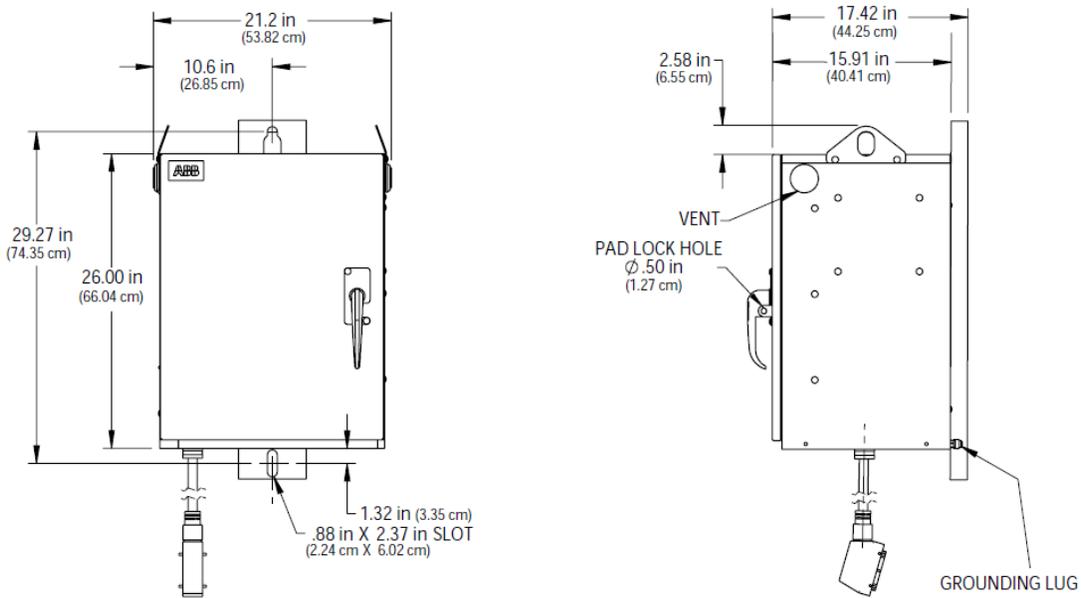


Figura B - 2 Caja de control.

En la figura B - 3 se muestra el cable de control que envía los datos y disparos desde el control hasta el equipo de protección.



Figura B - 3 Cable de control del restaurador.

En la figura B - 4 se muestra el panel de control que programa la operación del equipo eléctrico y también sirve como interfaz para observar la corriente en tiempo real.

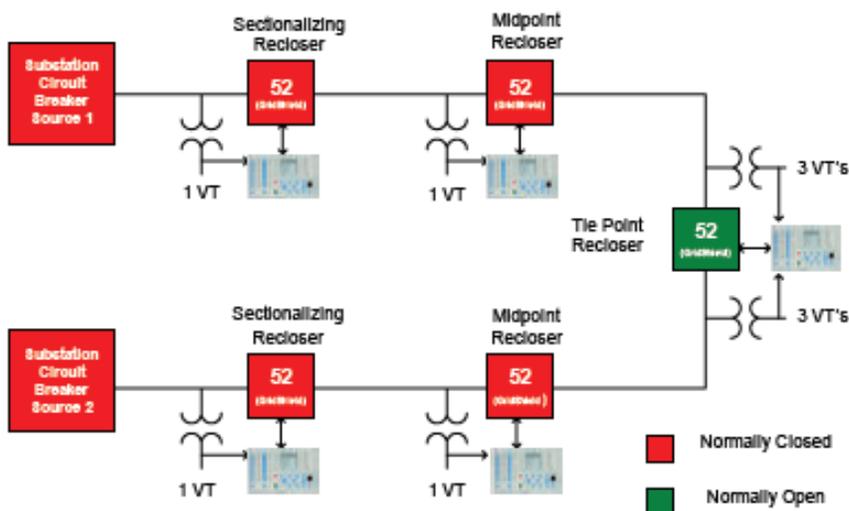


Figura B - 4 Lógica de protección del restaurador instalado en campo.

Los cuadros rojos simulan las protecciones, en este caso, el restaurador. Y el cuadro verde simula el restaurador, pero funcionando como Seccionalizador conectado normalmente abierto para en caso de que la subestación 1 se desconecte el restaurador cierra el circuito y alimenta el circuito que está conectado a la subestación 1.

Anexo C: Instalación del restaurador en campo



Figura C - 1 Muestra el montaje del restaurador en una estructura TS30.



Figura C - 2 Amarrar las cadenas o latiguillos con ganchos para el izado de cable.



Figura C - 3 Muestra el correcto Izado del restaurador.