



“2016. Año del Centenario de la Instalación del Congreso Constituyente”

INGENIERÍA ELÉCTRICA

“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS Y PROTECCIONES DE LA ZONA SAN CRISTÓBAL PARA REDUCCIÓN DEL TIU”

Reporte de residencia

Ernesto Gómez Ruiz 12270831

Luis Fernando Hernández Martínez 12270637

ASESOR INTERNO

Dr. Rubén Herrera Galicia

ASESOR EXTERNO

Ing. Esteban Darío Gómez Paniagua

OFICINA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, ZONA SAN CRISTOBAL. CFE

San Cristóbal de las casas, Chiapas. Diciembre 2016

TERMINOLOGIA

<u>Concepto</u>	<u>Definición</u>
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.
Abrir	Es desconectar en forma manual o remota una parte del equipo para impedir el paso de la corriente Eléctrica.
Accesible	Que admite acercarse; no está protegido por puertas con cerradura, ni por elevación, ni por otro medio eficaz.
Acometida	Tramo de línea que conecta la instalación del usuario a la línea suministradora.
Aislar	Interponer un elemento no conductor para evitar el flujo de la corriente eléctrica de un punto a otro.
Alinear	Instalar postes o estacas en una trayectoria recta.
Amarre	Alambre blando para sujetar los conductores a los aisladores de paso.
Amortiguar	Acción de atenuar en los conductores aéreos la amplitud de una onda causada por viento, golpe o vibración.
Apisonar	Compactación del terreno para fijar un poste o ancla.
Área de baja tensión	Conjunto de transformador, línea de baja tensión y acometidas.
Área rural	Son las localidades o áreas con menos de 5000 habitantes.
Área urbana	Son las localidades o áreas con 5 000 habitantes o más; o bien, las cabeceras municipales independientemente del número de habitantes.
Autoridad competente	Secretaría de Energía; Dirección General de Gas L.P. y de Instalaciones eléctricas conforme con sus atribuciones.
Balancear carga	Distribuir equitativamente la carga entre las fases.
Banco de ductos	Estructura formada por dos o más ductos inmersos en el concreto.
Bisectriz	Línea imaginaria que divide un ángulo en dos partes iguales.
Bloqueo	Es el medio que impide el cambio parcial o total de condición de operación de un dispositivo, equipo o instalación cualquier tipo.
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. En vías de comunicación se debe entender como un acceso.

Cable semiaislado	Es un cable forrado, sin pantalla metálica que se debe usar en forma similar a un conductor desnudo.
Canalización subterránea	Es la combinación de ductos, bancos de ductos, registros, pozos, bóvedas y cimentación de transformadores que conforman la obra civil para instalaciones subterráneas.
Catenaria	Curva que forma un conductor colgado de dos puntos.
Cepa	Perforación en el terreno para hincar un poste o enterrar un ancla.
Cerrar	Es el término que se aplica a equipos de Seccionalización, significa la maniobra que ejecuta el operador para efectuar la conexión de un circuito eléctrico a otro.
Cimentar	Agregar a una cepa materiales diferentes al extraído para mejorar la rigidez del terreno.
Coca	Vuelta de un cable o hilo enredado.
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.
Conductor múltiple	Es el formado por un conductor desnudo o soporte y uno o varios conductores de aluminio o cobre aislados y dispuestos helicoidalmente alrededor del conductor desnudo.
Conectador	Dispositivo para unir electromecánicamente dos conductores.
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.
Cuchilla de puesta a tierra	Es el dispositivo utilizado para conectar las partes metálicas no conductoras de corriente eléctrica de los equipos, canalizaciones y otras envolventes al

	conductor del sistema de puesta a tierra, al conductor del electrodo de puesta a tierra o ambos, en los equipos de acometida o en el punto de origen de un sistema.
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.
Derecho de vía	Es una franja de terreno que se ubica a lo largo de la línea aérea cuyo eje longitudinal coincide con el trazo topográfico de la línea. Su dimensión transversal varía de acuerdo con el tipo de estructuras, con la magnitud y desplazamiento lateral de la flecha, y con la tensión eléctrica de operación.
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 del Sistema Eléctrico Nacional.
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.
Disturbio	Es la alteración de las condiciones normales del SEN originada por caso fortuito o fuerza mayor, generalmente breve y peligrosas, de las condiciones normales del Sistema Eléctrico Nacional o de una de sus partes y que produce una interrupción en el servicio de energía eléctrica o disminuye la confiabilidad de la operación.
Edificio	Construcción fija, hecha con materiales resistentes, para habitación humana o para otros usos.
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.
Empalme	Conexión eléctrica y mecánica entre 2 conductores.
Empotrar	Fijar un poste en el terreno.
Encerrado	Rodeado por una carcasa, envolvente, cerca o paredes para evitar que las personas entren accidentalmente en contacto con partes energizadas.
Energizado (a)	Condición de un circuito eléctrico en el que existe diferencia de potencial.
Energizado(a)	Conectado(a) eléctricamente a una fuente de diferente potencial.
Energizar	Significa permitir que el equipo adquiera potencial eléctrico.
Entorche	Unión de dos cables o alambres trenzados entre sí.

Equipo	Término general que incluye dispositivos, aparatos y productos similares utilizados como partes de ó en conexión con una instalación eléctrica.
Eslabón Fusible	Dispositivo de protección contra sobrecorriente con una parte que se funde cuando se calienta por el paso de una sobrecorriente que circule a través de ella e interrumpe el paso de la corriente eléctrica en un tiempo determinado.
Espaciamiento	Distancia de centro a centro.
Estacar	Señalar el punto donde se debe localizar una estructura.
Estructura de transición	Aquellos tramos de cable que estando conectados o formando parte de un sistema de líneas subterráneas, quedan arriba del nivel del suelo y están provistos de terminales, generalmente interconectadas a instalaciones aéreas, y que se soportan en estructuras.
Flecha	Distancia medida verticalmente desde el punto más bajo del conductor hasta una línea recta imaginaria que une sus dos puntos de soporte.
Herraje	Accesorio, diseñado fundamentalmente para desempeñar una función mecánica.
Hincar un poste	Introducir un poste en su cepa.
Libramiento	Altura mínima entre un conductor y el piso o alguna otra instalación.
Línea aérea	Aquella que está constituida por conductores desnudos, forrados o aislados, tendidos en el exterior de edificios o en espacios abiertos y que están soportados por postes u otro tipo de estructuras con los accesorios necesarios para su fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores.
Línea de alta tensión	Línea cuyo nivel de tensión es mayor de 34,5 hasta 138 kV.
Línea de Baja tensión	Línea cuya tensión eléctrica es menor de 1000V.
Línea de comunicación	Aquella que se usa para servicio de comunicación o de señales, que opera a no más de 1 kV entre fases. Entre las líneas de comunicación se incluyen las líneas de teléfonos, telégrafos, sistemas de señales de ferrocarriles, alarmas de bomberos y de policía, telecable, entre otros.
Línea de Media tensión	Línea cuya tensión eléctrica de operación está entre 1000 y 34 500V.
Línea rural	Línea de media tensión construida a campo traviesa (en despoblado).
Línea urbana	Línea de Media Tensión construida en área urbana o población.
Longitud del claro	Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas de una línea aérea.

Neutro	Punto de referencia eléctrico cuyo potencial con respecto a tierra es igual a cero en sistemas trifásicos balanceados.
Neutro	Punto de referencia eléctrico cuyo potencial con respecto a tierra es igual a cero en sistemas trifásicos balanceados.
Operación de emergencia	Es la condición de operación durante los disturbios.
Paramento	Plano imaginario en el límite de una propiedad privada y una propiedad pública o derecho de vía.
Partes vivas	Conductores, barras conductoras, terminales o componentes eléctricos sin aislar o expuestos, con potencial y que representan riesgo de descarga eléctrica.
Persona calificada	Es aquella persona física cuyos conocimientos y facultades especiales para intervenir en la proyección, cálculo, construcción, operación o mantenimiento de una determinada instalación eléctrica han sido comprobados en términos de la legislación vigente o por medio de un procedimiento de evaluación de la conformidad bajo la responsabilidad del usuario o propietario de las instalaciones.
Planchar un conductor	Eliminar deformaciones a un conductor.
Plomear	Alinear el eje longitudinal de un poste con la vertical.
Pozo de visita	Recinto subterráneo de amplias dimensiones, accesible desde el exterior, para alojar cables y sus accesorios y equipo, generalmente de transformación y donde se ejecutan maniobras de instalación, operación y mantenimiento.
Puente	Conexión aérea sin tensión mecánica para unir eléctricamente dos conductores.
Ramal	Línea que se deriva de otra principal.
Referencia de tierra	Punto de referencia cuyo potencial eléctrico es igual a cero.
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.
Residuos peligrosos	Son todos aquellos residuos, en cualquier estado físico, que por sus características corrosivas, reactivas, explosivas, tóxicas, biológicas, infecciosas o irritantes y venenosas, representan un peligro para el equilibrio ecológico o el ambiente.
Retenida	Elemento que compensa la tensión mecánica de los conductores en la estructura.
RIJ	Reunión de Inicio de Jornada.
RIM	Reunión de Inicio de Maniobra.

Separación	Es la distancia de superficie a superficie.
Sistema eléctrico	Es el conjunto de equipos, dispositivos, aparatos, accesorios, materiales y conductores de líneas y circuitos de distribución, comprendidos desde la Fuente hasta los equipos de utilización.
Sobrecarga	Condición de trabajo de líneas o equipos en que se excede su capacidad nominal.
Sobrecarga	Funcionamiento de un equipo excediendo su capacidad nominal, de plena carga, o de un conductor que excede su capacidad de conducción de corriente nominal.
Tendido de conductor	Montaje de conductores en los apoyos de una estructura.
Tensar un cable	Aplicarle la tensión mecánica correspondiente a la temperatura de instalación.
Tensión eléctrica (de un circuito)	Es la mayor diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos cualesquiera de la instalación. Es el mayor valor eficaz (raíz cuadrática media) de la diferencia de potencial entre dos conductores determinados.
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 a tierra	Es la tensión eléctrica entre un conductor y tierra.
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.
Tensión eléctrica nominal	Valor nominal asignado a un circuito o sistema para la designación de su clase de tensión eléctrica.
Tensión eléctrica	Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, expresada en volts (V).
Tiempo de secas (estiaje)	Período del año en que el terreno tiene el mínimo de humedad.
Tierra	Punto de referencia cuyo potencial eléctrico es igual a cero.
Torzal	Nombre dado a cada uno de los alambres que forman un cable.
Tramo flojo	Tramo de línea menor a 40 m donde la tensión mecánica de los conductores es menor al 40% de la indicada en la tabla de flechas y tensiones a la temperatura de instalación.
Trazar	Definir una trayectoria de una línea.

ÍNDICE

TERMINOLOGIA.....	1
1. Introducción.....	8
1.1 Antecedentes.....	8
1.2 Estado del Arte.....	8
1.3 Justificación.....	10
1.4 Objetivos.....	10
1.5 Metodología.....	11
2. Fundamento teórico.....	14
2.1 Tipos de fallas.....	14
2.2 Estudio de Cortocircuito.....	18
2.3 Coordinación de aislamientos.....	28
2.4 Indicadores DEVO.....	37
2.5 Costo por interrupción.....	41
2.6 Equipos de protección y seccionamiento.....	42
2.7 Tipos de aislamientos.....	45
3. Desarrollo.....	48
3.1 Análisis de interrupciones.....	48
3.2 Coordinación de aislamientos.....	51
4. Resultados y conclusiones.....	59
4.1 Resultados.....	59
Conclusiones.....	66
Referencias Bibliográficas.....	67
Anexos.....	68
___Anexo A: Levantamiento de fusibles en circuito CRI-4060.....	68
___Anexo B: Especificaciones del restaurador instalado en campo.....	69
___Anexo C: Instalación del restaurador en campo.....	71

1. Introducción

1.1 Antecedentes

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

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

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

Las interrupciones en el suministro eléctrico pueden ser causadas por fallas en equipos, tales como aislamientos, transformadores y subestaciones o por fallas en las centrales de generación de energía eléctrica. También pueden ser resultado de cuestiones climatológicas, como tormentas, vientos y rayos, así como por ramas de árboles que causan cortos en el cableado.

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

1.2 Estado del Arte

A. Halinka, M. Niedopytalski, P. Rzepka, P. Sowa y M. Szablicki de la universidad de Polonia en el 2014 [1] publicaron un artículo llamado “Método de evaluación de fiabilidad del SAIDI”, en el que sintetiza criterios para el proceso de toma de decisiones en los componentes de una red de distribución eléctrica, evaluando el impacto que provoca una variación en el voltaje.

La empresa suiza GRUPO E, en el 2015 [2] opera sus redes de media tensión en un modo “sin conexión a tierra” para eliminar los defectos de aislamiento, en el caso de fallas de una sola línea a tierra, se utilizan sistemas de interruptores automáticos de derivación con cierre unipolar conectado a las barras de distribución de media tensión en las subestaciones. Este sistema facilita la eliminación de averías sin necesidad de abrir la línea defectuosa en la que la calidad de la energía se ve averiada.

Fook-Luen Heng, Younghun Kim, Mark Lavin, Aanchal Goyal y Tarun Kumar en el 2014 [3] publicaron un artículo llamado “La relación entre el SAIDI y la fiabilidad intrínseca de una red de distribución” en el que menciona al SAIDI como un indicador crucial utilizado por las empresas a nivel mundial; una estrategia de inversión óptima debería tratar de maximizar la fiabilidad intrínseca de los alimentadores porque minimiza el riesgo futuro de la interrupción del servicio, mejorando el diseño de los alimentadores.

Los investigadores Morelato y Moticelli en el 2013 [4], presentan las primeras investigaciones en la cual se propone un marco general que permite diseñar algoritmos para resolver un amplio rango de problemas de restauración del servicio en sistemas de distribución. El problema se resuelve por medio de una búsqueda heurística sobre un árbol de decisión binario, la cual es apoyada con reglas heurísticas obtenidas a partir de los operadores de red, que permiten reducir el espacio de búsqueda.

Akduman en el 2013 [5], 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 utiliza dos funciones objetivo; maximizar el suministro de potencia de cargas críticas y maximizar la suma de las potencias de las carga reconectadas (restauradas). La solución del modelo se realiza por medio de la implementación de un algoritmo evolutivo.

Watanabe y Nodu en el 2013 [6], 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 raduales y en la segunda, busca una secuencia óptima de operaciones de conmutación que minimicen la energía no servida para cada configuración. El algoritmo es eficiente para sistemas pequeños de distribución.

Raidl y Julstrom en el 2014 [7], solucionan el problema de la restauración mediante la representación de árboles de expansión para el problema de diseño de redes, usando algoritmos evolutivos. Son descritos los operadores de inicialización, recombinación y mutación, los cuales ofrecen localidad, heredabilidad y eficiencia computacional. La implementación de un algoritmo de expansión de árbol aleatorio, el cual se basa en los algoritmos de expansión mínima de Prim y Kruskal, y pasos aleatorios.

Ruben Iván Bolaños, Ricardo Alberto Hincapié Isaza y Ramón Alfonso Gallego Rendón de la Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia en 2013 [8], presentaron una metodología para resolver el problema de la restauración del servicio en sistemas de distribución de energía eléctrica, el cual es planteado como un modelo de optimización no lineal entero mixto. El problema es solucionado empleando técnicas heurísticas a través de indicadores de sensibilidad que guían el proceso de restauración.

1.3 Justificación

Es necesario la elaboración de un estudio de coordinación y aislamientos en los circuitos críticos de la zona San Cristóbal para obtener un criterio óptimo del estado de la red de distribución eléctrica para disminuir de manera considerable la interrupción del suministro eléctrico en los circuitos con mayor incidencia por cuestiones climatológicas, como tormentas, vientos y rayos, ramas de árboles que causan cortos en el cableado así como por fallas en equipos de protección.

Se tiene por objetivo demostrar que un correcto estudio de coordinación de aislamientos y protecciones es una herramienta capaz de predecir los aislamientos adecuados para cada tipo de circuito tomando en cuenta la contaminación, nivel de humedad en el aire así como la altura a nivel del mar en la que se encuentra para disminuir el tiempo de interrupción por usuarios.

La herramienta de apoyo para los cálculos de corriente de corto circuito es ASPEN el cual es un software de uso exclusivo utilizado en Comisión Federal de Electricidad que permite realizar cálculos de cortocircuito en buses específicos ejecutando fallas en todo el sistema de manera simultánea. Así mismo, permite el ajuste y la verificación de la coordinación de protecciones.

Por las tareas a realizar, este software está integrado por módulos con funciones que se complementan entre sí con editores de relevadores de sobre corriente, editores de relevadores de distancia, comparador de archivos y programas para la importación de datos desde otra base de datos con ambiente totalmente gráfico para editar la red para hacer análisis y mostrar resultados con una interfaz amigable con el usuario.

1.4 Objetivos

Realizar estudios de coordinación de aislamientos y coordinación de protecciones de los diferentes circuitos de la zona San Cristóbal con la finalidad de que el sistema de protecciones y aislamientos operen de manera óptima y selectiva haciendo posible la reducción del tiempo de interrupción de usuarios (TIU).

Objetivos específicos

Analizar los circuitos críticos de la zona San Cristóbal por incidencia de interrupciones para tener una base sobre la cual trabajar.

Realizar una coordinación de aislamientos y protecciones para reducción del TIU.

Proponer mejoras en la red de distribución en base a la coordinación de aislamientos y protecciones.

1.5 Metodología

En la figura 1.1 se muestra el diagrama a bloques del método analítico para el estudio de corto circuito y coordinación de protecciones.

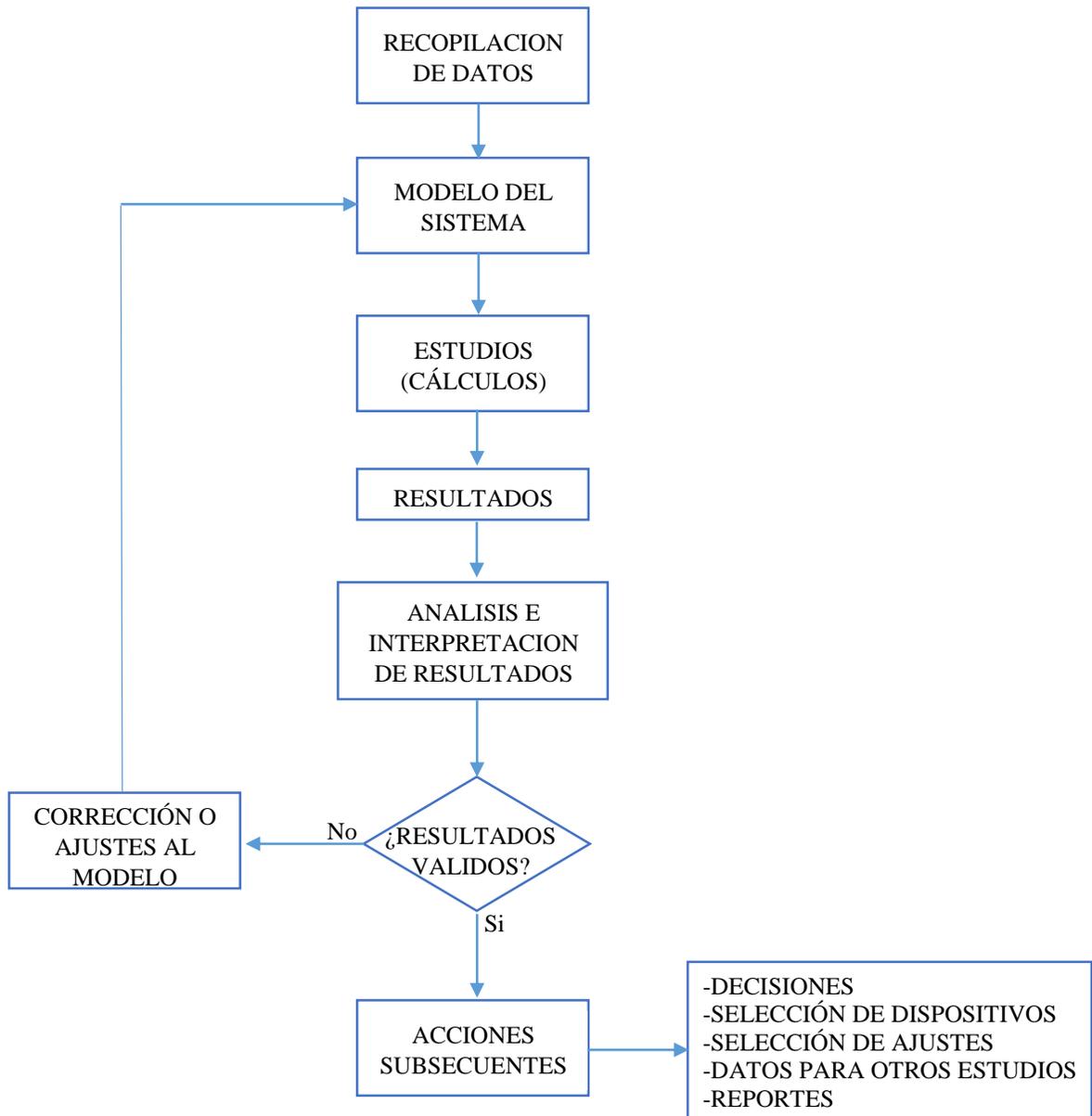


Fig. 1.1 Diagrama a bloques del método analítico para el estudio de corto circuito y coordinación de protecciones.

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

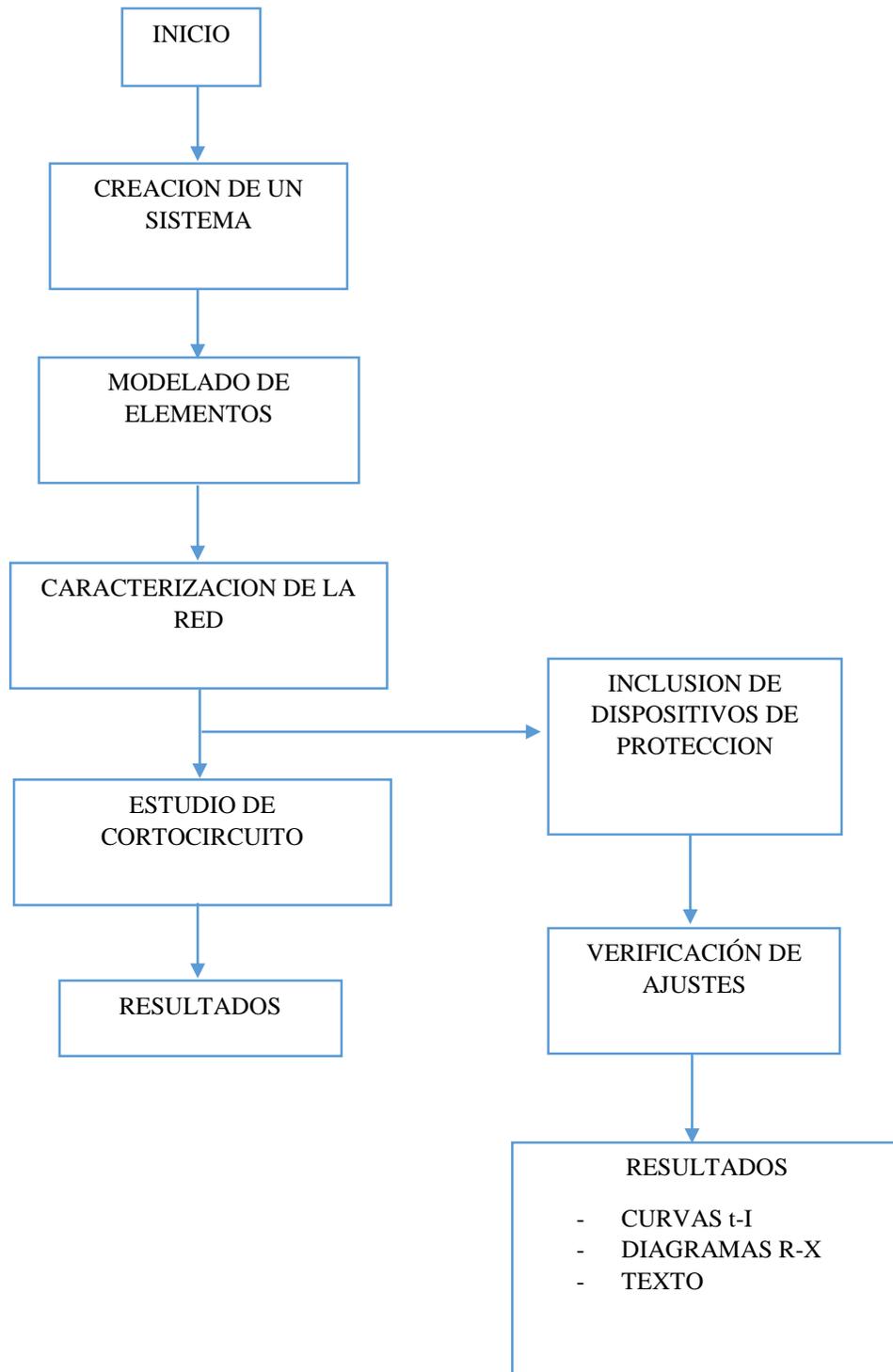


Fig. 1.2 Diagrama a bloques de funcionamiento del software para la coordinación de protecciones ASPEN™ One Liner.

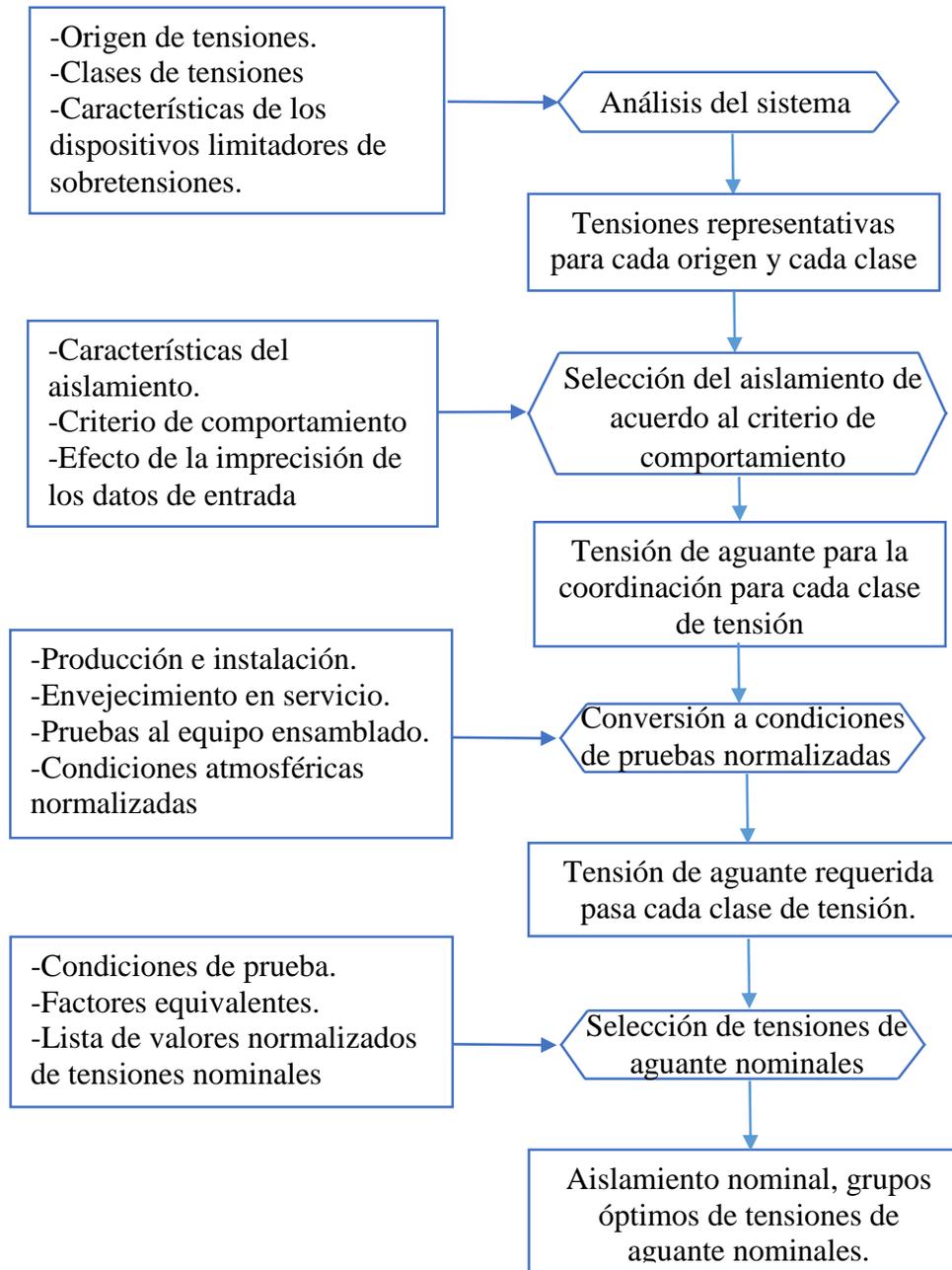


Fig. 1.3 Diagrama a bloques de los datos requeridos para el estudio de cortocircuito en el método analítico.

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

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

Tipos de cantidades.- Para efectos de terminología, en esta sección definiremos dos tipos de cantidades:

Datos: son las cantidades básicas a partir de las cuales se calculan o se obtienen resultados. Son los datos de entrada para efectuar algún cálculo en proceso.

Resultados: son las cantidades obtenidas a partir de los datos. Son los resultados de cálculos o procesos.

Esta terminología es relativa, ya que los resultados obtenidos de algún estudio son los datos de entrada para otro.

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

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

2. Fundamento teórico

2.1 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.

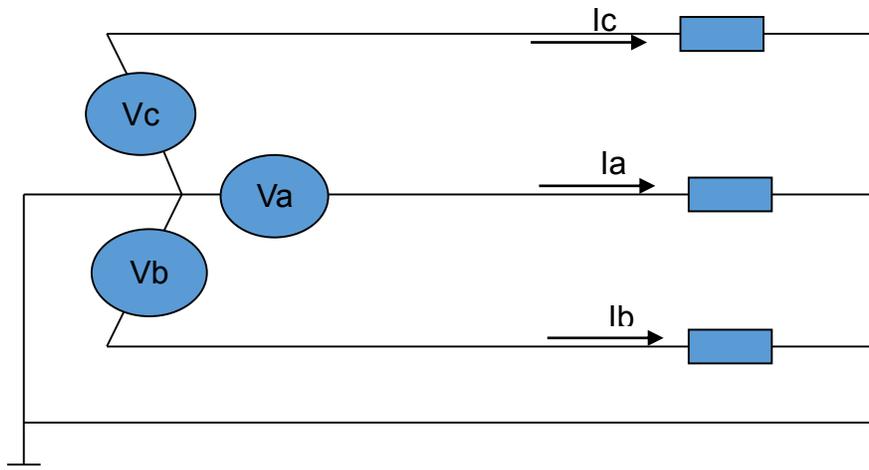


Fig. 2.1 Diagrama de condiciones normales de un sistema trifásico.

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

Tabla 2.1 Principales tipos de fallas y causas que la generan a nivel zona.

PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS Y SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	
TIPO	PROBAILIDAD (%)
MONOFASICA (fase a tierra)	85

BIFÁSICA A TIERRA (dos fases a tierra)	8
BIFÁSICA (entre dos fases)	5
TRIFÁSICA (entre las tres fases)	2

Tabla 2.2 Principales tipos de fallas y su probabilidad de ocurrencia a nivel zona.

En las Tablas 2.1 y 2.2 Se describen las características de los tipos de falla y su porcentaje de probabilidad, las fallas en las líneas de distribución son recurrentes y del mismo tipo solo que de causas diferentes, la calidad del servicio es prioridad para estandarizar la eficiencia de la empresa y de ahí la importancia de una buena coordinación de protecciones para la calidad del servicio.

REPORTE DE CAUSAS	
NOMBRE	PROCESO
Falla de producto equipo de protección	Distribución
Falla de producto equipo regulador	Distribución
Falla de producto de aislamiento	Distribución
Falla de producto conductores	Distribución
Falla de producto cortacircuitos	Distribución
Falla de producto apartarrayos	Distribución
Falla de producto herrajes y accesorios	Distribución
Falla de otros equipos	Distribución
Frente frio	Distribución
Diseño inadecuado de instalación	Distribución
Errores de construcción por terceros	Distribución
Mano de obra defectuosa mantenimiento	Distribución
Maniobra errónea en mantenimiento	Distribución
Libramiento inadecuado con otras instalaciones	Distribución
Amarre inadecuado	Distribución
Frente frio	Distribución
Onda tropical	Distribución
Tromba	Distribución
Huracán o ciclón	Distribución
Tornado	Distribución
Vientos fuertes	Distribución
Tormenta	Distribución
Descarga atmosférica	Distribución
Inundación	Distribución
Hielo o granizo	Distribución
Contaminación	Distribución
Lavado en vivo	Distribución
Contaminación	Distribución
Corrosión	Distribución
Falso contacto	Distribución
Rama sobre línea	Distribución

Árbol sobre línea	Distribución
Objetos ajenos a la línea	Distribución
Robo de conductor	Distribución
Choque o golpe	Distribución
Vandalismo	Distribución
Cruzamiento con otras instalaciones	Distribución
Propagación falla ajena a CFE	Distribución
Animales	Distribución
Hundimiento o derrumbe	Distribución
Incendio o explosión	Distribución
Sismo	Distribución
Libranza programada en circuito	Distribución
Por acceso difícil a instalación	Distribución
Sobrecarga	Distribución
Demora en atención ciudad	Distribución

Tabla 2.3 Causas de fallas que impactan en el proceso de distribución.

En la Tabla 2.3 se menciona las diferentes causas de las fallas en las líneas de distribución, estas causas aportan tiempo de interrupción a los indicadores como son el SAIDI, SAIFI, CAIDI. Estos indicadores son los estándares internacionales para los procesos de distribución y también impacta en el indicador local como es el TIU (Tiempo de Interrupción de Usuarios) que es el que propone las metas para la eficiencia de la empresa.

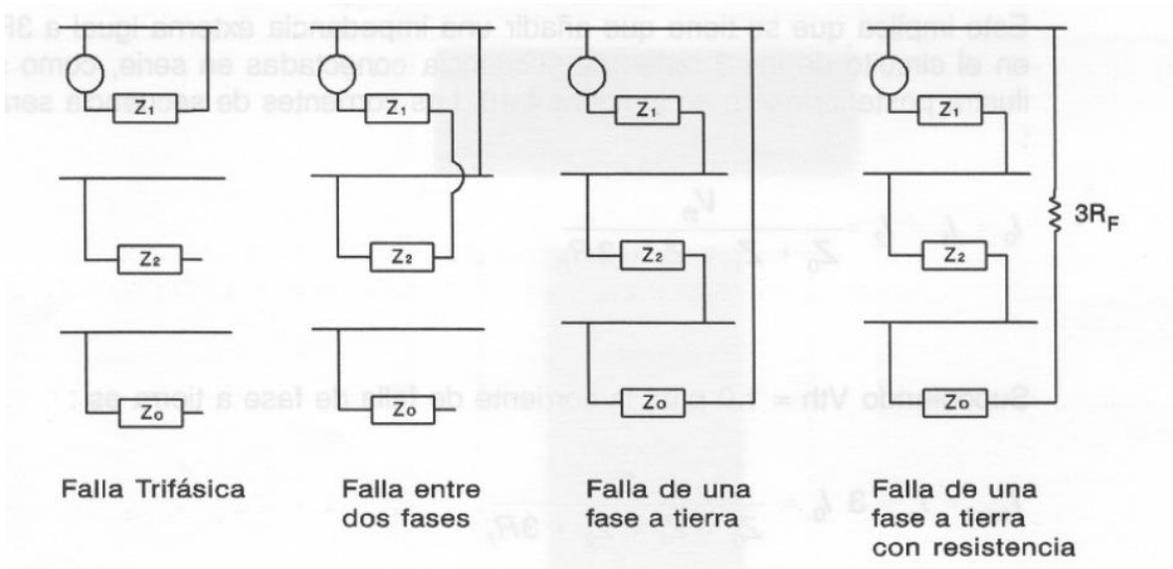


Fig. 2.2 Representación de tipos de fallas.

Factores que intervienen en una falla

- ✓ La impedancia equivalente de la fuente

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

$$I_f = \frac{V_s}{Z_t} \quad (2.1)$$

Donde:

I_f = Magnitud de l corriente de falla

V_s = Voltje del sistema

Z_t = Impedancia del sistema involucrada en falla

2.2 Estudio de Cortocircuito

El corto circuito es la eliminación de los obstáculos al paso de la corriente, la disminución repentina de la trayectoria normal que debe seguir dicha corriente; esto provoca una corriente de gran magnitud comparada con la corriente normal de carga. Las corrientes de 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 como interruptores o fusibles, seleccionar las relaciones adecuadas de los transformadores de instrumento, para seleccionar rangos de ajuste de relevadores de protección, para realizar los estudios de coordinación de protección en los sistemas eléctricos de potencia o distribución.

Fuentes de corriente.- Para que se produzca un cortocircuito es indispensable que haya una fuente que genere la corriente que circula a través de la falla, las fuentes de corriente de secuencia positiva son; generadores de corriente alterna, motores síncronos, condensadores síncronos y motores de inducción. Los generadores son las fuentes principales de corriente ya que están diseñados para suministrar corriente según la demanda.

La capacidad para generar corriente está relacionada con su impedancia interna la cual es variable en función del tiempo. Los generadores presentan 3 reactancias, de acuerdo al tiempo, los cuales son; reactancia subtransitoria (primeros 3 ciclos), reactancia transitoria (de 3 a 8 ciclos), y reactancia síncrona (más de 8 ciclos).

Asimetría de los ejes de la corriente de falla.- La corriente de cortocircuito se considera formada por dos componentes; componente de corriente alterna, y componente de corriente directa. Al inicio se considera la intensidad del impulso de la corriente de corto circuito la cual decrece hasta un valor estacionario final llamado corriente permanente de cortocircuito. La variación real de la corriente de cortocircuito se obtiene sumando los valores de las componentes de corriente alterna y corriente directa.

La componente de corriente continua, superpuesta a la componente de corriente alterna, es la causante de la asimetría de la corriente de corto circuito durante los primeros instantes, esta asimetría respecto al eje de referencia es mayor, cuanto mayor sea la relación entre la constante de tiempo de corriente continua y corriente subtransitoria generada por la reactancia subtransitoria. Cuando la falla se produce en puntos muy alejados del generador, el valor inicial de la corriente de corto circuito no es muy diferente de su valor estacionario final.

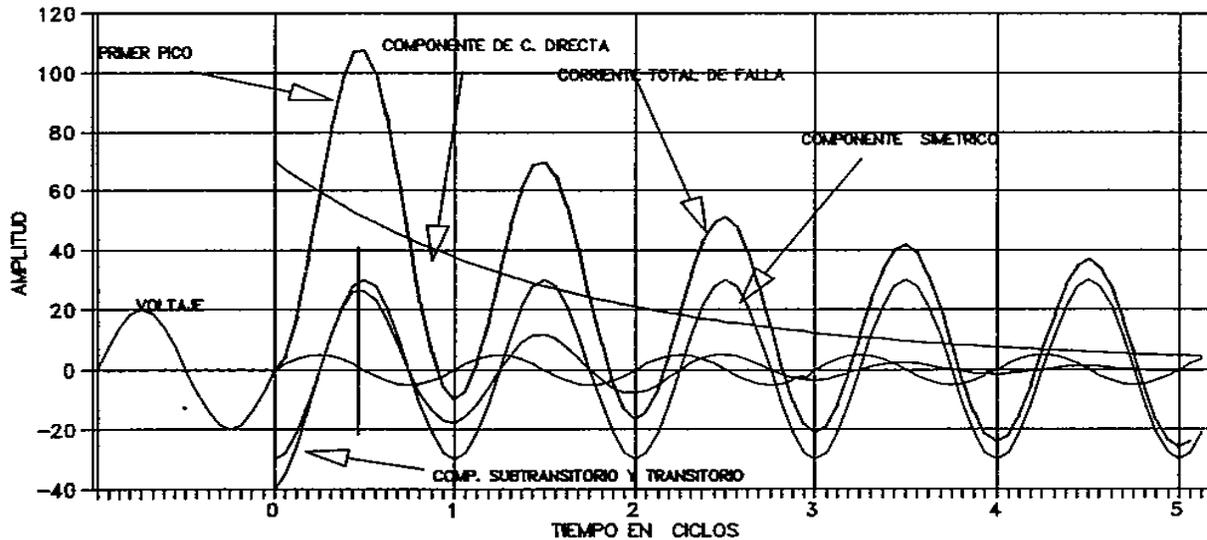


Fig. 2.3 Componentes de la corriente de cortocircuito para una falla en terminales del generador, que inicia cuando $v=0$.

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

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

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

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

Las formulas básicas para las cantidades eléctricas en por unidad son las siguientes:

$$\begin{aligned} \text{volts en p.u} &= \frac{\text{volts actuales}}{\text{volts base}} \\ \text{amperes en p.u} &= \frac{\text{amperes actuales}}{\text{amperes base}} \\ \text{MVA en p.u} &= \frac{\text{MVA actuales}}{\text{MVA base}} \\ \text{ohms en p.u} &= \frac{\text{ohms en p.u}}{\text{ohms base}} \end{aligned} \quad (2.3)$$

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

$$\begin{aligned} \text{amperes base} &= \frac{\text{MVA base} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \text{kV base}} \\ \text{ohms base} &= \frac{(\text{kV base})^2}{\text{MVA base}} \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$\text{ohms p.u} = \frac{\text{ohms actuales} \cdot \text{MVA base}}{\text{kV base}^2} \quad (2.5)$$

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

$$Z_n = Z_v \left(\frac{\text{kV}_v}{\text{kV}_n} \right)^2 \left(\frac{\text{MVA}_n}{\text{MVA}_v} \right) \quad (2.6)$$

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

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

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

Tabla 2.4 Circuitos equivalentes de secuencias de transformadores.

El porcentaje de impedancia de un transformador es la relación que existe el voltaje reducido aplicado en la prueba de Corto circuito y el voltaje nominal del transformador, expresando dicha relación en porcentaje. Este dato debe estar contenido en la placa del transformador. Esta cantidad esta expresada con base en los MVA y KV nominales del transformador. Por lo que es necesario convenir esos valores a las bases seleccionadas de MVA y KV del Sistema de Distribución.

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

Consideraciones para los diferentes tipos de falla teoría básica.- En la figura se observa el equivalente monofásico de un sistema eléctrico alimentando una carga en condiciones normales. La impedancia de la carga es muy grande comparada la impedancia equivalente del sistema y de la línea de alimentación, por 10 cual la corriente de carga normal es baja (varios cientos de amperes).

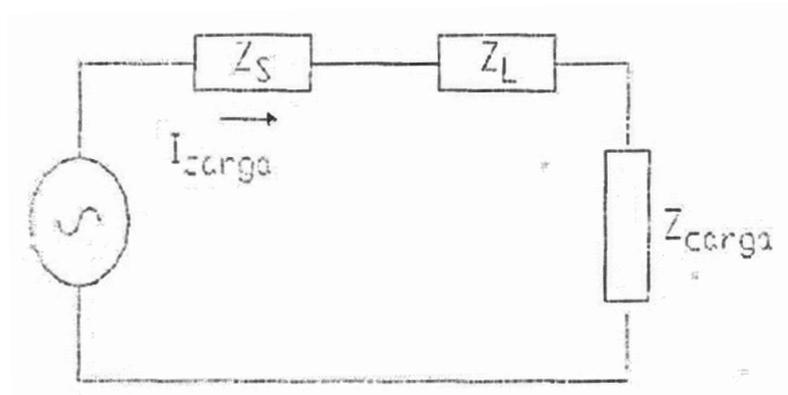


Fig. 2.5 Sistema equivalente de un sistema eléctrico monofásico.

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

Se puede ver en la que lo que limita a la corriente de corto circuito son las impedancias equivalente 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 equivalente de Thevenin hasta el punto donde se localiza la falla.

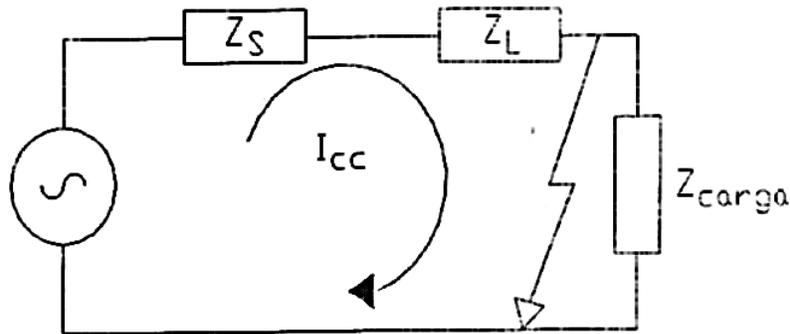


Fig. 2.6 Circuito equivalente del sistema al ocurrir una falla.

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

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

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

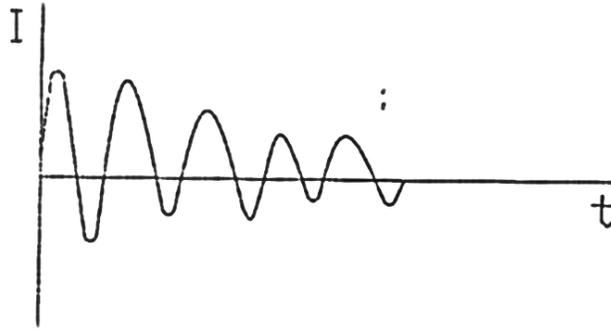


Fig. 2.7 Grafica de la corriente de corto circuito.

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

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

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

Datos requeridos para el estudio de corto circuito.- Como se indica en la tabla los datos que es necesario conocer para llevar a cabo estudios de corto circuito son:

Representación <u>p.u</u>	Máquinas	Datos de placa	Impedancias de secuencias	Estudios de corto circuito
		Diagrama Unifilar Datos físicos de los diversos tramos de línea		Estudios de flujo de potencia
<u>Cortocircuito</u>	Maquinas Líneas Sistema	Diagrama de Z en p.u	Corrientes y voltaje de corto circuito en los diversos puntos	Estudio y coordinación de protecciones.
		Impedancias de secuencia en p.u		Verificar capacidad interruptiva
		Equivalentes de Thevenin		Estudio de redes de tierra
		Tipos de falla		

<u>Coordinación de protecciones</u>	TC.'s	Marca, tipo, Clase, 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, IN-RUSH:	
	Seccionalizadores	Marca, Tipo, Capacidad y ajuste	Capacidad, Secuencia	
	Carga	Carga Máxima Normal, Carga Máxima Emergencias		
		Corrientes de corto circuito en los puntos Criterios de coordinación	Tiempos de Libramientos de falla	

Tabla 2.4 Datos necesarios para los cálculos y estudios requeridos en la coordinación de protecciones.

Equivalentes de Thevenin del sistema de generación, transmisión, subtransmisión. Estos equivalentes deben ser de secuencia positiva y secuencia cero, en por unidad, quedando a criterio del analista si se utilizan 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. También los diagramas de secuencia del sistema de distribución conteniendo o las impedancias equivalentes de Thevenin en el bus de alta tensión de la subestación.

Las 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. Normalmente solo se efectúan estudios de corto circuito para calcular fallas trifásicas y de una falla a tierra. La falla trifásica que es la que proporciona las corrientes de corto circuito de mayor magnitud en la mayoría de nodos a analizar.

La falla de fase a tierra generalmente es la de menor magnitud. En ocasiones la magnitud de la corriente de falla de fase a tierra es menor que la corriente de carga normal del circuito, sobre todo cuando involucra la existencia de arco; pero también esta ralla es la que Ocorre Con mayor frecuencia en cualquier sistema eléctrico. Las magnitudes de las corrientes que Se obtienen en los otros tipos de falla, (falla de fase a fase, falla de dos fases a tierra), están comprendidas en el rango entre la falla trifásica y la falla monofásica.

Para determinar cómo se interconectan las redes de secuencia para distintos tipos de falla, es necesario seguir los siguientes pasos como lo indica en la tabla---

PASO	ESPECIFICACIÓN
1er	Dibujar un diagrama trifilar mostrando todas las conexiones de los conductores de fase en el punto de la falla. Identificando todas las corrientes, voltajes e impedancias. Se debe tener especial cuidado en anotar las direcciones y polaridades.
2do	Escribir las ecuaciones que relacionan las corrientes en la falla y los voltajes de acuerdo con el tipo de falla a considerar
3ro	Efectuar la transformación de corrientes y/o voltajes del sistema ABC al sistema 012 mediante el uso de la matriz de transformación A.
4to	Observar las corrientes de secuencia para determinar las conexiones de las terminales restantes de las redes de secuencia que satisfagan lo mencionado en el paso 3.
5to	Revisar los voltajes de secuencia para determinar la conexión de las terminales restantes de las redes de secuencia añadiendo impedancias como sea requerido para satisfacer lo mencionado en los puntos 3 y 4.

Tabla 2.5 Pasos para determinar interconexión de las secuencias en las redes con fallas.

Falla trifásica:

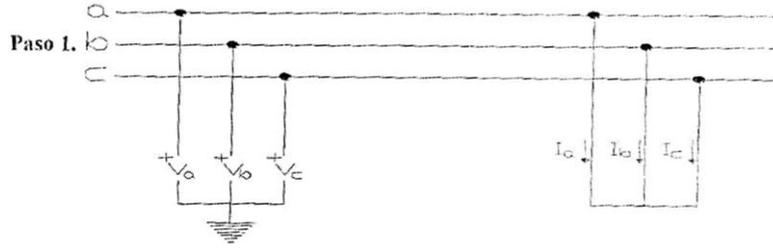


Fig. 2.8 Representación de falla trifásica.

Paso 2:

$$\begin{aligned}
 |I_{falla}| &= |I_a| = |I_b| = |I_c| \\
 I_b &= a^2 I_a \\
 I_c &= a I_a
 \end{aligned}
 \tag{2.7}$$

Paso 3: Ecuación de transformación

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

En forma desarrollada:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}
 \tag{2.8}$$

Multiplicando las matrices del lado derecho de la ecuación:

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

Sustituyendo:

$$\begin{aligned}
 I_a + I_b + I_c &= 0 \\
 I_a + aI_b + a^2 I_c &= I_a + a^3 I_a + a^3 I_a = 3I_a \\
 I_a + a^2 I_b + aI_c &= I_a(1 + a + a^2) = 0 \\
 \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} &= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 0 \\ 3I_a \\ 0 \end{bmatrix} \\
 I_0 &= 0 \\
 |I_1| &= |I_a| = |I_b| = |I_c|
 \end{aligned}
 \tag{2.9}$$

$$I_2 = 0$$

Por ser una condición balanceada, la falla trifásica solo contiene cantidades de secuencia positiva, lo cual queda demostrado analíticamente. En este ejemplo se pudo analizar las ecuaciones y los pasos a seguir, en el siguiente ejemplo también se podrá seguir paso a paso, verificar y demostrar la falla de fase a tierra y analizar las diferencias encontradas en el método analítico de las diferentes fallas y sus condiciones matemáticas.

Falla de una fase a tierra, paso 1:

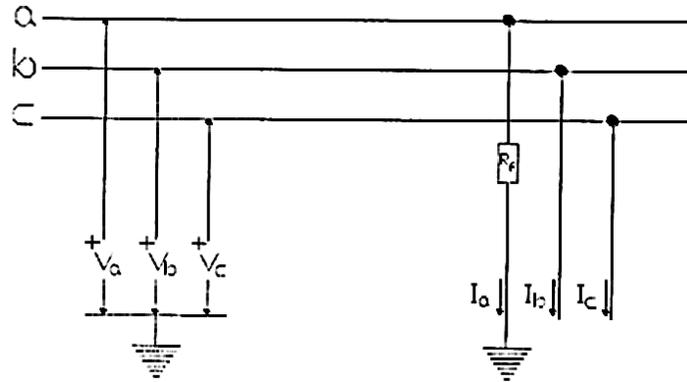


Fig. 2.9 Voltajes y corrientes en el punto de falla de fase a tierra a través de resistencia.

Paso 2:

$$\begin{aligned} I_a &= I_{falla} \\ I_b &= 0 \\ I_c &= 0 \\ V_a &= R_f I_a \end{aligned} \quad (2.10)$$

Paso 3: Ecuación de Transformación

$$[I_{012}] = [A]^{-1} \times [I_{abc}] \quad (2.11)$$

En forma desarrollada:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Multiplicando las matrices del lado derecho de la ecuación:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} I_a \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Se observa que todas las corrientes de secuencia son iguales, por lo tanto, las redes de secuencia para este tipo de falla deben estar conectadas en serie. También, de la figura se tiene que:

$$V_a = R_f I_a = 3R_f I_{a1} \quad (2.13)$$

La ecuación puede expresarse también como:

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 3R_f I_{a1}$$

Esto implica que se tiene que añadir una impedancia externa igual a $3R_f$ en el circuito de las 3 redes de secuencia conectadas en serie, las corrientes serán:

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_{Th}}{Z_0 + Z_1 + Z_3 + 3R_f} \quad (2.14)$$

Suponiendo $V_{Th=1.0 p.u.}$; la corriente de falla de fase a tierra es:

$$I_{falla} = I_a = 3I_0 = \frac{3}{Z_0 + Z_1 + Z_3 + 3R_f}$$

Considerar o no la existencia de la resistencia de falla R_f en el cálculo de las corrientes de falla a tierra, depende del uso que se le dará a los resultados del estudio de corto circuito en los estudios de coordinación de protecciones, si se requiere determinar la sensibilidad del dispositivo de protección, entonces es necesario considerar la existencia de la resistencia de falla, usualmente se considera que esta varía desde 10 hasta 100 ohms en circuitos de distribución.

Por otro lado, si lo que se requiere es ajustar el tiempo de operación del dispositivo de protección con el fin de coordinarlo con otro, entonces la falla debe considerarse como sólida, es decir sin resistencia de falla.

2.3 Coordinación de aislamientos

Uno de los aspectos más importantes para el diseño de redes eléctricas AT y MT es la “coordinación de aislamientos”. La importancia del correcto dimensionamiento de una red eléctrica respecto a la coordinación de los aislamientos radica en asegurar la continuidad del suministro de energía eléctrica que en cierra forma es una medida de la calidad del servicio, la cual se determina por la duración y frecuencia de la interrupciones por falla de funcionamiento del sistema y sus componentes. Una de las fallas más comunes es la ruptura dieléctrica de los aislamientos.

También se determina por considera el aumento de tensiones nominales de operación del sistema eléctrico, fundamentando en razones técnico-económicas de utilización óptima de materiales y espacio, ante el crecimiento interrumpido de la demanda y el necesario transporte de elevados bloques de potencia. Esta necesidad provoca tener una buena coordinación de aislamientos para tener calidad del servicio en el suministro eléctrico.

La coordinación de aislamiento comprende la selección de los niveles de aislamiento de aparatos y equipos y su implementación en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a que dicho 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 y económico, la probabilidad de que las sollicitaciones dieléctricas que los equipos han de soportar deterioren su aislamiento o afecten la continuidad del servicio.

Para entender más a fondo la coordinación comenzamos conociendo diferentes tipos de aislantes y sus valores y así poder entender lo que se busca y la importancia del estudio de coordinación de aislamientos para la eficiencia en el suministro eléctrico en la zona san Cristóbal, la siguiente tabla habla sobre la rigidez dieléctrica de algunos aislamientos usuales (a frecuencia del sistema, temperatura normalizada y campo uniforme).

AISLANTE	CONDICION DE MEDICION	VALORES EN mv/m
Aire	Separación de los electrodos a 1 cm a 100kPa	3.11
Aire	Separación de los electrodos 1 cm a 600kPa	15.16
SF6	Separación de electrodos 1 cm 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 2.6 *Tipos de aislantes*

Cuando se aplica un esfuerzo grande al gas se origina una disociación de iones negativos que conducen a un mayor número de electrones libres de los que existían antes de la aplicación del esfuerzo. Bajo la influencia de un campo eléctrico aplicado los electrones son acelerados hacia el conductor más positivo. A medida que se mueven hacia el conductor más positivo. A medida que se muevan hacia el conductor más positivo los electrones chocan con moléculas del aislante.

En cada una de estas colisiones existe la posibilidad de que la molécula involucrada pueda quedar ionizada por la colisión, la probabilidad de ionización por colisión está en función de la diferencia entre la energía de los electrones y el potencial de ionización de la molécula y

de la naturaleza de esta. Si los electrones ganan suficiente energía entre colisiones ellos será la causa de más ionización en el gas que lleva a una multiplicación del número de electrones, si en promedio, cada electrón forma α electrones/cm durante su paso a través del aislante.

Al incrementarse el valor de la densidad en la avalancha, se modificara el desarrollo de la avalancha por los efectos de la carga especial debido a la separación de carga en la avalancha. La separación de cargas ocurre por el arrastre en la dirección del campo y por difusión si al llegar al cátodo los iones positivos liberan algunos electrones, estos electrones iniciaran el proceso de conducción. Estos electrones reducirán el efecto de la carga especial en el naciente canal de ruptura.

Si en promedio α electrones son liberados por cada electrón tomando en el gas. Entonces el criterio de Townsend para ruptura es $\alpha (e^{\alpha d} - 1) - 1$, donde “d” es la distancia entre electrodos en centímetros, cuando se llega a esta condición o se excede habrá un crecimiento rápido de corriente, limitado solo por el circuito externo y la forma de la tensión aplicada. Este cálculo se comprende por la anterior ecuación.

Cuando la tensión aplicada es (V_A) está cercana a la tensión de ruptura (V_R), el mecanismo de ruptura es relativamente lento, ya que el espacio entre electrodos tiene que ser atravesado muchas veces a la velocidad de arrastre de los electrones. Como ($V_A - V_R$) se incrementa. Entonces el crecimiento de las avalanchas es rápido y la ruptura sucede en un tiempo corto. Para sobretensiones más altas la ruptura sucede en una sola avalancha.

Para este orden de magnitud de sobretensión existe una considerable ionización en el cuerpo del gas y se forman muchas avalanchas secundarias. Habrá una transición desde el mecanismo de ruptura por avalanchas al mecanismo del líder cuando el campo resultante de la separación de cargas es del mismo orden en magnitud que el de la tensión aplicada.

Ruptura por líder del campo inicialmente uniforme.- un líder positivo se forma cuando una de las avalanchas alcanza al conductor más positivo y parte de la carga negativa se drena. Como esto lleva a un incremento en el campo a lo largo de los bordes y en la punta de la avalancha; esta avalancha atrae electrones de las avalanchas adyacentes, lo que conduce a la información de un líder que se propaga aleatoriamente a través del gas mediante incipientes avalanchas que se han formado por fotoionización.

Cuando el líder se aproxima al conductor más negativo, el esfuerzo entre él y el conductor se incrementa enormemente y se forma un punto caliente en el conductor más negativo debido al intenso bombardeo de iones. Esto lleva a una emisión secundaria y al salto final de la avalancha de electrones desde el conductor más negativo, a la punta del líder seguido por una onda de corriente, desde el conductor más negativo para neutralizar la carga especial positiva en el líder, esto conduce a una descarga auto sostenida limitada solo por el circuito externo y la forma de la tensión aplicada.

Se puede formar un líder negativo cuando se inicia una avalancha primaria en el conductor más negativo. Se emiten electrones desde el conductor más negativo (debido al bombardeo de iones y fotones) y se inician avalanchas que se propagan hacia la avalancha primaria

permitiendo que se neutralice las cargas especiales en la avalancha primaria por los electrones que se han emitido desde el conductor más negativo.

Como este lleva a un incremento del campo en los bordes de la avalancha primaria y al detenerse esta los electrones se pueden propagar desde la avalancha primaria a las adyacentes. Esto conduce a la formación de un líder que se propaga aleatoriamente a través del gas mediante avalanchas incipientes que se han formado por fotoionización. Como el líder negativo se propaga hacia el conductor más positivo, el esfuerzo en el conductor más positivo se incrementa hasta alcanzar un nivel al que se pueden formar líderes positivos.

Uno o más líderes positivos se propagan desde el conductor más positivo hacia el espacio entre electrodos. El puenteo se hará cuando se forme un canal de descarga entre los líderes positivo y negativo que lleva a dos ondas corriente que se propagan en direcciones opuestas a lo largo del canal conductor desde la unión de los líderes a los conductores. Se pueden originar entonces un incremento de la corriente que forma una descarga auto sostenida.

Para este orden de magnitud de sobretensión existe una considerable fotoionización en el cuerpo del gas. Esto causa que se formen muchas avalanchas secundarias. Estas interactúan entre si y luego habrá una transición desde el mecanismo de ruptura por avalancha al mecanismo del líder cuando el campo resultante de la separación de cargas es del mismo orden en magnitud que el de la tensión aplicada.

Efectos del conductor de las impurezas.- En la práctica cualquier gas utilizado está contaminando con pequeñas cantidades de otros gases, vapores y polvos. La presencia de impurezas en el gas puede incrementar o disminuir la tensión de ruptura dependiente de sus potenciales de ionización, sus secciones transversales para las colisiones con electrones y su relativa electronegatividad respecto al aislante. La presencia de polvo tiende a reducir la tensión de ruptura ya que actúa como una barrera hacia la avalancha de electrones.

Las puntas y protuberancias provocan altos campos eléctricos locales y descarga por efecto corona, que inyectan cargas dentro del espacio entre electrodos. El efecto corona consiste en la ionización del aire en forma de halo alrededor de la línea haciendo del aire un conductor, esto representa pérdidas de energía en el conductor. Si esta inyección de carga no lleva a la ruptura, se establece un campo por carga especial que en algunos casos la inhibe.

Tensiona de aguante del aislamiento externo por efecto meteorológico.- La tensión de aguante y las tensiones críticas de flameo del aislamiento externo (autorrecuperable) se ven afectadas por la densidad del aire circundante y por su contenido de humedad. Dichas tensiones decrecen con la reducción de la presión atmosférica al aumentar la altitud con el aumento de la temperatura, pero crecen con el incremento de la humedad hasta antes que se condense sobre la superficie de un aislador.

$$TCF = \frac{NBAI}{[(0.961)(\delta)]} \quad (2.15)$$

Las formulas o corrección para calcular estas variaciones se dan en la publicación IEC-06-1. Sin embargo, para propósitos de coordinación de aislamiento, donde normalmente solo se

conoce la altitud del sitio de la instalación y por otra parte, dada la complejidad de las variaciones de las tensiones mencionadas con las condiciones atmosféricas y el valor de la distancia en aire entre electrodos, el cual es desconocido en la etapa de diseño o especificación.

$$\text{Distancia de fase a tierra} = \frac{TCF}{550} \quad (2.16)$$

Para distancias en aire y para aisladores limpios la corrección por condiciones atmosféricas debe realizarse en las tensiones de aguante de impulso por rayo e impulso por maniobra para coordinación. Para aisladores que por sus condiciones de operación requieren una prueba de contaminación, también es necesaria una corrección de la tensión de aguante de corta o larga duración de frecuencia del sistema.

Para la determinación de la corrección atmosférica puede suponerse que los efectos de la temperatura y de la humedad tienden a cancelarse entre sí, excepto para casos especiales. En consecuencia para propósitos de coordinación de aislamiento, solamente la presión atmosférica promedio correspondiente a la altitud del sitio de instalación necesita ser considerado plenamente para una buena coordinación de aislamiento.

Corrección de la presión atmosférica por altitud.- La dependencia de la presión atmosférica promedio con la altitud se calcula como se indica en la norma IEC-72-2-3 con la relación:

$$\frac{b_0}{b} = e^{\frac{H}{8150}}$$

Dónde: (2.17)

b_0 = presión atmosférica de referencia normalizada (101.3KPa)

b = presión atmosférica en KPa

H = altitud en m

La corrección de las tensiones de aguante de impulso por rayo para coordinación es parte importante para tener un buen sistema de aislamiento, la tensión de aguante requerida de impulso por rayo se obtiene con la relación siguiente:

$$U_{re} = U_c \frac{b_0}{b}$$

Dónde: (2.18)

U_{re} = tensión de aguante requerida

U_c = tensión de aguante de coordinación

Tensión nominal del sistema Vn Kv (eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo Vd-Kv (eficaz)	Tensión de aguante nominal a 60hz de fase a tierra Kv (eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de ase a tierra Kv (eficaz)
4.4	5.5	19	45-75
6.9	7.2	20	40-60
13.8	15.5	35	75-110
23	27	50-60	95-150
34.5	38	70	125-200
44	52	95	250
69	72.5	140	325-350
85-115	123	185-230	450-550
138	145	230-275	550-650
150-161	170	275-325	650-750
230	245	360-460	850-1050

Tabla 2.7 Nivel de aislamiento normalizado para equipos de categoría I (hasta 245 kV)

Tensión nominal del sistema Vn kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo (Vd) kV	Tensión de aguante nominal de impulso por maniobra (NBAM)		Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra kV (cresta)
		Fase a tierra kV (cresta)	Fase a fase (relación al valor de la cresta de fase a tierra)	
400	420	850-1050	1.50	1050-1425

Tabla 2.8 Nivel de aislamiento normalizado en equipos de categoría II (arriba de 245 kV)

La tensión de aguante requerida para impulso por maniobra se calcula con la relación siguiente:

$$U_{re} = U_c(b_o/b)^m \quad (2.19)$$

El exponente “m” depende de varios parámetros incluyendo la trayectoria mínima de descarga, la cual es desconocida en la etapa de especificación, sin embargo, para propósitos de coordinación de aislamiento se pueden usar las estimaciones conservadoras de “m” mostradas en la figura

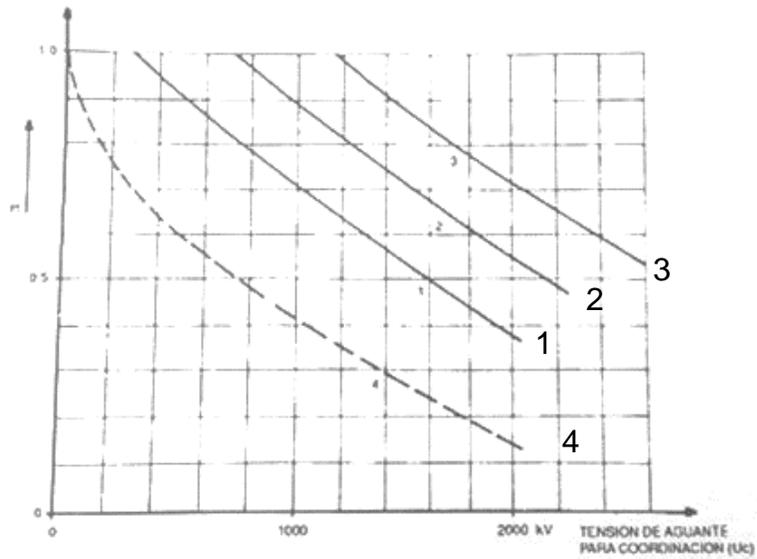


Fig. 2.10 *Tabla de relación entre la tensión de aguante y el tiempo.*

- 1- Aislamiento de fase a tierra
- 2- Aislamiento longitudinal
- 3- Aislamiento de fase a fase
- 4- Distancia entre punta-plano

Relación entre aislamiento interno y externo.- Para aislamiento interno se acepta que las condiciones atmosféricas del aire no influyan en sus propiedades aislantes. Para altitudes hasta 1000m.s.n.m el factor de corrección atmosférica $(bo/b)^m$ multiplicando por el factor de seguridad para aislamiento externo (1.02) será menor que o igual al factor de seguridad para el aislamiento interno (1.15). Por lo tanto, para equipos normalizados que poseen aislamiento interno y externo. La corrección deberá ser a una altitud de 1000 m.s.n.m para obtener una sola tensión de aguante.

Para altitudes mayores a los 1000 m.s.n.m. es recomendable conservar el concepto de mantener los mismos valores de tensiones de aguante nominales para el aislamiento interno y externo, y solamente en aquellos casos que por razones económicas no se justifique podrán tener valores nominales diferentes. Para equipo normalizado se recomienda la selección la lista de valores normalizados donde el resultado del cálculo se puede comparar con lo normalizado.

Efectos Ambientales.- para el caso de los aislamientos externos, estos se ven afectados por la contaminación durante la operación normal del equipo a la frecuencia del sistema y este

parámetro influye desde el punto de vista de diseño de la distancia de fuga de aislamiento. En la presencia de ambientes contaminación ocurre el fenómeno de llameo (descarga disruptiva) en el aislamiento externo, bajo la tensión máxima del sistema a la frecuencia industrial y esto se hace más crítico en la presencia de llovizna, rocío, niebla y nieve.

Estas condiciones se hacen más severas cuando las capas de contaminantes se encuentran totalmente húmedas sin un lavado significativo, la corriente de fuga fluye a través de la capa contaminante, formando bandas secas, disminuyendo la tensión de aguante debido a que el aislamiento presenta descargas parciales, esto suele ser un riesgo para el personal que está en campo por que la corriente de fuga puede hacer un corto a tierra.

Como consecuencias aparece a través de la porción húmeda del aislamiento un esfuerzo de tensión más elevado, originando bandas secas adicionales e incrementando la actividad de las descargas hasta que ocurre la ruptura dieléctrica del aislamiento (llameo). En las instalaciones eléctricas que se tienen en el sistema se presentan básicamente tres tipos de contaminación, dependiendo de su origen específico en las diferentes regiones, siendo estas:

1. Salina
2. Industrial
3. Desértica

En base a experiencias en servicio y a pruebas de laboratorio en condiciones de contaminación natural y artificial, se tienen métodos para seleccionar aisladores que tengan un comportamiento satisfactorio bajo condiciones de contaminación, los cuales se presentan en la guía de aplicación de la coordinación de aislamiento en la tabla se presenta una clasificación de los niveles de contaminación en base a características ambientales en los sitios.

NIVEL DE CONTAMINACIÓN	EJEMPLOS AMBIENTALES TÍPICOS
1.- Ligera	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción • Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a vientos y lluvias • Áreas agrícolas • Áreas montañosas
2.- Media	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas con industria que no producen humo particularmente contaminante • Áreas con alta densidad de casas

	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas expuestas a vientos del mar pero no demasiado cerca de la costa
3.- Alta	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de calefactores que producen contaminación • Áreas cercanas al mar
4.- Muy alta	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas de extensión moderadas sujetas a polvos conductivos • Muy cerca de la costa y expuesta a brisa del mar • Áreas desérticas características por grandes periodos sin lluvia que llevan arena y sal y sujetas a condensación regular

Tabla 2.9 *Tabla de niveles de contaminación.*

Otro método de cálculo de la distancia de fuga, que tiende a sustituir el primer método y consiste en clasificar a cada zona de contaminación de acuerdo al grado de severidad en relación a un factor de distancia de fuga mínima específica tal como se muestra en la tabla

NIVEL DE CONTAMINACIÓN	FACTOR DE DISTANCIA DE FUGA MINIMA ESPECIFICA “Kfe” en mm/kV FASE A FASE
Ligera	16
Media	20
Alta	25
Muy alta	31

Tabla 2.10 Factor de distancia de fuga mínima específica.

Tabla relación entre nivel de contaminación y el factor de distancia de fuga mínima específica

La expresión que relaciona la distancia de fuga (df) en mm se obtiene multiplicando el factor de distancia de fuga mínima específica (Kfe) en *mm/kV* por la tensión máxima de diseño de fase a fase del equipo en kV por el factor de corrección debido al diámetro en p.u. siendo:

$$df = Kfe \cdot Vd \cdot Kd \quad (2.20)$$

El factor de corrección por diámetro del aislador influye para el caso de los aisladores tipo poste y para los que se utilizan en transformadores de potencia y de corriente. Dependiendo del diámetro promedio del aislador, la distancia de fuga se incrementa por un factor “Kd” como se indica en la tabla

DIÁMETRO PROMEDIO DEL AISLADOR “DM” EN MM	FACTOR DE CORRECCIÓN POR DIÁMETRO “KD” EN P.U
$Dm < 300$	1.0
$300 \leq Dm \leq 500$	1.1
$Dm \leq 500$	1.2

Tabla 2.11 – Factor de corrección por diámetro del aislador.

2.4 Indicadores DEVO

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

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

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

Tabla 2.12– Estándar de calidad al cliente.

CALIDAD HACIA LA EMPRESA	
IC	Índice de cobranza

P	Perdidas de energía
CUE	Costo unitario de explotación por usuario

Tabla 2.13 – *Estándar de calidad hacia el cliente*

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

Tabla 2.14 – *Estándar de calidad hacia el trabajador*

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

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

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

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

$$DEMUA = DLi \cdot UAi$$

$$UAi = \text{Usuarios afectado} \quad (2.21)$$

DLi = duración de la interrupción en minutos

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

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

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

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

Quedan excluidas las interrupciones que se originan en las áreas de distribución de baja tensión y en las acometidas del servicio a los usuarios, para efectos de evaluación de resultados de la gestión, se tomara en cuenta exclusivamente el valor del TIU sin eventos. Sin embargo, también se deberá reportar el valor total del TIU con eventos. Estos eventos son las interrupciones que son excluidas o consideradas externas a la operación y mantenimiento de la empresa.

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

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

TIU = Tiempo de Interrupción por Usuario (2.22)

UT = Usuarios Totales de la zona

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

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

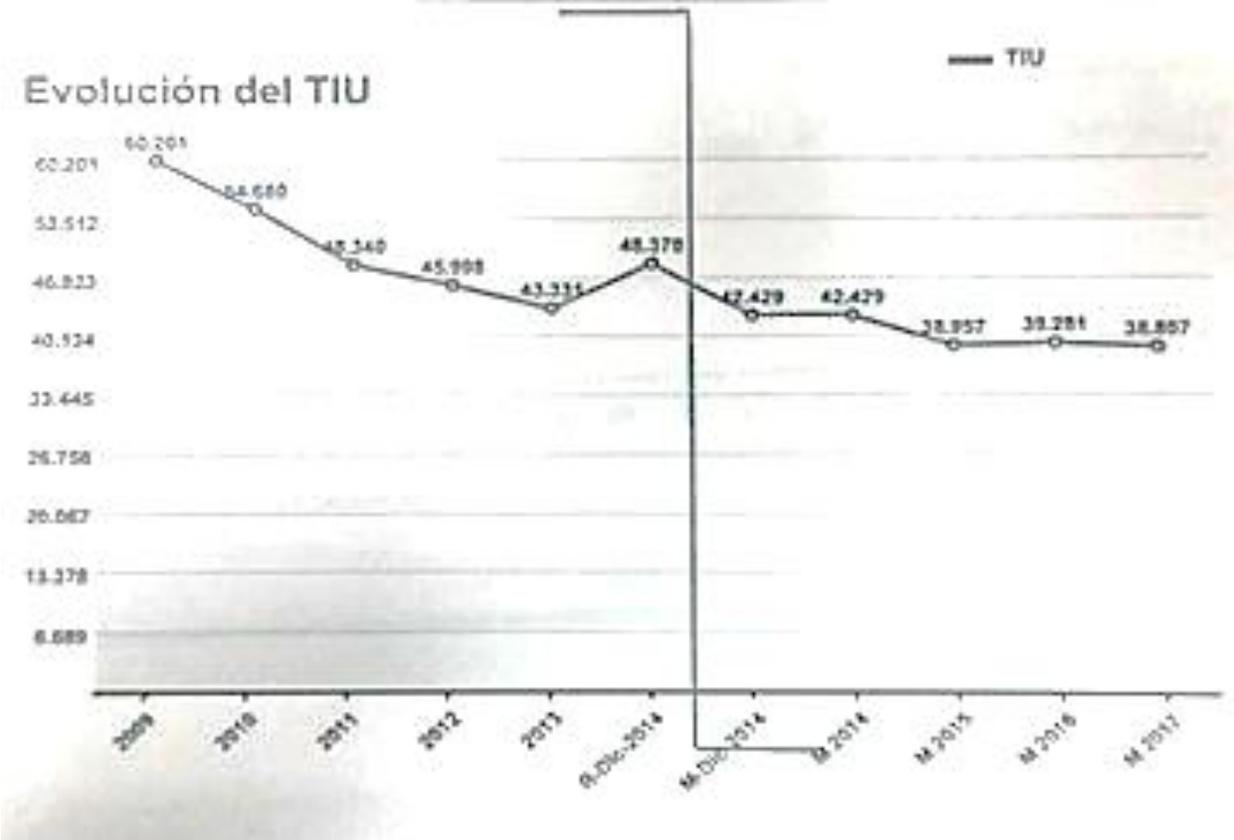


Fig. 2.11 – Evolución del TIU.

En la gráfica se muestra la evolución del indicador TIU (Tiempo de Interrupción por Usuarios) desde el año 2009 hasta lo planeado en el año 2017 donde con los históricos se mantiene la tendencia con años pasados y se calcula la meta del año 2017, el índice ha bajado gracias a coordinaciones de aislamientos y protecciones, también la transición a equipos automatizados en lugares de difícil acceso y así seccionar y recuperar carga más rápido y disminuir el TIU.

2.5 Costo por interrupción

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

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

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

Ubicación urbana	Consumo en kW/h	Ubicación Rural	Consumo en kW/h
San Cristóbal	5	Chamula	2
Comitán	3.8	Acala	2.5
Ocosingo	3.2	Zinacantán	1.5

Tabla 2.15 – Consumo de las localidades urbanas y rurales más importantes de la zona.

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

$$Costo_{interrupción} = (kWH_{consumidos} \cdot Precio_{kWH}) \times demua \quad (2.23)$$

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

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

Así mismo las multas y compensaciones son algunas de las pérdidas cuantificables para la empresa, estas multas se deben a que en algunos circuitos hay usuarios importantes o usuarios conectados a la red de media tensión. Estos usuarios son fábricas, hospitales y prestadores de servicio. Estos usuarios tienen convenios en donde la empresa (CFE) deberá pagar sus pérdidas el tiempo que se interrumpe su servicio de energía eléctrica.

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

2.6 Equipos de protección y seccionamiento

El desgaste, la suciedad aumentan la resistencia de contacto, y este efecto es negativo, produce mayor calentamiento de los contactos, y recordando que los conductores aumentan su resistividad con la temperatura se comprende la necesidad no exponer estos elementos a condiciones de instalación muy desfavorables.

Interruptor.- Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico. Si la operación se efectúa sin carga (corriente), el interruptor recibe el nombre de desconectador o cuchilla desconectadora. Si la operación de apertura o de cierre la efectúa con carga (corriente nominal), o con corriente de corto circuito (en caso de alguna perturbación), el interruptor recibe el nombre de disyuntor o interruptor de potencia.

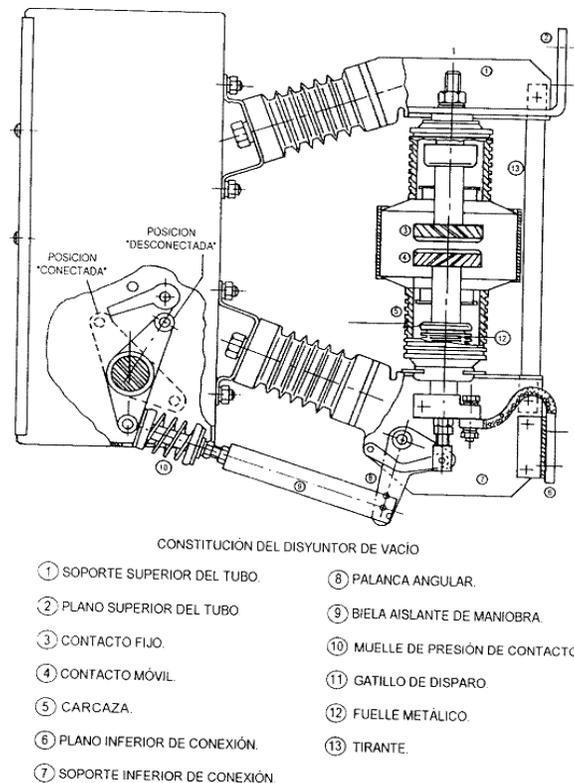


Fig. 2.12 – Sección transversal de un interruptor en vacío.

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

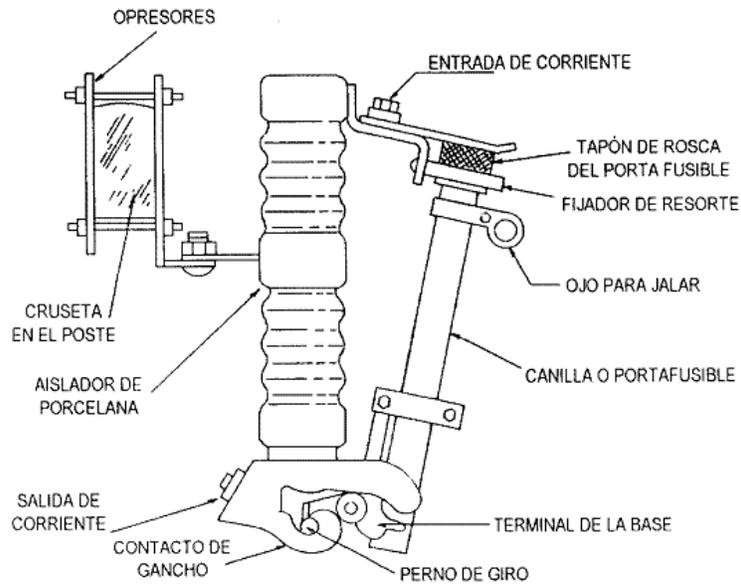


Fig. 2.13 – Fusible tipo C.

Cuchilla.- Tipo de interruptor que consiste en una, o más, cuchillas articuladas de cobre que se inserta entre dos presillas de contacto. También llamado interruptor de palanca.



Fig. 2.14 – Cuchilla desconectadora monopolar.

Seccionalizador.- Dispositivo de protección que aísla una sección de una línea de distribución donde ocurre una falla. Este es normalmente utilizado en conjunto con un reconector ya que no tiene la capacidad de aislar la falla por sí solo.



Fig. 2.15 – *Seccionalizador tripolar.*

Restaurador.- Equipo autocontrolado, cuya característica principal es la de interrumpir sobrecorrientes de régimen transitorio y permanente, utilizando recierres rápidos y lentos de acuerdo con las curvas de tiempo-corriente definidas en el relevador, con la finalidad de llevar a cabo una coordinación adecuada con otros dispositivos ubicados en el mismo circuito aéreo. Este un equipo que puede ser Telecontrolado por medio de un radio de frecuencia, GPRS y fibra óptica, gracias al relevador con el que cuenta que es capaz de añadirle cualquier equipo de comunicación para poder ser controlado remotamente.



Fig. 2.16 – *Restaurador telecontrolado.*

2.7 Tipos de aislamientos

El voltaje hace que la electricidad fluya a lo largo de los conductores, mientras que el aislamiento instalado ejerce una resistencia al paso de corriente. Al aplicar la ley de Ohm conductor, tendremos que a menor resistencia del conductor, se tendrá más corriente con el mismo voltaje. Es importante tener presente que ningún aislamiento es perfecto, de modo que cierta cantidad de electricidad fluye a lo largo del aislamiento a través de la tierra.

Esta corriente puede ser de millonésimas de amperios, pero se debe medir con un buen instrumento de prueba de aislamiento, como el megóhmetro, popularmente conocido como megger. Un buen aislamiento es el que no se deteriora al aumentar el voltaje y por ende, la corriente, obteniéndose una resistencia alta, la cual se debe mantener en el tiempo. Esto se visualiza al realizar mediciones periódicas y estudiando la tendencia que provoca que un aislamiento se deteriore.

Las propiedades eléctricas y el comportamiento de los aisladores no cerámicos dependen principalmente de sus propiedades superficiales y de los cambios de estas propiedades debidos a la exposición a la intemperie. Asimismo, dicho comportamiento depende también de un diseño adecuado al reducir el número de riesgos en donde se pueden presentar arcos y donde puede ocurrir una degradación acelerada del material.

Los aisladores son los elementos encargados de sostener los conductores en las estructuras bajo condiciones de viento y contaminación ambiental, a la vez como su nombre lo indica aísla el conductor de las estructuras y evitan el efecto corona, los aisladores en su mayoría son fabricados en porcelana, ya que brinda gran resistencia a las condiciones ambientales por no ser un material poroso lo que limita la absorción de agua.

El envejecimiento y la vida esperada de los aisladores dependen de varios factores, muchos de los cuales están asociados con la exposición a la intemperie, mientras que otros están relacionados con las condiciones de operación. Aunque el exponerse a los elementos naturales ha demostrado que envejece los materiales, existe una gran experiencia que sugiere que la vida del aislador está más relacionada con diseños de pobre desempeño y un mal control de calidad durante el proceso de fabricación.

Materiales de los aisladores.- Históricamente se han utilizado distintos materiales, porcelana, vidrio, y actualmente materiales compuestos, y la evolución ha ocurrido en la búsqueda de mejores características y reducción de costos. La porcelana es una pasta de arcilla, caolín, cuarzo o alúmina se le da forma, y por horneado se obtiene una cerámica de uso eléctrico. El material es particularmente resistente a compresión por lo que se han desarrollado especialmente diseños que tienden a solicitarlo de esa manera.

El vidrio es cristal templado que cumple la misma función de la porcelana, se trabaja por moldeado colándolo, debiendo ser en general de menos costo. Se puede afirmar que en general la calidad de la porcelana puede ser más controlada que la del vidrio, esta situación es evidenciada por una menor dispersión de los resultados de los ensayos de rotura. Ya que el vidrio se dispersa y puede ser peligroso.

Materiales compuestos como fibras de vidrio y resina en el núcleo, y distintas gomas en la parte externa, con formas adecuadas, han introducido en los años más recientes la tecnología del aislador compuesto. Estas modernas soluciones con ciertas formas y usos ponen en evidencia sus ventajas sobre porcelana y vidrio. Los materiales sintéticos son a precios bajos y con mayor facilidad de montaje.

Tipos de aisladores.- Aislador de Suspensión: Este tipo de aislador o llamado también tipo disco es el más empleado en redes de transmisión de energía eléctrica, se utilizan cadenas de aisladores para suspender el conductor, el número de elementos aisladores que debe tener la cadena se determina por la tensión de servicio en la línea de transporte de energía. Así, en las líneas a 115 kV, las cadenas suelen tener 6 ó 7 elementos.

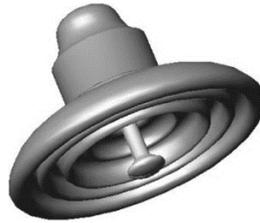


Fig. 2.17 – *Aislador de suspensión.*

Aislador tipo Tensor: El aislador tipo tensor es utilizado para suspender los conductores en redes de transmisión aéreas en las que existe un ángulo de giro mayor a 30° o en los extremos de la línea, razón por la cual deben soportar esfuerzos mecánicos elevados, existen aisladores tipo tensor de 3 1/2", 4 1/4", 5 1/2", 6 3/4". El esfuerzo mecánico es la principal característica de este aislante haciéndolo más eficiente en baja tensión.



Fig. 2.18 – *Aislador tipo tensor.*

Aislador tipo Pin: El aislador tipo pin es empleado en redes eléctricas de distribución, en estructuras en las cuales van crucetas, este, es empleado para sostener el conductor. Existen aisladores de pin sencillos y dobles y es seleccionado según el nivel de tensión al cual va a trabajar, para 7.2 kV, 13.2kV, 15 kV se emplea pin sencillo y para 23 kV y 34.5 kV se emplea pin doble.



Fig. 2.19 – *Aislador tipo pin.*

Aislador tipo Carrete: El aislador tipo carrete se emplea en redes aéreas de distribución de energía eléctrica, en las estructuras que no llevan crucetas para sostener el conductor, el aislador es ubicado en perchas, estas pueden ser de uno, dos, tres, cuatro y cinco puestos según la cantidad de líneas. Por lo regular este tipo de aislamiento se conoce como carrete H y se utiliza mayormente en líneas de baja tensión así como para el neutro corrido en líneas de media tensión.



Fig. 2.20 – *Aislador tipo carrete o tipo H.*

En las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica, el aislamiento eléctrico es realizado principalmente por dos elementos el aire y los aisladores los cuales son fabricados en diferentes materiales como porcelana, vidrio y resina epoxica. El aire es elemento más empleado en las Redes Eléctricas para aislamiento, la rigidez dieléctrica del aire se puede ver afectada por la contaminación del ambiente, la altura sobre el nivel de mar y la densidad del aire.

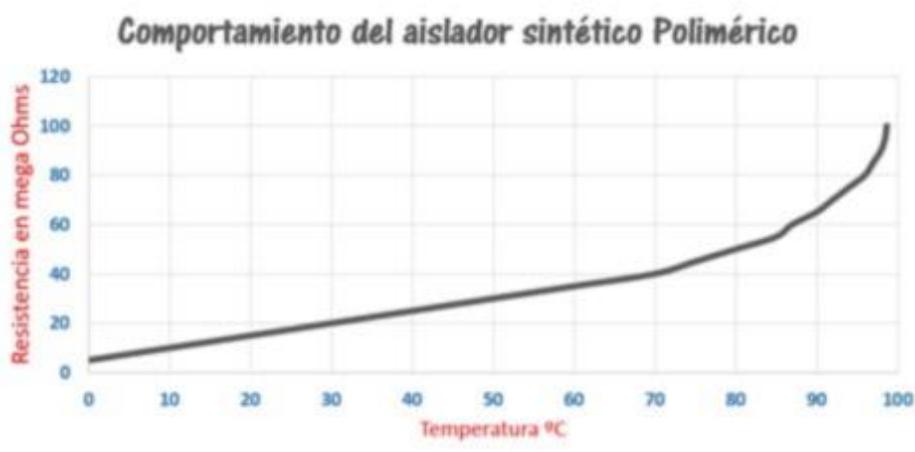


Fig. 2.21 – *grafica de operación del aislador polimérico.*

El mercado de materiales aislantes cada vez innova con nuevas propuestas, gracias a esto se han encontrado materiales con características diferentes al resto como el aislador polimérico,

que entre mayor es su temperatura mayor es su resistencia, estos serán implementados en líneas de subtransmisión y transmisión, ahora las pérdidas en calor serán utilizadas para la eficiencia de las redes.

3. Desarrollo

3.1 Análisis de interrupciones

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

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

Para esta coordinación se tomó un registro histórico desde el 1 de enero del 2015 hasta el 15 de octubre del 2016. Estos resultados nos ayudan a entender los circuitos críticos de la zona, por factibilidad y sugerencia se toma el área san Cristóbal para realizar la coordinación y empezar por los registros históricos. El primer criterio es el circuito que aporte más TIU en el área san Cristóbal.

SUBESTACION	CIRCUITO	TIU
<i>CRI</i>	04060	2.171244
<i>CHE</i>	04032	2.159626
<i>CIL</i>	04012	2.11059
<i>CRI</i>	04040	1.416405
<i>SCO</i>	04040	1.28369
<i>CRI</i>	04030	1.239536
<i>SCO</i>	04030	0.925481
<i>CRI</i>	04050	0.676719
<i>TEP</i>	04022	0.575742
<i>CRI</i>	05010	0.559073
<i>CRI</i>	05020	0.455435
<i>SCO</i>	04010	0.430642
<i>TEP</i>	04012	0.280369
<i>SCO</i>	04020	0.207961

CHE	04022	0.182523
CHE	04012	0.021213
CRI	04010	0.000279

Tabla 3.1 Valores de TIU por circuito del 01/01/15 al 15/09/16

En la tabla 3.1 Podemos observar que el circuito por TIU mas critico es el CRI-4060, este circuito tiene una característica diferente a los demás ya que la mitad del circuito es urbano y la otra mitad es rural. El siguiente circuito es el CHE-4032 y el CIL-4012 que tienen un valor mayor a los dos minutos pero la mayoría del TIU es por vandalismo ya que son zonas conflictivas y se puede descargar y no afectar al indicador.

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

SUBESTACION	CIRCUITO	NI
CRI	04030	46
CRI	04060	43
CRI	04050	30
CRI	05010	26
CHE	04032	25
SCO	04010	24
CRI	04040	23
SCO	04030	23
SCO	04040	23
TEP	04022	13
TEP	04012	10
CRI	05020	9
SCO	04020	9
CIL	04012	6
CHE	04022	4
CHE	04012	1
CRI	04010	1

4.

Tabla 3.2 Número de interrupciones por circuito del 01/01/15 al 15/09/16

En el análisis resultante el circuito con más interrupciones es el CRI-4030 este circuito es el de la zona norte de san Cristóbal y es completamente urbano lo que hace ponerle mucha atención, el según circuito es el CRI-4060 que es el circuito más crítico en TIU y el tercero es el circuito CRI-4050 que también es completamente urbano, estos circuitos son de la misma subestación.

Con estos dos criterios podemos saber que el circuito más crítico del área san Cristóbal es el CRI-4060. Es el circuito que más TIU aporta y el segundo circuito con más interrupciones así que la coordinación de aislamientos y protecciones serán con este circuito, ahora se debe analizar las causas de interrupciones.

Causa	NI
<i>libranza programada</i>	20
<i>aislador flameado</i>	6
<i>falso contacto</i>	4
<i>descarga atmosférica</i>	3
<i>rama sobre línea</i>	2
<i>choque o golpe</i>	2
<i>vientos fuertes</i>	1
<i>objetos extraños sobre línea</i>	1
<i>aislador roto</i>	1
<i>árbol sobre línea</i>	1
<i>objeto ajeno sobre línea</i>	1
<i>vandalismo</i>	1

Tabla 3.3 Causas de las interrupciones del CRI-4060

La libranza programada es descargada por ser causa externa y no afecta en el TIU pero la segunda causa que es aislador flameado si afecta en el TIU ya que es causa de una mala coordinación de aislamientos o de descargas atmosféricas no drenadas por el sistema de tierra. Así que impacta en los indicadores. Todas las demás causas aportan tiempo al indicador siempre y cuando no se demuestre que la causa fue externa de la interrupción.

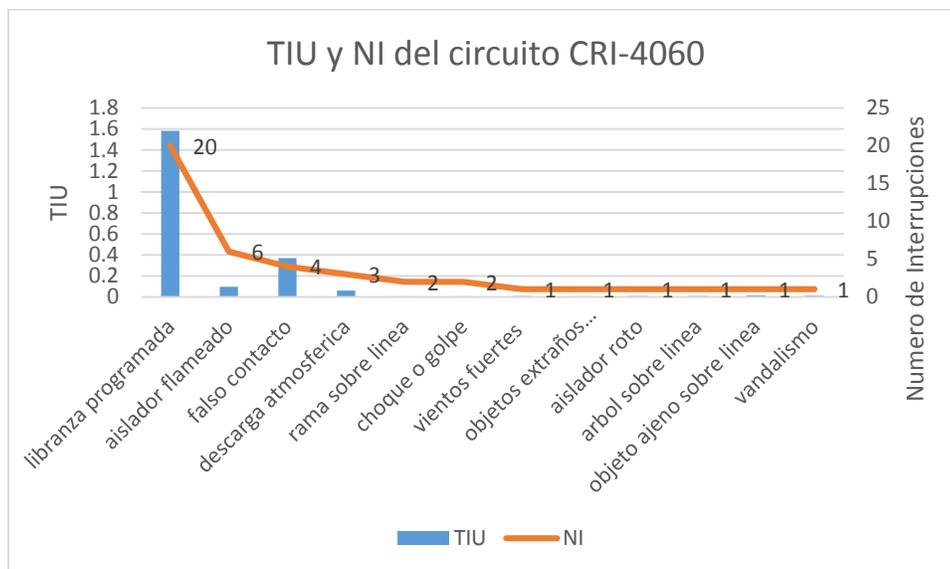


Fig. 3.1 Comparativo entre TIU y NI del circuito CRI-4060

Analizando la gráfica observamos que la causa que más aporta TIU no descargable es la de aislador flameado, el siguiente es falso contacto y la tercera descarga atmosférica, las primeras tres causas se pueden evitar con la coordinación de aislamientos. Otras causas que aportan más de 0.1 de TIU son rama sobre línea y choque o golpe, estas se pueden evitar con un seccionamiento rápido o con equipos de protección calibrados y esto se logra con la coordinación de protecciones.

Las interrupciones que aportan un TIU de más de 0.1 son en ramales donde los fusibles no protegieron los subramales y pasaron a los ramales, ya que al ser rural deberían de aportar menos de 0.1 de TIU ya que los usuarios son menos en las zonas rurales. Así que en conclusión este circuito es óptimo para realizar la coordinación de aislamientos y protecciones para disminución del TIU.

3.2 Coordinación de aislamientos

La coordinación de aislamiento tiene por objetivo la selección de la tensión soportada normalizada de los equipos teniendo en cuenta las sobretensiones que pueden aparecer, así como los medios de protección que se pueden instalar y las condiciones ambientales de la zona, para obtener un riesgo de fallo aceptable. Como primer parte de la coordinación de aislamientos se ubica el circuito en el software propio de la Comisión Federal de Electricidad SISNAE-GEO, como se muestra en la figura 3.2.



Fig. 3.2 – Visualización del circuito CRI-4060 en el software SISNAE-GEO.

Como segunda parte, se realiza una investigación del nivel isocerámico a nivel nacional y a nivel estado, para saber el número promedio de días al cabo del año en los que hay tormenta. Se considera día con tormenta a aquel en el que al menos se oye un trueno. Para esto se crean mapas útiles como referencia sobre la probabilidad de caída de rayos, se acude al trazado de

líneas isoceránico, que son aquellas que delimitan áreas territoriales con un mismo nivel cerámico como se muestra en las figuras 3.3 y 3.4.

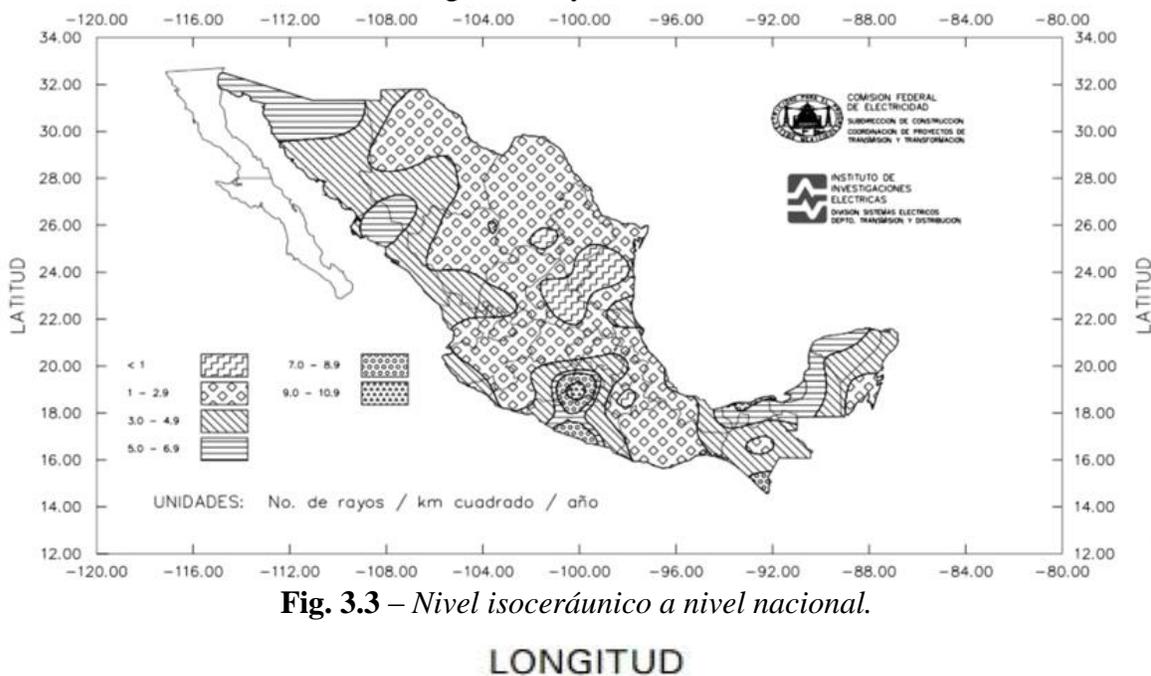


Fig. 3.3 – Nivel isoceránico a nivel nacional.

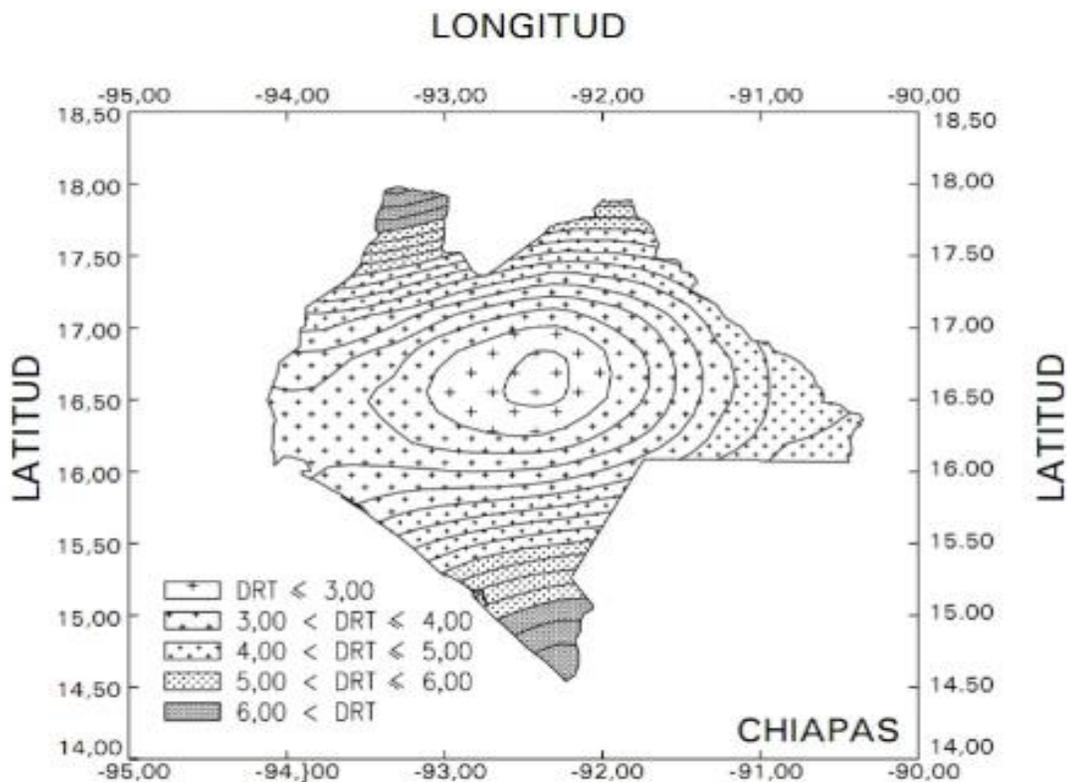


Fig. 3.4 – Nivel isoceránico en el estado de Chiapas.

Tomando el nivel isoceránico y los datos del nivel de contaminación de la tabla 2.9 se realizan los cálculos respectivos para conocer la tensión crítica de flameo y la distancia de fase a tierra.

$$TCF = \frac{110}{(0.961)(0.9788)}$$

$$TCF = 115.85$$

$$D = \frac{115.85}{550}$$

$$D = 0.210 \text{ M}$$

$$\therefore D = 210 \text{ MM}$$

Se considera un 5% adicional por los herrajes.

$$D = 1.05 * 210 \text{ MM}$$

$$D = 220.05 \text{ MM}$$

En base a la tabla de contaminación en el ambiente, el circuito CRI-4060 no se encuentra a una distancia cerca de la costa; por lo que el nivel de contaminación es ligera y se toma una distancia de fuga de 2.5 cm/Kv fase a neutro.

Para un voltaje nominal de 13.8 kV entre fases, la tensión máxima de diseño entre fases es de 15.5kV al neutro.

$$\text{Voltaje de fase a tierra} = \frac{15.5 \text{ kV}}{1.73}$$

$$\text{Voltaje de fase a tierra} = 8.95 \text{ kV}$$

$$\text{Distancia de fuga} = 31.32 \text{ cm}$$

$$\therefore \text{Distancia de fuga} = 313.2 \text{ mm}$$

Cálculo de aislador de remate

Para calcular el número de aisladores de remate que tendrá la estructura en base a distancia de fuga se emplea el valor de la distancia mínima de fuga en el aislador CT-4 marca IUSA.

$$\text{No de aisladores} = \frac{313.2 \text{ mm}}{178}$$

$$\text{No de aisladores} = 1.7$$

Para corroborar el cálculo en el número de aisladores, se utiliza un segundo cálculo en base a la distancia de fase a tierra.

$$\text{No de aisladores} = \frac{220.05 \text{ mm}}{178}$$

$$\text{No de aisladores} = 1.23$$

De lo anterior se determina que es necesario por lo menos 2 piezas de aislador CT-4 16SVH044 para proteger la sobretensión de fuga. Por lo que se deberá inspeccionar el circuito en ese tramo para asegurarse que esté operando en óptimas condiciones.

Cálculo de aislador de paso

Para calcular el número de aisladores de paso que tendrá la estructura en base a distancia de fuga se emplea el valor de la distancia mínima de fuga en el aislador P-2025 13PDPG1 marca IUSA.

$$No\ de\ aisladores = \frac{313.2\ mm}{300}$$

$$No\ de\ aisladores = 1.04$$

De lo anterior se determina que es necesario una pieza de aislador de paso 13PDG1 para proteger la tensión de fuga marca IUSA, por lo que se deberá inspeccionar el circuito en sus diversos tramos para asegurar una condición óptima de trabajo.

La coordinación de protecciones es el procedimiento para crear una operación óptima y coordinada de los equipos eléctricos en las líneas de media tensión, para este procedimiento se requiere calcular las corrientes de corto circuito en las diferentes protecciones a lo largo de la línea, una coordinación de protecciones no solo protege a los equipos eléctricos instalados, también facilita restablecer el potencial de energía de manera más rápida y eficiente.

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

Para el cálculo de corto circuito del circuito CRI-4060 se necesita encontrar los ramales críticos, actualizar el diagrama unifilar, y los datos de los relevadores instalados. También CFE nos proporcionó los software ASPEN y SIMSEDIS para realizar el cálculo de una manera correcta y aplicada a sus normas de diseño en las líneas de distribución. Teniendo todos estos componentes se procede a dibujar el diagrama unifilar del circuito que se trabaja.

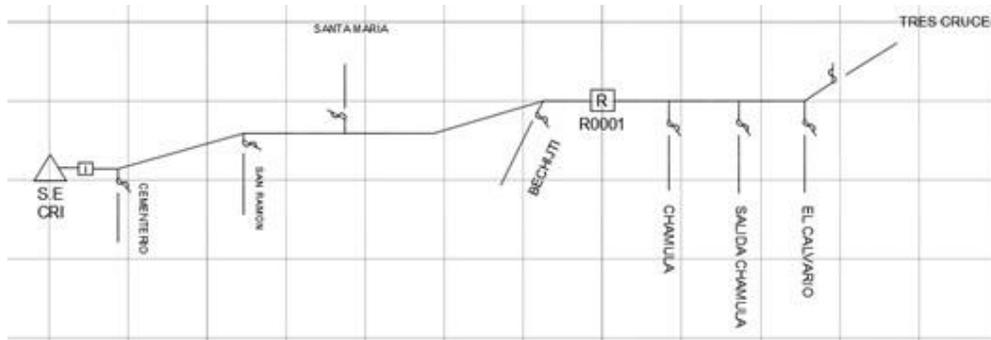


Fig. 3.5 – Diagrama unifilar del circuito CRI-4060.

Teniendo el diagrama unifilar de los ramales críticos se empieza a calcular las impedancias de cada protección. Se utiliza el software SIMSEDIS para realizar la simulación de los tramos entre protección y protección para obtener la secuencia cero y secuencia positiva del tramo. Esto hace tener valores reales y apegados para una coordinación de protecciones y las corrientes de corto circuito sean con un margen pequeño de error.

Se empieza dibujando el generador y el bus de alimentación del circuito, donde se tienen que poner las equivalencias de thevenin y el valor nominal del bus principal, en este caso, el circuito es alimentado por un bus de 13.8kV. La secuencia cero y secuencia positiva o equivalentes de thevenin son agregadas al alimentador del bus. Estos datos CFE nos lo proporciono.

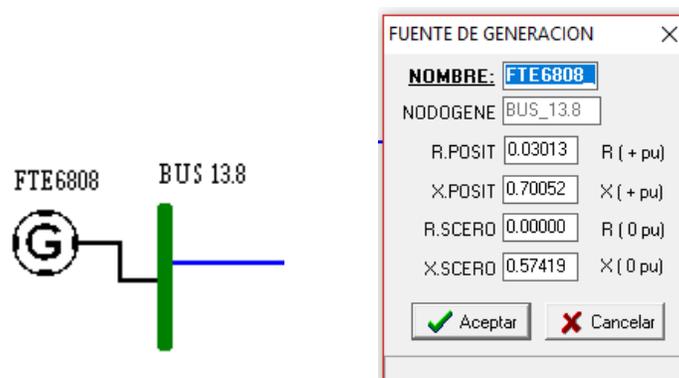


Fig. 3.6 – Interfaz del software SIMSEDIS para fuente de generación.

Se colocan las equivalentes de Thevenin, estas ya convertidas en PU para tener la misma base de cálculo entre los dos softwares que se utilizaran. Teniendo el alimentador y el bus principal del circuito se procede a dibujar todos los ramales del circuito representado en buses para el análisis de sus equivalentes de Thevenin e impedancias.



Fig. 3.7 – Circuito dibujado en SIMSEDIS.

Teniendo los buses dibujados, se procede a llenar los datos correspondientes, el software SIMSEDIS tiene la opción del cálculo de la secuencia positiva y secuencia cero o equivalentes de Thevenin para agregarlo al dibujo de los buses, esta calculadora de equivalentes hace el cálculo más exacto para lograr una buena coordinación de protecciones y tener menos margen de error.

```

.....
ARCHIVO DE SALIDA DE PARAMETROS DE LINEAS
.....
ARCHIVO DE DATOS DE ENTRADA: PRUEBA_C.DAT
.....

CIRCUITOS DE SECUENCIA POSITIVA (pu):
>>NODOENVI>>NODORECE>LON.GI>RE.SISTE>RE.ACTAN>YD.ERI/2>MVAS.S>ESTRUCTUCALIBFACALIBGU
BUS 13.8 CEMENTER 0.85 0.10680 0.21720 0.00000 0.0 41T1FOGAC266.8 AG3/S
CEMENTER SAN RAMO 2.30 0.28898 0.46780 0.00001 11.0 41T1FOGAC266.SSINCOND
SAN RAMO STA MARI 1.37 0.17258 0.28969 0.00001 10.5 41T1FOGAA266.SSINCOND
STA MARI BECHIITI 7.20 0.90462 1.46439 0.00003 11.0 41T1FOGAC266.SSINCOND
BECHIITI R0001 0.65 0.08167 0.13220 0.00000 11.0 41T1FOGAC266.SSINCOND
R0001 CHAMULA 0.78 0.09800 0.15864 0.00000 11.0 41T1FOGAC266.SSINCOND
CHAMULA SAL CHAM 0.98 0.12313 0.19932 0.00000 11.0 41T1FOGAC266.SSINCOND
SAL CHAM CALVARIO 0.84 0.10554 0.17085 0.00000 11.0 41T1FOGAC266.SSINCOND
CALVARIO 3 CRUCES 0.50 0.06282 0.10169 0.00000 11.0 41T1FOGAC266.SSINCOND
0

CIRCUITOS DE SECUENCIA CERO (pu):
>>NODOENVI>>NODORECE>RE.SISTE>RE.ACTAN>YD.ERI/2>
BUS 13.8 CEMENTER 0.18609 0.75320 0.00000
CEMENTER SAN RAMO 0.50353 2.27789 0.00000
SAN RAMO STA MARI 0.30037 1.36788 0.00000
STA MARI BECHIITI 1.57618 7.13063 0.00001
BECHIITI R0001 0.14230 0.64375 0.00000
R0001 CHAMULA 0.17076 0.77250 0.00000
CHAMULA SAL CHAM 0.21455 0.97058 0.00000
SAL CHAM CALVARIO 0.18390 0.83193 0.00000
CALVARIO 3 CRUCES 0.10946 0.49519 0.00000
0

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

```

Fig. 3.8 – Resultados de la secuencia positiva y secuencia cero.

Teniendo ya estos valores se procede al llenado de los equivalentes de Thevenin.

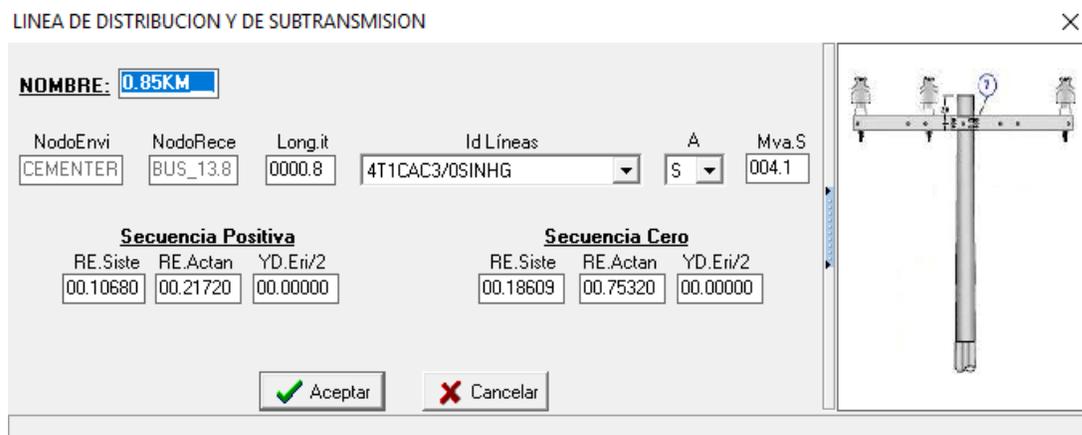


Fig. 3.9 – Interfaz de software SIMSEDIS para llenado de estructuras.

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

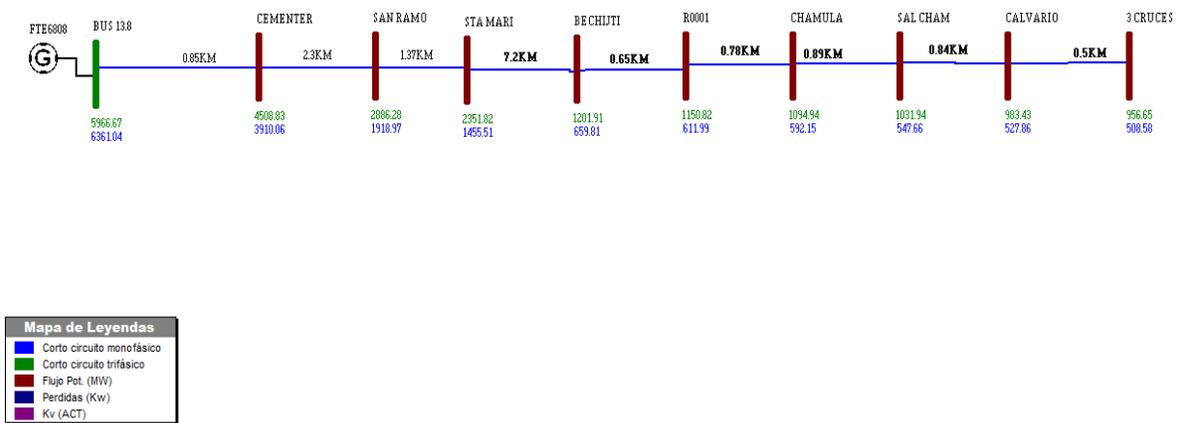


Fig. 3.4 – Resultado de corrientes de corto circuito.

Obtenidos los cálculos de corto circuito se actualizara el diagrama unifilar con distancias y corrientes de corto circuito.

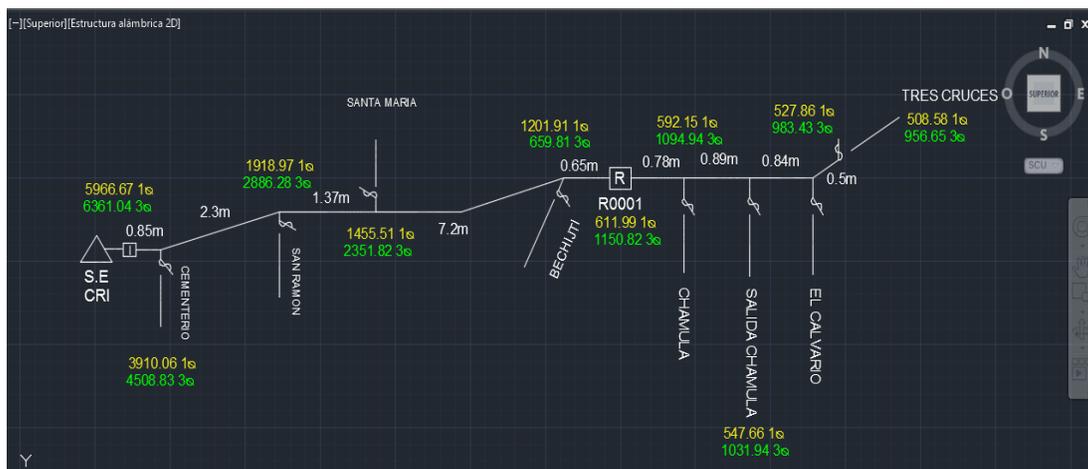


Fig. 3.10 – Corrientes de corto circuito por ramal.

Ya obtenidas las corrientes de corto circuito en los diferentes ramales del circuito CRI-4060 se meten los datos de los buses en el software ASPEN donde se podrá simular el comportamiento y la eficiencia de las protecciones que se coordinaran. El software tiene una interfaz muy parecida a SIMSEDIS pero en ASPEN ya se puede hacer simulaciones de fallas en diferentes puntos del circuito y observar la operación de las protecciones.

Para obtener resultados exactos se nos brindó la simulación de la subestación CRI para tomar las corrientes desde los buses principales.

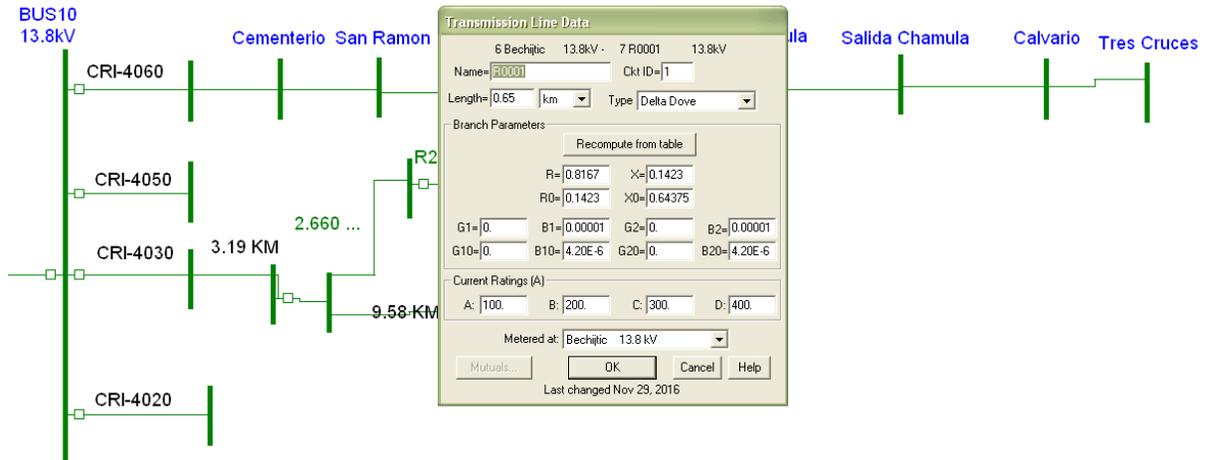


Fig. 3.13 – Llenado de datos de líneas de transmisión.

Ya agregados los datos para la correcta simulación se deben agregar las protecciones usadas, en este caso se seleccionaron las protecciones existentes en campo para ver su manera de operación y más adelante ajustar en el caso de no operar correctamente y haciendo una comparativa.

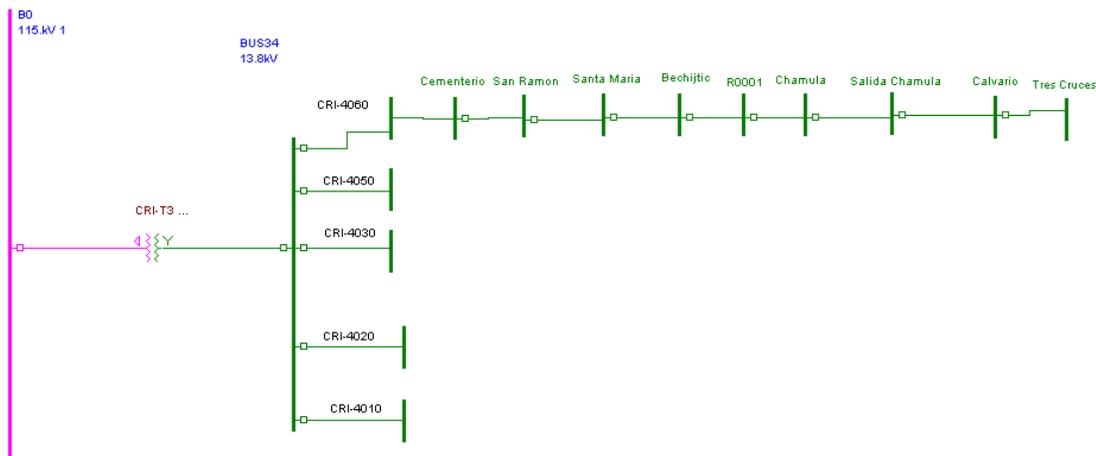


Fig. 3.14 – Circuito CRI-4060 dibujado en su totalidad con datos reales.

Ya agregada las protecciones se procede a simular fallas y ver el comportamiento de las protecciones agregadas.

4. Resultados y conclusiones

4.1 Resultados

En base al estudio del diagrama unifilar, los datos históricos de interrupciones entre 2015 y 2016, los cálculos de corto circuito y la coordinación de aislamientos y protecciones, se reafirmó un proyecto existente en el área; la instalación de un restaurador unidireccional entre

las estructuras de Bechijtic y San Juan Chamula, para reducir en número de interrupciones en el circuito CRI-4060.

En la tabla 4.1 se muestra el TIU (tiempo de interrupción por usuario), en el troncal y ramales del circuito CRI-4060, reflejándose la intervención del restaurador instalado en Octubre del 2016.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
RAMAL	0.0066	0.0113	0.0119	0.0126	0.0175	0.0333	0.0333	0.0426	0.0498	0.0498	0.05	0
TRONCAL	0	0	0	0.0469	0.0469	0.0469	0.0469	0.0469	0.1479	0.1479	0.1479	0

Tabla. 4.1 – TIU acumulado en el año 2016.

En la tabla 4.2 se expresa el NI (número de interrupciones) en troncal y ramal en lo que va del año 2016 en el circuito CRI-4060, notándose estabilidad en interrupciones en los ramales.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
RAMAL	4	9	11	12	16	20	20	24	26	26	27	0
TRONCAL	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	0

Tabla. 4.2 – NI acumulado en el año 2016.

Las tablas anteriores dan a entender la importancia de la realización del proyecto; un restaurador como solución al tiempo de interrupción por usuario impactando directamente a los indicadores del estándar internacional como es el caso del SAIDI. Conocer las corrientes de corto circuito en un estudio y coordinación de aislamientos y protecciones es indispensable para determinar entre qué estructuras se encuentra una falla, lo que conlleva a la minimización del tiempo de inspección en la red y un restablecimiento más eficiente.

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

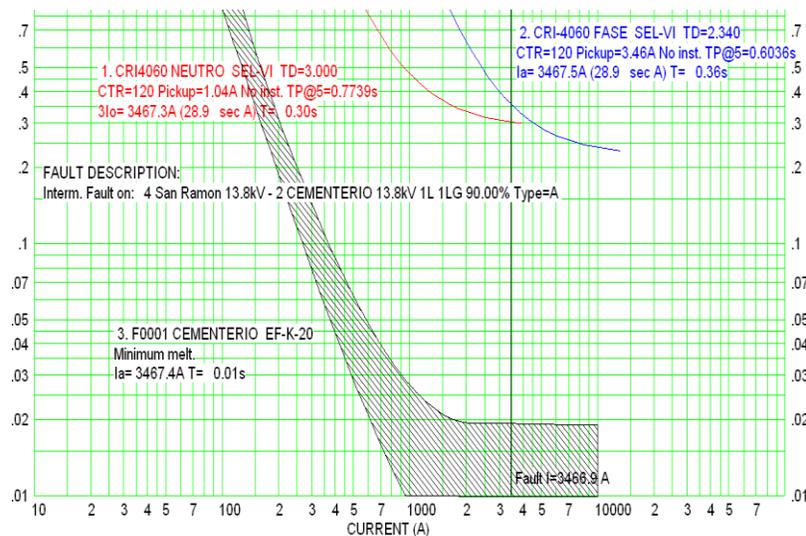


Fig. 4.1 – Gráfica de comportamiento de protecciones en el primer ramal del circuito.

Como se observa en la figura 4.1, al ocurrir una falla en el primer ramal al 90%, que lleva por nombre CEMENTERIO, opera la primer protección (línea negra) a los 0.01 segundos, en caso de haber un error en la apertura del fusible, opera la protección del interruptor de neutro (línea roja), a los 0.30 segundos para evitar que la falla afecte otros equipos importantes, en caso de no operar la primer protección, entra la protección del interruptor de fase (línea azul) a los 0.36 segundos.

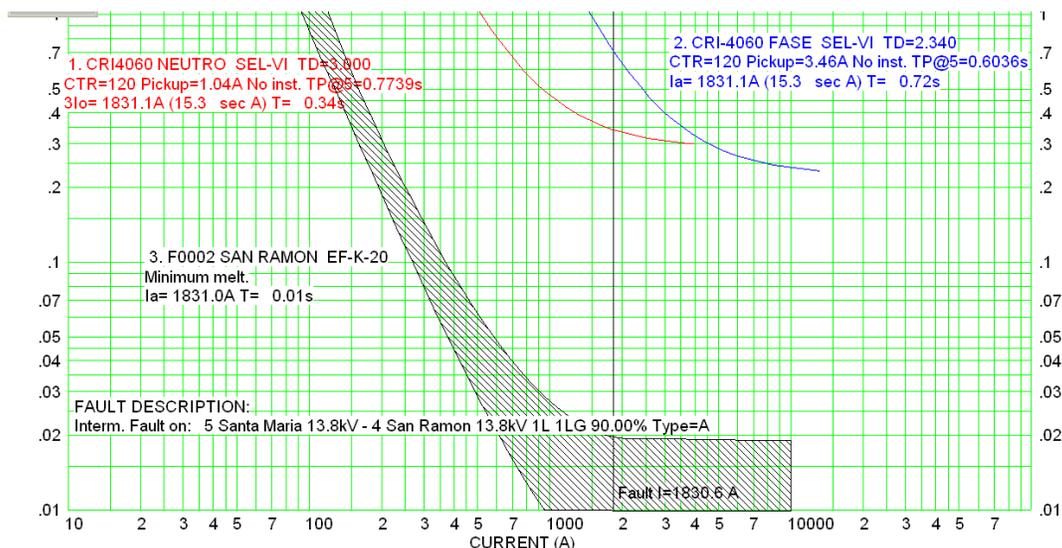


Fig. 4.2 – Gráfica de comportamiento de protecciones en el segundo ramal del circuito.

Como se observa en la figura 4.2, al ocurrir una falla en el ramal al 90%, que lleva por nombre SAN RAMON, opera la primer protección (línea negra) a los 0.01 segundos, en caso de haber un error en la apertura del fusible, opera la protección del interruptor de neutro (línea roja), a los 0.34 segundos para evitar que la falla afecte otros equipos importantes, en caso de no operar la primer protección, entra la protección del interruptor de fase (línea azul) a los 0.72 segundos.

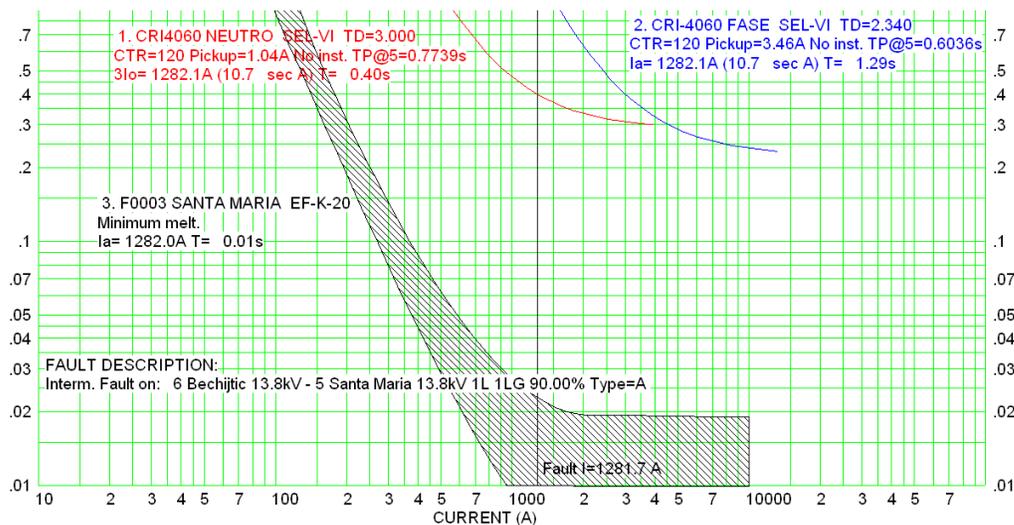


Fig. 4.3 – Gráfica de comportamiento de protecciones en el tercer ramal del circuito.

Como se observa en la figura 4.3, al ocurrir una falla en el ramal al 90%, que lleva por nombre SANTA MARIA, opera la primer protección (línea negra) a los 0.01 segundos, en caso de haber un error en la apertura del fusible, opera la protección del interruptor de neutro (línea roja), a los 0.40 segundos para evitar que la falla afecte otros equipos importantes, en caso de no operar la primer protección, entra la protección del interruptor de fase (línea azul) a los 1.29 segundos.

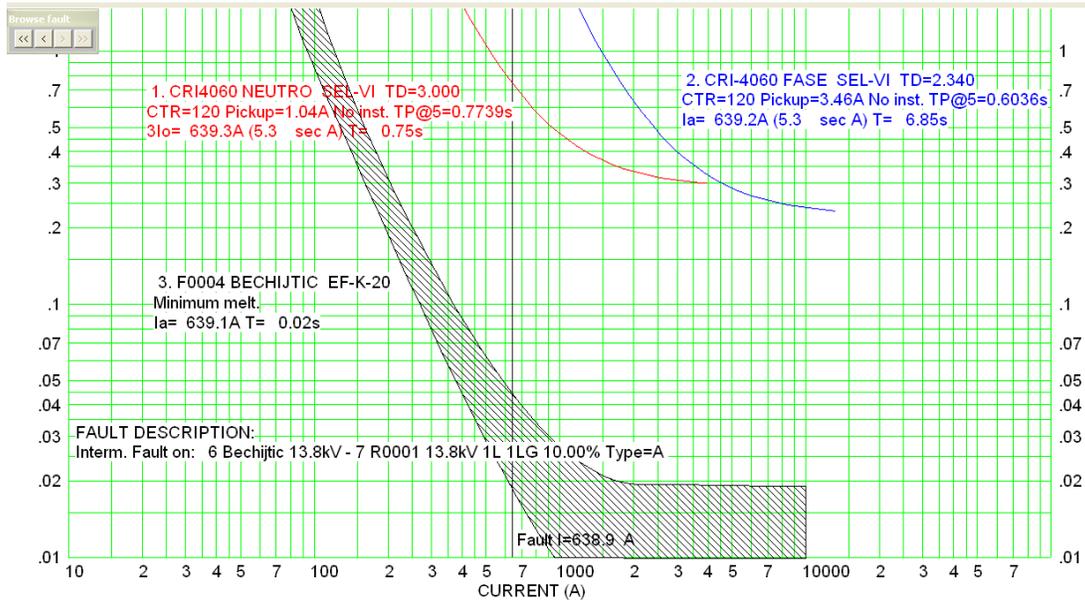


Fig. 4.4 – Gráfica de comportamiento de protecciones en el cuarto ramal del circuito.

Como se observa en la figura 4.4, al ocurrir una falla en el ramal al 90%, que lleva por nombre SANTA MARIA, opera la primer protección (línea negra) a los 0.02 segundos, en caso de haber un error en la apertura del fusible, opera la protección del interruptor de neutro (línea roja), a los 0.75 segundos para evitar que la falla afecte otros equipos importantes, en caso de no operar la primer protección, entra la protección del interruptor de fase (línea azul) a los 6.85 segundos.

Con la instalación del restaurador en la entrada del poblado de San Juan Chamula y los resultados obtenidos al reducir el número de interrupciones en el circuito, se realizó un estudio del comportamiento del restaurador en caso de presentarse una falla; así mismo se hicieron pruebas al mismo en apertura y cierre para comprobar su óptimo funcionamiento y la importancia que tiene la instalación de un restaurador en esa parte del circuito.

Al realizarse la corrida en el software ASPEN, se obtuvo la gráfica de curva inversa, para ver su funcionamiento.

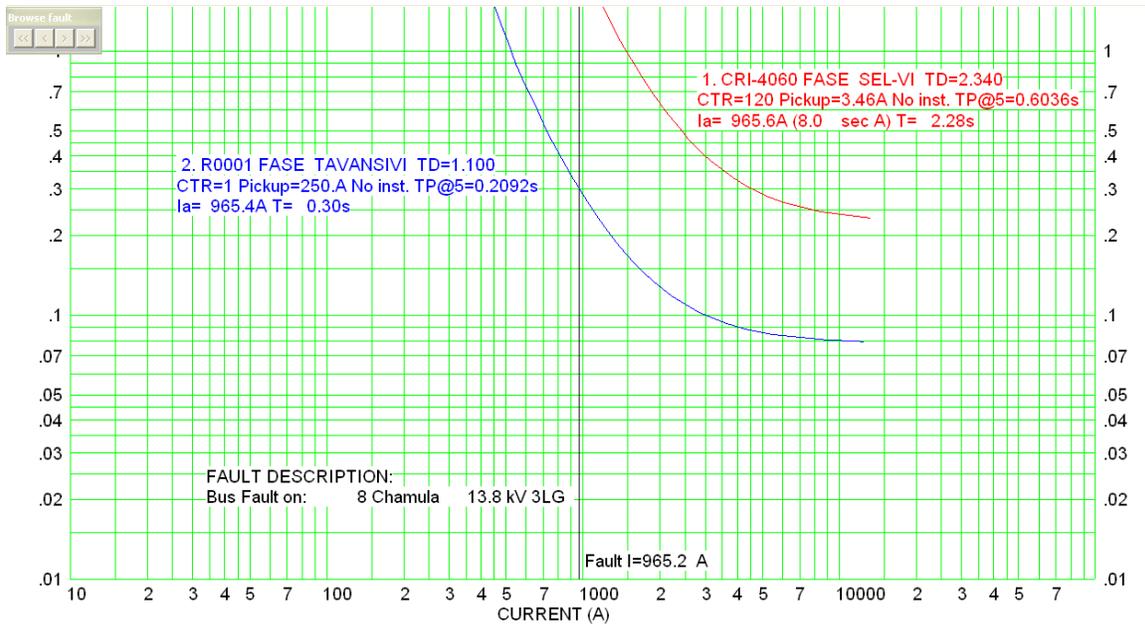


Fig. 4.5 – Curva inversa del comportamiento del restaurador instalado en el circuito.

Como se observa en la figura 4.5, al ocurrir una falla en el circuito protegido por el restaurador la protección de las fases opera en 0.30 segundos, en caso de no llegar a operar, se abre el interruptor de fase en 2.28 segundos.

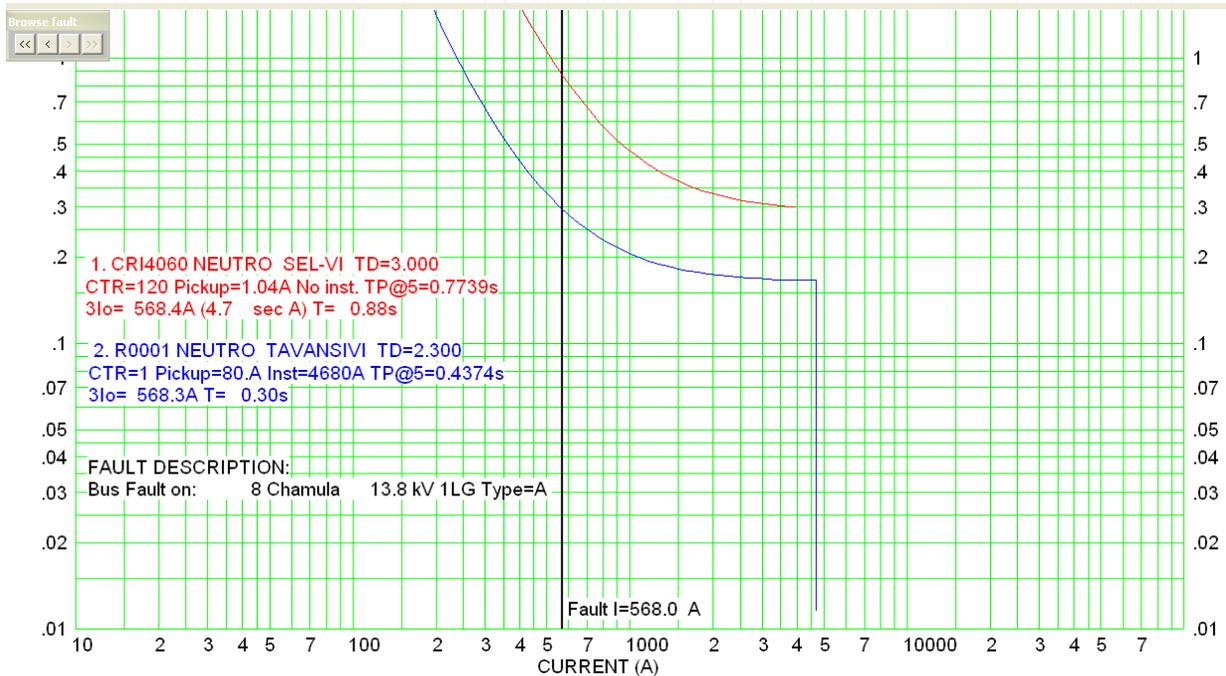


Fig. 4.6 – Curva inversa del comportamiento del restaurador instalado en el circuito.

Como se observa en la figura 4.6, al ocurrir una falla en el circuito protegido por el restaurador la protección del neutro opera en 0.30 segundos, en caso de no llegar a operar, se abre el interruptor de neutro en 0.88 segundos.

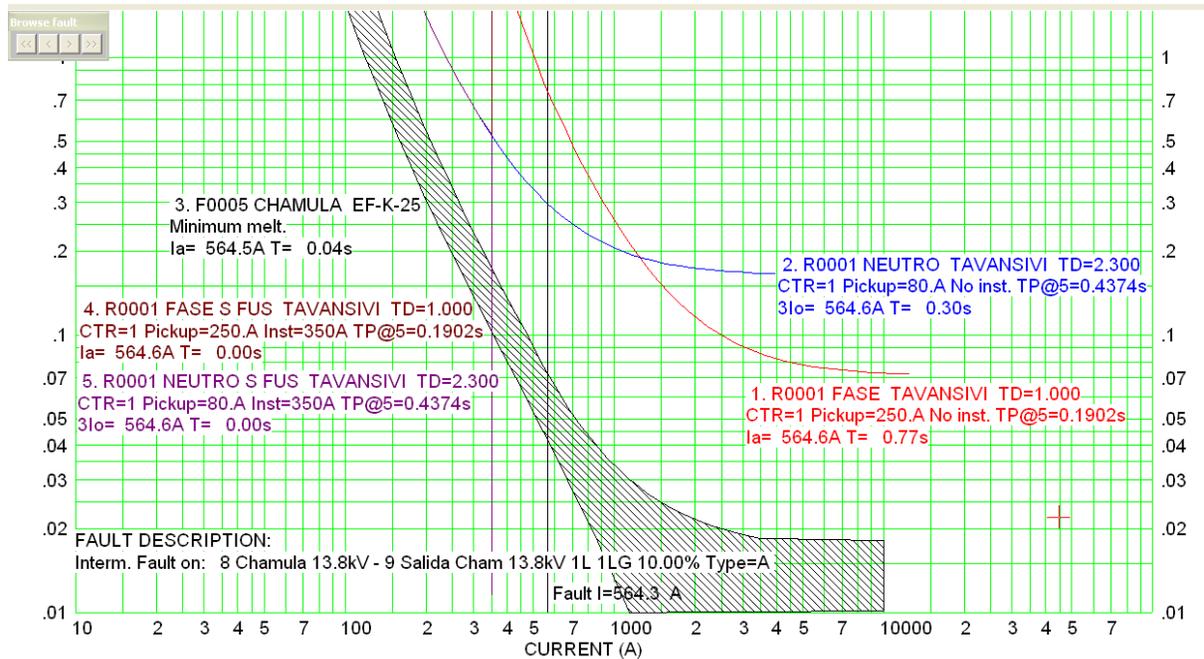


Fig. 4.6 – Curva inversa del comportamiento del restaurador con respecto al fusible del ramal Chamula.

En la figura 4.6 se observa la curva en la que se muestra el salvado de fusibles, al existir una falla el interruptor de fase y neutro del restaurador se abre a los 0.00 segundos, en caso de que pasara la falla, opera el interruptor de neutro a los 0.30 segundos, después opera el fusible a los 0.04 segundos y al final el interruptor de fase a los 0.77 segundos.

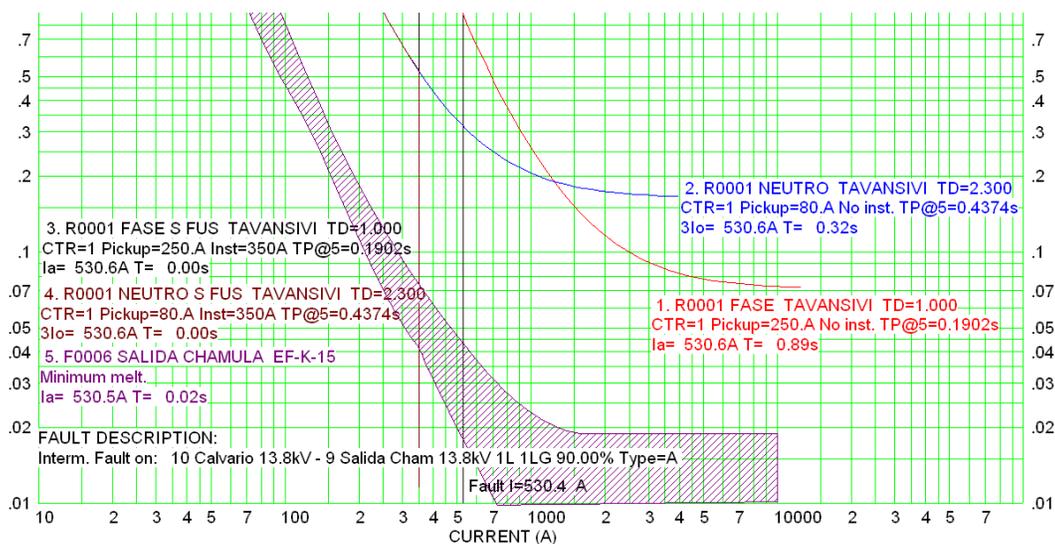


Fig. 4.7 – Curva inversa del comportamiento del restaurador con respecto al fusible de la salida de la comunidad de Chamula.

En la figura 4.7 se observa la curva en la que se muestra el salvado de fusibles, al existir una falla el interruptor de fase y neutro del restaurador se abre a los 0.00 segundos, en caso de que pasara la falla, opera el fusible a los 0.02 segundos, después opera el interruptor de neutro del restaurador a los 0.32 segundos y al final el interruptor de fase del restaurador a los 0.89 segundos.

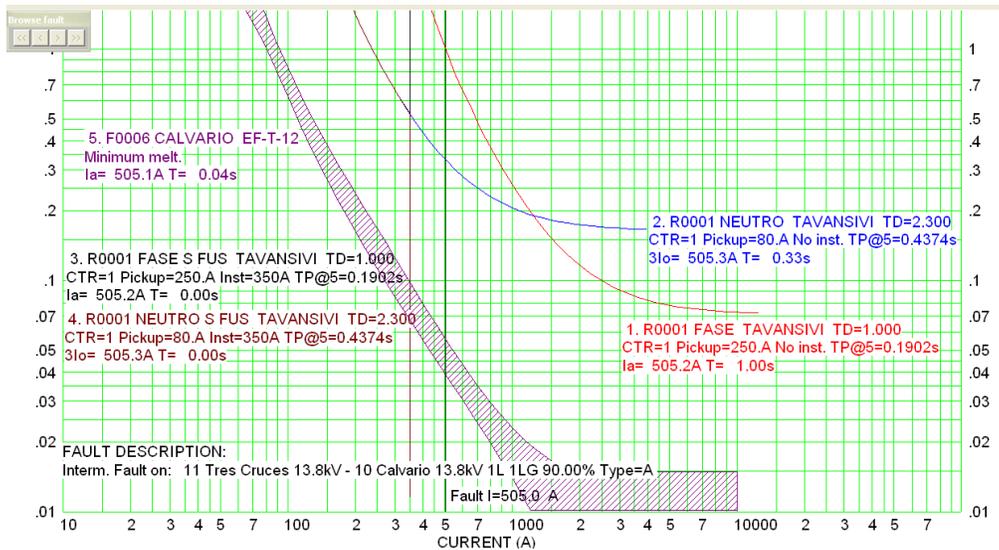


Fig. 4.8 – Curva inversa del comportamiento del restaurador con respecto al fusible de la de la comunidad de Calvario.

En la figura 4.8 se observa la curva en la que se muestra el salvado de fusibles, al existir una falla el interruptor de fase y neutro del restaurador se abre a los 0.00 segundos, en caso de que pasara la falla, opera el fusible a los 0.04 segundos, después opera el interruptor de neutro del restaurador a los 0.33 segundos y al final el interruptor de fase del restaurador a los 1.00 segundos.

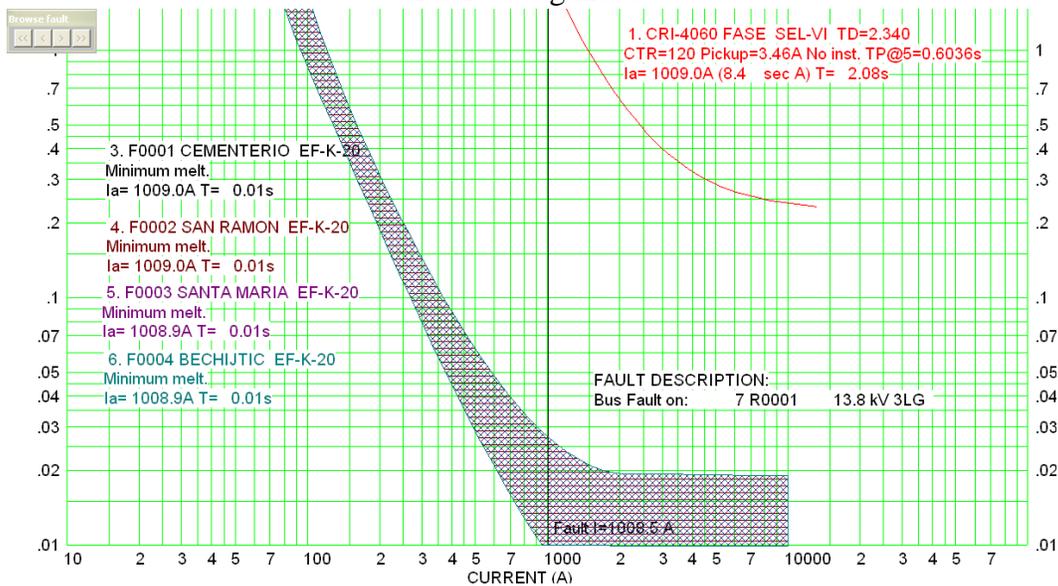


Fig. 4.9 – Curva inversa del comportamiento de los fusibles antes del restaurador.

En la figura 4.9 se observa la curva en la que se muestra el comportamiento de los fusibles del circuito CRI-4060 antes del restaurador, al ocurrir una falla, operan los fusibles de los ramales nombrados; CEMENTERIO, SAN RAMON, SANTA MARIA y BECHIJTIC, a los 0.01 segundos, si la falla pasa sin que los fusibles operen, se apertura el interruptor de fase a los 2.08 segundos.

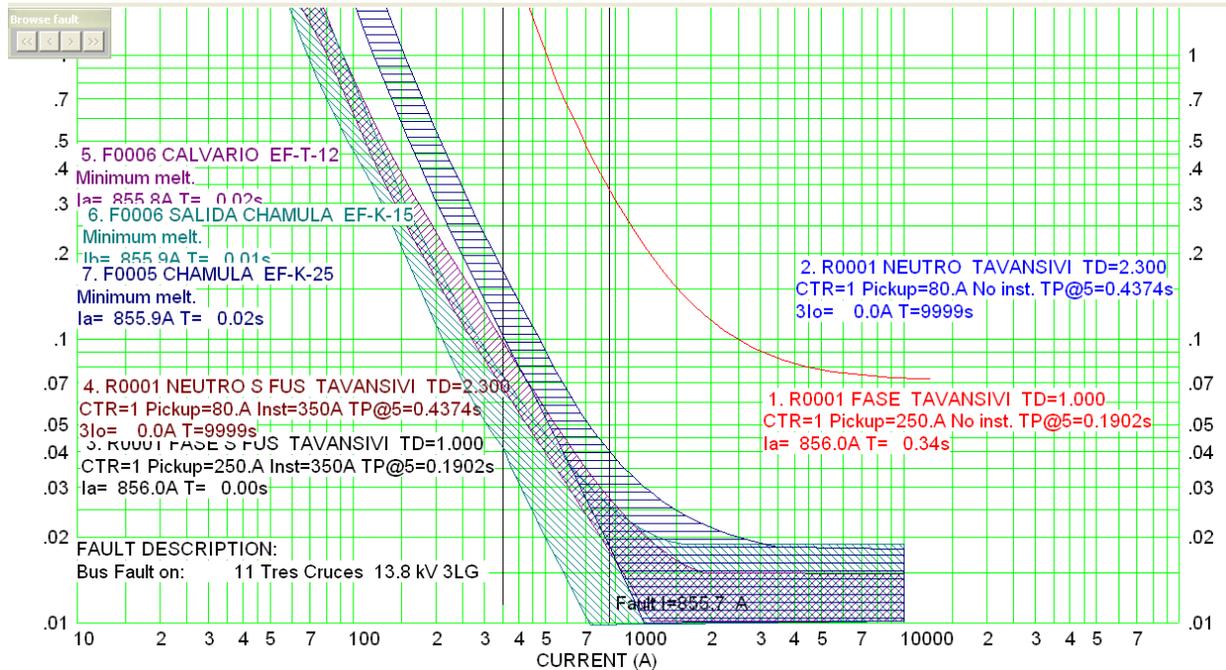


Fig. 4.10 – Curva inversa del comportamiento de los fusibles después del restaurador.

En la figura 4.10 se observa la curva en la que se muestra el comportamiento de los fusibles del circuito CRI-4060 después del restaurador, al ocurrir una falla, opera el interruptor de fase del restaurador a los 0.00 segundos, en caso de que no opere, los fusibles de los ramales nombrados CHAMULA, SALIDA CHAMULA y CALVARIO operan a los 0.02 segundos, para que si continúa la falla, el interruptor de fase opere a los 0.34 segundos.

Conclusiones

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

Los dispositivos de protección de las redes de distribución se encuentran en seccionando zonas para delimitarla y omitir señales a las distintas subestaciones en el momento que se presente una falla en la red, de esta manera se logra disminuir tiempo en la localización del

lugar donde se produjo la falla y así se solventaría la solución espontánea y volver a restablecer el servicio, garantizando de esta forma seguridad a los usuarios y equipos.

En los sistemas de distribución actuales, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se le conoce como "cascada", debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo "respaldo" o protegido.

Referencias Bibliográficas

- [1] A. Halinka, M. Niedopytalski, P. Rzepka, P. Sowa, M. Szablicki, “*Expert Evaluation Method of the SAIDI Normative Reliability Index*” Instituto de sistemas de energía y control, Universidad Silesiana de Tecnología Gliwice, Polonia. Energy Rev. 16 (2014) 5545–5556.
- [2] Manuel González, Groupe E S.A. Switzerland. “*Derivación con interruptor automático sin conexión a tierra en líneas de media tensión, Conferencia de distribución de Energía Eléctrica (CIRED 2013)*”, 22th Conferencia Internacional en distribución de electricidad, Stockholm. 13 de junio de 2013. Agregación a IEEE 16 de diciembre de 2013.
- [3] Fook-Luen Heng, Younghun Kim, Mark Lavin, Aanchal Goyal, Tarun Kumar. “*The Relationship Between Intrinsic Reliability of Utility Distribution Network Design to SAIDI: A Statistical Quantification*”. IBM T. J. Centro de investigación Watson. Yorktown Heights, NY, USA. Rev. 3 (2014).
- [4] A.L. Morelato, A. Monticelli, “*Heuristic Search to Distribution System Restoration*”. IEEE Transacción de la energía eléctrica, Vol. 4, No.4, Octubre 2013.
- [5] B. Akduman, B. Turkay, A.S. Uyar, “*Service Restoration in Distribution systems Using an Evolutionary Algorithm*”. Convención y exhibición de distribución y conversión de energía del Mediterráneo, Agianapa, cyprus, paper No.MED 10/177, Noviembre 2013.
- [6] I. Watanabe, M. Nodu, “*A Genetic Algorithm for Optimizing Switching Sequence of Service Restoration in Distribution Systems*”. IEEE, Congreso de Computación Evolucionista, Septiembre 2013.
- [7] G.R. Raidl, B.A. Julstrom, “*Edge Sets: An Effective Evolutionary Coding of Spanning Trees*”. IEEE. Congreso en Transacción de energía eléctrica, Junio 2014.
- [8] 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.

Anexos

Anexo A: Levantamiento de fusibles en circuito CRI-4060

En los trabajos de interoperabilidad se realizaron levantamientos, las cuadrillas realizaron el archivo con formato SIGED para conocer los diferentes ramales y protecciones, esta información se nos fue brindada para realizar el proyecto de residencia y poder ubicar protecciones y capacidades.

DATOS GENERALES							VARIOS		
AREA	CIRCUITO	COORDENADAS (UTM)	NIVEL DE TENSION (KV)	NUM. ECONOMICO (SIAD)	TIPO (T, K, S)	FASES CONECTADAS (A, B, C)	CAPACIDAD DEL FUSIBLE (AMP)	CUCHILLA TRIPLE DISPARO	ESTADO (NA O NC)
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	531561.9939,1853282.6911	13.2	F4060	K	ABC	15	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532747.2686,1853825.1707	13.2	F4061	K	ABC	15	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532604.3646,1854421.9392	13.2	F4062	K	ABC	10	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532709.2766,1854443.9457	13.2	F4063	K	ABC	20	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532764.5791,1854449.1320	13.2	F4064	K	ABC	15	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532793.6790,1854448.4406	13.2	F4065	K	ABC	15	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532865.1479,1854466.3948	13.2	F4066	K	ABC	15	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532883.8302,1854507.2924	13.2	F4067	K	AC	15	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532607.0864,1854936.1294	13.2	F4068	K	ABC	15	SI	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532993.4110,1855192.7719	13.2	F4069	K	ABC	15	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	533345.7351,1855383.4907	13.2	F4070	K	ABC	15	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	531025.3691,1855032.8901	13.2	F4071	K	ABC	10	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532563.4890,1855396.2152	13.2	F4072	K	B	7	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532454.4058,1855518.6959	13.2	F4073	K	ABC	25	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532461.5794,1855720.8082	13.2	F4074	K	ABC	15	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532494.2465,1855797.3992	13.2	F4075	K	ABC	1	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532374.5402,1855980.7332	13.2	F4076	K	ABC	1	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532604.3437,1859868.7448	13.2	F4077	K	ABC	1	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532886.4881,1855850.3868	13.2	F4078	K	ABC	10	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532866.8835,1856284.5658	13.2	F4079	K	ABC	10	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	532953.9817,1856169.4992	13.2	F4080	K	ABC	15	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	533060.0060,1856051.8985	13.2	F4081	K	ABC	10	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	533350.8969,1856169.3299	13.2	F4082	K	ABC	15	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	533372.3289,1856364.2193	13.2	F4083	K	B	15	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	533363.8003,1856602.5784	13.2	F4084	K	ABC	7	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	533493.7706,1857085.3094	13.2	F4085	K	ABC	10	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	533504.8238,1857263.2945	13.2	F4086	K	ABC	10	NO	NC

SAN CRISTOBAL	CRI-4060	533681.7386,1857617.7642	13.2	F4087	K	ABC	15	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	529904.7129,1854998.3493	13.2	F4088	K	ABC	7	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	528764.6452,1855217.6032	13.2	F4089	K	A	5	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	525115.2555,1855278.2921	13.2	F4090	K	ABC	10	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	524951.1332,1855412.6209	13.2	F4091	K	ABC	5	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	530285.4719,1857463.7425	13.2	F4092	K	ABC	5	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	529798.3114,1857476.7341	13.2	F4093	K	ABC	1	NO	NC
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	529577.1017,1858046.1150	13.2	F4094	K	ABC	1	NO	NA
SAN CRISTOBAL	CRI-4060	529742.9114,1858445.7395	13.2	F4095	K	ABC	1	NO	NC

Tabla A.1 Levantamiento SIGED.

En la siguiente figura se muestra las características técnicas del restaurador utilizado en el proyecto.

Anexo B: Especificaciones del restaurador instalado en campo

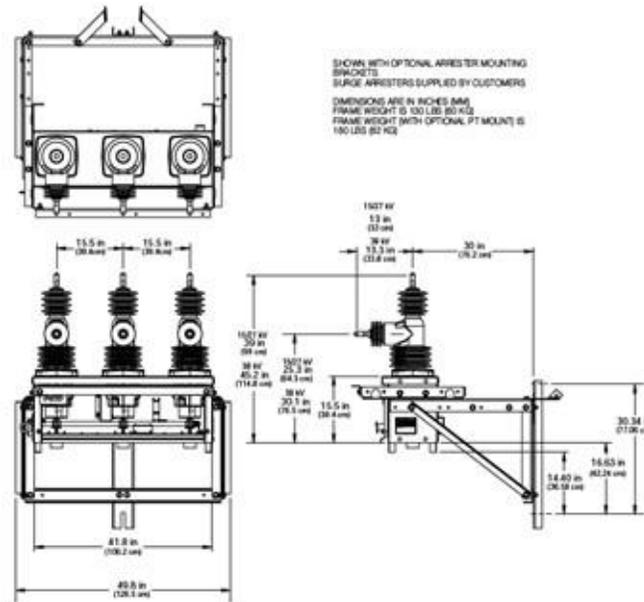


Fig. B.1 Tamaño de la carcasa.

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

En la figura b.5 se observa la lógica que utilizan los circuitos con equipos de protección y también como opera en caso de funcionar como Seccionalizador o reconector.

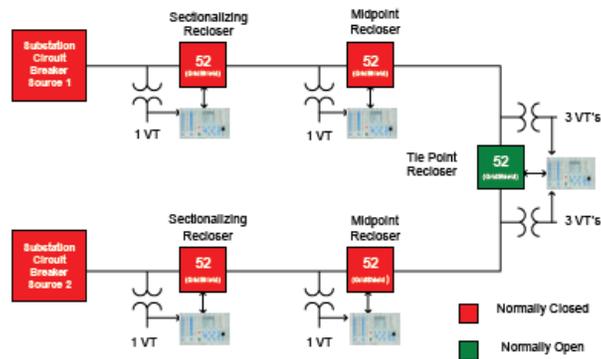


Fig. B.5 *Lógica de protección del restaurador instalado en campo*

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

Anexo C: Instalación del restaurador en campo



Fig. C.1 *Inicio de maniobra y ejecución de la RIM.*



Fig. C.2 *Planeación para la correcta instalación del restaurador.*



Fig. C.3 *Instalación del restaurador.*



Fig. C.4 *Instalación de la caja de control del restaurador.*



Fig. C.5 *Programación del control del restaurador.*



Fig. C.5 *Restaurador instalado y en operación.*