



ESTUDIO DE CONFIABILIDAD PARA DISMINUIR EL TIEMPO DE INTERRUPCION DE USUARIOS (TIU) DE LA CIUDAD DE SAN CRISTOBAL DE LAS CASAS

Reporte de residencia



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

JESUS DAVID HERNANDEZ HERNANDEZ

ASESOR INTERNO:

Ing. Gilberto Hernández Cruz

ASESOR EXTERNO:

Ing. Esteban Darío Gómez Paniagua

Glosario

Concepto	Definición
A tierra	Conexión entre un circuito o equipo eléctrico y el terreno natural o algún cuerpo conductor que sirva como tal.
Abrir	Apertura en forma manual o remota de una parte del sistema para impedir el paso de la corriente Eléctrica.
Acometida	Tramo de línea que conecta la instalación del usuario a la línea suministradora.
Aislar	Interponer un elemento de propiedades no conductoras para evitar el flujo de la corriente eléctrica de un punto a otro.
Ampacidad	Capacidad que posee un conductor eléctrico para transferir amperes a través de él.
Balancear carga	Distribución de cargas entre fases.
Boquilla	Aislamiento rígido que sirve para conectar los conductores de entrada o salida al equipo eléctrico.
Brecha	Franja de terreno libre de vegetación mínima necesaria para el trayecto de una línea.
Cable semiaislado	Cable forrado cuyas propiedades propias y del sistema pueden aislar un conductor.
Canalización subterránea	Combinación de ductos, bancos de ductos, registros, pozos, bóvedas y cimentación de transformadores que conforman la obra civil para instalaciones subterráneas.
Cerrar	Es el término que se aplica a equipos de Seccionalización y protección que significa la maniobra que ejecuta el operador para efectuar la conexión de un circuito eléctrico a otro.
Conductor aislado	Conductor rodeado de un material de composición y espesor reconocidos por la NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización), como aislamiento eléctrico.
Conductor de puesta a tierra de los equipos:	Conductor utilizado para conectar las partes Metálicas no conductoras de corriente eléctrica de los equipos, canalizaciones y otras envolventes al electrodo de puesta a tierra.
Conductor desnudo	Conductor que no tiene ningún tipo de cubierta o aislamiento eléctrico.
Conductor forrado	Conductor rodeado de un material de composición o espesor no reconocidos por la NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización), como aislamiento eléctrico.
Conexión a tierra	Conexión conductora, intencionada o accidental, entre un circuito o equipo eléctrico y el terreno natural o algún cuerpo conductor que sirva como tal.
Cuchilla	Es el dispositivo cuya función consiste en conectar y desconectar un equipo sin carga.

Cuchilla de operación con carga	Es el dispositivo equipado con los accesorios necesarios para interrumpir corrientes de carga, cuya función consiste en conectar y desconectar un equipo.
Deflexión	Cambio de dirección horizontal o vertical de una línea. El ángulo de deflexión es el que forma el eje de la nueva dirección con el eje de la anterior.
Densidad de rayos a tierra	Número de descargas atmosféricas en un km ² que inciden en una región en un período de un año.
Desenergizar	Interrumpir la tensión eléctrica a una línea o equipo.
Disparo	Es la apertura de un dispositivo por funcionamiento de la protección para desconectar uno o varios elementos de la red eléctrica.
Distribución	Parte del sistema eléctrico en alta, media y baja tensión, que tiene como objetivo el suministro de la energía eléctrica a los consumidores finales.
Electrodo	Cuerpo metálico conductor o conjunto de cuerpos conductores agrupados, en contacto último con el suelo y destinados a establecer una conexión con el mismo.
Energizado	Condición de un circuito eléctrico en el que existe diferencia de potencial.
Eslabón Fusible	Dispositivo de protección contra sobre corriente con una parte que se funde cuando se calienta por el paso de una sobre corriente que circule a través de ella e interrumpe el paso de la corriente eléctrica en un tiempo determinado.
Herraje	Accesorio, diseñado fundamentalmente para desempeñar una función mecánica.
Libranza	Interrupción y/o desenergización temporal del servicio de suministro de energía eléctrica.
Línea aérea	Aquella que está constituida por conductores desnudos, forrados o aislados, tendidos en el exterior de edificios o en espacios abiertos, soportados por postes u otro tipo de estructuras con los accesorios necesarios para su fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores.
Línea de Media tensión	Línea cuya tensión eléctrica de operación está entre 6,000 y 69, 000V.
Neutro	Punto de referencia eléctrico cuyo potencial con respecto a tierra es igual a cero en sistemas trifásicos balanceados.
Persona calificada	Es aquella persona física cuyos conocimientos y facultades especiales le permiten intervenir en la proyección, cálculo, construcción, operación o mantenimiento de una determinada instalación eléctrica.
Plomear	Alinear el eje longitudinal de un poste con la vertical.
Puente	Conexión aérea sin tensión mecánica para unir eléctricamente dos conductores.
Ramal	Línea que se deriva de otra principal.
Registro	Recinto subterráneo de dimensiones reducidas, donde se aloja equipo, cables y accesorios para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.

Remate	Fijación terminal de un conductor con tensión mecánica a una estructura.
SIAD	Sistema integral de administración en distribución.
SICOSS	Sistema de control de solicitudes y servicio.
SIGED	Sistema de información geográfica y estadística de distribución.
SIMSEDIS	Simulador de sistemas eléctricos de distribución, coordinación de protecciones, parámetros LTS, ampacidad.
SISNAE	Sistema nacional para la atención de emergencias.
SYNERGEE	Software de simulación para modelado y análisis de sistemas eléctricos de distribución.
Sobrecarga	Condición de trabajo de líneas o equipos en que se excede su capacidad nominal.
Tensión eléctrica a tierra	En los circuitos puesta a tierra, es la tensión eléctrica entre un conductor dado y aquel punto o el conductor del circuito que es puesto a tierra. En circuitos no-puesto a tierra es la mayor diferencia de potencial entre un conductor determinado y otro conductor de referencia del circuito.
Tensión eléctrica nominal	Es el valor nominal asignado a un circuito o sistema para la designación de su clase de tensión eléctrica. La tensión eléctrica real a la cual un circuito opera puede variar desde el nominal dentro de una gama que permita el funcionamiento satisfactorio de los equipos.

Índice

Glosario.....	1
1. Introducción.....	5
1.1 Antecedentes	5
1.2 Estado del Arte.....	5
1.3 Justificación	7
1.4 Objetivos	7
1.5 Metodología	8
2. Fundamento teórico.....	11
2.1 Indicadores de calidad de servicio.....	11
2.2 Tipos de Fallas.....	12
2.3 Coordinación de aislamientos.	14
2.4 Corto circuito.	21
3. Desarrollo	28
3.1 Análisis de fallas del circuito SCO-04040.....	28
3.2 Coordinación de aislamientos.	31
3.3 Calculo y coordinacion de corto circuito.	34
4. Resultados y conclusiones	41
4.1 Análisis de fallas circuito SCO-04040	41
4.2 Coordinación de Aislamientos	43
4.4 Conclusiones.....	52
Referencias bibliográficas.....	52
Anexos	53
Anexo A: Tablas para coordinación de aislamiento.	53
Anexo B: Coordinación de protecciones.	56

1. Introducción

1.1 Antecedentes

Una de las acciones trascendentes que se han tomado para garantizar el desarrollo del país, en la industria, en el campo, y en la sociedad en general, fue sin duda la nacionalización del servicio público de energía eléctrica, con lo cual la Comisión Federal de Electricidad se consolidó con una gran estructura, para llevar a cabo los planes de integración y sentar bases firmes para la prestación de dicho servicio.

Al nacionalizarse el servicio público de energía eléctrica, permitió a la Comisión Federal de Electricidad una explotación más racional de todos los medios de generación, transmisión y distribución existentes, por ello la aplicación de nuevas tecnologías para lograr una mejor interconexión de los sistemas eléctricos, propiciando mayores rendimientos.

Al expandirse los sistemas eléctricos durante el proceso de interconexión, se presentó la necesidad de aprovechar racionalmente las instalaciones a fin de garantizar el máximo rendimiento de las inversiones. Para tal objeto, se realizaron las actividades necesarias tendientes a mantener la continuidad, la calidad y la economía del servicio con la máxima seguridad.

La Comisión Federal de Electricidad al ser una empresa prestadora de servicio público, tiene dentro de sus misiones, el mantener un alto estándar de calidad en el servicio, para lo cual le fueron establecidos distintos indicadores y metas, que permiten mediante un corto análisis conocer el estado de operación de los equipos de servicio y el nivel de compromiso de la empresa.

Las normativas, metas e indicadores han sido creadas con el fin de garantizar la seguridad de los sistemas de transmisión, distribución y calidad de servicio, sin embargo eventos como las fallas en el suministro eléctrico pueden llegar a comprometerlas. Por ello la confiabilidad en la red de distribución se evalúa en función del número de interrupciones, duración y potencia interrumpida respectivamente, reflejándose directamente en los indicadores.

1.2 Estado del Arte

Morelato y Moticelli en 2013 realizaron una de las primeras investigaciones de restauración de la energía 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.

Los autores consideraron un problema híbrido restauración/reconfiguración, en el cual el objetivo es restaurar la carga a los usuarios y al mismo tiempo balancear la carga en los alimentadores.

Raidl y Julstrom en 2014 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 inicialización y recombinación se realizan mediante la implementación de un algoritmo de expansión de árbol aleatorio.

Watanabe y Nodu en 2013 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 proceso de recombinación de los algoritmos genéticos se desarrolla mediante una representación de conjunto de artistas y un algoritmo aleatorio de árbol de expansión, denominado KruskalRST. El algoritmo propuesto es eficiente para sistemas pequeños de distribución.

Akduman en 2013 propone un método de solución para el problema de la restauración mediante la formulación de un modelo matemático multi-objetivo con múltiples restricciones, para lo cual el autor propone utilizar dos funciones objetivo: maximizar el suministro de potencia considerando la importancia de cargas críticas y maximizar la suma de las potencias de las cargas restauradas. La solución del modelo se realiza por medio de la implementación de un algoritmo evolutivo.

Ante condiciones de emergencia, el operador del sistema de distribución debe tomar decisiones de manera adecuada y precisa, para lo cual el operador cuenta con ayuda de software especializado que le permite desarrollar las diferentes tareas que demanda el estado de emergencia. La reconfiguración de los alimentadores del sistema de distribución es una de las tareas que se debe realizar tanto en estado normal como de emergencia.

La reconfiguración de las redes de distribución es la herramienta principal para dar solución al problema de la restauración del servicio, debido a que en este problema se realizan transferencias de carga entre los diferentes alimentadores del sistema por medio de dispositivos de apertura y cierre.

Carreño en 2008 propone una solución al problema de la reconfiguración de redes para la reducción de pérdidas en sistemas de distribución, con una codificación eficiente que permite que el operador de recombinación siempre encuentre topologías de red radial. El

algoritmo es probado en un sistema de distribución real, mostrando excelentes resultados y eficiencia computacional.

Lo que aquí se propone como proyecto es realizar un estudio partiendo del historial de fallas de un circuito crítico, analizando los reportes de causas, para crear un planes de acción para la reducción de la interrupción del servicio, agregando un cálculo de aislamientos y protecciones que nos permita hacer una comparativa de lo instalado en campo, finalmente proponer mejoras u optimizaciones en la red.

1.3 Justificación

En el departamento de distribución de Comisión Federal de Electricidad, las fallas representan eventos con potencial para dañar los dispositivos de la red dejando a los usuarios sin servicio, con ello la afectación de los distintos indicadores del área correspondiente. Todos estos eventos son reportados al portal nacional de información de CFE, donde todas las zonas y divisiones son evaluadas de acuerdo a sus metas, siendo San Cristóbal una de las zonas con más indicadores fuera de meta.

Un estudio de confiabilidad del circuito SCO-04040 es necesario al ser un circuito crítico para llevar a cabo un análisis completo del tipo de fallas que se presentan, el cual mediante un análisis estadístico nos permita realizar las acciones necesarias para disminuir el número de eventos, con ello la protección de la red, asegurando un tiempo de restablecimiento de energía más eficiente y confiable para un servicio con menos interrupciones al usuario.

El tener un estudio general del circuito nos permite conocer por tramos o ramales las fallas que presentan, para con ello llevar a cabo el mantenimiento correctivo y predictivo adecuado. Esto permitirá al área correspondiente cargar un plan diario de trabajo que se ajuste a lo necesario, permitiéndoles un ahorro económico a futuro como a largo plazo, evitando mantenimientos innecesarios y daño de los distintos dispositivos.

1.4 Objetivos

Realizar análisis de fallas para proyectar mejoras en el circuito SCO-04040 y reducir el tiempo de interrupción de usuarios del circuito.

Objetivos específicos.

Realizar un concentrado de fallas del circuito identificando las estructuras y ramales entre las cuales se producen.

Realizar un cálculo de aislamientos y protecciones del circuito en general, comparándolo con lo instalado en campo.

Proponer mejoras y/o planes de mantenimiento del circuito en las partes críticas.

1.5 Metodología

La figura 1.1 representa el proceso que se realizara para plantear posibles mejoras en el sistema.

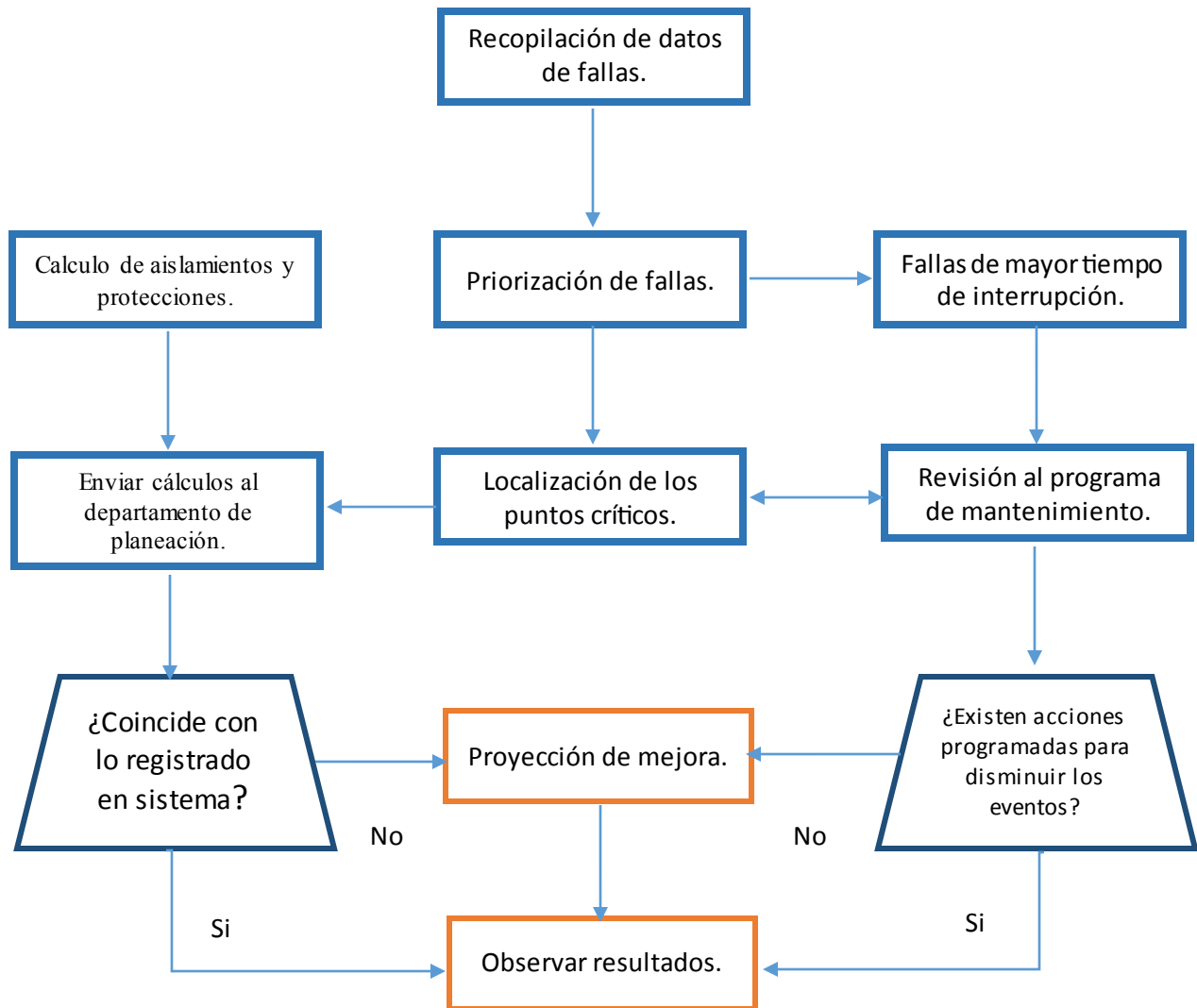


Fig. 1.1 Diagrama a bloques para análisis de mejoras en la red.

Recopilación de datos de fallas: A través del portal SIAD se obtendrá el historial concentrado de fallas de la zona de los últimos 10 meses, donde podremos ver causas, tiempo de interrupción y ubicación de las mismas.

Priorización de fallas: Clasificando únicamente las fallas del circuito, se ordenaran de acuerdo al tiempo de interrupción simultáneamente a la causa de la falla.

Fallas de mayor tiempo de interrupción: Se dirigirá inmediata atención a la fallas con mayor aportación de tiempo de interrupción, en las más recientes se solicitará el reporte de la cuadrilla que atendió dicha falla.

Localización de los puntos críticos: Se asistirá a los tramos de estructuras donde se presentan las fallas de mayor aportación al tiempo de interrupción.

Enviar cálculos al dpto. de planeación: De los cálculos realizados en coordinación de protecciones y aislamientos se enviara los resultados al dpto. de planeacion, para que de manera correspondiente comparen con los registros de instalación de campo.

Revisión al programa de mantenimiento: Se solicitará el programa de mantenimiento de las estructuras críticas así mismo como los proyectos de obra a futuro o por instalar.

Proyección de mejora: De acuerdo a las fallas que se presenten en las estructuras con mayores eventos se realizaran propuestas de mejoras, sin dejar de lado los planes de mantenimiento ya existentes.

Obtención de datos: Juntar la información necesaria para formar de manera completa la red de distribución (información de los dispositivos instalados en el circuito en específico).

Creación de la red en SIMSEDIS: De acuerdo al diagrama unifilar y de switcheo se edita la red de distribución del circuito en específico, líneas, estructuras y distancias.

Modelado de elementos: Representar cada componente del sistema de distribución para llevar a cabo los estudios requeridos para la coordinación de protecciones.

Ingreso de datos característicos de la red: Teniendo modelados los distintos dispositivos del sistema es necesario ingresar sus características particulares de cada uno de ellos para obtener los resultados correctos.

Calculo de corto circuito: Después de tener ingresados todos los datos necesarios se realiza la simulación de cálculo de corto circuito para cada una de las estructuras ubicadas, señalando niveles en fallas monofásicas y trifásicas.

Resultados de resistencias e impedancias de las líneas: De acuerdo al modelado de elementos y características se obtienen resultados específicos para cada uno de los tramos.

Creación de la red en ASPEN: Dentro del software se modelan los equipos y estructuras con los que cuenta la red.

Inclusión de dispositivos de protección: De acuerdo a los datos obtenidos se ubican los dispositivos de protección que el área tiene registrados, incluyendo características específicas de cada uno de ellos.

Resultados: Los resultados obtenidos por el ASPEN demuestran graficas que permiten conocer la operación de los equipos, para realizar ajustes o mantenimientos, o recalcular la operación de los mismos.

La figura 1.2 muestra el diagrama a bloques necesario para obtener los resultados satisfactorios de corto circuito y coordinación de protecciones, cabe señalar que durante el proceso se utiliza el SIMSEDIS para obtener resultados necesarios de los tramos en líneas.

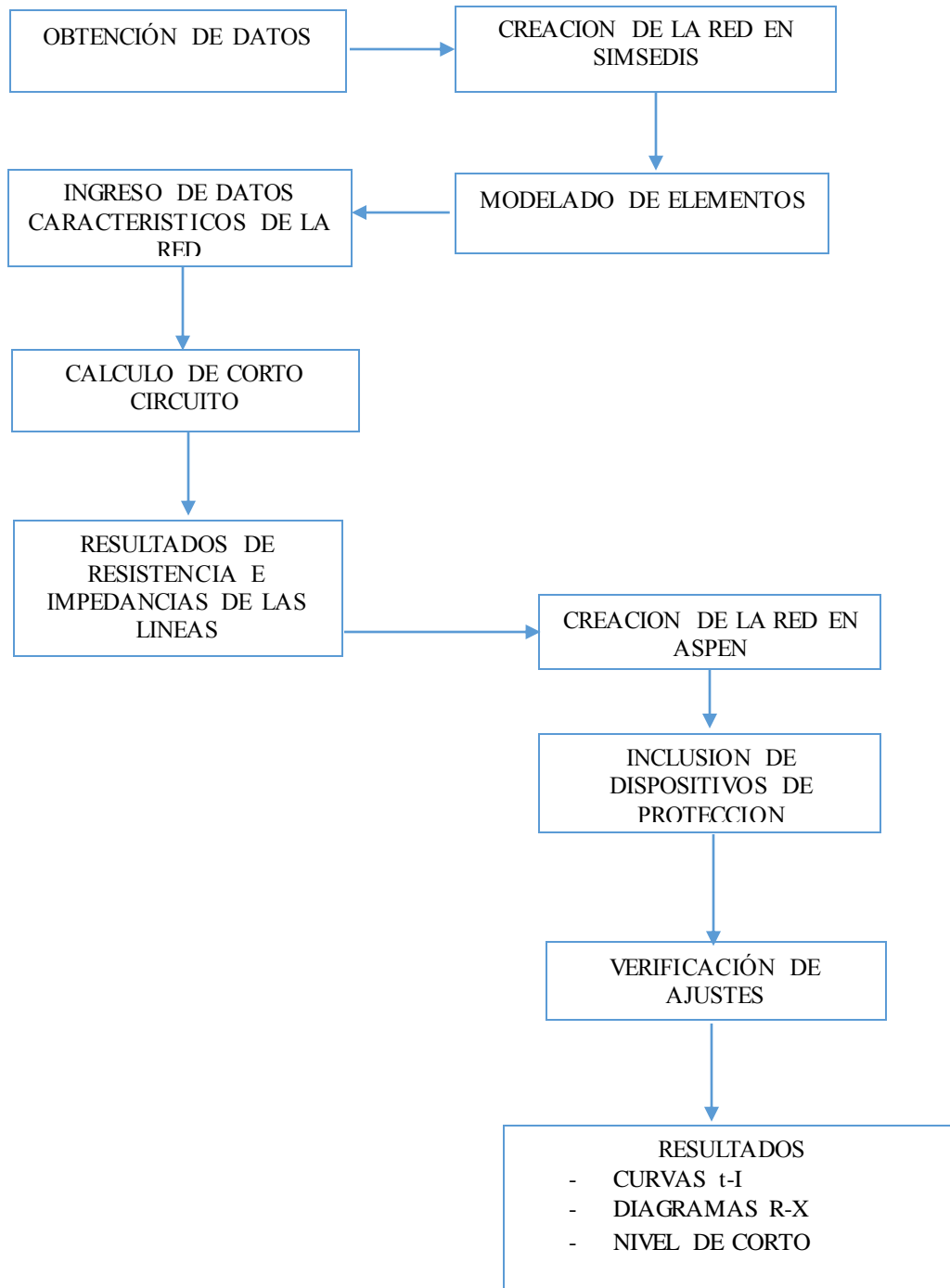


Fig 1.2 Diagrama a bloques para el cálculo de corto circuito y coordinación de protecciones en ASPEN.

2. Fundamento teórico

2.1 Indicadores de calidad de servicio.

Calidad hacia la empresa:

Es la optimización de los recursos humanos, económicos y materiales propiciando la productividad de sus trabajadores y rentabilidad como empresa.

Calidad al cliente:

Es promover entre el personal de la subdirección y en todos los niveles el proporcionar un servicio de calidad y oportunidad congruente con las expectativas de nuestros clientes internos y externos al menor costo posible. La calidad al cliente comprende los siguientes aspectos:

- Tiempo de interrupción por usuario.
- Numero de inconformidades procedentes por 1000 usuarios.
- Compromisos de servicio

Tiempo de interrupción por usuario (TIU):

El objetivo del índice es conocer el tiempo promedio que un usuario no dispone del servicio de energía eléctrica, para evaluar e identificar las medidas correctivas y/ preventivas por aplicar para reducirlo y mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica para mejorar la calidad del servicio a los usuarios.

Para este indicador no se consideran las afectaciones por: sismos, incendios forestales, ciclones, fallas provocadas por robo de conductor entre otro tipo de fallas donde intervengan terceras personas o no autorizados por CFE. La unidad de expresión es minutos, y los valores se redondean en milésimas.

Duración de la interrupción Dli:

Es 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.

Usuarios afectados UAi:

Es el número de usuarios afectados por la interrupción.

DEMUAi:

Duración en minutos por usuarios afectados. Es el producto que resulta de multiplicar la duración de la interrupción por los usuarios afectados, en cada interrupción, en el mes, en un área específica.

DEMUA*E*i:

Duración en minutos por usuarios afectados por eventos. Es el producto que resulta de multiplicar la duración de la interrupción por los usuarios afectados, en cada interrupción en el mes, en una 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 al personal, incendios e impactos a las estructuras.

Usuarios totales UT:

Es el número total de usuarios que tiene un área específica en un mes.

I: Número de interrupciones ocurridas en el mes.

N: Numero de meses en el periodo.

Porcentaje de transformadores averiados PTA:

El objetivo de este índice es conocer el porcentaje de transformadores averiados respecto del número total de transformadores instalados para identificar las medidas correctivas por aplicar para reducirlo y mejorar el servicio de los usuarios.

2.2 Tipos de Fallas.

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.

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 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 consecuencia de fallas mecánicas o estructurales.

TIPOS DE FALLAS		
TIPOS DE FALLAS	Causa	Equipos más afectados.
AISLAMIENTO	Defectos o errores de diseño, fabricación inadecuada, instalación inadecuada, aislamiento dañado o envejecido, contaminación.	Conductores
ELECTRICO	Descargas atmosféricas, sobretensiones transitorias por maniobra o sobretensiones dinámicas.	Conductores, transformadores.
TERMICA	Falla de enfriamiento, sobre corriente, sobretensión, temperatura ambiente.	Transformadores, cuchillas de seccionamiento, conductores.
MECANICA	Esfuerzos por sobre corriente, sismo, impactos por objetos ajenos, nieve o vientos.	Conductores, transformadores.

Tabla 2.1 Tipos de fallas causas y equipos afectados.

En la tabla 2.1 se presentan las clasificaciones de las fallas que se presentan en el área de distribución de acuerdo al tipo de causa y los equipos más afectados cuando estas se presentan. La tabla 2.2 muestra las causas más concurridas en los circuitos de distribución, y a la vez su clave de falla.

Reporte de causas interrupción	
Clave	Causa
D-114	Maniobra errónea en mantto.
D-120	Tromba
D-121	Huracán o ciclón
D-123L	vientos línea caída
D-123M	vientos rama sobre línea
D-123N	vientos objetos extraños
D-124A	tormenta línea caída
D-125A	Desc. Atm. línea rota
D-133	falso contacto
D-134	Rama sobre la línea.
D-135	Árbol sobre línea.
D-145	Animales
D-151	Libranza programada en cto.
D-153	Sobrecarga
D-154	Falta de brecha

Tabla 2.2 Reportes más comunes de causas de interrupción.

A continuación la tabla 2.3 muestra la probabilidad de fallas entre fases, y entre fase y tierra.

Probabilidad de fallas a tierra y entre fases	
Tipo	Probabilidad (%)
Monofásica (fase-tierra)	85
Bifásica a tierra (2F a tierra)	8
Bifásica (entre dos fases)	5
Trifásica (entre 3 fases)	2

Tabla 2.3 Probabilidad de fallas entre fases y fase tierra.

Factores que intervienen en una falla:

- **Impedancia equivalente de la fuente.**
- **Impedancia equivalente a la falla.**
- **Resistencia del arco eléctrico.**
- **La resistencia del contacto con la tierra.**

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

Dónde:

(2.1)

If= Magnitud de la corriente de falla.

Vs= Voltaje del sistema.

Zt= Impedancia del sistema involucrado en la falla.

2.3 Coordinación de aislamientos.

La importancia del correcto dimensionamiento de una red eléctrica respecto a la coordinación de aislamiento radica en:

- Asegurar la continuidad del suministro de energía eléctrica que encierra una medida de la calidad del servicio. Una de las fallas más comunes es la ruptura dieléctrica de los aislamientos de aparatos e instalaciones que integran la red eléctrica.
- Considerar el aumento de tensiones nominales de operación del sistema eléctrico, fundamentando razones técnico – económicas de utilización óptima de materiales y espacio, ante el crecimiento ininterrumpido de la demanda y el necesario transporte de elevados bloques de potencia.
- Minimizar fallas por descargas atmosféricas o sobretensiones por fallas en la red.

La coordinación de aislamiento comprende la selección de los niveles de aislamiento de equipos o dispositivos y su implementación en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a que dichos equipos están destinados y tomando en consideración las características de los dispositivos de protección disponibles; todo ello realizado de modo

que se reduzca a un nivel aceptable, desde los puntos de vista técnico, económico y la probabilidad de que los equipos deterioren su aislamiento o afecten la continuidad del servicio.

Para el cálculo de coordinación de aislamientos es necesario conocer los siguientes conceptos, debido a ser informaciones básicas de los mismos además de conceptos utilizados en el cálculo de coordinación.

Aislador.- Es un soporte de material aislante, para conductor eléctrico.

Aislador tipo poste.- es aquel que consiste de una pieza de material aislante ensamblado permanentemente a una base metálica y en ocasiones a un herraje para fijación del conductor, para ser montado rígidamente a una estructura o cruceta por medio de un perno o varios tornillos.

Aislador para zonas contaminadas, PC.- Aislador tipo poste que, por sus características dimensionales de diseño del perfil y materiales, es adecuado para trabajar en zonas con nivel de contaminación media, alta y extra alta.

Aislador para zonas con descargas atmosféricas, PD.- Aislador tipo poste que, por sus características dimensionales de diseño del perfil y materiales es adecuado para trabajar en zonas con incidencia de descargas atmosféricas, con una probabilidad mínima de flameo o perforación a 60 Hz.

Aislador de suspensión sintético.- Es aquel que está formado al menos de dos partes aislantes, llamadas núcleo, y envolvente, equipado con herrajes metálicos de sujeción en sus extremos, el cual es utilizado en tensión o suspensión.

Distancia de aislamiento.- Es la distancia en aire más corta, medida entre los herrajes de sujeción del aislador.

Distancia de fuga.- Esta distancia en milímetros más corta a lo largo del contorno de la superficie aislante externa del aislador, en la cual se aplica la tensión eléctrica de operación.

Distancia específica de fuga, DEF.- es el producto de dividir la distancia de fuga de un aislador entre la tensión máxima de diseño de fase a fase, expresándose en mm/Kv.

Tensión crítica de flameo al impulso por rayo.- Es el valor de cresta de tensión de una onda de impulso por rayo normalizada 1.2/50µs, que bajo condiciones específicas, tiene una probabilidad de flameo del 50%. La probabilidad del impulso puede ser positivo o negativo.

$$TCF = NBAI / (0.961 \times \delta) \quad (2.1)$$

NBAI.- Nivel básico de aislamiento al impulso, es el valor de referencia para la resistencia del aislamiento al impulso, expresado en términos de valor de cresta de la tensión permisible al impulso de rayo normalizado.

Zona normal.- Es la zona con niveles de contaminación ligera.

Zona contaminada.- Es la zona con niveles de contaminación media, alta y extra alta.

Agrietamiento.- Es cuando se forman micro fracturas en la superficie, con profundidades aproximadas de 0.01mm a 0.1mm.

Rigidez dieléctrica del aislamiento. Para que puedan ser diseñados los sistemas de coordinación de aislamiento, es necesario tener un análisis general del comportamiento de varios medios aislantes bajo esfuerzos eléctricos.

Aislante	Condiciones de medición	Valores en MV/m
Aire	Separación de los electrodos 1cm a 100kPa	3.11
Aire	Separación de los electrodos 1cm a 600kPa	15.16
SF6	Separación de los electrodos 1cm a 600kPa	7.87
Aceite mineral para transformadores.	ASTM	0.87 a 1.18
Porcelana seca	ASTM	1.6 a 9.5
Porcelana húmeda	ASTM	3.5 a 16.0
Nylon	ASTM	18.5
Polietileno	ASTM	18.1

Tabla 2.4 Rigidez dieléctrica de aislamientos usuales.

Mecanismos de ruptura. En todos los materiales, la conducción se origina por la migración de partículas cargadas. Los conductores tienen un gran número de electrones relativamente libres, los cuales son arrastrados bajo un campo eléctrico aplicado y produciendo una baja resistividad. Mientras que los aislantes tienen muy pocos electrones libres que ocasionan una resistividad alta.

Debido a la alta resistividad de los aislantes, los efectos de polarización determinan el flujo de corriente alterna y transitoria. Sin embargo, cuando se incrementa el esfuerzo eléctrico en un aislante a un nivel suficientemente alto, la resistividad cambiara repentinamente de un valor alto a un valor bajo, comparable al de los conductores. Este cambio recibe el nombre de ruptura dieléctrica.

La ruptura se presenta en tres etapas principales:

1. La ionización inicial en uno o varios puntos.
2. Crecimiento de un canal ionizado a través de los electrodos.
3. El puenteo de los electrodos y la transición a una descarga auto sostenida. La ionización inicial puede ser proporcionada por fuentes naturales, desde la superficie del conductor, por efecto corona o descarga parcial provocada por un campo no uniforme suficientemente alto o por carga espacial en el aislamiento. El crecimiento del canal ionizado depende de las propiedades físicas y químicas del aislante y del campo total en los extremos del canal.

La etapa final depende de la superficie de los conductores, del circuito externo y de la forma de la tensión aplicada. Como se necesita tiempo para el proceso de ruptura la rigidez dieléctrica de un aislante depende de la frecuencia y duración de la tensión aplicada.

Los factores que influyen en la tensión de ruptura de un aislante son: la tensión aplicada, la distribución del esfuerzo en el aislamiento, impurezas, regiones no homogéneas, temperatura, esfuerzos mecánicos y la longitud y volumen del aislante bajo esfuerzos.

Aislamiento Externo. Comprende las superficies externas de los equipos, el aire ambiente que los rodea y las distancias en aire. La tensión de aguante del aislamiento externo depende de las condiciones atmosféricas (presión, temperatura y humedad) y de otras condiciones de intemperie (contaminación, niebla, lluvia, rayos ultravioleta, etc.).

Aislamiento externo tipo exterior. Es el aislamiento que está diseñado para operar fuera de los edificios consecuentemente está expuesto a condiciones atmosféricas y de intemperie.

Aislamiento externo tipo interior. Es el aislamiento externo que está diseñado para operar dentro de los edificios y consecuentemente y no está expuesto a las condiciones de intemperie.

Aislamiento interno. Comprende los aislamientos internos sólidos, líquidos o gaseosos que forman parte del aislamiento de los equipos y que están protegidos de las condiciones atmosféricas y de intemperie.

Aislamiento nominal.- Es el conjunto de tensiones de aguante nominales suficientes para comprobar que si cumplen para todas las tensiones de aguante requeridas del aislamiento, para:

- Equipo con su tensión máxima < 245 kV. El aislamiento nominal comprende las tensiones de aguante nominales de impulso por rayo y la de corta duración a la frecuencia del sistema.

- Equipo con su tensión máxima >245 kV. El aislamiento nominal comprende las tensiones nominales de aguante de impulso por maniobra y por rayo.

Aislamiento autorrecuperable. Es el aislamiento que recupera completamente y en un tiempo relativamente corto sus características aislantes, después de la aplicación de un esfuerzo de tensión aunque haya o no ocurrido una descarga disruptiva, un aislamiento de este tipo es generalmente, pero no necesariamente, un aislamiento externo.

Aislamiento no autorrecuperable. Es el aislamiento que pierde sus propiedades aislantes o que no las recupera completamente después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de un esfuerzo de tensión.

Terminal aislada. Es cualquiera de los electrodos (conductor de fase, núcleo magnético, tanque metálico o estructura, plano de tierra, etc.) entre los cuales se aplica la tensión que esfuerza al aislamiento. En la práctica se divide en terminales de fase y tierra.

Tensión nominal de un sistema trifásico. Es el valor eficaz de la tensión entre fases con que se designa el sistema y al que están referidas ciertas características de operación del mismo.

Tensión máxima de un sistema trifásico. Es el valor eficaz de la tensión de operación entre fases más alto, el cual ocurre bajo condiciones normales de operación, a cualquier tiempo y en cualquier punto del sistema.

Tensión máxima de diseño del equipo. Es el valor eficaz de tensión entre fases más alto para el cual está diseñado el equipo con respecto a su aislamiento y a otras características asociadas con esta tensión en las normas relativas al equipo.

Sistema con neutro aislado. Es un sistema cuyo neutro no tiene ninguna conexión intencional a tierra, excepto a través de aparatos de señalización, de medición o de protección, de muy alta impedancia.

Sistema con neutro conectado a tierra. Es un sistema cuyo neutro está conectado a tierra ya sea directamente o a través de una resistencia o una reactancia de un valor suficientemente bajo, con el propósito de reducir al máximo las oscilaciones transitorias y para mejorar las condiciones de una protección selectiva de falla a tierra.

Sobretensión.- Es cualquier valor de tensión cresta que excede la que existe a través de las terminales del aislamiento, cuando todas las terminales de fase del equipo a la cual pertenece dicho aislamiento, están energizadas con las tensiones de fase a tierra, que corresponden a una tensión de referencia dada de fase a fase. Para un sistema la tensión de referencia se considera como la tensión más alta del sistema, mientras que para un equipo se considera como la tensión más alta del equipo.

Tipo de sobretensión	Valor de cresta de la sobretensión.	
	Sistema	Equipo
Fase a tierra	$\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} vm$	$\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} vd$
Fase a fase	$\sqrt{2} vm$	$\sqrt{2} vd$

Tabla 2.5 valores de cresta de la sobretensión.

Sobretensión de fase a tierra por unidad (p.u.).- Es la relación de los valores cresta de la sobretensión de fase a tierra y la tensión de fase a tierra correspondiente a la máxima de diseño del equipo, es decir $\sqrt{2} vd / \sqrt{3}$.

Sobretensión de fase a fase por unidad (p.u.).- Es la relación de los valores cresta de la sobretensión de fase a fase y la tensión de fase a tierra correspondiente a la tensión máxima de diseño del equipo $\sqrt{2} vd / \sqrt{3}$.

La clasificación de las tensiones y sobretensiones son de acuerdo a su forma y duración las tensiones y sobretensiones dividiéndose en las siguientes clases:

Clasificación de los aislamientos.- Los aisladores tipo poste se clasifican de acuerdo a su tensión eléctrica nominal del sistema, instalación, la zona de aplicación, material y perfil, conforme a lo siguiente:

- Tensión nominal del sistema (kV): 13.8, 23, 34.5, 69, 115 y 138.
- Instalación: En postes de madera, fibra de vidrio, metálicos o postes de concreto.
- Zona de aplicación: Contaminación y descargas atmosféricas.
- Material: Porcelana o hule silicón construido en una sola pieza.

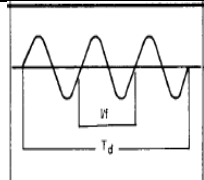
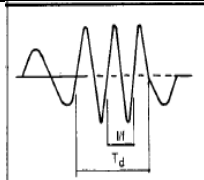
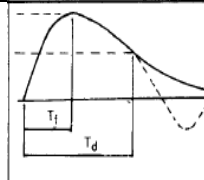
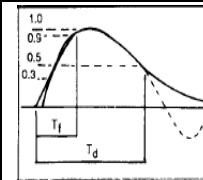
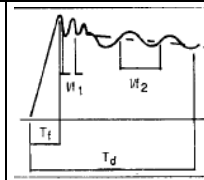
Clases	Baja frecuencia		Transitorios		
	Permanente	Temporal	Frente lento	Frente - rápido	Frente- muy rápido
Forma de tensión					

Tabla 2.6 clases y formas de esfuerzos de tensiones y sobretensiones.

Tensión permanente a la frecuencia del sistema.- Es una tensión a la frecuencia del sistema aplicada permanentemente a cualquier par de terminales de un aislamiento.

Sobretensión temporal.- Es una tensión oscilatoria de más larga duración que un periodo a la frecuencia del sistema, la cual no está amortiguada o tiene un débil amortiguamiento.

Forma: tensión normalizada de corta duración a la frecuencia del sistema.

Valor: valor eficaz (valor de cresta dividido por $\sqrt{2}$)

Sobretensión transitoria.- Sobretensión de corta duración de pocos milisegundos, la cual puede ser oscilatoria o no oscilatoria, usualmente altamente amortiguada. Puede estar sobrepuesta a una sobretensión temporal.

Sobretensión de frente lento (maniobra).- Sobretensión transitoria usualmente unidireccional, con duración en el frente entre $30\mu\text{s}$ y $300\mu\text{s}$ y duración menor de un periodo de la frecuencia del sistema.

Forma: impulso de maniobra normalizada.

Valor: valor cresta.

Sobretensión del frente rápido (rayo).- Sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con duración en el frente entre $0.1\mu\text{s}$ y $30\mu\text{s}$, y duración de cola hasta algunos cientos de microsegundos.

Forma: impulso de rayo normalizado.

Valor: valor de cresta.

Sobretensión de frente muy rápido.- Sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con duración en el frente menor que $0.1\mu\text{s}$ y duración de la cola hasta algunos miles de microsegundos.

Sobretensión combinada.- Sobretensión que tiene dos componentes las cuales son aplicadas simultáneamente entre las dos terminales de un aislamiento multiterminal y tierra. Se clasifica como la componente más alta del valor cresta.

Sobretensión convencional máxima de frente lento (o frente rápido).- Es un transitorio de frente lento (o rápido) que se presentan en un punto del sistema cuyo valor de cresta es improbable que se exceda. Para el caso de equipo protegido este transitorio será relacionado con el nivel del dispositivo de protección.

Tensión permanente.- Forma oscilatoria a la frecuencia del sistema con una duración igual a la vida esperada del equipo, tiene un valor eficaz que corresponde a la tensión más alta del sistema.

2.4 Corto circuito.

Representación del sistema de distribución. El corto circuito es la eliminación de los obstáculos al paso de la corriente, con la disminución repentina de la trayectoria normal que debe seguir dicha corriente provocando una corriente de gran magnitud comparada con la corriente normal de carga.

Las corrientes de corto circuito 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 corto circuito nos sirve para determinar capacidad interruptiva de los equipos a usarse en el sistema de interruptores y 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.

El sistema de distribución 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 tiene un sistema trifásico, en donde su fuente es perfectamente balanceada, así como la carga; también son iguales las impedancias del equivalente 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 0 amperes como se muestra en la fig. 2.1.

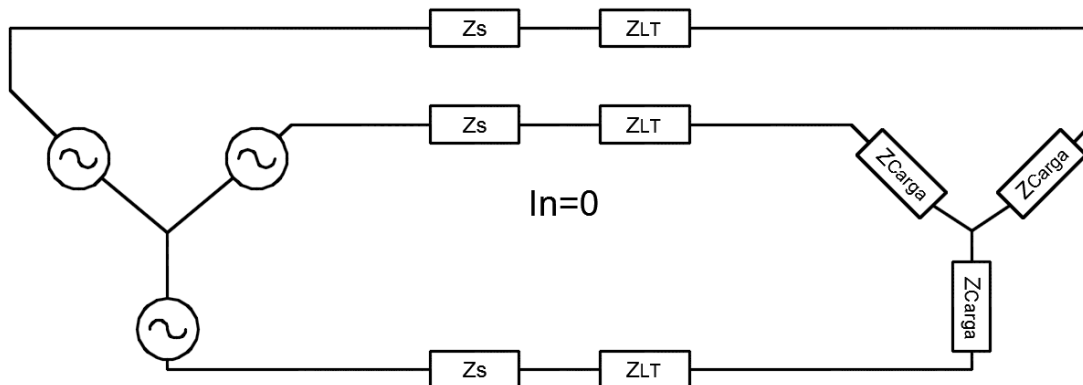


Fig. 2.1 Diagrama trifásico.

Bajo las consideraciones anteriores el sistema puede ser representado de acuerdo a las figuras 2.2 y 2.3.

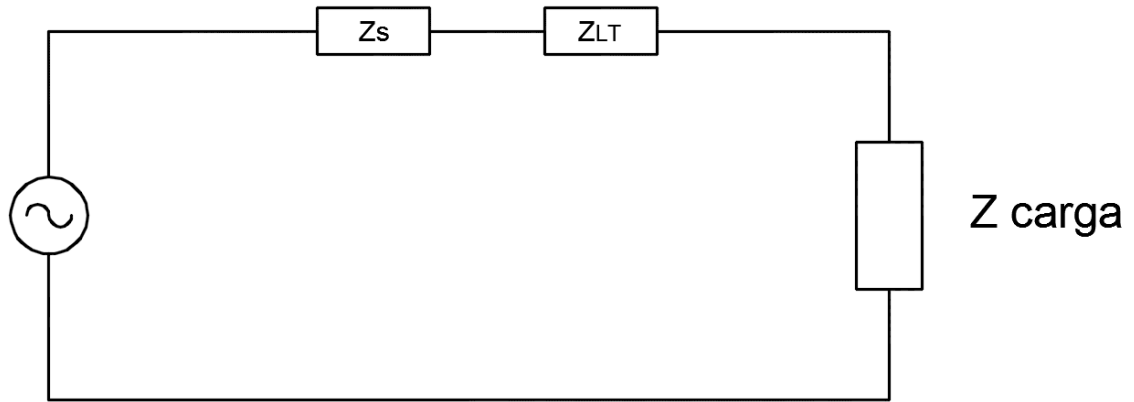


Figura 2.2 Circuito monofásico equivalente.

La figura 2.2 es conocida como circuito monofásico equivalente, esta es muy útil ya que la solución a las ecuaciones de una sola malla es más fácil de obtener que las correspondientes para la red trifásica. Para determinar una solución completa, solamente es necesario estar consciente de que las respuestas en las otras fases estarán desfasadas 120 y 240 grados de la fase de referencia pero con una magnitud similar.

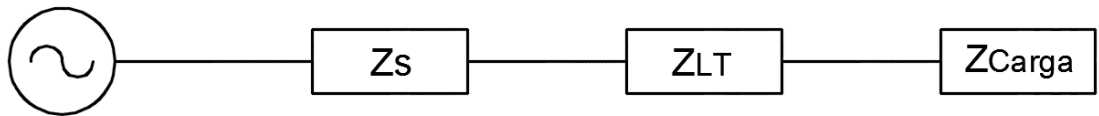


Figura 2.3 Diagrama unifilar

La figura 2.3 es conocida como diagrama unifilar, siendo esta la forma más usual de representación de los sistemas eléctricos. La restricción para llevar a cabo esta consideración es tener un sistema simétrico, incluyendo a los dispositivos de seccionalización e interrupción, en caso de perder simetría en algunas de las fases, es necesario utilizar otra herramienta para su análisis y solución.

Componentes simétricas. El método de componentes simétricos permite calcular la respuesta a cualquier condición de desbalance en un sistema trifásico por medio de un artificio que descompone el sistema desbalanceado a tres sistemas balanceados, siendo la solución la suma de las respuestas de los tres sistemas balanceados. Siendo la solución a un sistema desbalanceado de n fasores resuelto en términos de $n-1$ sistemas balanceados de diferentes secuencias de fase y un sistema de secuencia cero.

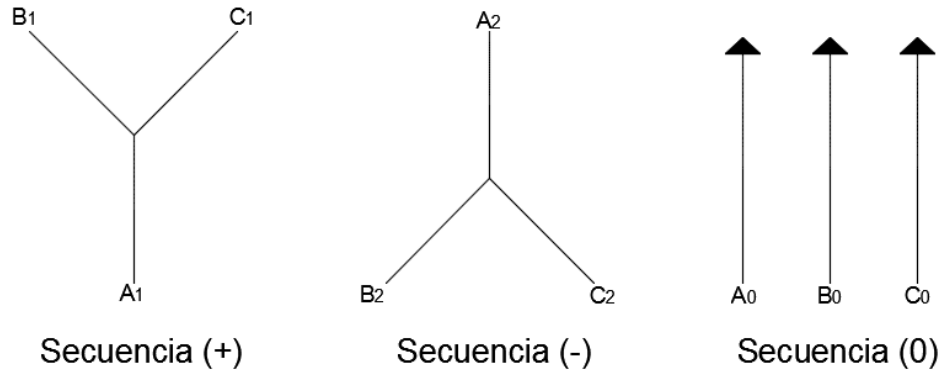


Figura 2.4 Sistemas de secuencias.

En la figura 2.4 tenemos un sistema de secuencia cero, siendo aquel donde todos los fasores son de igual magnitud y ángulo, es decir son idénticos.

En el caso de un sistema trifásico $n=3$, el sistema puede ser resuelto en términos de 2 sistemas balanceados de diferente secuencia y un sistema de secuencia cero. Con el fin de poder relacionar los fasores entre sí, se utiliza el operador a , cuya función es adelantar 120 grados en el tiempo fasor al que se aplique.

Polar	Rectangular
$a = 1 \angle 120^\circ$	$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$
$a^2 = 1 \angle 240^\circ$	
$a^3 = 1 \angle 0^\circ$	$a^2 + a + 1 = 0$
$a^4 = a$	

Tabla 2.7 Equivalencias del operador a .

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 la corriente, de esa secuencia en el sistema.

La red de secuencia positiva tiene una fuente de voltaje, el cual normalmente es igual al voltaje nominal del sistema. Esta fuente representa los voltajes interno de los generadores del sistema, dado que estos están diseñados para generar tensiones balanceadas (de secuencia positiva), para el caso del sistema de distribución.

Dado que las impedancias de secuencias positivas y negativas 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 voltaje.

Todos los neutros de un sistema trifásico simétrico están al mismo potencial cuando circulan corrientes trifásicas equilibradas, todos los neutros deben estar al mismo potencial para las corrientes de secuencia positiva o negativa. Por lo tanto, el neutro de un sistema trifásico simétrico es el potencial de referencia lógico para determinar las caídas de voltaje de secuencia positiva y negativa, y es el bus de referencia para las redes de secuencia positiva y negativa.

En lo que se refiere a las corrientes de secuencia cero, un sistema trifásico opera como monofásico, ya que estas tienen la misma magnitud y ángulo de fase en cualquier punto en todas las fases del sistema. Entonces, las corrientes de secuencia cero circularán solamente si existe un camino de retorno por el cual pueda completarse el circuito. El bus de referencia para las tensiones de secuencia cero es el potencial de tierra en el punto específico del sistema.

El 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 dados por los fabricantes en por unidad o en por ciento.

$$Cantidad\ en\ p.u. = \frac{Cantidad\ actual}{Cantidad\ base} \quad (2.2)$$

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 base de las otras dos.

En CFE, es práctica común seleccionar como base 100 MVA, ya que esto simplifica los cálculos, además se selecciona los KV base, estos son los nominales de la parte del sistema en que está conectado el elemento, de ellos se derivan 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.

Circuitos equivalentes del sistema.- En la figura 2.5 se observa el equivalente monofásico de un sistema eléctrico alimentando una carga en condiciones normales. La impedancia de la carga es muy grande comparada con la impedancia equivalente del

sistema y de la línea de alimentación, por lo cual la corriente de carga normal es baja por varios cientos de amperes.

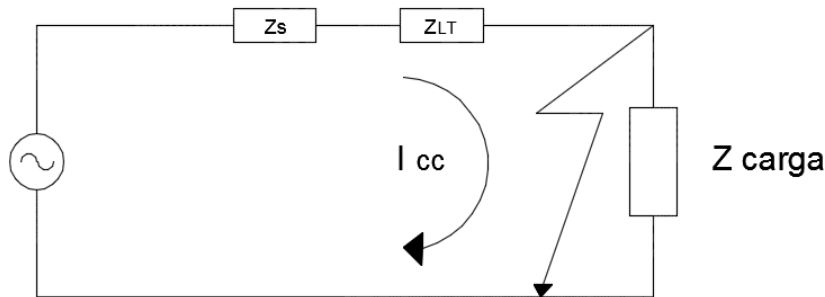


Figura 2.5 circuito equivalente del sistema al ocurrir una falla.

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, denominada corriente de corto circuito.

En la figura 2.5 podemos ver 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 corto circuito es necesario dividir el voltaje que había en el sistema (justo antes de ocurrir la falla) entre las impedancias equivalentes de Thevenin hasta el punto donde se localiza la 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, es decir lo que dura el efecto transitorio del circuito RL, para después reducir su magnitud a la correspondiente al régimen permanente.

Como se observa en la figura 2.6, la gráfica de la corriente de corto circuito en los primeros ciclos no es simétrica respecto al eje del 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 al 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, estrictamente hablando, el punto de máxima asimetría depende de la relación X/R de la impedancia equivalente de Thevenin del sistema en el punto de falla.

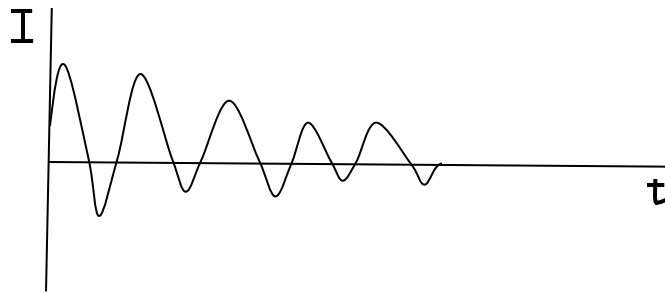


Figura 2.6 Grafica de corriente de corto circuito.

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 de 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 de su reactancia durante los primeros ciclos de ocurrencia de la falla.

Para los generadores se presentan 3 reactancias, de acuerdo al tiempo en que se lleve a cabo el análisis:

- X_d'' Reactancia subtransitoria (primeros tres ciclos).
- X_d' Reactancia transitoria (de tres a ocho ciclos).
- X_s Reactancia sincronía (más de ocho ciclos).

El efecto de simetría se considera para la corriente de corto circuito, para determinar el comportamiento de los dispositivos de protección de alta velocidad que operan en 3 ciclos o menos.

Datos para el cálculo de corto circuito.

Representación en p.u.	Maquinas	Datos de placa	Impedancias de secuencias.	Estudios de corto circuito
	Circuitos de distribución	Diagrama unifilar		Datos físicos de los diversos tramos de línea.
Corto circuito		Maquinas Líneas sistema.	Diagramas de Z en p.u.	
	Impedancias de secuencia en p.u.		Verificar capacidad interruptiva.	
	Equivalentes de Thevenin.		Estudio de redes de tierra.	
	Tipos de falla.			

Coordinación de protecciones.	TC.s.	Marca, tipo, dase, RTC, ajustada, RTC's.	RTC recomendada.	Indica si se tiene o no una adecuada coordinación de protecciones.
	Relevadores	Marca, tipo, características de operación, ajustes actuales.	Ajustes: Tap palanca instantáneo.	
	Fusibles	Marca, tipo, capacidad, y curva característica.	Marca, tipo, capacidad, y curva del fusible.	
	Restauradores	Marca, tipo, rango de capacidades, secuencia de operaciones, datos del dispositivo para fallas a tierra.	Capacidad, secuencia de operaciones.	
	Transformadores	MVA, nominales, voltajes, impedancias en p.u. conexión.	Curva ANSI de sobrecarga fría, INRUSH.	
	Seccionalizadores	Marca, tipo, capacidad y ajuste.	Capacidad secuencial.	
	Carga	Carga máxima normal y máxima emergencia.		
		Corrientes de corto circuito en puntos de interés. Criterios de coordinación.	Tiempos de libramientos de falla.	

Tabla 2.8 Datos necesarios para estudio de corto circuito.

- Equivalentes de Thevenin del sistema de generación-transmisión-subtransmisión. Estos equivalentes deben ser de secuencia positiva y secuencia cero, en por unidad, utilizando los equivalentes a máxima y mínima generación o solamente los equivalentes a máxima generación, esto en el caso en que no exista una variación sustancial entre ellos.
- Diagramas de secuencia del sistema de distribución conteniendo:

Impedancias equivalentes de Thevenin en el bus de alta tensión de la subestación.

Impedancias de transformadores y líneas en el lado de bajo voltaje y en por unidad, además, la forma en que están interconectados en las redes de secuencia, esto depende del tipo de falla a calcular.

Redes de secuencia. Para el caso en que se desee efectuar cálculos de corto circuito en los diversos nodos de un circuito de distribución, es recomendable obtener el equivalente

de Thevenin 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 líneas propias del circuito y las impedancias equivalentes del sistema.

A continuación se muestra la figura 2.7 las diversas formas de interconexión de las redes de secuencia para los distintos tipos de falla y las cantidades que intervienen en cada caso, siendo la falla trifásica; entre dos fases; fase a tierra; fase a tierra con resistencia, mostrando también las impedancias que intervienen dependiendo del tipo de falla.

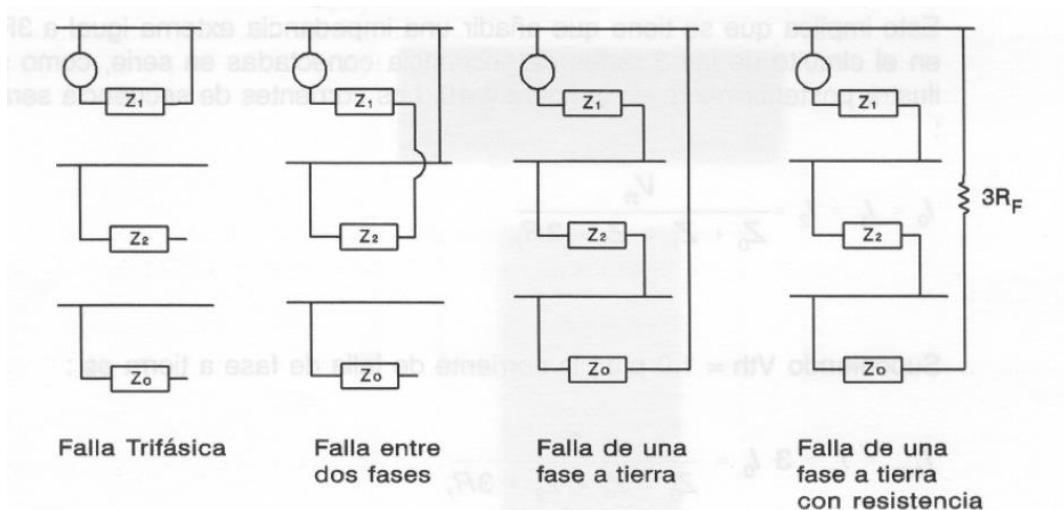


Figura 2.7 Interconexión de las redes de secuencia.

3. Desarrollo

3.1 Análisis de fallas del circuito SCO-04040.

El SCO-04040 se destaca por ser uno de los circuitos críticos a nivel zona, por ello para obtener una estadística de la aportación al TIU se concentró la información de interrupciones de todo el año 2015 y parte del 2016 obtenido del módulo SIAD, para lo cual se muestran las tablas 3.1 y 3.2.

C. Falla	SUB	Circuito	Ubicación	Demanda	Causa	DEMUA	HH:MM	TIU
I-0803	SCO	04040	*****	7778	D-120	250 704	00:24	0.529526
I-0805	SCO	04040	*****	7778	D-120	110 640	00:48	0.233689
I-0125	SCO	04040	*****	561	D-123L	92 664	02:12	0.195863
I-0751	SCO	04040	F0081	90	D-151	45 882	12:27	0.096942
I-0906	SCO	04040	RMAL.	35	D-134	32 809	05:01	0.069289
I-0964	SCO	04040	LAS	220	D-151	30 392	03:52	0.064185
I-0797	SCO	04040	F0022	35	D-145	8 064	08:24	0.017032
I-0029	SCO	04040	F001	304	D-125	7 436	00:22	0.015737

I-0224	SCO	04040	F0035	20	D-151	6 475	04:19	0.01367
I-0897	SCO	04040	F0081	90	D-151	6 230	02:58	0.013159
I-0632	SCO	04040	F0074	330	D-134	5 208	00:28	0.011004
I-0325	SCO	04040	F0013	15	D-151	4 218	03:42	0.00891
I-0328	SCO	04040	F0010	21	D-151	3 510	02:10	0.007415
I-0334	SCO	04040	F0010	33	D-125	3 024	01:12	0.006391
I-0981	SCO	04040	OCOCH	2	D-134	2 688	03:12	0.005677
I-0925	SCO	04040	OCOCH	130	D-151	2 212	02:38	0.004672
I-0652	SCO	04040	F0022	35	D-151	1 653	01:27	0.003493
I-0198	SCO	04040	F0029	37	D-125	1 426	00:31	0.003011
I-0606	SCO	04040	F0004	60	D-151	428	07:08	0.000905

Tabla 3.1 Fallas enero – octubre 2016

C. Falla	SUB	Circuito	Ubicación	Usuarios	Causa	DEMUA	HH:MM	TIU
I-0049	SCO	04040	F0005	254	D-123M	12 446	00:49	0.027026
I-0139	SCO	04040	F0009	90	D-141	8 640	01:36	0.018750
I-0156	SCO	04040	F0043	169	D-134	21 801	02:09	0.047311
I-0266	SCO	04040	F0008	127	D-133	3 429	00:27	0.007431
I-0268	SCO	04040	F0008	86	D-125E	774	00:09	0.001677
I-0267	SCO	04040	F0019	127	D-125E	1 778	00:14	0.003853
I-0318	SCO	04040	F0047	85	D-125B	935	00:11	0.002023
I-0317	SCO	04040	F0045	85	D-135	9 265	01:49	0.020049
I-0393	SCO	04040	F0035	211	D-125B	15 614	01:14	0.033787
I-0420	SCO	04040	F0030	338	D-141	63 882	03:09	0.138034
I-0489	SCO	04040	F0079	1099	D-125B	86 821	01:19	0.187600
I-0522	SCO	04040	F0034	67	D-133	4 891	01:13	0.010568
I-0526	SCO	04040	F0047	1016	D-134	5 080	00:05	0.010977
I-0639	SCO	04040	F0020	42	D-125B	3 066	01:13	0.006615
I-0832	SCO	04040	F0024	411	D-141	92 475	03:45	0.199243
I-0888	SCO	04040	F0078	246	D-125B	20 664	01:24	0.044522
I-0929	SCO	04040	F0062	127	D-125B	18 542	02:26	0.039950
I-1086	SCO	04040	F0082	31	D-125E	7 533	04:03	0.016209
I-1220	SCO	04040	F0015	870	D-142A	46 980	00:54	0.100698
I-1333	SCO	04040	F0063	143	D-151	24 167	02:49	0.051746
I-1310	SCO	04040	F0010	42	D-125E	1 428	00:34	0.003058
I-1349	SCO	04040	F0001	105	D-134	8 400	01:20	0.017986
I-1324	SCO	04040	F0008	317	D-142	137 578	07:14	0.294577

Tabla 3.2 Fallas enero-diciembre 2015.

En las dos tablas anteriores podemos encontrar que las causas son en su mayoría eventos descargables al ser provocados por mejoras o ampliaciones en el circuito, fenómenos

meteorológicos, o intervención de terceras personas sin autorización de operar. Sin embargo también existen eventos posiblemente transitorios convertidos en permanentes al operar un fusible, esto deducido a partir del tipo de causa.

En las tablas se encuentra una columna con el nombre de “ubicación”, la cual nos da una referencia de la ubicación de la falla, las casillas en amarillo nos indican falla sobre la troncal, mientras que las verdes nos indican fallas en ramales.

Por lo anterior se realizó la tabla 3.3 que nos indica el TIU total de cada año separándolo por ramal y troncal. Las fallas ocurridas en los distintos ramales del circuito nos aportan mayor tiempo de interrupción que los ocurridos en la troncal, sin embargo, estas pueden ser provocadas por fallas en ramales, que al no operar su fusible correspondiente no disipa o aísla la falla afectando directamente la parte troncal del circuito, dejando fuera un mayor número de servicios.

	TIUT	TIUT ramal	TIUT troncal
2016	1.30057	0.341492	0.959078
2015	1.28369	1.28369	0
Total	2.58426	1.625182	0.959078

Tabla 3.3 TIU dividido en parte ramal y troncal.

Debido a que el reporte no nos proporciona el nombre de los ramales donde se ubican las fallas, se recurrirá al SISNAE GEO, y en la imagen 3.1 se podrá observar en el circuito los ramales con mayor número de interrupciones con una “F” en verde.



Imagen 3.1 Fallas en ramal.

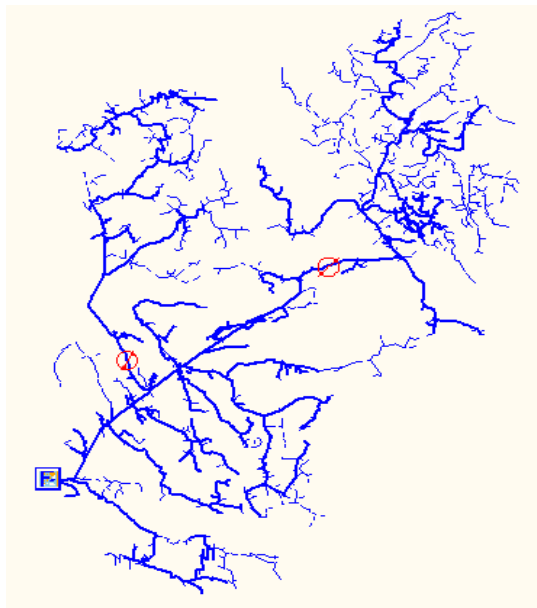


Imagen 3.2 Circuito SCO-04040

En la imagen 3.2 tenemos el circuito con dos pequeños círculos rojos, estos nos indican la ubicación de los restauradores existentes. De manera muy sencilla por ambas imágenes podemos observar que existen dos concentraciones de fallas, en el ramal de uno de los restauradores, y entre ambos restauradores imagen 3.3. Si ocurre una falla en medio de ambos dispositivos ninguno detectaría dicho evento, por ello cabe mencionar que en esta parte del troncal únicamente tenemos dispositivos de seccionamiento y no de protección.

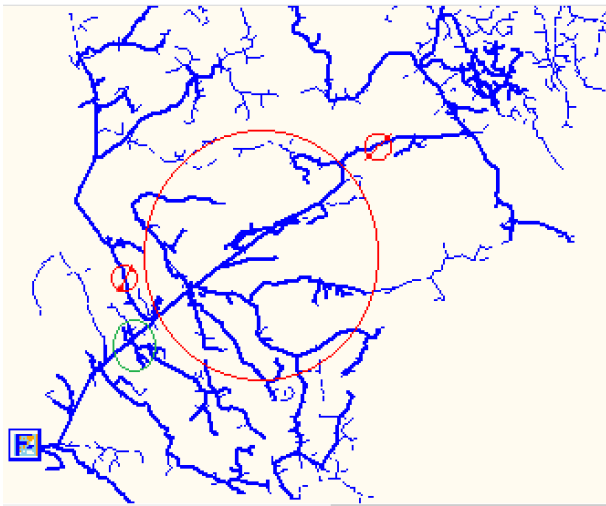


Imagen 3.3 Concentración de fallas.

3.2 Coordinación de aislamientos.

En una red de distribución eléctrica la coordinación de aislamientos juega un papel muy importante, debido a que se toman en cuenta factores ambientales de la zona y sobretensiones que puedan aparecer, para resistir distintos eventos sin que el sistema sufra ningún percance, esto con un correcto cálculo de aislamientos. Aunque vale la pena ser muy claros, para el cálculo se toman todas las medidas necesarias, pero en el punto de selección de aislamientos la CFE es poco flexible, es decir no selecciona entre la amplia lista de aislamientos.

Como se acaba de mencionar, para la coordinación se toman factores ambientales tales como el nivel isoceraunico el cual representa los días de tormenta que aparecen al año por kilómetro cuadrado y como mínimo la aparición de un solo rayo, nivel de contaminación el cual nos proporciona la distancia de fuga del sistema, por último la altitud de la ubicación del circuito que nos permitirá tener un factor de corrección.

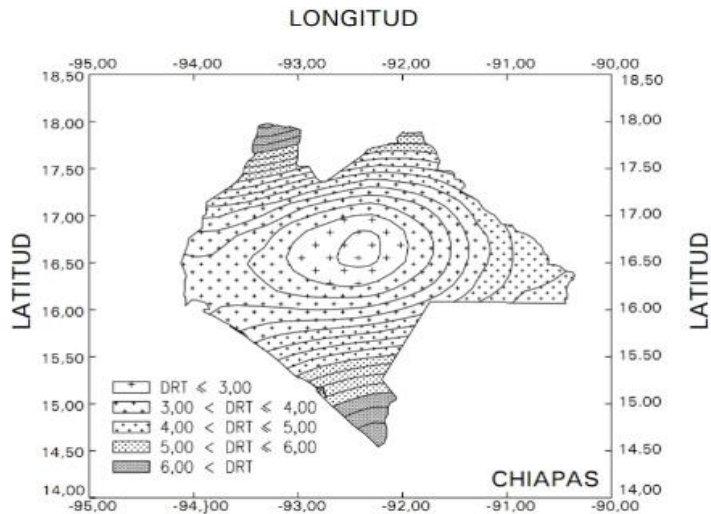


Imagen 3.4 Nivel isoceraunico de Chiapas.

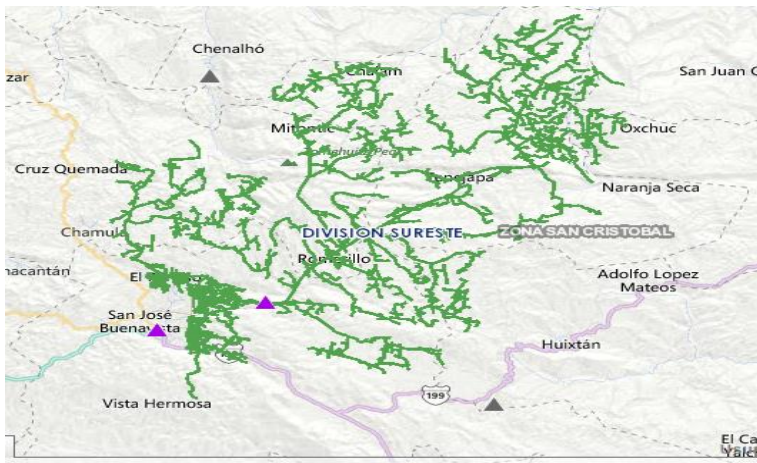


Imagen 3.5 Circuito SCO-04040 a través del SISNAE GEO.

Comenzamos por la imagen 3.4 que nos muestra el nivel isoceraunico del estado de Chiapas, en la imagen 3.5 podremos ver a través del SISNAEGEO donde se encuentra situado el circuito SCO-04040, a partir de esto podemos determinar que el circuito se encuentra en una zona con lluvias frecuentes. Como un punto de recuerdo, el circuito se encuentra situado en la ciudad de San Cristóbal de las casas donde se considera una zona de contaminación baja y lejana de frontera.

El primer parámetro a calcular es la tensión crítica de flameo al impulso por rayo de la ecuación 2.1 en ella se sustituye el valor de NBAI que la tabla A.1 nos muestra para la tensión de 13.8 kV, y con respecto a δ , se sustituye por el valor de corrección a una altura de 2000 msnm que nos indica la tabla A.2 debido a que es la altura de la ciudad donde está ubicado el circuito.

$$TCF = 110 / (0.961 \times 0.774) = 147.88$$

$$TCF = 147.88$$

La tensión crítica de flameo nos ayudara a calcular la distancia de fase a tierra mínima requerida por el sistema. Sin embargo a esta distancia se le considera un +5% de margen debido a los herrajes de la estructura.

$$D = 147.88 / 550 = 0.268 \text{ metros}$$

$$D = 0.268m = 268mm$$

$$D = 1.05 \times 268 \text{ mm} = 281.4mm$$

El circuito tiene un voltaje nominal de 13.8 kV entre fases, sin embargo la tensión máxima de diseño es de 15.5 kV. Para realizar el cálculo de distancia de fuga se necesita el voltaje entre fases máximo del sistema:

$$V_{\text{Fase a tierra}} = 15.5 \text{ kV} / \sqrt{3} = 8.95 \text{ kV}$$

En este punto es donde las consideraciones del ambiente que fue mencionado al principio toman aplicación y sentido. En base a la tabla A.3 se toma el valor de 2.5 cm/kV, debido a que la ciudad es una zona sin industria, y a una gran altitud sobre el nivel del mar en resumen, baja contaminación. En base a estos dos últimos valores podemos obtener la distancia de fuga para el circuito:

$$\text{Distancia de fuga} = 8.95 \text{ kV} \times 2.5 \text{ cm/kV} = 22.375 \text{ cm}$$

$$\text{Distancia de fuga} = 223.75 \text{ mm}$$

Aislamiento de remate o anclaje.

El primer aislamiento a seleccionar será el de remate o anclaje, en la tabla A.5 la primera característica a observar es en la descripción de CFE, ya que todos aquellos aisladores con la inicial 16 son para sistemas de 13.8 kV, la segunda es el tipo de zona que es normal para nuestro circuito debido a que no tenemos corrosión o contaminación, por último la distancia mínima de fuga ya que a partir de este valor calcularemos el número de aislamientos necesarios para una coordinación correcta.

Calculo del aislador en base a distancia de fuga:

$$\text{No. de aisladores} = 223.75 / 178 = 1.25$$

Calculo de aisladores en base a distancia de fase a tierra:

$$\text{No. de aisladores} = 281.4 / 178 = 1.58$$

Por lo anterior se determina que se necesitan al menos **2 aisladores del tipo CT-4 o 16SVH044** para un sistema coordinado de aislamiento.

Aislamiento de paso o suspensión.

El aislamiento restante es el de tipo suspensión o pasó, en este únicamente se calcula en base a distancia de fuga. En la tabla A.6 tenemos los tipos de aislamientos de suspensión disponibles en la zona, las características a observar son las mismas con respecto al anterior.

$$\underline{No. de aisladores = 223.75/300 = 0.74}$$

De lo anterior se determina que con **una pieza del aislamiento 13PDG1** se cumple con la coordinación, un caso contrario es en aquel donde el resultado es mayor a uno.

3.3 Calculo y coordinacion de corto circuito.

El calculo y coordinacion de corto circuito juega un papel muy importante para tener un sistema mas confiable debido a que se pueden evitar ramales o troncales fuera de servicio por fallas transitorias, o un reestablecimiento de energia mas eficiente lo que asegura un servio con mayor indice de continuidad. Para el calculo de corto circuito se utilizo el programa SIMSEDIS, el cual forma parte de una extraccion de datos, permitiendo una corroracion del nivel de corto circuito en los distintos puntos.

Para la elaboracion del sistema electrico de distribucion del SCO-04040 se tomo como referencia el diagrama de switcheo imagen 3.5, agregando unicamente aquellos ramales criticos para su calculo y verificacion de una correcta coordinacion en los dispositivos.

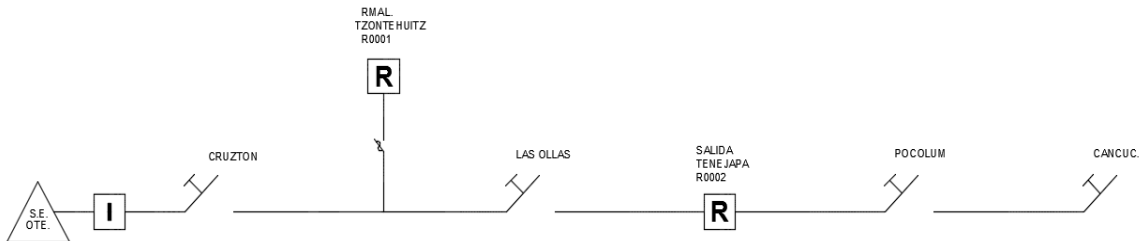


Imagen 3.5 Diagrama de switcheo SCO-04040.

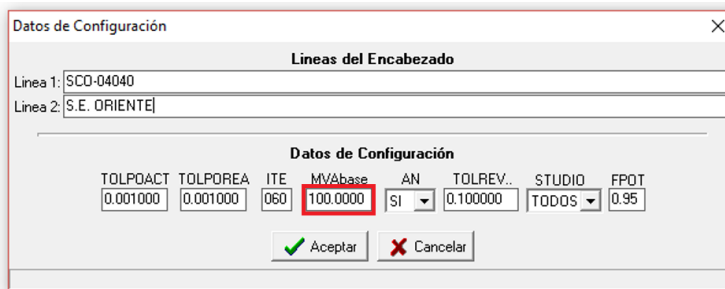


Imagen 3.6 SIMSEDIS subestacion.

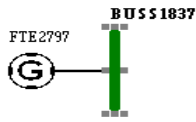
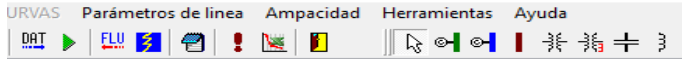
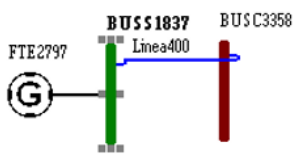


Imagen 3.7 Transformador y bus de salida.

En el SIMSEDIS se comenzó agregando desde el punto de la subestación, en la imagen 3.6 podemos observar el inicio, donde únicamente se editó la capacidad del transformador como está señalado en rojo. La imagen 3.7 muestra cómo se agregó el transformador o fuente de generación y el bus de 13.8 KV de salida. Cada transformador de las distintas subestaciones tiene equivalentes de Thevenin distintos, para lo cual nos servirá la tabla 3.4, que nos muestra las resistencias e impedancias de las secuencias positiva y cero respectivamente.

S.E.	BARRA EQUIPO	EQUIVALENTE DE THEVENIN EL OHM EN BARRAS				NICEL CC	
		SECUENCIA POSITIVA		SECUENCIA CERO		ICC1F	ICC3F
		R	J	R	J		
SAN CIRSTOBAL	CRI-T1	0.38962	9.81338	0	8.1794	2144	2023
	CRI-T2	0.06236	2.14551	0	1.88396	3870	3712
	CRI-T3	0.05997	1.39405	0	1.14264	60078	5710
SCO	SCO-T1	0.09188	1.76319	0	1.39657	4852	4513

Tabla 3.4 Equivalentes de Thevenin.



FUENTE DE GENERACION

NOMBRE: FTE2797_

NODOGENE: BUSS13.8

R.POSIT	0.09188	R (+ pu)
X.POSIT	1.76319	X (+ pu)
R.SCERO	0.00000	R (0 pu)
X.SCERO	1.39657	X (0 pu)

Imagen 3.8 Valores de Thevenin SIMSEDIS

En la imagen 3,8 podemos observar el ingreso de los valores correspondientes del equivalente de Thevenin en el SIMSEDIS, estos valores toman un papel importante para obtener un valor de corto circuito correcto. Siguiendo el diagrama de switcheo se agregan más estructuras, en las cuales se debe prestar atención a los tres puntos señalados en la imagen**, los cuales son de acuerdo al circuito en trabajo. Estas opciones no cambiarán en ninguna estructura.

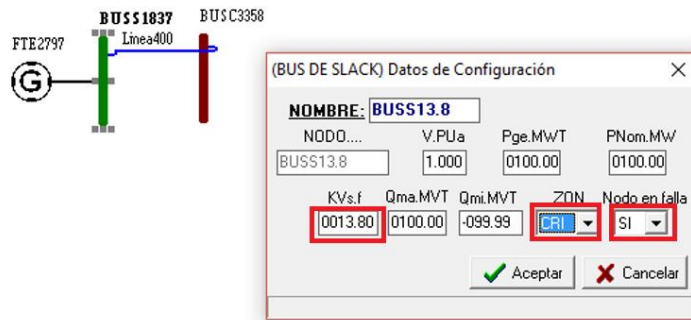


Imagen 3.9 Opciones al agregar estructuras.

Como elemento faltante en la red de distribución, tenemos a la línea de distribución, la cual se agregará de estructura a estructura según sea el caso, al llegar a este punto tenemos la imagen 3.9 en la cual únicamente se agregará la longitud en Km y el tipo de estructura predominante del circuito, en este caso son las estructuras tipo “t” para seleccionarlas se debe ser muy específico debido a que la inicial con el número 4 nos indican que son para 13.8 kV. Para las líneas hasta este punto es lo único a modificar.

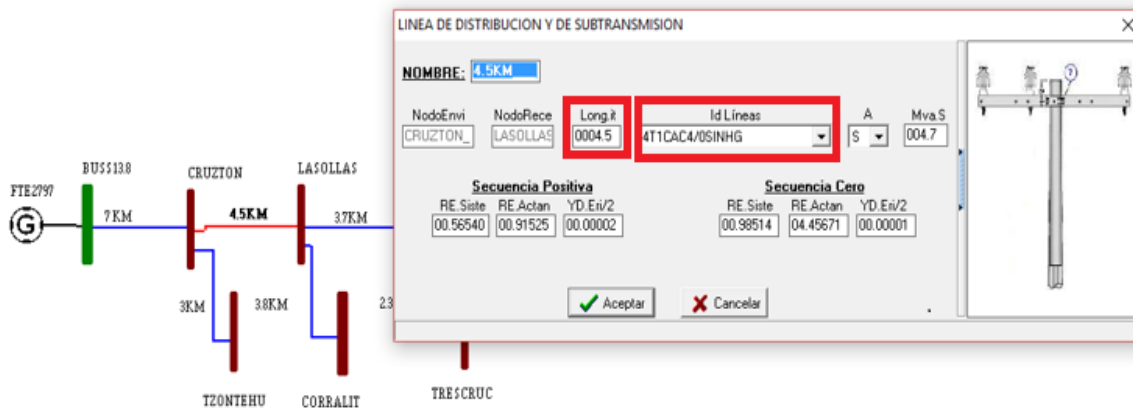


Imagen 3.10 Parámetros para líneas.

En la obtención de la longitud se utilizó el Google Earth, ya que en este se tienen la ubicación de las estructuras y el paso de la línea para cada caso. Hasta este punto tenemos todos los elementos que conforman la red, sin embargo hace falta el punto más importante y razón del uso del SIMSEDIS, el cual nos permitirá obtener las resistencias y reactancias

de las líneas en secuencia positiva y cero. Es por ello que se accede a los parámetros de línea como se muestra en la imagen 3.11.

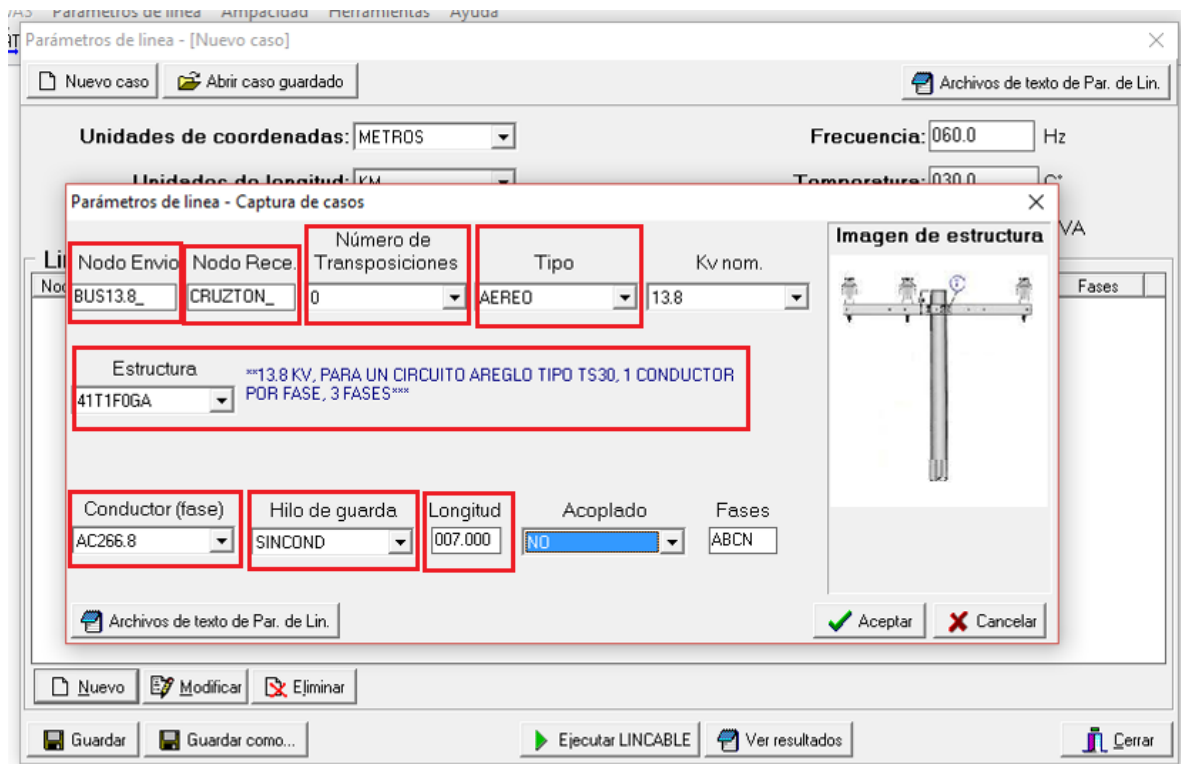


Imagen 3.11 Captura de parámetros de línea.

En la imagen 3.11 podemos notar los primeros espacios son el nombre del nodo de envío y el receptor, para este caso es el primero del sistema. En número de transposiciones se considera cero para este circuito. En tipo este sistema es completamente aéreo, y los kV nominales son los mencionados anteriormente al igual que el tipo de estructura. Por consiguiente el dato más importante, el calibre del conductor, agregando por tramo en específico, este dato fue proporcionado por el técnico de distribución del área correspondiente.

Para todo el sistema se considera sin hilo de guarda, y la longitud es la que se agregó antes. Al terminar de capturar cada tramo de nodo a nodo dibujado, se ejecutara la simulación para obtener los parámetros necesarios mostrándonos una ventana como muestra la imagen 3.12, así mismo se puede observar los resultados por tramo separados por tipo de secuencia señalados con la línea roja. Al correr sin ningún error la simulación, podemos tener la certeza de que no hizo falta ninguna información por capturar, por ende nuestro resultado es correcto

En la imagen 3.13 observamos el circuito completo, por lo último dicho se corrió la simulación de corto circuito, que por default arroja los valores de una falla monofásica y trifásica en cada una de las estructuras antes agregadas. El uso del SIMSEDIS termina en

este punto, ya que los resultados de resistencia y reactancia deben ser capturados en el ASPEN para obtener el cálculo de corto circuito y a la vez corroborarlo con el resultado del SIMSEDIS.

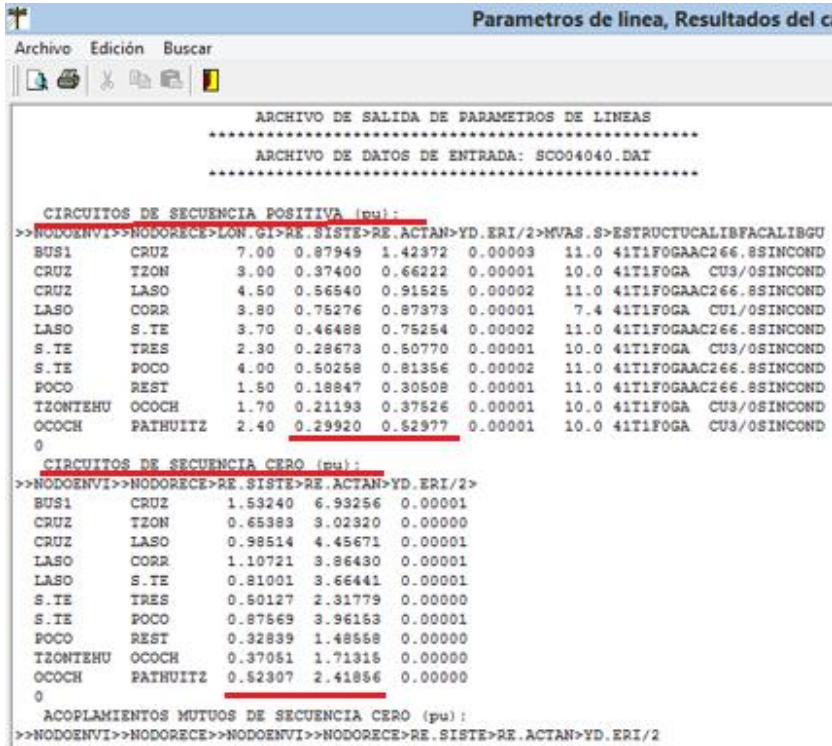


Imagen 3.12 Resultados de resistencia y reactancias de línea.

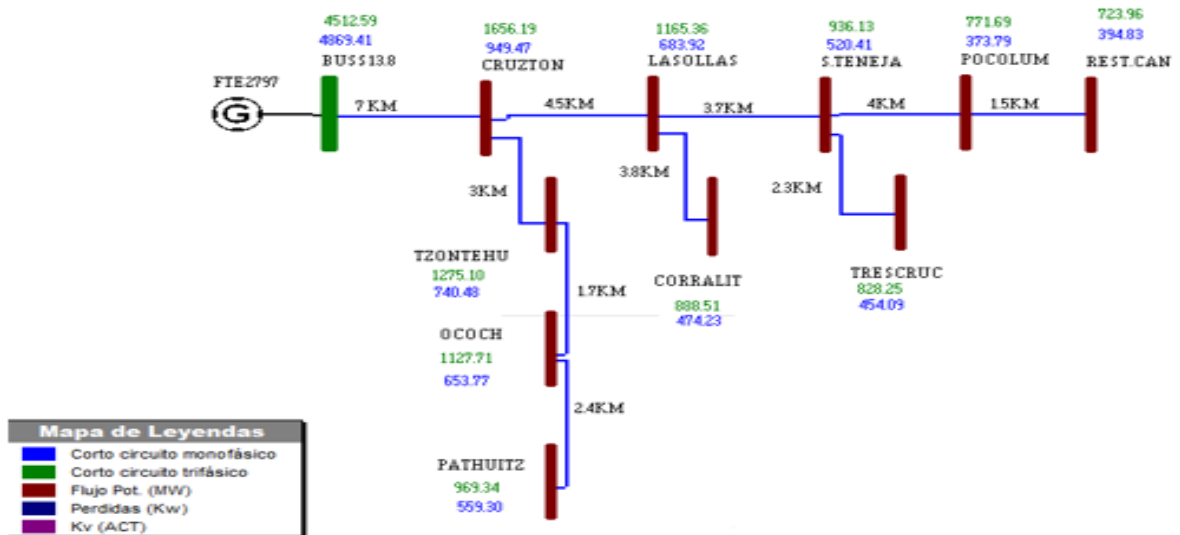


Imagen 3.13 Corto circuito SIMSEDIS.

En el ASPEN únicamente se tiene construido hasta la salida del bus de la subestación, por ello se construirá la red de distribución, los requerimientos son muy parecidos a los vistos en el SIMSEDIS, con respecto al agregar las líneas aquí se agrega directamente en el tramo correspondiente los valores obtenidos anteriormente como muestra la imagen 3.14, lo señalado con rojo son los valores de secuencia positiva y en azul la secuencia cero.

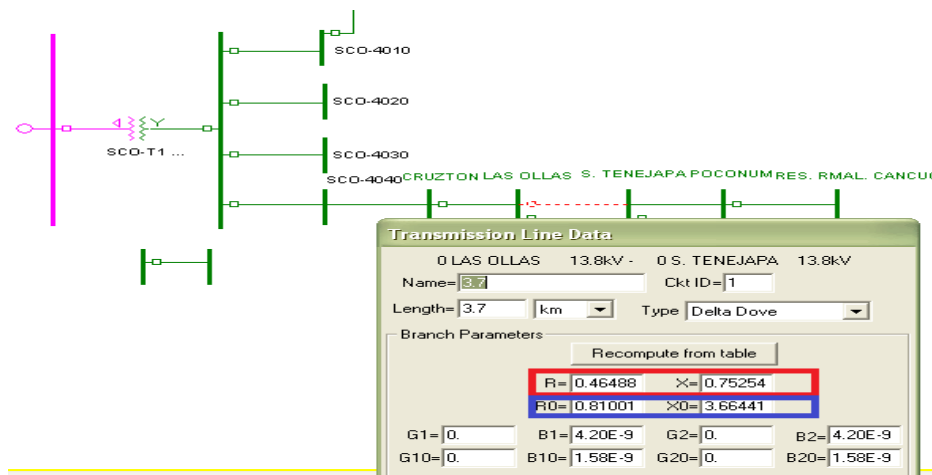


Imagen 3.14 Datos de línea en ASPEN.

Otro de los puntos importantes de este programa, es el que nos permite agregar equipos para realizar análisis al ocurrir fallas. En la imagen 3.15 se puede observar círculos en las líneas, estos son otorgados para cualquier tipo de dispositivo (fusibles, restauradores, etc.). Aquellos con una “R” son restauradores, los restantes son cortacircuitos fusibles de protección de los distintos ramales.

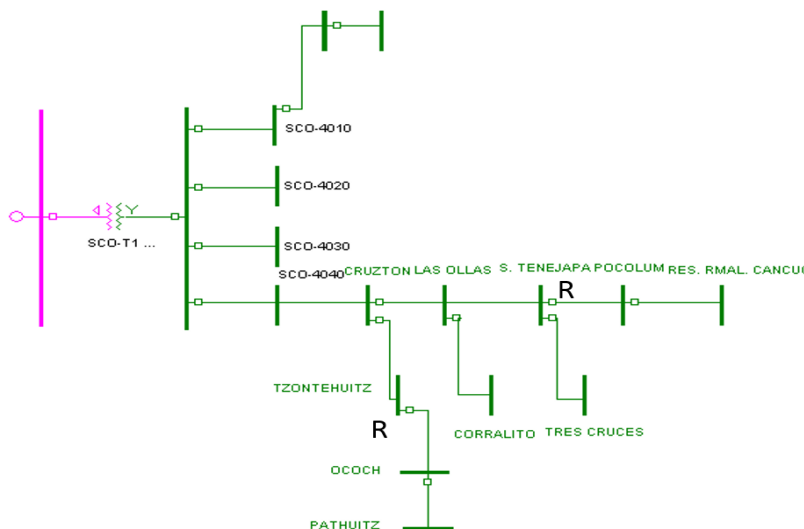


Imagen 3.15 Red de distribución en ASPEN.

Al agregar fusibles tenemos que elegir su curva como se muestra señalado en rojo en la imagen 3.16 en este dato se encuentra implícito el valor y curva de operación. En la tabla 3.5 se tienen los fusibles agregados al circuito y su capacidad.

SCO-04040	
Nombre del ramal	Capacidad del fusible
Cruzton-Tzontehuitz	Fus. Tipo K 50A
Ococh-Pathuitz	Fus. Tipo K 20A
Las ollas-Corralito	Fus. Tipo K 25A
Tenejapa-Tres cruces	Fus. Tipo K 20A
Pocolum	Fus. Tipo K 20A

Tabla 3.5 Fusibles de ramas en ASPEN.

Para la colocación de un restaurador se agregan cuatro valores imagen 3.17, los cuales son, operación de fase, neutro y salvado de fusibles de los mismos.

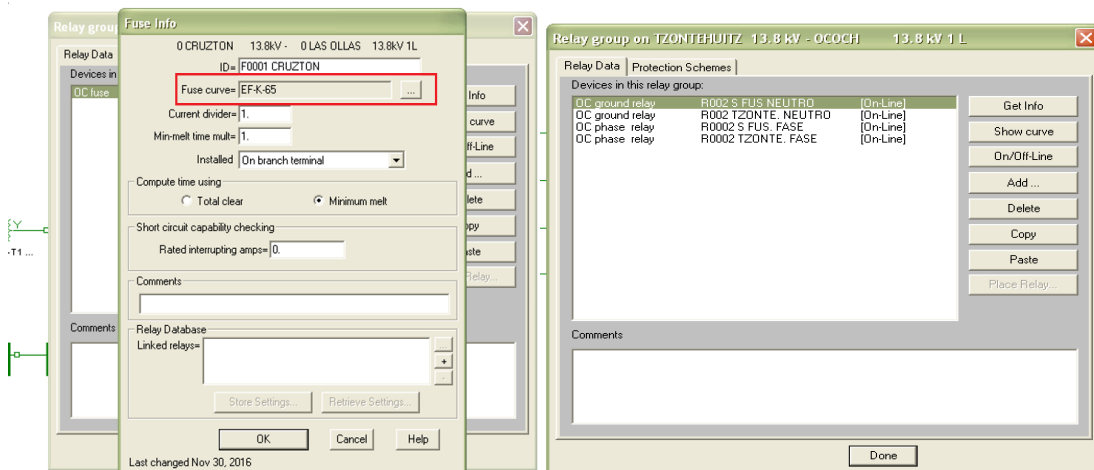


Imagen 3.16 Agregado fusibles.

Imagen 3.17 Agregado restaurador.

En las opciones de fase y tierra se determina la corriente de operación del restaurador cuando ocurre una falla, el tiempo de operación es determinado entre el parámetro anterior y el tipo de curva, en ambos casos el comportamiento de dicha curva será extremadamente inversa, este tipo de operación indica al dispositivo disparar de manera más rápida entre más alta sea la corriente de falla. En la imagen 3.18 tenemos indicado por el punto 1, el tiempo de retraso, punto 2, pick up de operación en dicho punto, y 3, tipo de curva.

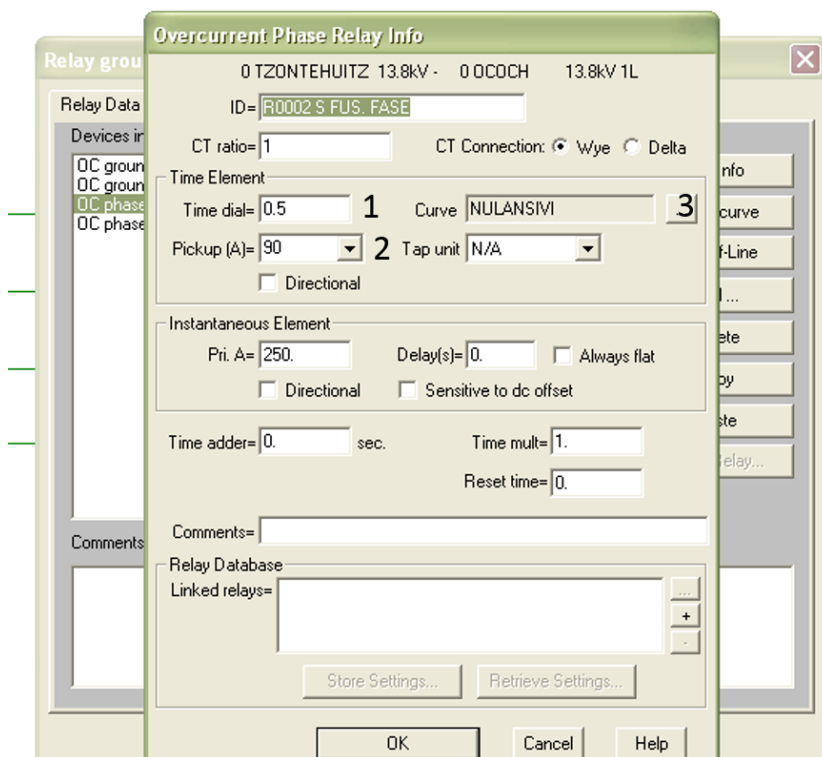


Imagen 3.18 Datos restaurador.

Al tener el sistema terminado, lo faltante es provocar fallas en los distintos tramos, para compararlo con los resultados del SIMSEDIS. Se provocaron dos tipos de fallas, para aquellos eventos donde el interruptor opera se provocaron fallas monofásicas, para aquellas donde el último dispositivo es un restaurador se provocaron eventos de trifásicos.

4. Resultados y conclusiones

4.1 Análisis de fallas circuito SCO-04040

La recopilación de datos de fallas fue realizada con el propósito de identificar zonas críticas del circuito para proponer mejoras en caso de ser necesario. En la imagen 3.3 se indicó una zona crítica, donde no únicamente las fallas ocurrían en ramales sino también en la parte troncal. Es por ello que se propone un dispositivo restaurador que proteja la zona indicada en la imagen 3.3, debido a que únicamente se cuenta con Seccionalizadores para ese tramo y ningún dispositivo de protección que nos detecte eventos interruptiva.

A partir de la imagen 3.2 podemos verificar que ninguno de los dos restauradores interviene en dicho tramo crítico, es por ello la propuesta de un restaurador con ubicación mas optima es entre las estructuras del ramal Tzontehuitz y Balun Canan como muestra la imagen 4.1 es precisamente para reducir el tiempo de interrupción.

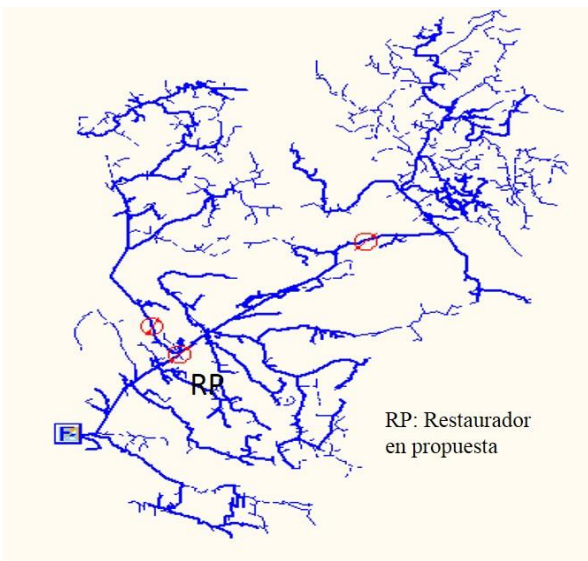


Imagen 4.1 Ubicación de propuesta de restaurador.

La razón principal por la que se propone un restaurador es debido que en los ramales se presentan fallas transitorias, como una rama o animales en líneas etc., que efectúan la operación de corta circuitos fusibles del ramal, en peores situaciones dicha protección no opera propagando la falla, provocando un circuito fuera. Además, en situaciones de fallas graves en el sistema, este dispositivo nos brinda mayor flexibilidad en operatividad que permitirá encontrar la falla y aislar la zona afectada para un restablecimiento más eficaz. Esto permitirá mejorar los índices de calidad de servicio, entre otros beneficios, como mayores ventas gracias a un servicio con mayor continuidad. La ubicación del restaurador se realizó en el programa de CFE SYNERGEE, este sistema nos permite simular propuestas de obras, ofreciendo resultados en base a estadísticas de fallas y la demanda del circuito, por lo cual se presenta la comparación del sistema actual respecto al sistema con proyecto tabla 4.1.

Zona	Circuito	Causa	Usuarios Circuito	Total		PROYECTO			
				SAIFI Circuito	SAIDI Circuito (min)	SAIFI Circuito	SAIDI Circuito (min)	TIU Divisional (min)	% Mejora TIU
San Cristobal	SCO04040		10989	0.55	54.25	0.48	48.39	0.1571	10.8%

Tabla 4.1 Resultados de propuesta de proyecto.

El proyecto ofrece una mejora del 10.8% al TIU anual en base a sus estadísticas. Sin embargo el circuito tiene una aportación considerable por causas de libranza, como una recomendación adicional al restaurador, es organizar los mantenimientos de líneas en conjunto con las ampliaciones de red, con ello reducir el número de libranzas mejorando cada uno de los indicadores.

4.2 Coordinación de Aislamientos

Aislamiento de remate o anclaje

En los aislamientos de remate el número de aisladores puede ser mayor a uno, debido a que en estos dispositivos tipo cadena es posible agregar más aislamientos, sin embargo se tiene que tomar en consideración el peso que finalmente generara mayor tensión en el conductor. Para este caso solo necesitamos dos para obtener una correcta coordinación ya que se escogió el aislamiento del tipo CT-4 o 16SVH044 imagen A.1. Este aislamiento y su resultado es aplicable para todo el circuito.

Calculo del aislador en base a distancia de fuga:

$$\underline{No. de aisladores = 223.75/178 = 1.25}$$

Calculo de aisladores en base a distancia de fase a tierra:

$$\underline{No. de aisladores = 281.4/178 = 1.58}$$

Aislamiento de paso o suspensión

En los aislamientos de paso se debe seleccionar aquel que por su distancia de fuga sea óptimo para el sistema, es decir en nuestro cálculo de número de aisladores debemos obtener un resultado menor a uno, y claro que sea para el tipo de tensión nominal del sistema, tanto por cuestiones económicas, como por resistencia mecánica y de ruptura eléctrica. En la zona generalmente se hace uso del aislador seleccionado que es el P-2025 o 13PDG1 imagen A.2 que es aplicable por el tipo de ambiente y tensión de operación.

$$\underline{No. de aisladores = 223.75/300 = 0.74}$$

4.3 Cortó circuito y coordinación de protecciones

En la imagen 3.13 tenemos el nivel de corto circuito monofásico y trifásico obtenido del SIMSEDIS, el cual es muy cercano al obtenido por el ASPEN. La principal diferencia entre ambos programas, es que el primero, es un sistema para adquisición de datos que nos entrega el nivel de corto circuito y valores de secuencia que tenemos presentados en la tabla 4.2. El ASPEN en complemento con SIMSEDIS nos entrega las gráficas que se presentan en seguida.

Nodo envió	Nodo receptor	Longitud (km)	Secuencia positiva		Secuencia cero	
			Resistencia	Reactancia	Resistencia	Reactancia
BUS1	CRUZTON	7	0.87949	1.42372	1.5324	6.93256
CRUZTON	TZONTEHUITZ	3	0.374	0.66222	0.65383	3.0232
CRUZTON	LASOLLAS	4.5	0.5654	0.91525	0.98514	4.45671
LASOLLAS	CORRALITO	3.8	0.75276	0.87373	1.10721	3.8643
LASOLLAS	S.TENEJAPA	3.7	0.46488	0.75254	0.87569	3.66441
S.TENEJAPA	TRESCRUCES	2.3	0.28673	0.5077	0.32839	2.31779
S.TENEJAPA	POCOLUM	4	0.50258	0.81356	0.37051	3.96153
POCOLUM	REST.CANCUC	1.5	0.18847	0.30508	0.52307	1.48558
TZONTEHUITZ	OCOCH	1.7	0.21193	0.37526	0.37051	1.71315
OCOCH	PATHUITZ	2.4	0.2992	0.52977	0.52307	2.41856

Tabla 4.2 Resistencia y reactancia en secuencia positiva y cero.

En la imagen 4.2 podemos observar que se provoca una falla monofásica en el ramal Tzontehuitz, a partir de la simulación se obtiene la gráfica de la imagen 4.2, en la cual se encuentran graficadas las curvas del fusible ubicado al inicio del ramal, y el interruptor del circuito como último dispositivo a operar.

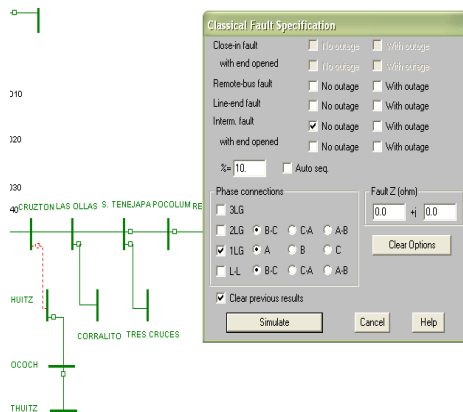


Imagen 4.2 Falla monofásica en ramal Tzontehuitz

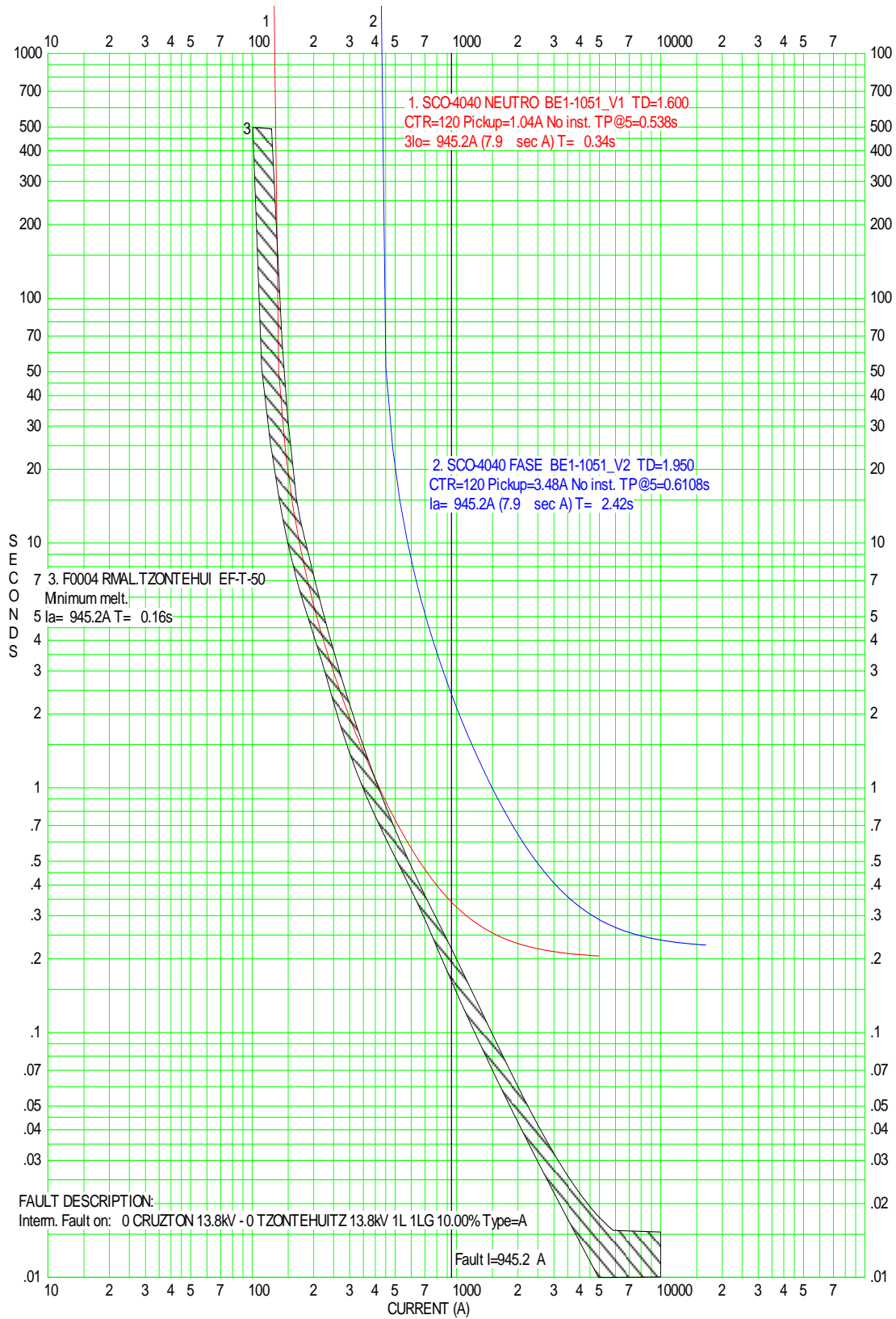


Imagen 4.3 Corto circuito ramal Tzontehuitz.

Para dejar de manera más clara la imagen 4.3, tenemos los siguientes puntos:
 Curva roja (1), esta es la curva de operación del interruptor neutro.
 Curva azul (2) representa al interruptor fase
 Curva 3 es la representación de la curva de operación del fusible.
 Como último tenemos la línea negra vertical indicando el nivel máximo de corto circuito en ese punto (945.2 Amperes). Cabe mencionar que la curva 1 y 2 son de los interruptores del circuito en subestación.

Los dispositivos de protección como se puede observar por sus curvas, tienen una secuencia de operación. En la imagen 4.3 la curva del fusible siempre está por delante de las curvas de interruptores, esto indica que el primer dispositivo a operar es el fusible del ramal. De manera secuencial el siguiente a operar es el interruptor de neutro seguidamente de la fase. Si el sistema se encuentra funcionando correctamente, el fusible será el único operado.

La tabla logarítmica nos permite comprender más fácilmente el tiempo de operación de los dispositivos con respecto a la corriente de corto circuito. En el caso de ocurrir una falla con 945.2 Amperes de corto circuito, siendo la máxima corriente que se puede alcanzar en este punto, el fusible de este ramal operara en 0.16 segundos. En caso de no operar, el interruptor de neutro y fase operaran en 0.34 y 2.42 segundos respectivamente.

Para una falla con menor nivel de corto circuito, suponiendo 200 amperes este evento tiene que mantenerse 4 segundos, para que el fusible opere. Todo el análisis explicado se puede aplicar para los fusibles de los tramos las ollas-corrallito imagen 4.4 y salida Tenejapa-tres cruces imagen 4.5. En la tabla 4.3 se mostrara la corriente máxima de corto circuito de cada tramo y su tiempo de operación de fusible.

SCO-04040				
Tramo	I.C.C. Máximo (A)	Tiempo de operación (segundos)		
		Fusible	Fase	Neutro
Cruzton-Tzontehuitz	945.2	0.16	2.42	0.34
Las ollas-Corrallito	625.6	0.03	7.41	0.54
Tenejapa-Tres cruces	497.1	0.03	21.54	0.75

Tabla 4.3 Tiempo de operación en tramos fusible – interruptor.

En la tabla 4.2 podemos observar como el nivel máximo de corriente de corto circuito es menor respecto a la distancia del punto de falla, e inversamente el tiempo de operación de los interruptores. En el tiempo de operación del fusible influye principalmente su valor. En otros casos interviene el tipo de curva que tiene este dispositivo.

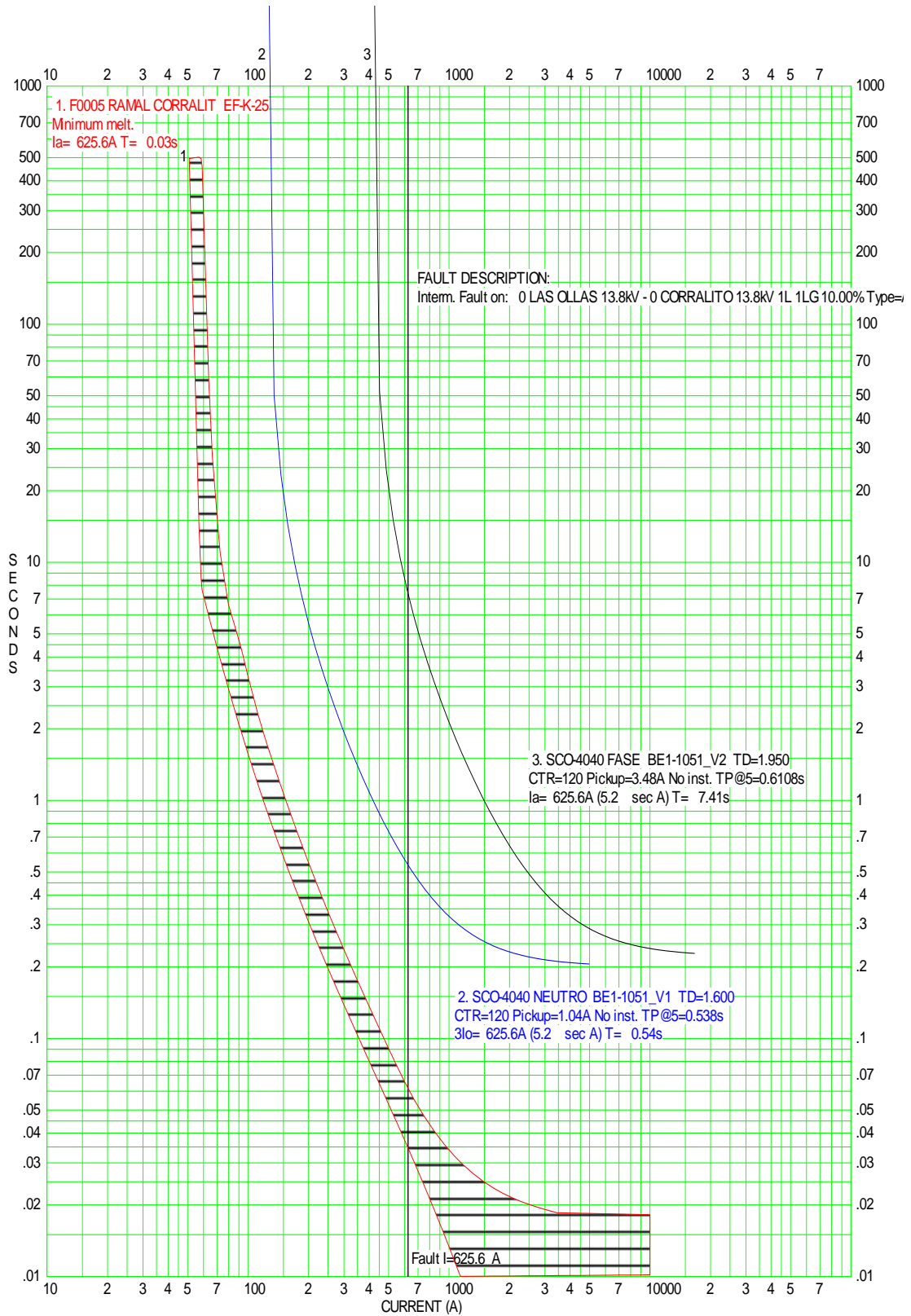


Imagen 4.4 Tramo las ollas – corralito.

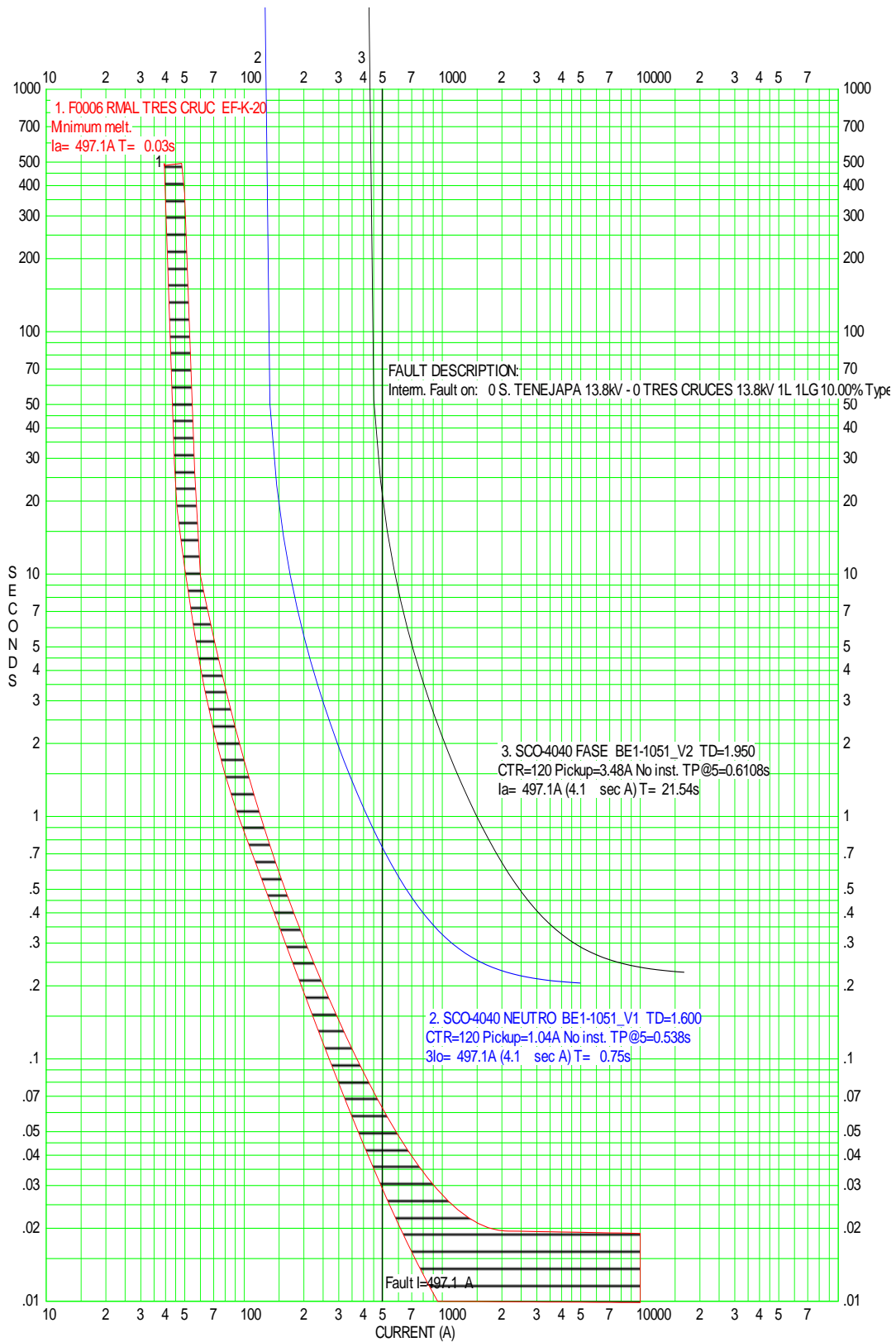


Imagen 4.5 S. Tenejapa – tres cruces.

Cuando se tiene un dispositivo restaurador en la línea, el sistema se debe coordinar con las protecciones que se tiene más adelante. El restaurador no únicamente tiene la función de ejecutar disparos para reestablecer el servicio, también se configura una opción de salvado de fusibles, para esta parte es necesaria la coordinación, para esto es necesario configurar la corriente rango de operación y el tiempo de retraso para la apertura del equipo.

En la imagen 3.15 se puede observar la posición de los restauradores y fusibles, para los tramos con operación de restaurador se ejecutaran únicamente fallas trifásicas. En la imagen 4.6 se tiene la gráfica de operación y falla en el tramo ococh – pathuitz, para interpretar las curvas es necesario conocer que representa cada una de ellas.

Curva roja (1) fusible del ramal ococh. Curva morada (5) disparo del restaurador. Línea color vino (4) perpendicular a la curva del restaurador, indica el salvado de fusibles. El rango de esta condición está señalado por la línea bidireccional, es decir que el disparo se producirá desde los 250 A hasta los 983.1A. Línea negra vertical, muestra el nivel máximo de corto circuito. La curva verde (6) es del fusible en Tzontehuitz antes del restaurador, su operación se puede despreciar para el análisis de esta falla.

El comportamiento secuencial de las protecciones comienza por el salvado de fusibles, el cual operara únicamente dos ocasiones, ya que en caso de ocurrir una falla transitoria los lapsos de estos dos cierres del sistema deben ser suficientes para que la falla desaparezca. En caso de persistir después del segundo disparo, el siguiente a operar es el fusible del ramal ococh, con la apertura de este fusible la falla debe quedar aislada y con ello el circuito no será afectado. En caso de no operar este fusible tenemos el tercer disparo y definitivo del sistema por parte del restaurador, el cual es marcado con la curva 5.

El salvado de fusibles en esta grafica tiene un papel muy crucial, ya que este tiene un rango de operación es decir, para una falla de menor magnitud a 250 A, esta debe mantenerse por mayor tiempo y estaríamos hablando de una falla permanente, y el primer dispositivo a operar será inmediatamente el fusible. Una falla con nivel dentro del rango de operación se configura para operar de manera instantánea, evitando la operación del fusible.

Todo el contexto referente a la imagen 4.6 es aplicable a la gráfica del fusible pocolum imagen 4.7. La tabla 4.3 nos muestra las corrientes de operación de los dispositivos en los dos tramos distintos sin la intervención del salvado de fusibles:

SCO-04040			
Tramo	I.C.C. Máximo (A)	Tiempo de operación (segundos)	
		Fusible	Restaurador
Ococh - Pathuitz	983.1	0.01	0.33
Pocolum - Cancuc	766.6	0.018	0.15

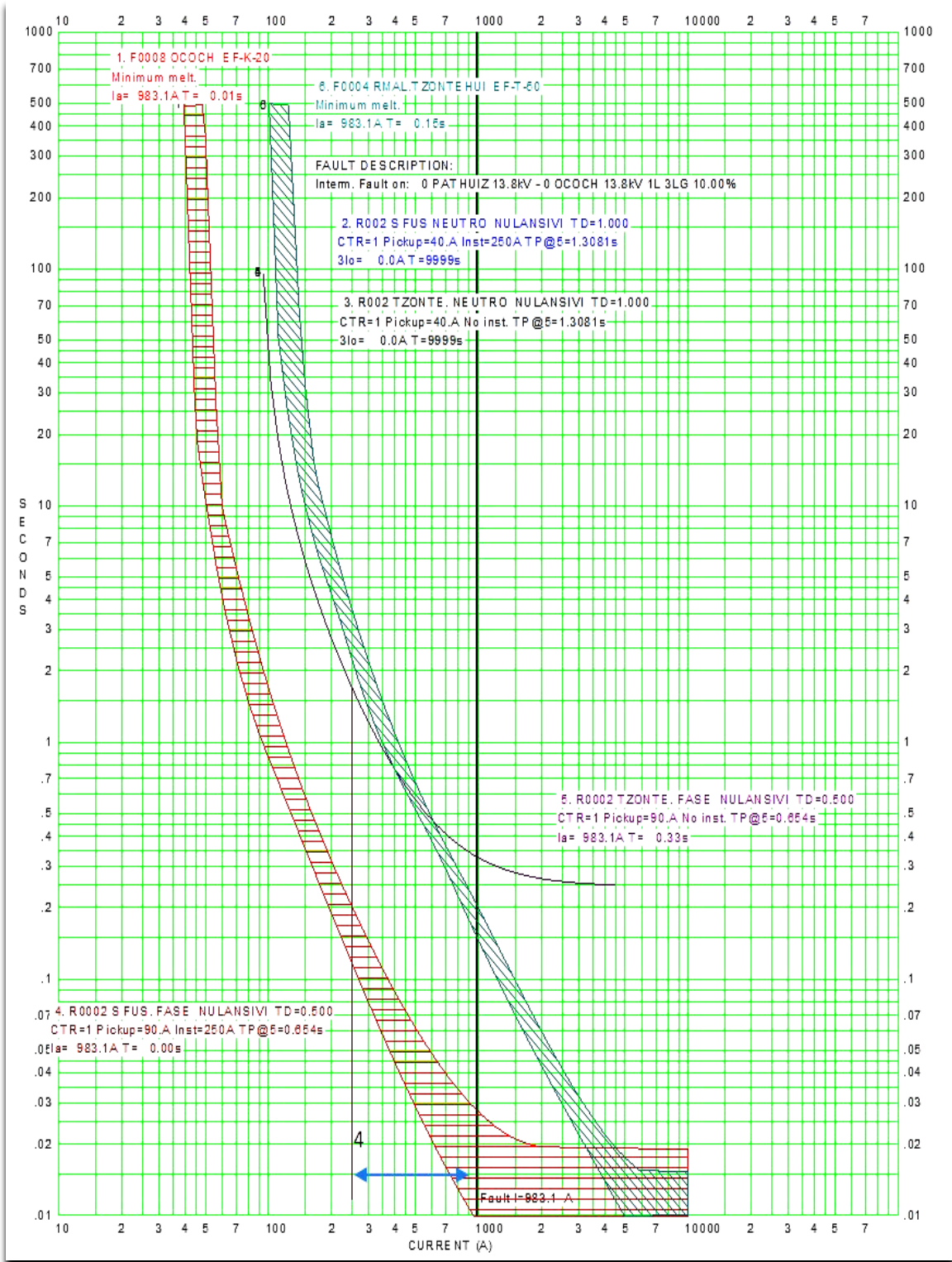
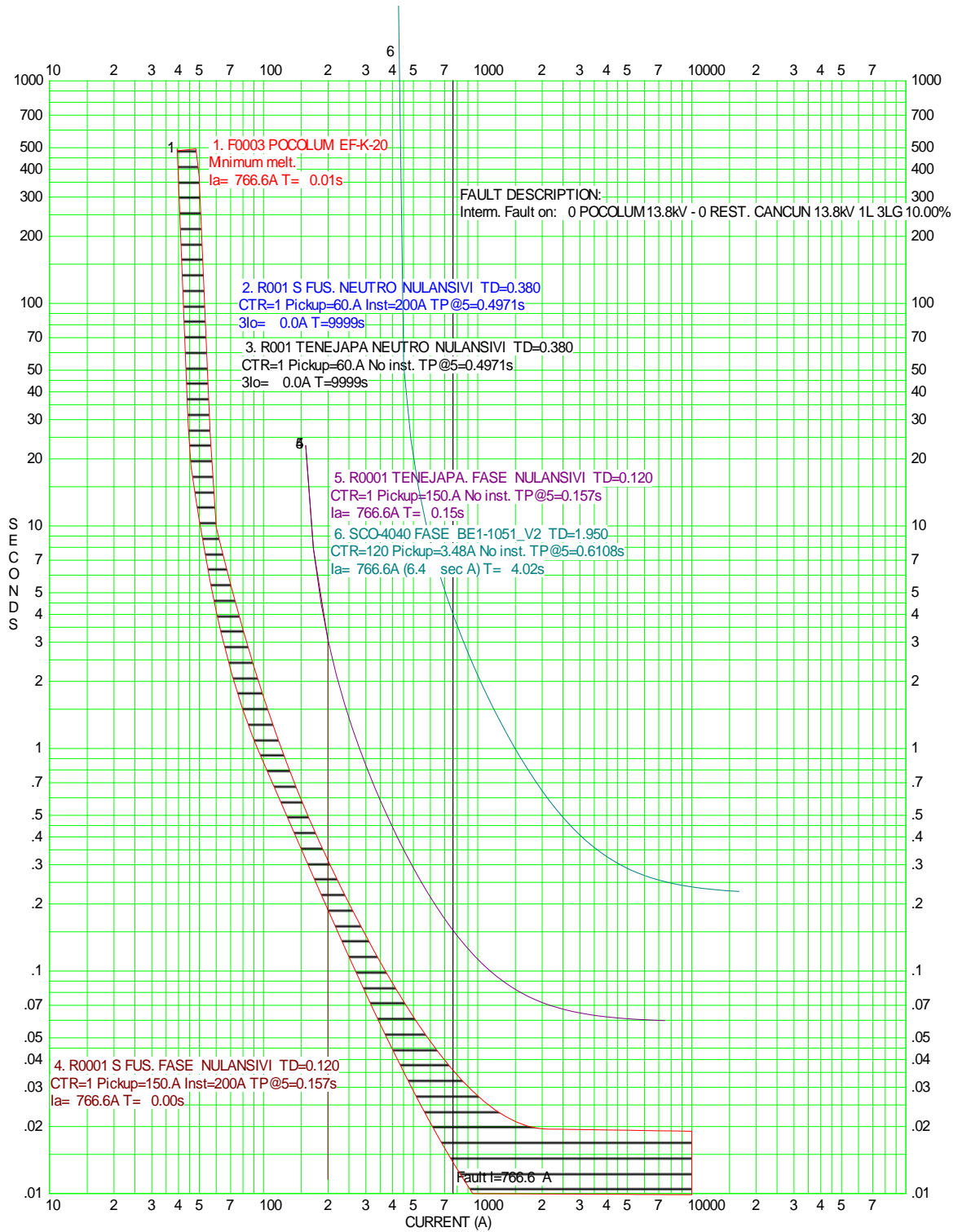


Imagen 4.6 Falla ococh – pathuitz.



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage		By
For		No.
Comment		Date

Imagen 4.7 Falla pocolum – cancu.

4.4 Conclusiones.

En un circuito crítico ya sea por número de interrupciones o tiempo de interrupción es importante analizar las causas que generan mayor aportación al servicio. Con ello se evitan acciones innecesarias las cuales no tendrán ningún beneficio y por lo contrario una inversión mal utilizada. En el circuito SCO-04040 son necesarias dos acciones principales, la primera es la instalación de un restaurador en el tramo antes mencionado que evitara la operación de fusibles de ramal o el disparo de interruptores de subestación.

La segunda acción es organizar para programar de la manera más conveniente las libranzas, es decir señalar para las mismas fechas los programas de mantenimiento y la intervención de contratistas para la ampliación de la red. Por medio de estas indicaciones, los usuarios de este circuito dispondrán de un servicio con mayor continuidad, obteniendo mayores ingresos por venta de energía.

Por otro lado, un estudio de coordinación de aislamientos y protecciones permite evaluar que tan confiable y correcto se encuentra el sistema. La coordinación de aislamientos nos permitirá elegir de acuerdo a las condiciones ambientales y de la red, el número o el tipo de aislamientos a colocar para un correcto funcionamiento de la red. Por otra parte la cd. De San Cristóbal de las Casas se encuentra en auge, y con ello el nivel de contaminación, cuando el nivel se considere distinto será necesario recalcular los aislamientos.

La coordinación de protecciones aumenta la capacidad del circuito de aislar o disipar fallas que permiten mantener un servicio ininterrumpido, por ende al tener dicho estudio, implica conocer el nivel de corto circuito de al menos los tramos más importantes o críticos, esto al ocurrir eventos de afectación y conocer el nivel de corriente de falla, reduce los tramos de búsqueda para reparación y/o restablecimiento del servicio. En conclusión un menor tiempo de restablecimiento de la red. Todo esto engloba la confiabilidad de un circuito.

Referencias bibliográficas.

- [1] A.L. Morelato, A. Monticelli, “*Heuristic Search to Distribution System Restoration*”. IEEE Transacción de la energía eléctrica, Vol. 4, No.4, Octubre 2013.
- [2] I. Watanabe, M. Nodu, “*A Genetic Algorithm for Optimizing Switching Sequence of Service Restoration in Distribution Systems*”. IEEE, Congreso de Computación Evolucionista, Septiembre 2013.
- [3] Rubén Iván Bolaños, Ricardo Alberto Hincapié Isaza, Ramón Alfonso Gallego Rendón, “*Restauración de sistemas eléctricos de distribución usando un algoritmo heurístico constructivo*”. Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. ISSN 0122-1701. Abril de 2013.
- [4] Cesar Antonio Sánchez Velasco “*Calculo de corto circuito y coordinación de protecciones*” CFE, México, Junio 2015.

[5] José Carlos López Valencia “Curso de capacitación para Jefes de área” CFE, México, Marzo 2008.

[6] Comisión Federal de Electricidad “Coordinación de aislamientos especificación L0000-06”, CFE, México, Febrero 1991.

[7] José Carlos López Valencia “Análisis y estudios de corto circuito en sistemas de distribución” CFE, México, noviembre 2010.

[8] Fernando Elizarraraz Rivera “Curso de selección de aplicación de aislamiento para líneas de subtransmision” CFE, México, agosto 2008.

Anexos

Anexo A: Tablas para coordinación de aislamiento.

La siguiente tabla nos permite conocer el valor del nivel básico de aislamiento al impulso de fase a tierra y de fase a fase en aire de acuerdo al voltaje de operación del sistema, sin embargo es una tabla estándar para una altitud de 1000 msnm, y es por ello la razón de la tabla A.2, la cual nos propone un factor de corrección acorde a la altura requerida.

Tensión nominal kV	Tensión máxima kV	NBAI fase-tierra kV	NBAI fase-fase kV	Distancia de fase a tierra mm.	Distancia de fase a fase mm.
4.4	4.4	75	75	120	120
6.9	7.2	95	95	160	160
13.8	15.5	110	110	220	220
24	26.4	150	150	320	320
34.5	38	200	200	480	480
69	72.5	350	350	630	630
115	123	450	450	900	900

Tabla A.1 Distancias mínimas de fase a tierra.

Altitud en m	Presion		Factos de coreccion δ	Altitud en m	Presion		Factos de coreccion δ
	kPa	mm Hg			kPa	mm Hg	
0	101.3	760	1	2500	74.7	560	0.737
100	100.1	751	0.988	2600	73.9	554	0.728
200	98.9	742	0.976	2700	72.8	546	0.718
300	97.7	733	0.965	2800	72	540	0.71
400	96.8	726	0.964	2900	70.8	531	0.698
500	95.5	716	0.942	3000	70.1	526	0.692
600	94.3	707	0.931	3100	69.2	519	0.683
700	93.2	699	0.919	3200	68.3	512	0.674
800	92.1	691	0.908	3300	67.5	506	0.665

900	90.9	682	0.897	3400	66.5	499	0.656
1000	90.5	679	0.893	3500	65.6	492	0.647
1100	88.8	666	0.876	3600	64.8	486	0.639
1200	87.7	658	0.866	3700	63.9	479	0.629
1300	86.7	650	0.855	3800	62.9	472	0.621
1400	85.6	642	0.845	3900	62.1	466	0.613
1500	84.5	634	0.834	4000	61.3	460	0.605
1600	83.6	627	0.824	4100	60.5	454	0.597
1700	82.5	619	0.814	4200	59.7	448	0.59
1800	81.5	611	0.804	4300	59.1	443	0.583
1900	80.5	604	0.794	4400	58.4	438	0.576
2000	79.5	596	0.784	4500	57.7	433	0.569
2100	78.5	589	0.774	4600	57.1	428	0.562
2200	77.5	581	0.766	4700	56.3	422	0.555
2300	76.5	574	0.756	4800	55.6	417	0.549
2400	75.5	567	0.746	4900	54.9	412	0.542

Tabla A.2 Factor de corrección por altitud.

Nivel de contaminación	Características ambientales	Distancia de fuga recomendada en cm/kV fase a neutro
Ligera	Áreas sin industrias, zonas rurales, sin quema de forraje o hierba, áreas que están situadas lejos del mar o a grandes altitudes sobre el nivel del mar y que no están expuestas a la brisa marina, áreas con baja densidad industrial pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvias, zonas agrícolas con bajo uso de fertilizantes y plaguicidas o con uso moderado y lluvias frecuentes.	2.0 a 2.5
Media	Áreas con industrias que no producen humos contaminantes o áreas con industrias pero que están expuestas a vientos frecuentes y/o lluvias, áreas expuestas a vientos marinos pero no demasiado cerca de las costas (por lo menos 1km de distancia), zonas con niebla ligera, zonas rurales con uso de fertilizantes y plaguicidas.	3.0 a 3.5
Alta	Áreas con alta densidad industrial, áreas cercanas al mar (menos de 1 km) o expuestas a brisas marinas. Zonas expuestas a la acción de los polvos de cemento, carbón con lluvias ligeras, combinaciones de algunas características anteriores con niebla, zonas urbanas de alto índice de población con humos derivados del petróleo, polvo y lluvia ligera.	4.0 a 6.0

Extremadamente alta	Áreas de extensiones moderadas sujetas a humos de productos industriales de tipo contaminante, áreas de extensión moderada cercanas a las costas y expuestas a brisas marinas muy fuertes, en áreas de baja densidad industrial.	Mayores a 6.0
---------------------	--	---------------

Tabla A.3 Niveles de contaminación.

Tension nominal (kV eficaz)	34.5	69	115	138	161	230
NBAI (kV)	200	350	550	650	750	1050
$TCF = \frac{NBAI}{0.961} (kV)$	206.12	364.2	572.32	676.38	780.44	1092.61
Configuracion de electrodos	<i>Distancias de fase a tierra (m) $d = TCF/K_3$</i>					
1. Conductor-estructura $K_3 = 550$	0.38	0.66	1.04	1.23	1.42	1.99
2. Conductor-ventana $K_3 = 550$	0.38	0.66	1.04	1.23	1.42	1.99
3. Conductor-objeto a tierra. $K_3 = 550$	0.38	0.66	1.04	1.23	1.42	1.99
4. Conductor-plano $K_3 = 480$	0.43	0.76	1.19	1.41	1.83	2.28

Tabla A.4 Distancias de fase a tierra.

Catálogo IUSA	Descripción corta CFE	Uso en zona*	Resistencia mecánica	Resistencia al impacto	Carga mecánica de rutina 3s	Flameo en seco a 60Hz	Flameo en húmedo a 60Hz	Tensión crítica de Flameo al impulso (1,250)		Distancia mínima de fuga	Tensión de prueba a 60Hz	Tensión máxima de radio interferencia a 1MHz	Clase
								Polaridad positiva	Polaridad negativa				
N-12	25SVC111	N	kN	Nm	kN	kV	kV	kV	kV	mm	kV	μV	52-5
N-12 C/M	25SVC111C	C	111	7,0	55,5	80	50	125	130	292	10	50	52-5
N-120P	28SVC111C	C	111	10	55,5	100	60	140	140	445	10	50	52-5
CT-4	16SVH044	N	44	5,0	22,0	60	30	100	100	178	7,5	50	52-1
N-160P	32SVC160C	CC	160	10	80,0	100	65	160	160	540	10	50	52-8
N-111SN	32SVC111C	CM	111	10	55,5	110	60	170	170	612	10	50	52-5
N-160	28SVC160	N	160	10	80,0	80	50	125	130	370	10	50	52-8
N-160 C/M	28SVC160C	C	160	10	80,0	80	50	125	130	370	10	50	52-8
N-160	29SVC160	N	160	10	80,0	80	50	125	130	370	10	50	52-8
N-160C/M	29SVC160C	C	160	10	80,0	80	50	125	130	370	10	50	52-8

*N=Normal, C=Corrosión, CC= Corrosión y Contaminación, CM=Corrosión y Alta Contaminación

Tabla A.5 Tipos de aislamientos de remate.

Catálogo IUSA	Descripción corta CFE	Tensión Nominal del sistema (kV)	Tensión de Flameo en seco 60Hz (kV)	Tensión de Flameo en húmedo 60Hz (kV)	Tensión crítica de flameo al impulso de rayo (kV)	Tensión máxima de radio interferencia a 1000kHz (μV)	Resistencia mecánica a la flexión (kN)	Distancia mínima de fuga (mm)
P-2025	13PDPG1	13,8	70	40	120	<100	12,5	300
P-2035	22PDPG1	23,0	95	65	160	<100	12,5	516
P-2045	33PDPG1	34,5	125	95	200	<200	12,5	760
P-2115	13PCPG3	13,8	70	40	120	<100	12,5	465
P-2122	22PCPG2	23,0	95	65	160	<100	12,5	645
P-2130	33PCPG2	34,5	125	95	200	<200	12,5	950
P-2125	13PCPG4*	13,8	70	40	120	<100	12,5	465
P-2135	22PCPG4*	23,0	95	65	160	<100	12,5	800

* con Distancia de Fuga Protegida

Tabla A.6 Tipos de aislamiento de suspensión.



Imagen A.1 Aislamiento de remate 16VSH044



Imagen A.2 Aislamiento de paso 13PDG1

Anexo B: Coordinación de protecciones.

En las imágenes B.1 a B.3 podemos observar la configuración del restaurador tzontehuitz.

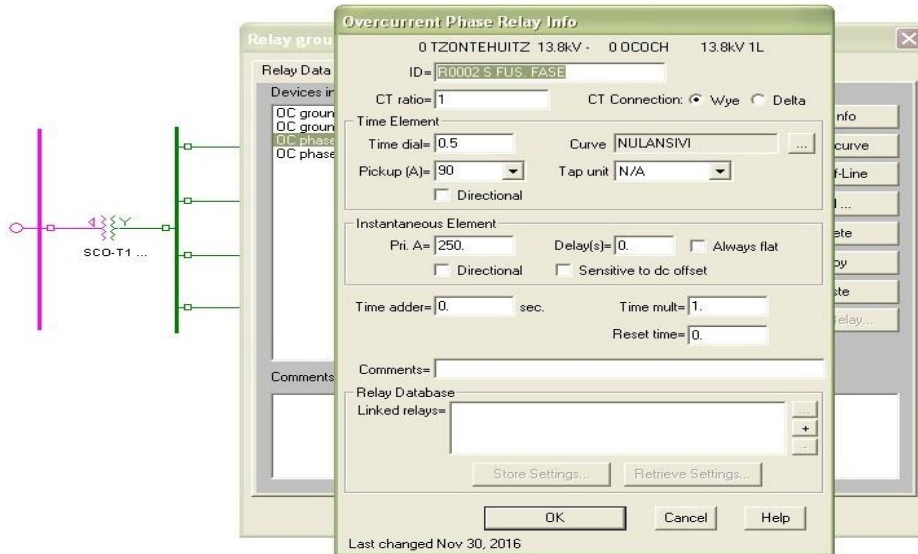


Imagen B.1 Configuración salvado de fusibles

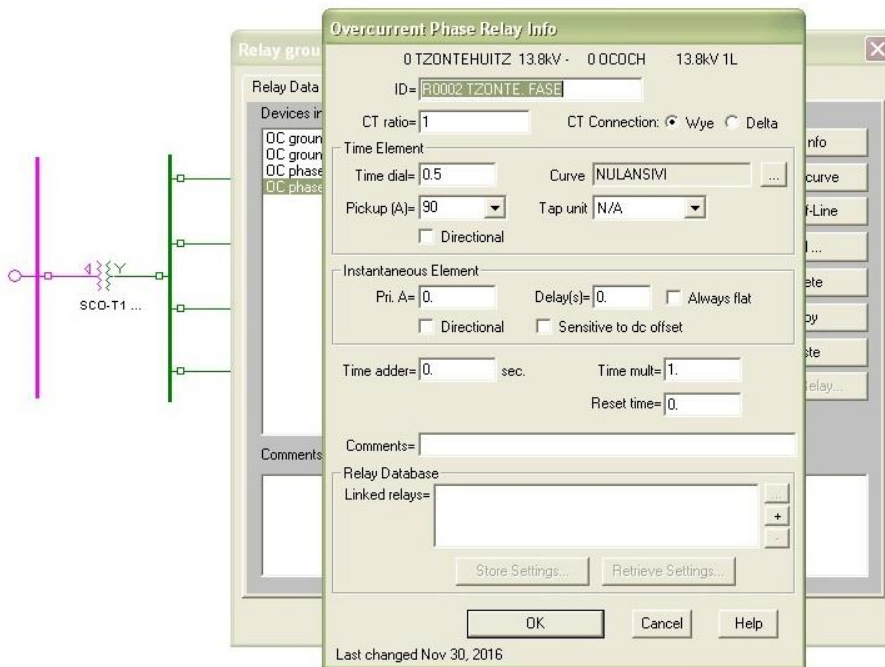


Imagen B.2 Configuración operación fase del restaurador.

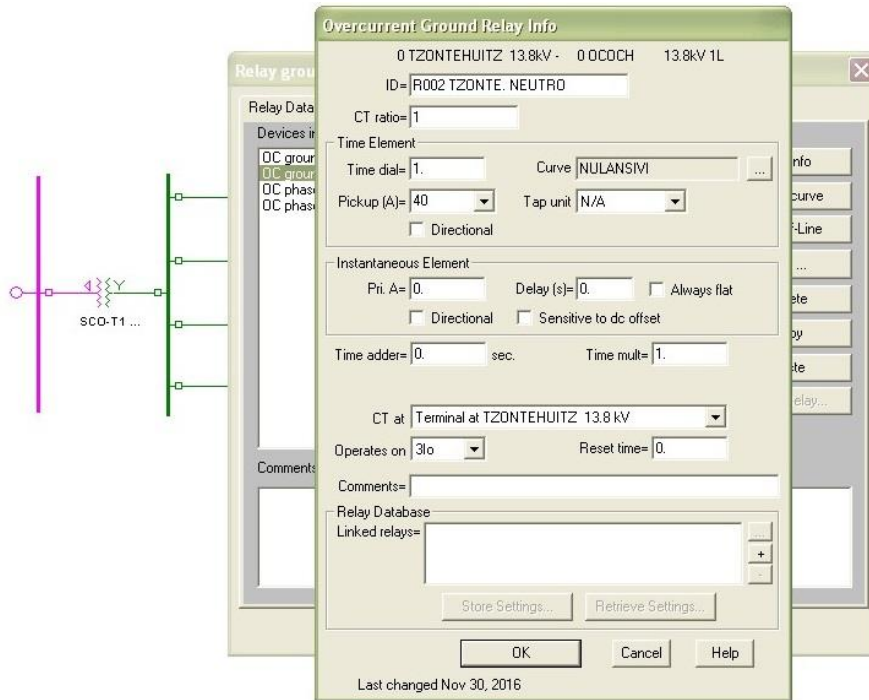


Imagen B.3 Configuración de disparo neutro del restaurador.