

**TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

INGENIERÍA ELÉCTRICA

Reporte técnico de residencia profesional

**ELABORACION DE MEMORIA TECNICA PARA EL
ORDENAMIENTO DE RAMALES DE LOS CIRCUITOS DE MEDIA
TENSION DE LA S.E. OCOZOCOAUTLA (ESTUDIO DE CORTO
CIRCUITO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRE
CORRIENTE CON EL SOFTWARE SYNERGEE)**

Presenta:

López Trujillo Ángel

Asesor:

Ing. Alonzo Juárez Ontiveros

Ing. Cesar Antonio Sánchez Velasco

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, a 20 de Diciembre del 2018

INDICE DE CONTENIDO

Tabla de contenido

1. INTRODUCCION	1
1.1.-Antecedentes	1
1.2.-Estado del arte	1
1.3.-Justificación	2
1.1.- Objetivo	2
1.1.1.- Objetivos generales	2
1.1.2.-Objetivos específicos	2
1.2.-Metodología diagrama de bloques de software, hardware y/o proceso	3
2. Fundamento teórico	3
2.1.-Subestaciones	3
2.1.1.- Elementos de subestaciones	4
2.1.2.-Elementos de drenaje de aceite:	6
2.2.- Tipos de transformadores	6
2.2.1.- Transformador de potencia	7
2.2.2 Transformador de medida y de protección	7
2.2.3.- TC	8
2.2.4.- TP	8
2.3.- Protección	8
2.3.1.- Corto circuito.	8
2.3.2.-Métodos de solución	9
2.3.3.- Método de equivalente de Thevenin	9
2.3.4.-Método de los MVA	14
2.3.5.-Método de las componentes simétricas.	17
2.3.6.-Método de la matriz de impedancias de barra (Z buz, Y bus)	25
2.3.2.3.-Relevador de sobre-corriente con retraso de tiempo (51)	30
2.3.2.4.-Interruptores.	31
2.3.2.5.-Restauradores	31
2.3.2.6.-Seccionalizadores	33
2.3.3.- Criterios de protección contra sobre corriente	33
2.3.3.1.-Relevador-Relevador	33
2.3.3.2.-Relevadore-Restaurador	34

2.3.3.3.- Relevador-fusible	35
2.3.3.4.- Relevador-seccionalizador.....	35
2.3.3.5.-Relevador-seccionalizador-fusible.....	36
2.3.3.6.- Restaurador-restaurador	36
2.3.3.7.- Restaurador- fusible	37
2.3.3.8.- Restaurador- seccionalizador.....	37
2.3.3.9.-Fusible-Relevador	38
2.3.3.11.-Fusible-fusible	39
2.3.3.12.-Seccionalizador-seccionalizador	40
2.4.-Estructura.....	40
2.5 Cableado.....	46
2.5.1.-Por nivel de aislamiento.....	48
2.5.2.-Por capacidad de conducción de corriente	48
2.5.3.- Por caída de tensión	50
2.5.4 Por corriente de cortocircuito	50
3.- Desarrollo	51
3.1.- Subestación OCZ	51
3.2.-Descripcion de los circuitos a coordinar	53
3.2.1.-OCZ 4020.....	54
3.2.2.-OCZ 4030.....	55
3.2.3.-OCZ 4040.....	56
3.2.4.- OCZ 4050.....	56
3.2.5.-OCZ 4060.....	57
3.3.-Descripcion de los programas y plataformas empleados	58
3.3.1.-Google Earth.....	58
3.3.2.-Synergee.....	59
3.3.3.-SIAD.....	65
3.4.- Fallas estadísticas registradas representadas en diagramas geográficos.....	69
3.5.-DESARROLLO DE LA ELABORACION DE MEMORIA TECNICA	72
3.5.1.- Diagramas unifilar del circuito 4050 Ocz	72
3.5.2 Diagrama unifilar del alimentador 4050 con los niveles de corto monofásico y trifásico en diferentes puntos.	75
3.5.3.- Diagrama geográfico de colores indicando los niveles de cortocircuito.....	79

3.6.- Criterios a considerar para coordinar	80
3.7.- PROPUESTA TECNICA DE LOS RAMALES BAJO ESTUDIO DE PARA ORDENAMIENTO DEL CIRCUITO OCZ 4050.....	81
4.- Resultados y conclusiones.....	90
4.1.- Resultados.....	90
4.1.1.-Condicion actual.....	90
4.1.2-Condición propuesta	94
4.2.- Conclusión	97
Referencias bibliográficas.....	97
Anexos	98

1. INTRODUCCION

1.1.-Antecedentes.

En la coordinación de protecciones del circuito de OCZ la principal problemática es tener un circuito eficiente y seguro por lo cual se realiza una coordinación con protecciones en el circuito, ramal y en la S.E. con ajustes en protecciones en subestación y en la red de media tensión, utilizando las protecciones adecuadas para optimizar el funcionamiento del circuito.

El suministro de energía eléctrica es de alta importancia por lo cual el tener un adecuado funcionamiento en el ramal, es eficiencia en el suministro haciéndolo de calidad y operativamente más eficiente.

La coordinación nos facilita la forma de operar el circuito, tomando en cuenta que cada año se tiene que realizar una corrección de algunos ajustes a las protecciones por fallas transitorias o permanentes esto para optimizar la operación de dicho circuito, con beneficios económicos al restablecer de forma automática lo que sea una falla transitoria y en proteger a los equipos primarios.

Un sistema de distribución está conformada por diversos elementos como son los siguientes: Líneas de distribución, transformadores de distribución, sistema de control (protección 51, 87T, etc.), protecciones (interruptor de potencia, fusibles, etc.), Medidores, Alimentadores.

Se trata de realizar una propuesta para una operación más eficiente de dicho circuito analizando con datos estadísticos las fallas presentadas en los últimos años y analizando los niveles d corto circuito, así como los datos de los elementos que la conforman(equipos primarios).

1.2.-Estado del arte.

God 3539 cuenta con criterio de diversos elementos para coordinar de acuerdo a diferentes equipos y sus funciones tales como los comportamientos de estos mismos. El God fue elaborado por la zona de distribución de la CFE y exclusivamente de la comisión federal. Fue elaborado en 1983 y revisado en 1997 y actualizado en 2008 desde su última publicación.

Metodología de optimización aplicada a la coordinación optima de protecciones de sobre corriente, este artículo presenta consideraciones y metodologías que se utilizan para el desarrollo de coordinación de protecciones, métodos, algoritmos, entre otras. Elaborado por Jonathan zapata castro y Jesús María López Lezama, realizado en el pereodo de enero junio del 2014.

Elaboración de memoria técnica para el ordenamiento de ramales de los circuitos de media tensión de la s.e. Ocozocoautla (estudio de corto circuito y coordinación de protecciones de sobre corriente con el software synergee). Este reporte técnico contiene criterio en puntos específicos a considerar dentro de una coordinación, así como la misma aplicada para los circuitos de Ocozocoautla. Elaborado por alumno Ángel López Trujillo para la Comisión Federal de Electricidad en el 2018.

1.3.-Justificación.

La coordinación de protecciones es una solución del funcionamiento del circuito eléctrico y protección de sub estación, garantizando el transporte de energía con la menor interrupción posible, dado a fallas transitorias.

El impacto social que este tiene es alto, ya que por medio de este circuito se alimenta OCZ en M.T. en diversos ramales en la cual depende una gran cantidad de usuarios y hospitales así como otros sectores de gran importancia, así mismo de forma económica ya que una interrupción en el suministro significa perdidas económicas en la empresa CFE de gran cantidades de pesos debido a la gran cantidad de energía que este suministra, así mismo el tener que depender de personal para solucionar y corregir el corte energético por una falla transitoria.

Se pretende realizar un estudio de dicho circuito, ya que esta cuenta con 2 subestaciones se analiza la curva de daño de cada equipo dado a la corriente de falla en un determinado tiempo.

1.1.- Objetivo

1.1.1.- Objetivos generales.- optimizar y establecer los lineamientos requeridos para minimizar el número de interrupciones en el circuito eléctrico y al mismo tiempo cuidar a los equipos primarios, empleando dispositivos de protecciones como son lo CCF, CCF 3D, restauradores, interruptores de potencia, entre otros equipos, Permitir así el incremento en la venta de energía y rentabilidad de CFE.

1.1.2.-Objetivos específicos.- Recopilación de información e interpretación del circuito, ramal y S.E de Ocz

.-Revisión y análisis de diagrama unifilares obtenidos en siad

.-Análisis de niveles de corto circuito en corriente de: fase a tierra, fase a fase y trifásico.

.- Establecer el lineamiento lógicos para poder realizar la correcta coordinación tomando en cuenta los elementos a utilizar.

1.2.-Metodología diagrama de bloques de software, hardware y/o proceso

El diagrama de proceso

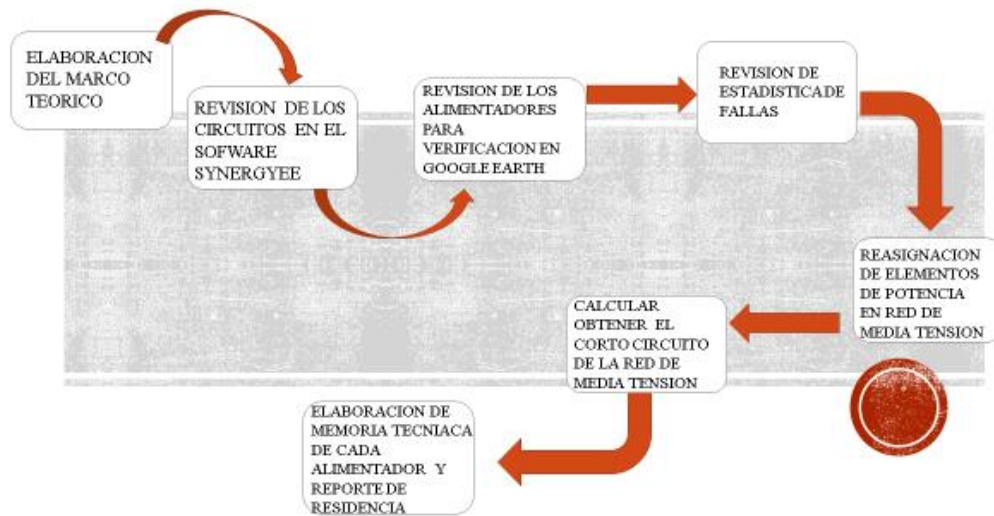


Figura 1 Diagrama de proceso

Elaboración del marco teórico. Es la búsqueda de la información de mis objetivos, problemáticas y soluciones. **Revisión de circuito.** Es el análisis del circuito, diagrama unifilar así como sus componentes. **Revisión de alimentadores.** Es el análisis de los alimentadores en este caso los interruptores de potencia. **Revisión.** Datos de placas cargas y los datos requeridos. **Ubicación.** En google herat realizar el rastreo de la subestación por coordenadas.

Resignación de elementos. Es el análisis de una mejora con elementos de protección en los circuitos. **Calcular, obtener el corto circuito.** Basado en un software se realiza el análisis de corto circuito. **Elaboración de memoria técnica.** Se realiza un reporte justificando la nueva coordinación de los circuitos.

2. Fundamento teórico

2.1.-Subestaciones

Una subestación es el conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y proveen un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema.

Un aspecto importante a considerar en el esquema a usar en una subestación eléctrica es la confiabilidad que se tiene en el suministro de la energía, es decir debe analizar la

probabilidad de falla en los diferentes elementos y en el arreglo mismo de ellas en función de una continuidad deseada en servicio que normalmente la regula un criterio de calidad del suministro.

2.1.1.- Elementos de subestaciones

Sistema de barras de transferencia, este esquema técnicamente se puede decir que es más cómodo y seguro ya que cada línea puede permanecer en servicio aun cuando su interrupción se encuentre fuera de servicio por mantenimiento o reparación ya que el interruptor de transferencia adopta esta función. El transformador, es la parte más importante de una subestación eléctrica ya sea por la función que representa de transferir la energía eléctrica en un circuito a otro.

Por lo general de diferente tensión y solo están acoplado magnéticamente, o bien por sus costos a las otras partes de la instalación. Tanque conservador de aceite, tiene por lo general forma rectangular o cilíndrica en los transformadores de potencia, se construye de láminas de acero reforzadas para resistir depresiones hasta de 2 a 3mm de mercurio (hg) y sobre presiones hasta de 1 a 2 kg/cm². Elemento que conforman la subestación son:

Cuchillas des-conectoras.

Interruptor.

TC (transformador de corriente).

TP (transformador de potencial).

Cuchillas des-conectoras para sistemas de medición.

Cuchillas des-conectoras de los transformadores de potencia.

Transformador de potencia.

Barras de conexión.

Aisladores soporte.

Conexión a tierra.

Tablero de control y medición.

Barras de tablero.

Sujeción del tablero.

Boquillas o aisladores para los transformadores se construye por lo general de porcelana vidriada y aquellas para transformadores con tensiones superiores a 34.5 KV por lo general se construyen de tipo condensador con papel bakelizado o de papel y aceite en el aislamiento interior. Partes constituyentes de un transformador trifásico de aceite.

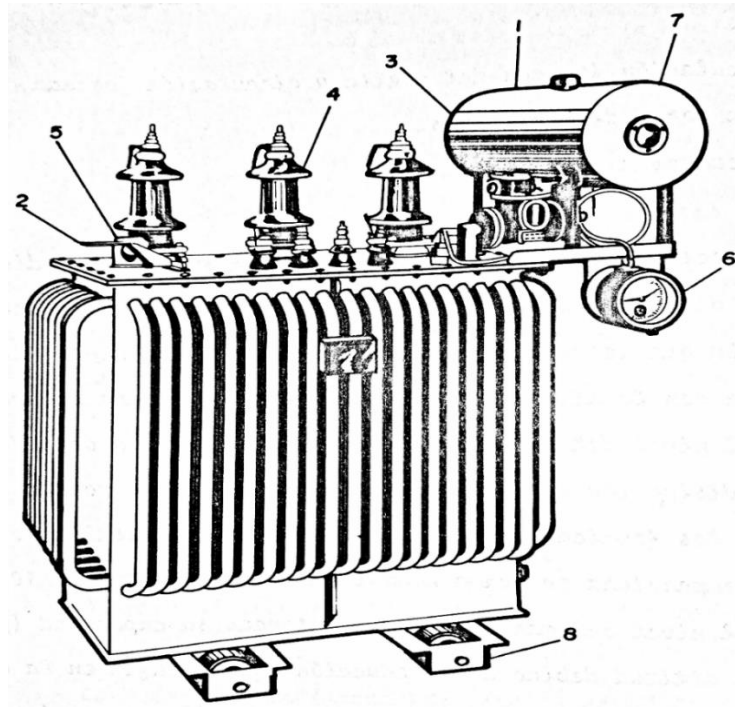


Imagen 2 Componentes de un transformador

- 1.-Tanque conservador.
- 2.-Palanca del cambiador de derivaciones.
- 3.-Posición del relevador bubholz.
- 4.-Boquillas.
- 5.-Conexión para filtro-prensa.
- 6.-Indicador de temperatura.
- 7.-Posición para ganchos del tanque conservador.
- 8.-Base con del transformador.

La instalación de los transformadores por lo que respecta a la instalación de los transformadores se puede mencionar que las variantes dependen del tipo de instalación, como norma general los transformadores se deben instalar sobre bases de concreto diseñados para soportar su peso, en lo posible se deberán respetar las distancias de seguridad mínimas recomendadas o en caso contrario aislarlos de posibles contacto.

2.1.2.-Elementos de drenaje de aceite:

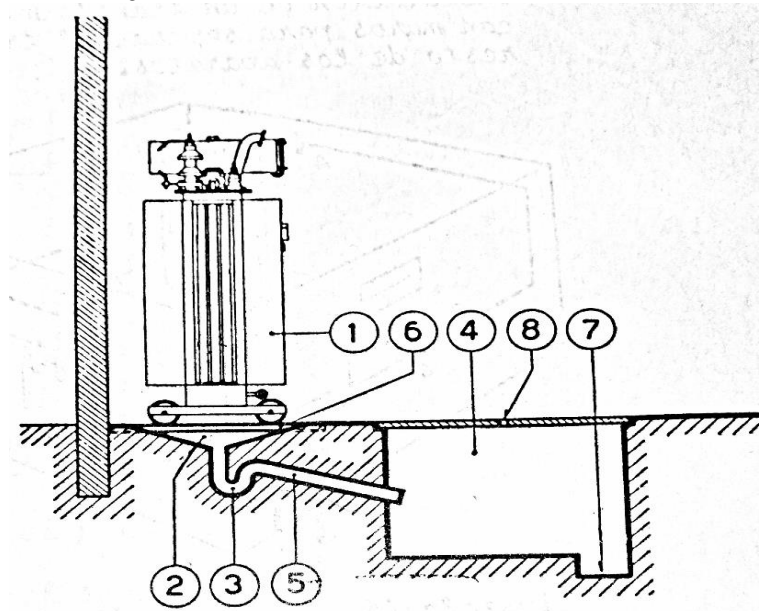


Figura 3 Elementos de drenaje del transformador

- 1.-Transformador
- 2.-Pozo de captación
- 3.-Sifon
- 4.-Caja de recuperación
- 5.-Tubo de descarga
- 6.-Guia sobre lo que se apoya la base del transformador
- 7.-Recuperador de aceite
- 8.-Tapa de protección del pozo.

Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente normales o anormales, su operación o ciclo de trabajo puede consistir de lo siguiente. Desconexión normal, Interruptor de corriente de falla, Cierre con corrientes de fallas, interrupción de corrientes capacitivas, fallas de líneas contra (falla kilométrica), oposición de fase durante la salida del sistema, re-cierres automáticos rápidos, cambios de corrientes durante las operaciones de maniobra

2.2.- Tipos de transformadores

Los transformadores pueden estar destinado a transformar potencia de cierta consideración, alimentados por tensión y frecuencia fijas (transformador de potencia). Pueden usarse en circuitos de la técnica de la comunicación, previstos para trabajar con tensiones y frecuencias diversas (transformador de comunicación). Otra aplicación consiste en facilitar la conexión adecuada de aparatos de medida o protección (transformadores de medida).

2.2.1.- Transformador de potencia

Según se aumenten la tensión o disminuyan la tensión, se denominan transformadores elevadores o transformadores reductores, según el medio ambiente para el que estén preparados, en transformadores para interior o tipo intemperie. De acuerdo con el elemento refrigerante que requieran los transformadores en seco, en baño de aceite, con piraleno (askarel), este debe proporcionar su potencia nominal con refrigeración natural o no.

Se distingue los transformadores con refrigeración natural de los transformadores con refrigeración forzada. El arrollamiento con mayor tensión recibe el nombre de devanado de alta (AT), el de menor tensión es el devanado de baja (BT). La alusión a la potencia nominal de un transformador siempre se refiere a la potencia aparente. Por definición, potencia nominal (KVA o MVA).

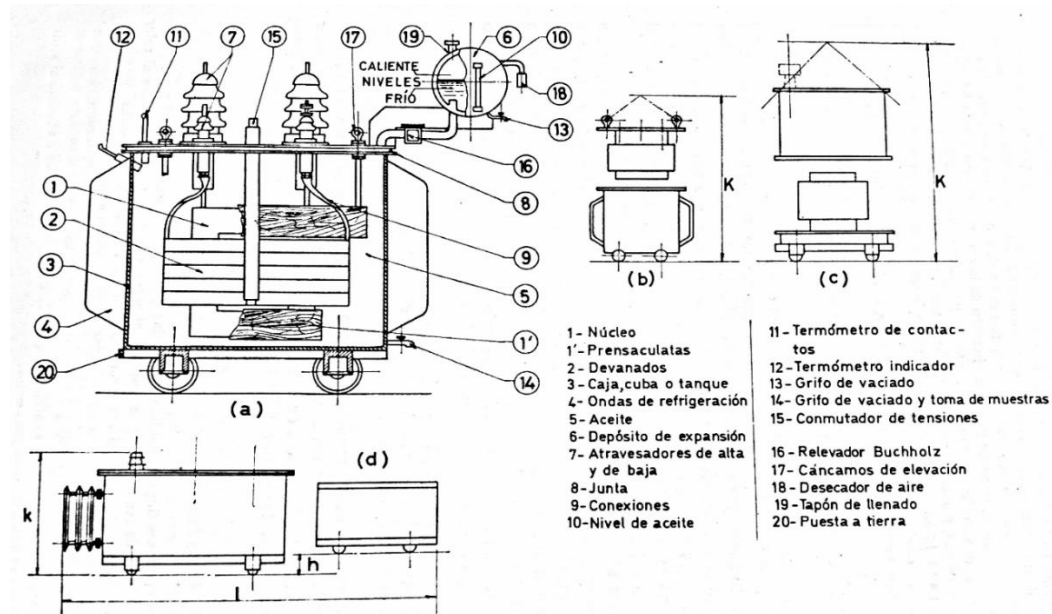


Figura 4 Partes de la subestación

2.2.2 Transformador de medida y de protección

En las instalaciones eléctricas existe la necesidad de conectar aparatos de medida. También es preciso disponer relés (relevadores) con finalidades diversas (protección, aviso, enclavamiento, etc.). Unos y otros suelen ser de construcción delicada, reducida dimensiones y buena precisión. Frecuentemente las magnitudes que hay que medir o vigilar, son elevadas tensiones, corrientes fuertes, o concurren ambas circunstancias. Se suele requerir que los aparatos de medida o de vigilancia vayan dispuestos en cuadros o pupitres centralizados.

Se resuelve a base de conducir magnitudes proporcionales a las originales pero con valores más manejables. Los aparatos más importantes son los transformadores de medida inductivos. Transformador de corriente y transformador de tensión. Los objetivos

principales de los transformadores de medida son: aislar o separar los circuitos y aparatos de medida, protecciones, etc., de la alta tensión.

Evitar perturbaciones electromagnéticas de las corrientes fuertes, y reducir corrientes de cortocircuito a valores admisibles en delicados aparatos de medida. Obtener intensidades de corriente, o tensiones, proporcionales (por lo menos en determinada zona) a las que se desea medir o vigilar, y transmitir las a los aparatos apropiados.

2.2.3.- TC

El circuito primario es pasante y se ajusta al TC mediante un prensaestopas adaptable a la sección del cable, con lo que queda fijado al conductor. El transformador no dispone de ningún borne, ya que la salida del secundario incorpora un cable de 1.5 m de longitud para facilitar su instalación.

2.2.4.- TP

Los transformadores de corriente tipo TP han sido especialmente diseñados para facilitar su colocación, tanto en instalaciones nuevas como en las ya existentes. Gracias a su núcleo partido permite su instalación sin necesidad de interrumpir ningún cable o pletina. Los transformadores tipo TP permiten la apertura de su núcleo y por tanto permite su colocación sin tener que interrumpir el suministro.

2.3.- Protección

2.3.1.- Corto circuito.

El corto circuito es una corriente que se presenta al momento de que ocurre una falla, este fenómeno eléctrico es un incremento en la corriente en un determinado tiempo, la cual puede causar afectaciones a equipos primarios incluso interrumpir servicio energético. Ante ello los equipos y/o sistemas pueden sufrir daños severos temporales o permanentes en condiciones de falla.

Por lo tanto, es necesario definir equipos y esquemas de protección adecuados al momento de diseñar las instalaciones, de tal forma que se asegure el correcto desempeño de la red eléctrica, apoyada por los dispositivos de monitoreo, detección y señalización. Ante ello los equipos y/o sistemas pueden sufrir daños severos temporales o permanentes en condiciones de falla.

Por lo tanto, es necesario definir equipos y esquemas de protección adecuados al momento de diseñar las instalaciones, de tal forma que se asegure el correcto desempeño de la red eléctrica, apoyada por los dispositivos de monitoreo, detección y señalización.

2.3.2.-Métodos de solución.

Existen diferentes tipos de solución para el análisis de fallas (estudio de corto circuito), entre los cuales se destacan el método de las componentes simétricas que es un método exacto, pero que comúnmente se confunde con el método denominado por unidad. A continuación se describe una lista de los métodos más conocidos.

Método de equivalente de Thevenin.

Método de los MVA.

Método de las componentes simétricas.

Método de la matriz de impedancias (Y buz, Z buz).

2.3.3.- Método de equivalente de Thevenin.

Según enuncia el teorema de Thevenin, cualquier sistema se puede reducir a una sola impedancia en el punto de falla por combinaciones sucesivas serie o paralelo o por transformación delta-estrella alimentada por una fuente de tensión en serie. Para realizar el cálculo se debe trazar un diagrama unifilar mostrando todas las fuentes de cortocircuito y todos los elementos de impedancia, se selecciona una base apropiada en KVA que sea común para todos los niveles de tensión.

Se recomienda el empleo de magnitudes como 1000, 10000,100000 o múltiplos de 10. Obtener los valores correctos de reactancia preferentemente de la información proporcionada por el fabricante. En las fuentes de máquinas rotatorias de C.A. la reactancia se modifica dentro de un lapso muy corto de tiempo después de inicio de la falla. Traza un diagrama de reactancias convirtiendo el diagrama unifilar a valores unitarios sobre una base seleccionada.

Se usa principalmente magnitudes de reactancias, debido a que generalmente la resistencia de los componentes de los sistemas corresponde a un reducido porcentaje de la reactancia de los componentes considerados en el cálculo. Integrar todas las reactancias en una única equivalente que incluya todas las reactancias entre la barra conductora de reactancias cero y punto de falla.

La reactancia total equivalente expresada unitariamente sobre una base seleccionada, se usa para determinar la corriente de cortocircuito y los KVA en el punto de falla, determinar el valor de la corriente simétrica de cortocircuito o KVA. Determinar el valor de la corriente asimétrica de cortocircuito o KVA aplicando los multiplicadores de desplazamiento, siendo un factor 1.5 o 1.6 para el caso de los interruptores de potencia en circuitos de mediana y alta tensión.

Determinar la potencia de cortocircuito en el punto de falla ya que es la magnitud requerida para selección de dispositivos de protección como el interruptor. Para el estudio de corto circuito siempre será tomado en cuenta las reactancias de los conductores, los interruptores y reactores en el caso de que el circuito cuente con los mismos para efectuar una disminución en la corriente de cortocircuito.

MAGNITUD A DETERMINAR	EXPRESION DE LA ECUACION	DESCRIPCION DE LAS VARIABLES
Determinacion del equivalente de red	$X = \frac{KVAb}{KVAcc}$	KVAg= potencia base KVAcc= potencia de
Determinacion de reactancia de transformador	$X_{pu} = \frac{X\%KVAb}{100KVAt}$	X%=Reactancia del TR KVAg=Potencia base KVAt=Potencia del TR
Determinacion de reactancia de motor	$X_{pu} = \frac{X\%KVAb}{100KVAm}$	X%= Reactancia del motor KVAg= Potencia base KVAt=Potencia del motor
Determinacion de reactancia de conductores(en caso que se cosidere)	$X_{pu} = \frac{\Omega xKVAb}{((KVb)^2)1000}$	Ω =Reactancia del conductor en Ω /KM KVAb =Potencia base $(KVb)^2$ =Tension base
Determinacion de la reactancia de interruptor	$X_{pu} = \frac{\Omega xKVAb}{((KVb)^2)1000}$	Ω =Reactancia del interruptor KVAb=Potenciabase $(KVb)^2$ =Tension base

Tabla 1 Formulas para referenciar a potencia base

Los valores de reactancia en por unidad de los elementos, se procede a elaborar el diagrama equivalente de impedancias a partir del diagrama unifilar, representando únicamente los elementos que intervienen en el cálculo.

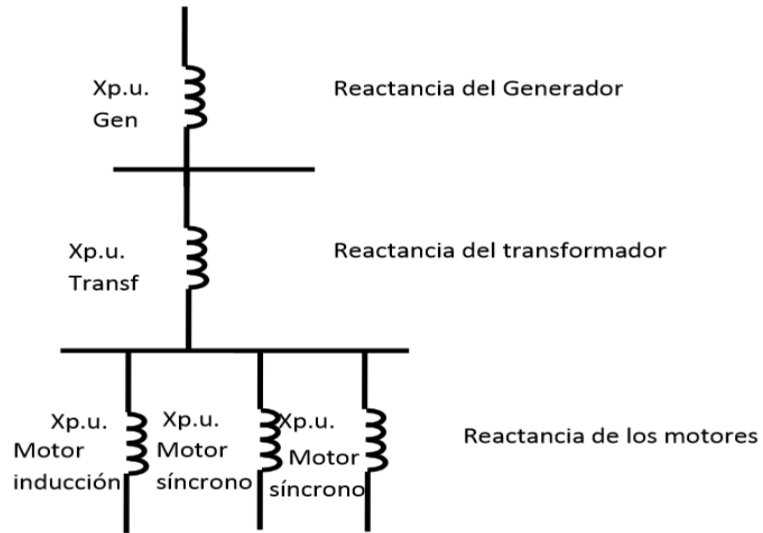


Figura 5 Diagrama de impedancias

Una vez elaborado el diagrama de impedancia el siguiente paso consiste en la reducción del sistema a una impedancia equivalente en el punto de falla, para el efecto es necesario el empleo de ecuaciones que permitan obtener magnitudes de impedancias equivalentes, que se determinan a partir de la forma en la que se encuentra conectadas las impedancias a reducir.

Tabla 2 impedancia equivalente

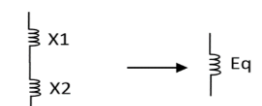
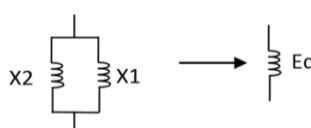
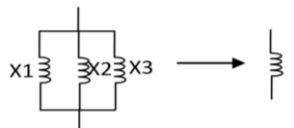
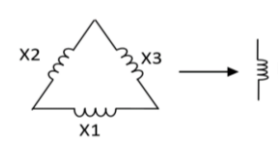
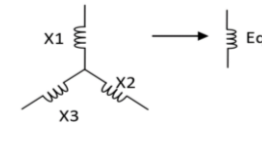
Nombre de conexión de las impedancias	Diagrama de conexión de las impedancias	Expresion
Conexión serie		$X_{EQ}=X1+X2$
Conexión paralelo		$X_{Eq}=\frac{X1X2}{X1+X2}$
Mas de dos reactancias en paralelo		$1/X_{Eq}=\frac{1}{x1}+\frac{1}{x2}+\frac{1}{x3}...$
Conexión delta a conexión estrella		$X_{Eq1}=\frac{x2x3}{x1}+x2+x3$ $X_{Eq2}=\frac{x1x3}{x2}+x1+x3$ $X_{Eq3}=\frac{x1x2}{x3}+x1+x2$
Conexión estrella a conexión delta		$X_{Eq1}=\frac{x2x3}{x1+x2+x3}$ $X_{Eq2}=\frac{x1x3}{x1+x2+x3}$ $X_{Eq3}=\frac{x1x2}{x1+x2+x3}$

Diagrama unifilar para obtener las reactancias equivalentes

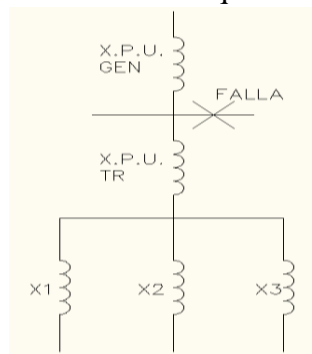


Figura 6 circuito equivalente en reactancias

Este grupo de reactancias están conectadas en paralelo y puede ser reducido empleando la expresión: $1/X_{Eq.}=(1/X1)+(1/X2)+(1/X3)$.

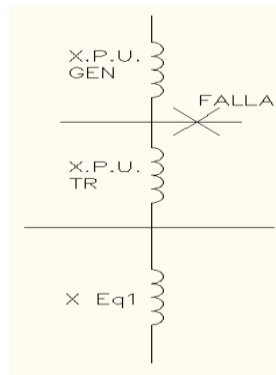


Figura 7 Circuito equivalente en desarrollo

Las reactancias “Xpu-Tr” y “X Eq1” están en serie y se reducen con la expresión $X_{Eq} = X_1 + X_2$.

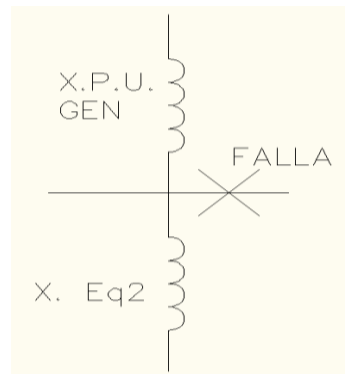


Figura 8 Circuito equivalente en desarrollo

Para reducir las últimas dos reactancias, estas se consideran en paralelo por lo tanto se emplea la expresión:

$$X_{Eq} = (X_1 X_2) / (X_1 + X_2)$$

Como se observa en la secuencia de reducción anterior, una vez expresados los valores de todas de los elementos en por unidad en el diagrama de impedancias, se comienza la reducción hasta obtener la reactancia equivalente en el punto de falla. Una vez obtenida la reactancia equivalente se encuentra con todos los elementos para el cálculo de la corriente y potencia de cortocircuito, para lo cual se emplean las siguientes formulas:

Tabla 3 De fórmulas de equipos y potencia base

Magnitud a determinar	Expresion de la ecuacion	Descripcion de las variables
Corriente base	$I_B = \frac{kVA_B}{\sqrt{3}kV}$	-KVAb potencia base - KV en el punto de falla de linea
Corriente de cortocircuito en por unidad	$I_{CC_{pu}} = \frac{1}{X Eq_{total}}$	-Xeq total Reactancia equivalente en el punto de falla
Corriente de cortocircuito.	$I_{CC} = I_{CC_{pu}} \times I_B$	-ICCpu valor de corriente ICC en por unidad -Ib Valor de corriente base
potencia de cortocircuito.	$P_{CC} = \sqrt{3}V_L I_{CC}$	-VL tension de linea en el punto de falla. -Icc Corriente de corto circuito en el punto de falla

De las ecuaciones anteriores el valor de la corriente y potencia de cortocircuito son los de una falla trifásica simétrica. Siendo el procedimiento, este es el cálculo de la corriente simétrica. Para obtener la corriente de cortocircuito asimétrica (a partir de la corriente de cortocircuito simétrica), se emplea un factor de multiplicación de 1.5 a 1.6 en instalaciones industriales de mediana y altas tensiones y de 1.25 para instalaciones de baja tensión.

2.3.4.-Método de los MVA

Este método es ampliamente utilizado para análisis de sistemas eléctricos de potencia en donde los niveles de tensión son altos. Para este método se deben seguir los siguientes pasos:

Convertir la impedancia de los equipos, de las líneas y alimentadores directamente a MVA de cortocircuito

Dibujar dentro de rectángulos o circuitos todos los MVA de cortocircuito de equipos, alimentadores y líneas siguiendo el mismo arreglo que estos tienen el diagrama unifilar. Sucesivamente combinar los MVA de cortocircuito del sistema hasta encontrar un valor equivalente en el punto de falla. Los valores en paralelo se suman directamente y los valores en serie se combinan como si fueran impedancias en paralelo.

Calcular la corriente de cortocircuito trifásica en amperes para el punto de falla.

Como primer paso del método de análisis de los MVA, se pide convertir directamente las impedancias de los equipos y conductores directamente a MVA de cortocircuito considerándose todas las cargas activas como son: Generadores, transformadores, motores, líneas o ramas del sistema que permiten la conexión de las mismas al punto de falla y despreciando las cargas pasivas.

Tabla 4 Formulas de potencia de cortocircuito

Magnitud a determinar	Expresion de la ecuacion	Descripcion de las variables
Mega volt-amperees de cortocircuito	$MVA(cc) = \frac{MVA(equipo) * 100}{X\% de equipo}$	-MVA(equipo) potencia del equipo -X% porciento de reactancia del equipo
Mega volt-Amperees de cortocircuito	$MVA(cc) = \frac{MVA(equipo) * 100}{X(pu) de equipo}$	-MVA(equipo) potencia del equipo -X%(pu) reactancia del equipo en por unidad
Mega volt-Amperees de cortocircuito	$MVA(cc) = \frac{KVL^2}{X\Omega}$	-KVL ² Tension de linea del conductor -XΩ reactancia en ohms por kilometro.

Una vez obtenido los valores en MVA de los elementos, se pueden dibujar el diagrama requerido para el análisis, partiendo al igual que en el método anterior del diagrama unifilar, solo que esta vez representando a todos los elementos considerado como rectángulo o círculos, escribiendo dentro de los mismos la potencia en MVA calculada.

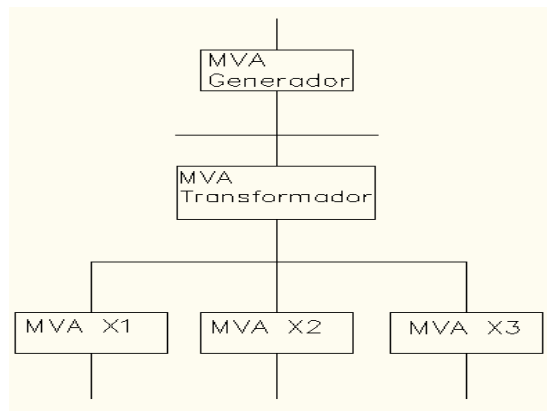


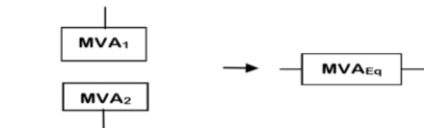
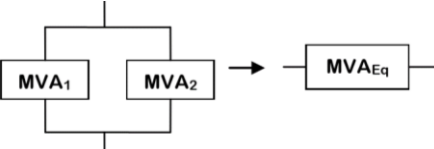
Figura 9 circuito de reactancias en el método MVA

Como se observa, los elementos considerados solo son las maquinas eléctricas, por comodidad se desprecian los valores de resistencia y reactancia en las barras de conexiones, esta eliminación se hace solo en sistemas de media y alta tensión ya que los valores de resistencia y reactancia de las mismas son lo suficientemente pequeño como para que el error que se obtiene al no incluir a nuestros elementos en el análisis se considere insignificante.

Pero los niveles de tensión permanecen indicados puesto que es en las barras de conexión en donde se proponen usualmente las fallas, y en este caso como se menciona con anterioridad, la falla se encuentra localizada en el mismo punto que en el ejemplo anterior ya que el objetivo es comparar las diferencias de desarrollo, complejidad de aplicación y ventajas de los distintos métodos convencionales de análisis.

El tercer paso del desarrollo de método MVA es el de la reducción del sistema por combinaciones sucesivas hasta llegar al punto de falla, con el fin de obtener la potencia de cortocircuito que se presentaría en este punto del sistema.

Tabla 5 Formulas para reducción de circuito

Nombre de conexiones de las impedancias	Diagramas de conexión de las impedancias	Expresion
Conexión serie		$MVA(Eq) = \frac{1}{\frac{1}{MVA2} + \frac{1}{MVA1}}$
Conexión paralelo		$MVA(Eq) = MVA1 + MVA2$

Como el método anterior, la primera reducción se hace en la parte de las cargas, como estas están conectadas en paralelo la consideración es la siguiente:

$$MVA (Eq1) = MVA1 + MVA2 + MVA3$$

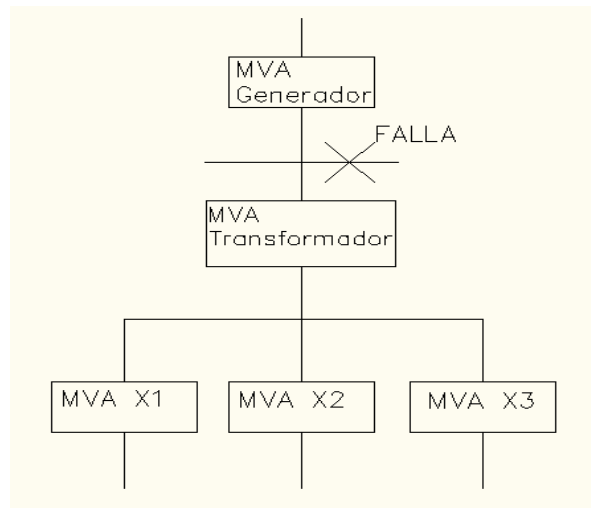


Figura 10 Circuito en MVA

En la siguiente reducción se considera

$$MVA (Eq2) = [MVA (Tr) * MVA (Eq)] \div [MVA(Tr) + MVA(Eq1)]$$

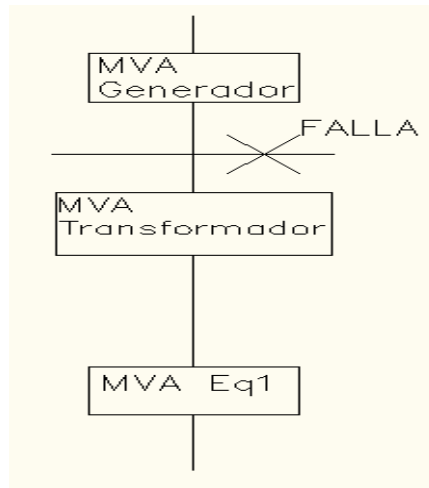


Figura 11 Equivalentes de circuito en MVA

Para la última reducción se hace emplear la misma consideración que en la reducción anterior como se expresa a continuación:

$$MVA (Eq2) = [MVA (Eq2)*MVA (Gen)] \div [MVA(Eq2)+MVA(Gen)]$$

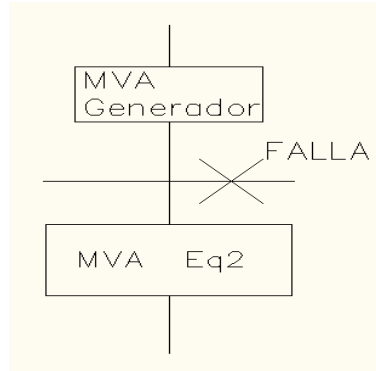


Figura 12 Circuito equivalente

Una vez obtenida la potencia de cortocircuito se puede calcular la corriente de cortocircuito con la siguiente expresión.

$$I_{CC} = \frac{MVA(cc)*1000}{\sqrt{3}KVL}$$

2.3.5.-Método de las componentes simétricas.

El método de las componentes simétricas es ampliamente utilizado en el cálculo de corrientes de fallas en sistemas de media y alta tensión, y a diferencia de los métodos de equivalente de Thevenin y los MVA, este permite efectuar el cálculo de fallas desbalanceadas en los sistemas eléctricos, también proporciona un punto muy explícito que permite apreciar perfectamente porque en ocasiones las corrientes de falla

monofásicas pueden ser más grandes y por lo tanto más peligrosas y potencialmente destructivas en sistema eléctrico, que las fallas trifásicas.

El procedimiento para obtener valores de corrientes y potencias de falla, empleando este método de cálculo se describe a continuación: Expresar los valores de reactancias de los elementos considerados en el cálculo en el sistema en por unidad establecido magnitudes base de tensión y potencia. Dibujar las redes de secuencia positiva, negativa y cero, tomando especial atención en el tipo de conexión de las máquinas eléctricas para la elaboración del diagrama de secuencia cero.

Reducir las redes de secuencia a su equivalente Thevenin, en el punto de falla.

Aplicar la ecuación correspondiente para obtener el valor de corriente falla.

Para dibujar las redes de secuencia es necesario tomar en cuenta consideraciones como el tipo de conexiones de las máquinas eléctricas que se contemplaran en los cálculos.

Maquina y tipo de conexión	Simbología sec. (+)	Simbología sec. (-)	Simbología sec. (0)

Figura 13 conexiones de máquinas eléctricas

Diagrama de secuencia positiva.

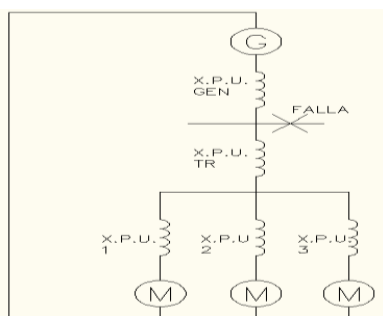


Figura 14 Diagrama de secuencia positiva

Diagrama de secuencia negativa.

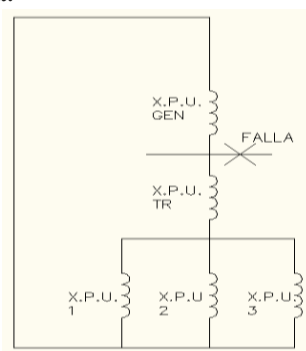


Figura 15 Diagrama de secuencia negativa

En los diagramas de secuencia positiva las maquinas dinámicas se representan como fuentes de tensión, mientras que en el de secuencia negativa, todos los elementos se presentan solo como reactancias. El diagrama es exactamente el mismo en ambos casos, con la excepción de las fuentes de tensión, pero para el diagrama de secuencia cero se debe tomar en cuenta el tipo de conexión de las maquinas, sea estas dinámicas como los motores y los generadores, o estáticas como los transformadores.

Dependiendo del tipo de conexión de las maquinas se verá afectada la reactancia total y por lo tanto, también habrá diferencia en los valores de corriente y potencia de falla. Es por el tipo de conexión de las maquinas que la magnitud de la corriente de falla monofásica en ocasiones es más elevada que la de una falla trifásica. Como se puede observar en los diagramas anteriores.

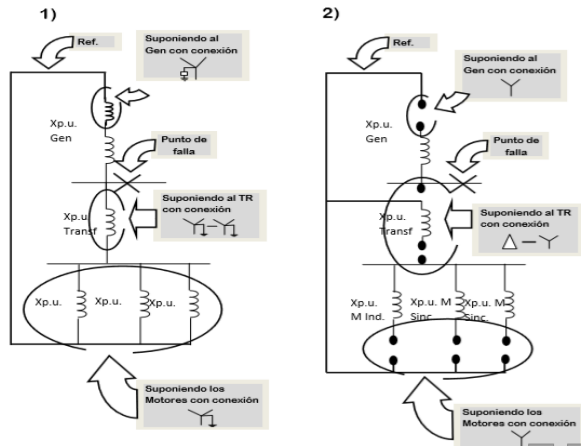


Figura 16 circuitos de secuencias

Mientras que en el primer caso el diagrama de secuencia cero es prácticamente el mismo que el propuesto de secuencia negativa, con excepción de la conexión de generador en donde la reactancia con la que se encuentra conectando a tierra incrementa la reactancia con la que se encuentra total del sistema, contribuyendo a la limitar la corriente en condiciones de falla, para el segundo caso la reactancia del generador queda completamente aislada de toda las demás reactancia de la red representando así un valor limitador de corriente mucho menor que en el primer caso.

Una vez elaborados los tres diagramas de secuencia y expresadas las reactancias en un sistema por unidad, se efectúa la reducción del mismo con el fin de encontrar l reactancia equivalente en el punto de falla de cada diagrama de secuencia, para lo cual se efectúa las reducciones empleando el me todo equivalente de Thevenin. $1/X_{Eq} = (1/X_1) + (1/X_2) + (1/X_3)$

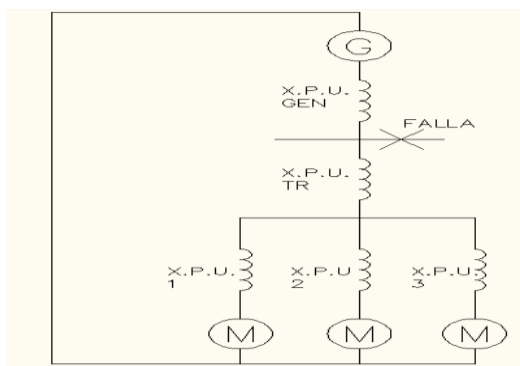


Figura n 17 Circuito equivalente de Thevenin

Se observa a continuación las reducciones del sistema. Las reactancias “Xp-u Tr” y “X Eq” se reducen con la expresión: $X_{Eq2} = X_{Eq1} + X_2$

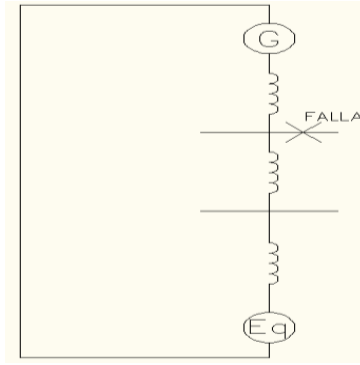


Figura 18 Reducción de circuito

Para reducir las últimas dos reactancias, estas se consideran en paralelo por lo tanto se emplea la expresión:

$$X_{Eq3} = (X_{Gen} * X_{Eq2}) \div (X_{Gen} + X_{Eq2})$$

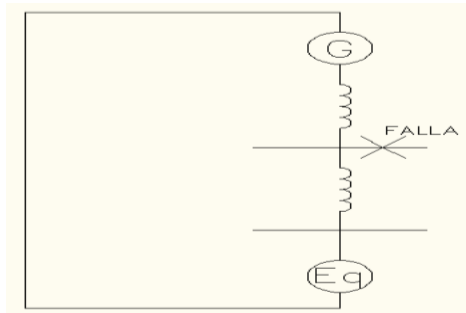


Figura 19 Reducción de circuito

La reactancia equivalente (Eq3) de secuencia positiva se designa comúnmente como:

“X1”

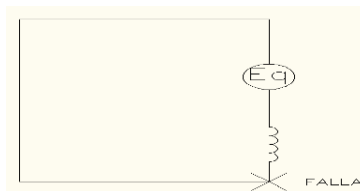


Figura 20 Circuito reducido

Este grupo de reactancias puede ser reducido empleando la expresión:

$$1/X_{Eq} = (1/X1) + (1/X2) + (1/X3)$$

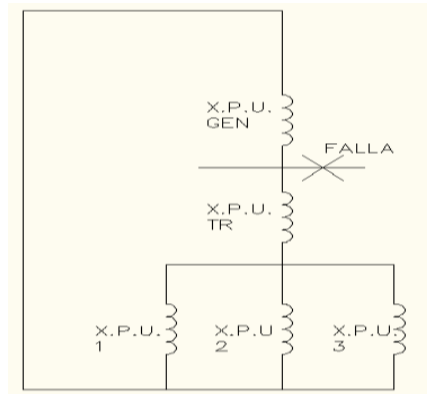


Figura 21 Reactancias en circuito

Las reactancias “Xp-u-Tr” T “XEq1”, se reducen con la expresión:

$$XE_{q2} = XE_{q1} + X_{Tr}$$

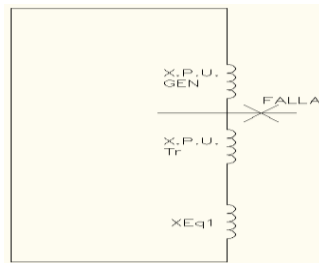


Figura 22 Circuito reducido

Para reducir las últimas dos reactancias, estas se consideran en paralelo por lo tanto se emplea la expresión: $X_{Eq3} = (XE_{q2} * X_{Gen}) \div (XE_{q2} + X_{Gen})$

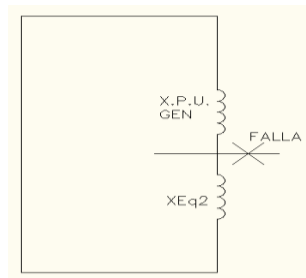


Figura 23 Circuito reducido

La reactancia equivalente (Eq3) de secuencia negativa se designa comúnmente como “X2”

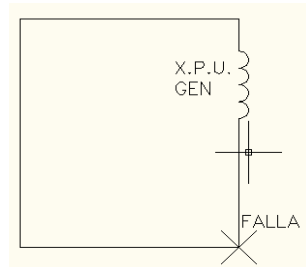


Figura 24 Circuito equivalente y falla localizada

Y para la reducción del diagrama de secuencia cero del sistema. Suponiendo al generador con conexión estrella aterrizada por medio de reactancia, esta equivale a 3 veces la reactancia del generador, por lo tanto: $X_{Eq1} = X_{Gen} + 3X_{Gen}$. Reduciendo las reactancias de los motores a su equivalente con la expresión:

$$1/X_{Eq2} = (1/X_1) + (1/X_2) + (1/X_3)$$

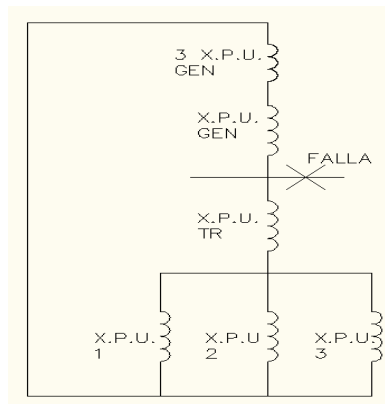


Figura 25 Circuito de reactancias

Para obtener la reactancia equivalente de la conexión entre el Tr y la reactancia Eq2 se emplea la expresión: $X_{E3} = (X_{Eq2} * X_{Tr}) \div (X_{Eq2} + X_{Tr})$

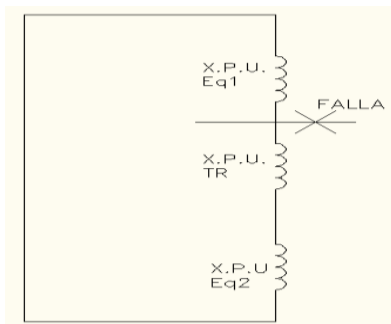


Figura 26 Circuito en reducción

En la última reducción se emplea la expresión: $X_{Eq4} = (X_{Eq1} * X_{Eq3}) \div (X_{Eq1} + X_{Eq3})$

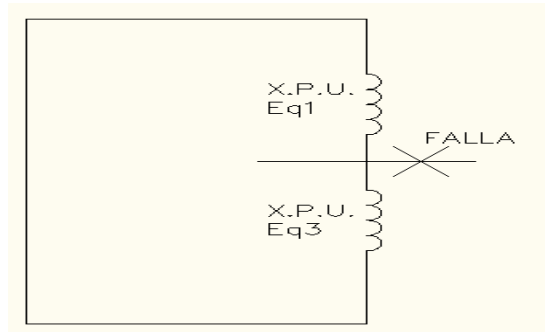


Figura 27 Circuito en reducción

Una vez obtenida la reactancia equivalente del diagrama de la secuencia cero del sistema, el siguiente paso es la obtención de las corrientes de falla. La designación más común de la reactancia equivalente de la secuencia cero del sistema está escrita normalmente como:

“X0”

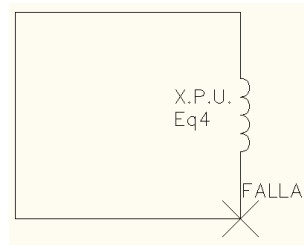


Figura 28 Circuito reducido y localización de falla

Para la obtención de los diferentes valores de corriente de cortocircuito en el punto marcado del sistema, se requiere del empleo de las ecuaciones según el tipo de falla de cortocircuito que se desee calcular.

Tabla 6 Formulas de corriente de cortocircuito

Magnitud a determinar	Expresion de la ecuaciones	Descripcion de las variables
Falla de linea a tierra	$I_{cc_{L-T}} = \frac{3E_{\phi-N}}{X_1 + X_2 + X_0}$	- E -N tension de fase a neutro en el punto de falla. -X1 reactancia de secuencia positiva. -X2 Reactancia de secuencia negativa. -X0 Reactancia de secuencia cero.
Falla de linea a linea	$I_{cc_{L-L}} = \frac{E_{\phi-N}\sqrt{3}}{X_1 + X_2}$	-E-N Tension de fase a neutro en el punto de falla. - X1 Reactancia de secuencia positiva. -X2 Rectancias de secuencia negativa.
Falla de dos lineas a tierra	$I_{cc_{2L-T}} = \frac{3E_{\phi-N} X_2}{X_1 + X_2 + X_0(X_1+X_2)}$	-E-N Tension de fase a neutro en el punto de falla. -X1 Reactancia de secuencia positiva. -X2 Reactancia de secuencia cero
Falla trifasica	$I_{cc_{3\phi}} = \frac{E_{\phi-N}}{X_1}$	-E-N Tension de fase a neutro en el punto de falla. -X1 Reactancia de secuencia positiva.
Potencia de cortocircuito trifasica	$P_{cc} = \sqrt{3}V_L I_{cc}$	-V _L Tension de linea en el punto de falla. -I _{CC} corriente de cortocircuito en el punto de falla.

2.3.6.-Método de la matriz de impedancias de barra (Z buz, Y bus).

Cuando se tienen sistemas de potencia trifásica con “n” número de barras, es conveniente calcular las corrientes y tensiones de falla por medio del método de matriz de impedancias de barra, el cual se basa en las ecuaciones de nodo, en donde se considera como nodo a las barras existe en el sistema, el método se basa en las ecuaciones:

$$Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 + \dots + Y_{1n}V_n = I_1$$

$$Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + \dots + Y_{2n}V_n = I_2$$

$$Y_{n1}V_1 + Y_{n2}V_2 + Y_{n3}V_3 + \dots + Y_{nn}V_n = I_n$$

$$Y_{N1}V_1 + Y_{N2}V_2 + Y_{N3}V_3 + \dots + Y_{Nn}V_n = I_N$$

En forma matricial, estas ecuaciones se expresan de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix}
 Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{1n} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{1N} \\
 Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{2n} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{2N} \\
 Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{3n} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{3N} \\
 \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\
 \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\
 Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{nn} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{nN} \\
 \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\
 \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\
 Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{N3} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{Nn} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{NN}
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 V_1 \\
 V_2 \\
 V_3 \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 V_n \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 V_N
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 I_1 \\
 I_2 \\
 I_3 \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 I_n \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 I_N
 \end{bmatrix}$$

Donde la corriente está dada por la siguiente ecuación. $[Y][V]=[I]$

El procedimiento para obtener corriente y potencia de falla en un sistema eléctrico por medio del método de la matriz de impedancia es el siguiente. A partir del diagrama unifilar del sistema bajo análisis, identifica el número de barras que componen al sistema. Expresar las reactancias en el sistema en por unidad refiriendo los valores a una unidad ase, preferentemente de tensión y potencia. Reducir el diagrama en secuencia positiva del sistema eléctrico bajo estudio.

Expresar los valores de reactancia en sus valores equivalentes de admitancia., construir la matriz de admitancias, a partir del diagrama de secuencia positiva. Invertir la matriz de admitancias, empleando cualquier modelo matemático. Con el valor obtenido de impedancia equivalente en el punto de falla, calcular los valores de corrientes y potencia de cortocircuito.

El sistema se modela por medio de su red de secuencia positiva, donde las líneas y transformadores están representados por reactancias en serie y las máquinas están representadas por fuentes de tensión constante, todas las desprecian. Como ejemplo se presenta el diagrama del sistema eléctrico que se ha estudiado, con el fin de identificar las ventajas y desventajas del empleo de este método para el análisis de los sistemas eléctricos

Como primer paso se presenta el diagrama unifilar del sistema bajo estudio y se identifica el número de barras con las que este cuenta. Este diagrama cuenta con dos barras de conexión. Como paso número dos se expresa las reactancias consideradas en los cálculos, del sistema en cantidades por unidad, refiriéndolas a una potencia y tensión base, esto por practicidad.

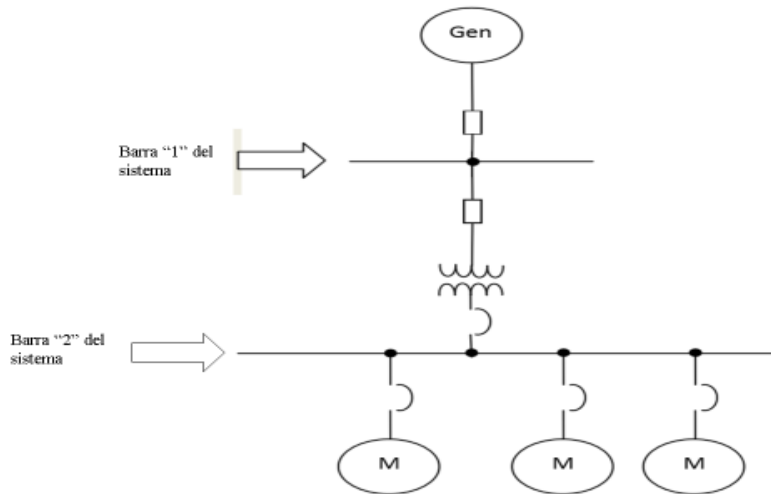


Figura 29 Diagrama unifilar de los circuitos anteriores

Dentro de los pasos a seguir en el desarrollo del análisis el tercer paso se pide verificar que en ambos lados de la barra de conexión solo exista una impedancia conectada a la misma, es decir impedancias conectadas en serie o paralelo deben reducirse a su impedancia equivalente, empleando para tal efecto las ecuaciones proporcionadas con anterioridad en el método de equivalente de Thevenin. Este grupo de reactancias pueden ser reducidos empleando la expresión. $(1/X_{Eq}) = (1/X_1) + (1/X_2) + (1/X_3)$

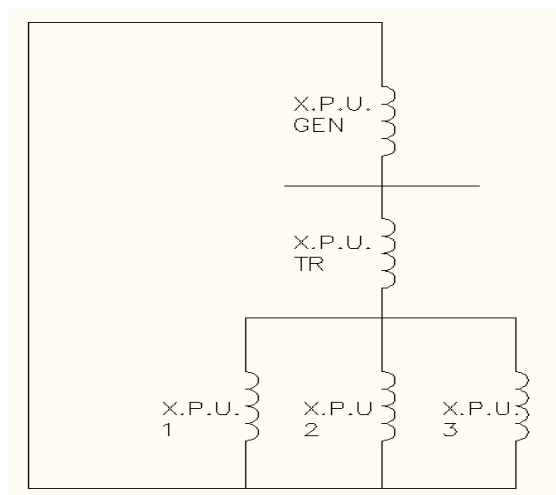


Figura 30 Circuito equivalente del diagrama en unifilar

Están identificadas plenamente las dos barras existentes en el sistema, también se puede apreciar que los valores de reactancia de cada elemento están expresados en el sistema en por unidad. Una vez hecha la reducción de los motores conectados en paralelo a la barra 2, se obtiene una reactancia equivalente, conectada a una fuente de tensión.

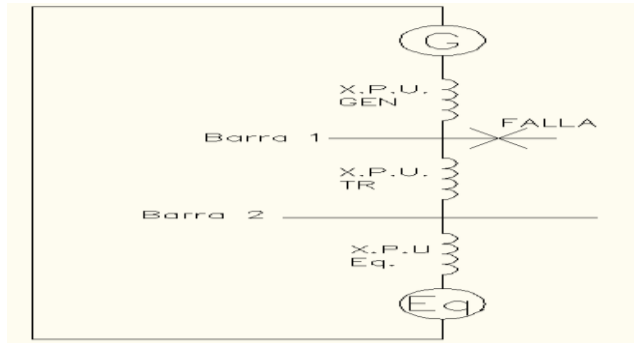


Figura 31 circuito en reducción

El siguiente punto es el de expresar estos valores de reactancia en sus equivalentes de admitancia para lo cual se emplea la ecuación 2.5 mostrada a continuación. La matriz de admitancia se construye a partir de las admitancias mutuas y propias de los nodos.

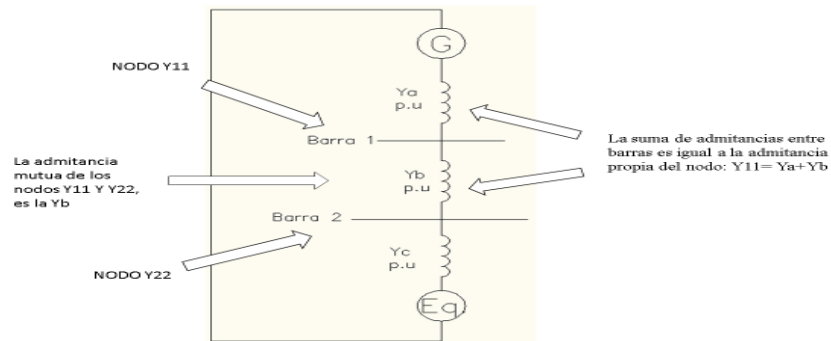


Figura 32 indicaciones del circuito

Una vez identificada la admitancia propia y mutua de los nodos se puede construir la matriz de admitancias.

$$\begin{bmatrix} Y_a + Y_b & -(Y_a) & -(Y_a) \\ -(Y_a) & Y_b + Y_c & -(Y_c) \\ -(Y_a) & -(Y_c) & Y_a + Y_c \end{bmatrix}$$

Una vez obtenida la admitancia propia del nodo en donde se encuentra el punto de falla se obtienen el valor de la corriente de falla con la expresión. $I_{cc}=Y_{barra}XV$. En donde Y_{barra} es la admitancia del nodo obtenida en la matriz, V es la tensión de la barra expresada en el sistema en por unidad. Una vez obtenida la corriente de cortocircuito en el sistema en por unidad se determina la corriente base expresada en la ecuación.

$$I_B = (MVA_b) \div (\sqrt{3}KV_b)$$

De donde los MVA es la potencia base seleccionada, regularmente en múltiplos de diez y KVb son los KV base, regularmente se selecciona la tensión nominal a la que se encuentra el punto de falla. Con los valores de corriente de falla en el sistema en por unidad y magnitud de corriente base, se puede obtener la magnitud en amperes de corriente de falla.

$$I_{cc}=I_{cc} \cdot I_b$$

2.3.2.-Dispositivos de protecciones en media tensión

2.3.2.1.- Relevadores

El uso de relevadores de sobre corriente no direccionales es muy extendido en las subestaciones de distribución, como protección de alimentadores así como protección de respaldo para bancos de transformación. Esto debido a sus características de velocidad, seguridad, simplicidad y confiabilidad. Los relevadores de protecciones son dispositivos que identifican condiciones anormales de operación del sistema.

Estos son ajustados para operar bajo condiciones de falla, abriendo o cerrando contactos propios o de sus auxiliares, para desconectar automáticamente los interruptores asociados al equipo fallado. Los relevadores proporcionan una indicación de su operación de su operación mediante banderas o señales luminosas. Los relevadores auxiliares se utilizan para disparar o bloquear el cierre de algunos interruptores y otras funciones de control y alarma.

En la mayoría de los tableros de protección, control y medición construidos hasta 1980, se encuentra operando relevadores de sobre corriente del tipo electromecánico. Con el avance de la tecnología se ha incrementado la producción de relevadores de estado sólido o microprocesados, lográndose una reducción considerable en el espacio empleando en los tableros, así como incrementar sus funciones.

La similitud en las características de tiempo-corriente de los relevadores electromecánicos y microprocesados, hace posible coordinar los tiempos de operación entre relevadores electromecánicos y microprocesados o viceversa.

2.3.2.2.-Relevador de sobre corriente instantáneo (50)

Es un relevador con “Respuesta instantánea” para un valor pre-determinado de corriente. Su tiempo de respuesta u operación es menor a 35 milisegundos 3 ciclos (0.05 segundo o menor). Es un relevador que funciona instantáneamente para un excesivo valor de corriente e indica una falla básicos en el aparato o circuito protegido.

El contacto N.A. que cierra durante la puesta en operación (Pick-up) del relevador es utilizado para el control de apertura o disparo de uno o varios interruptores. En los relevadores de sobre-corrientes instantáneos (50), existe un tornillo de ajustes alojado en la parte superior. Variando la separación o altura del entrehierro se modifica la fuerza actuante. La operación del relevador se identifica por medio de una coloreada, cuyo color depende de la marca del fabricante.

2.3.2.3.-Relevador de sobre-corriente con retraso de tiempo (51)

Es un relevador con una “Respuesta retardada” la cual se ajusta a una curva característica de tiempo-corriente definida o inversa que funciona cuando la corriente en el circuito excede de un valor pre-determinado. Se conoce como tiempo inverso a las características de tiempo-corriente en que a mayor corriente menor es el tiempo de “Respuesta” del relevador; y consecuentemente a menor corriente mayor será el tiempo de operación del relevador.

Con la aplicación de microprocesador se han desarrollado relevadores que además de cumplir con las funciones de protección, efectúan otras adicionales como son; medición, registro de eventos, localización de fallas y oscilografías. Lo anterior se realiza mediante el muestreo y manipulación de los parámetros eléctricos, los cuales son utilizados en forma numérica para resolver cada uno de los algoritmos que calcula el microprocesador para cumplir con las tareas anteriormente descritas.

Estos relevadores son trifásicos y en un módulo están contenidas las unidades de fase y de neutro, reduciendo considerablemente sus dimensiones y el espacio ocupando por ello en los tableros de control, medición y protección. Los relevadores microprocesados están constituidos básicamente de la siguiente manera: Unidades de entrada analógica, Unidades de entrada digitales, filtro pasa bajas, fuente de alimentación, microprocesador para funciones de protección, microprocesador para funciones de medición, etc.

Las curvas características de operación de los relevadores digitales son seleccionables y responden a ecuaciones matemáticas, las cuales han sido estandarizadas. Los relevadores de sobre-corriente al operar, actúan sobre un interruptor de potencia o sobre un relevador auxiliar y este sobre el interruptor. Por otra parte, su corriente de operación es recibida a través de los transformadores de corriente. Así entonces, el principal equipo asociado a un esquema de relevadores de sobre-corrientes son interruptores de potencia y transformadores de corriente.

2.3.2.4.-Interruptores.

El interruptor es el dispositivo mecánico que conecta e interrumpe, una o repetidas veces, en condiciones normales y anormales de trabajo un circuito eléctrico. Está diseñado básicamente para llevar en forma continua altas corrientes, interrumpir en condiciones de seguridad las corrientes de falla y soportar los esfuerzos electrodinámicos debido a estas.

Para circuitos o alimentadores de distribución los interruptores son trifásicos. Se seleccionan en base a la tensión del sistema, carga y corriente de cortocircuito en el punto de instalación, es decir, su capacidad interruptiva debe ser mayor que el valor de falla en el punto de instalación. La conexión o desconexión se efectúa a través del movimiento relativo de los contactos del interruptor. El arco eléctrico es interrumpido dentro de la cámara de extinción el medio de extinción puede ser aceite, aire, vacío o gas SF₆.

El control de interruptor ejerce las funciones de apertura y cierre, es alimentado a través de una fuente confiable de C.D. Utiliza una fuente de C.A o C.D. para carga el elemento mecánico que hace la apertura o cierre. Este elemento puede ser neumático, hidráulico o de resorte. Para efectos de control eléctrico, la acción de liberar un trinquete o abrir una válvula, se efectúa a través de electroimanes que se energizan con ese control. Los electroimanes reciben el nombre de bobinas de cierre y disparo.

2.3.2.5.-Restauradores.

Un restaurador es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar o interrumpir en determinado tiempo, sobre corrientes en un circuito debido a la eventualidad de una falla así como de hacer re-cierres automáticamente y re-energizar el circuito. En caso de persistir la falla, vuelve a abrir, re-cerrando nuevamente, esta secuencia de operación se lleva a cabo hasta cuatro operaciones de apertura al final de las cuales quedara bloqueado. La secuencia realiza dos importantes funciones.

La ventaja que este presenta es prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido y discrimina las fallas temporales de las permanentes.

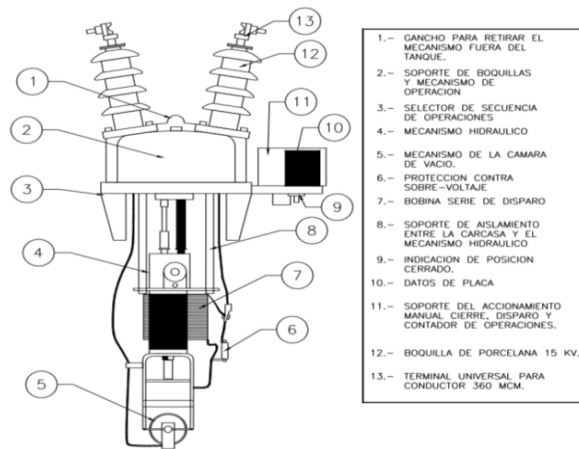


Figura 33 Diagrama de restaurador

La detección de fallas se realiza generalmente por bobinas colocadas en serie con la línea, alojadas en el interior del tanque del restaurador. Estas bobinas serie al censar una corriente superior a su capacidad de disparo, actúan sobre el mecanismo abriendo el restaurador, para el cierre se utilizan principalmente las siguientes formas, por medio de resortes que se cargan por acción de apertura, bobina de potencial que utiliza la tensión de línea de lado fuente del equipo y mediante motor para la carga de un mecanismo.

En algunos diseños la detección de fallas se realiza por medio de transformadores de corriente tipo boquilla y a través de circuitos electrónicos se provee la señal de disparo y el pestillo de apertura es accionado por una pequeña bobina alimentada por una batería, la cual es continuamente cargada por la corriente de la línea. La ventaja de los restauradores va más allá de la simple detección y despeje automático de fallas y re-cierre, ya que cuenta con diferentes curvas de tiempo- corriente dentro de una misma secuencia de operación, seleccionables.

Otra característica de restaurador es la reposición automática, si un restaurador es ajustado, para quedar abierto después de su 4ª operación de apertura, pero la falla ha sido despejada después de la 1ª, 2ª o 3ª operación, el restaurador se repondrá automática a su posición original y será capaz de llevar a cabo otras operaciones, en el caso de que la falla sea permanente será necesario cerrarlo manualmente.

Curva A.- curva rápida

Curva B.- curva lenta

Curva C.- curva muy lenta

Con respecto a la secuencia de operación el restaurador puede ajustarse para abrir 2, 3 o 4 veces antes de la apertura definitiva. Además el restaurador puede modificarse para proveer

todas las operaciones rápidas, todas las operaciones demoradas o cualquier combinación de operaciones rápidas seguidas por demoradas.

2.3.2.6.-Seccionalizadores

Es un dispositivo de características similares a las de restaurador, es decir, a través de un control hidráulico y bobinas serie o electrónico y TC, censa la corriente de corto circuito superior a la mínima preestablecida para actuar y cuenta el número de veces que esta interrumpida por un dispositivo de respaldo que es generalmente un restaurador. Después de una cantidad específica de recuentos, el seccionalizador abre sus contactos cuando la línea esta des-energizada.

Los seccionalizadores hidráulicos tienen un pistón que levanta una varilla la cual accionara la barra de apertura de contactos del dispositivo previamente cargada al momento del cierre.

2.3.3.- Criterios de protección contra sobre corriente

Los criterios establecen las reglas para definir la coordinación adecuada entre dichos dispositivos. Es importante puntualizar que los circuitos señalados establecen y recomiendan rangos o márgenes de aplicación; mismos que en función de la experiencia acumulada, el conocimiento particular del sistema materia del estudio y las posibilidades de los dispositivos de protección, pueden ser modificados y funcionar adecuadamente para una aplicación dada.

La mayoría de dichas prácticas están basadas en muchos años de experiencia y son resultados de análisis realizados por expertos. En el presente procedimiento se examinan algunos de los criterios y filosofías de la protección de sobre-corriente, comúnmente encontrados y aplicados en la comisión federal de electricidad, pero con el convencimiento de que guardando aspectos comunes con los utilizados en otras partes del mundo, han satisfecho los requerimientos particulares de nuestros sistemas.

2.3.3.1.-Relevador-Relevador

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (Protección de banco en A.T. protección banco en B.T. y protección de banco-protecciones de alimentador). También puede presentarse en líneas de subtransmisión radiales o líneas de 34.5KV que van alimentando varias subestaciones escalonadas en arreglos de los conocidos como en cascada y cuyos alimentadores en enlace posee relevadores de sobre-corriente.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características tiempo-corriente de los dos dispositivos de protección, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. Una recomendación que facilita sobremanera un estudio de coordinación cuando se aplica este

criterio, es seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario o delantero con una inversidad similar a la del dispositivo de respaldo.

Si se desea asegurar la no ocurrencia de disparos en falsos de la protección de respaldo, sobre todo para márgenes de coordinación muy estrechos de 0.3 segundos o incluso menores, es práctica común seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario con una mayor inversidad que la del dispositivo de respaldo. Con esto las curvas de ambas protecciones tienden a separarse en valores de fallas con mayor magnitud, y aun que sus trayectorias parecen aproximarse en corrientes menores, los márgenes de separación llegan a ser en el orden de segundos.

2.3.3.2.-Relevadore-Restaurador

La aplicación de este tipo de arreglo puede presentarse generalmente de dos maneras dentro de un sistema de distribución, entre dispositivos ubicados en una misma subestación (B.T), entre dispositivos instalados en ubicaciones remotas (sobre la línea de distribución). El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características tiempo-corriente de los dos dispositivos de protección, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

Desde luego que el criterio se hace más crítico cuando se trata de la primera aplicación, en razón de que no puede admitirse bajo ninguna circunstancia disparos simultáneos de ambos dispositivos, ya que el equipo de respaldo (relevador) además de ser la protección general de la subestación, carece de la función de Re-cierre automático, por lo que una operación del mismo representa una interrupción prolongada de todos los alimentadores asociados a la barra de B.T. de la instalación.

Caso contrario para la segunda aplicación, donde para ciertas aplicaciones, podría permitirse un disparo simultáneo durante la última operación del restaurador. Tal flexibilidad es posible en virtud de que el dispositivo de respaldo en esta ocasión corresponde al alimentador de distribución y al disponer de la función de re-cierre automático, no originara una interrupción prolongada sobre la totalidad del circuito.

Cabe señalar que cuando se trata de relevadores de tipo electromecánico debe cumplirse además que el tiempo de curva "acumulada" del restaurador no debe exceder del 0.9 P.U. el tiempo de la característica de operación del relevador para máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

Para el caso de relevadores electromecánicos de sobre-corriente, en un estudio de coordinación de protecciones con un restaurador, es necesario efectuar un análisis particular considerando lo siguiente, un interruptor abre y despeja la falla varios ciclos después de que su relevador de sobre-corriente asociado opera, El tiempo de reposición (regreso del disco a su posición inicial) para un relevador electromecánico es considerablemente largo y si la corriente de falla vuelve a presentarse es considerablemente largo.

Si la corriente de falla vuelve a presentarse antes de que el relevador se haya repuesto completamente, el disco de este avanzara nuevamente hacia el punto de cierre entre contactos móvil y fijo, desde la última posición de reposición incompleta. El relevador ajustado en un día 5 con un tiempo de operación para una falla adelante del restaurador de 0.6 segundos y con un tiempo de 30 segundos para reponerse totalmente.

El Restaurador ajustado en una secuencia de operación 2A-2c, con un intervalo de recierre de 2 segundo y tiempo de despeje de una falla adelante del mismo de 0.035 segundos para la curva A y de 0.3 segundos para la curva C. Al producirse una falla de naturaleza permanente adelante del restaurador, operara este en su curva A despejando falla. Por su parte el relevador asociado al interruptor iniciara su carrera durante 0.035 segundos, avanzando un cierto porcentaje de su carrera total.

2.3.3.3.- Relevador-fusible

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, y el fusible como protección de un ramal sobre la línea de distribución. El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de cuando menos 0.3 segundos entre la curva MCT de fusible y la característica del relevador para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Con la operación selectiva de la unidad instantánea del relevador de sobre-corriente, para cualquier falla en este ramal, el primer disparo lo efectúa el propio relevador, re-energizando el circuito a través del relevador de re-cierre o de la función de re-cierre. Posteriormente al cerrar el interruptor y mediante un arreglo en el circuito de control del esquema o por programación, es habilitada o bloqueada la acción de la unidad instantánea del relevador, de tal forma que se la falla persiste, se fundirá el fusible debido al margen de coordinación de 0.3 s.

2.3.3.4.- Relevador-seccionalizador

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como dispositivo de protección de un circuito de un ramal sobre la línea de distribución. Un seccionalizador cuanta la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un dispositivo que respaldo y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos.

El seccionalizador no tiene capacidad interruptiva para corriente de falla, aunque si tiene la suficiente para abrir el circuito con carga normal. Cuando es debidamente aplicado abrirá la línea cuando esta se encuentra des-energizada. Si la corriente que fluye a través del seccionalizador es mayor del 160% de la capacidad nominal de su bobina y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionalizador realizara una

cuenta, repitiéndose el proceso hasta el momento en que al llegar a la cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos quedando abiertos.

Por otra parte y para el caso específico donde el seccionalizador se encuentre ajustado a un solo conteo, como puede darse en ciertas aplicaciones tales como transiciones aéreo-subterráneas donde todas las fallas son de naturaleza permanente, es importante asegurar que no se emplee un ajuste de instantáneo para el primer re-cierre del interruptor.

2.3.3.5.-Relevador-seccionalizador-fusible

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, el seccionalizador como “protección”(equipo de seccionamiento) de un ramal sobre la línea de distribución y el fusible como protección de un subramal derivado del ramal donde se ubica el seccionalizador. La utilización de este arreglo es sumamente simple, en razón de que el criterio no da opción a diferentes ajustes tanto del interruptor como del seccionalizador.

Los pasos a seguir para la coordinación entre estos 3 dispositivos están dados por la siguiente secuencia. El relevador y el fusible se coordinan como fue mencionado anteriormente con de disparo selectivo de la unidad 50 del relevador. El relevador de recierre automático debe ajustar a un mínimo de 3 intentos de recierre y con una secuencia de operación para el interruptor de un disparo instantáneo (50) y tres disparos retardados (51). El relevador y el seccionalizador se coordinan como fue descrito anteriormente.

Al recerrar el interruptor en su primer intento, el arreglo de disparo selectivo del mismo impide una nueva operación de la unidad instantánea del relevador de sobre corriente; originando en esta ocasión la operación del fusible y efectuando el seccionalizador su segundo conteo (esto debido a que este dispositivo censa la aparición y corte de una sobre-corriente, aun que dicho corte es efectuado no por el dispositivo de respaldo, sino por el fusible delantero).

2.3.3.6.- Restaurador-restaurador

La aplicación de este tipo de arreglo puede presentarse generalmente de dos maneras dentro de un sistema de distribución. Entre dispositivo instalados en ubicaciones remotas (protección de alimentador en una subestación del tipo rural-protecciones sobre la línea de distribución). Entre dispositivos instalados sobre la línea de distribución.

El criterio plantea que se asegura la coordinación de dos restauradores adyacentes con un margen de tiempo mayor de 0.2 segundos entre sus curvas características tiempo-corriente para la máxima corriente de falla común a ambos dispositivos; márgenes menores de 0.2 segundos implican disparos simultáneos o en cascada de los dos equipos; y si el margen es de 0.2 segundos, se presenta una incertidumbre entre coordinación y no-coordinación.

Dos restauradores en serie con curvas tiempo-corriente con menos de 0.033 segundos de separación, siempre operara simultáneamente. Si la separación es entre 0.2 y 0.033

segundos de diferencia, pueden operar simultáneamente o en secuencia de cascada. Si separación es mayor de 0.2 segundos, únicamente operara uno de los restauradores.

La coordinación de dos o más restauradores de tipo hidráulico, generalmente se lleva a cabo mediante la utilización de uno de los tres métodos ya se misma capacidad de bobina y diferente secuencia de operación. El método se basa simple y consiste en seleccionar en función del restaurador con mayor carga nivel de cortocircuito, la capacidad de su bobina y aplicación esa misma capacidad al resto de los restauradores involucrados en el estudio independientemente de sus corrientes de carga.

Diferente capacidad de bobina y misma secuencia de operación. El método consiste en seleccionar la capacidad de la bobina de cada restaurador en función de su propia carga y su nivel de cortocircuito. Posteriormente se selecciona una secuencia de operación que satisfaga en mayor medida la coordinación con otros dispositivos adyacentes (relevadores, seccionalizadores y fusibles), y se aplica a todos los restauradores involucrados en el estudio.

Diferente capacidad de bobina y diferente secuencia de operación. Este método es más recomendable en la coordinación entre restauradores, debiendo ser usado siempre que sea posible, ya que elimina o al menos minimiza el efecto de cascada y puede mantener una buena coordinación con los fusibles de los ramales. Para efectuar la coordinación, es necesario analizar las curvas características de tiempo-corriente aplicando los métodos básicos de coordinación.

2.3.3.7.- Restaurador- fusible

Este tipo de arreglo es uno de los encontrados con mayor frecuencia en las redes y circuitos de distribución; el restaurador como protección de la troncal, parte de esta o en un ramal importante, y el o los fusibles como protección de ramales del sistema de distribución. El criterio aplica la premisa de que las fallas de naturaleza transitoria sean libradas por operaciones sucesivas de restaurador evitando la fusión o el calentamiento excesivo del fusible, dispositivo que debe operar ante la persistencia de una falla, al ser considerada esta como de naturaleza permanente.

El punto máximo de coordinación para una corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de la curva rápida del restaurador (corregida por un factor "K") con la característica MMT del fusible. El punto mínimo de coordinación para una corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de la característica MCT del fusible con curva lenta del restaurador. El rango de corriente definido entre estos puntos, es el rango de coordinación para el cual se cumple la premisa establecida para el criterio.

2.3.3.8.- Restaurador- seccionalizador

Este tipo de arreglo también es de los encontrados con cierta frecuencia en las redes y circuitos de distribución; el restaurador como protecciones de la troncal, parte de esta o en

un ramal importante, y el o los seccionalizadores como “protección”(equipo de seccionamiento) de ramales o subramales con determinada importancia dentro del sistema de distribución. El seccionizador no tiene capacidad interruptiva para corrientes de falla, aunque si tiene la suficiente para abrir el circuito con carga norma.

Si la corriente que fluye a través del seccionizador es mayor del 160% de la capacidad nominal de su bobina y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionizador realizara un conteo, repitiéndose el proceso hasta el momento en que al llegar a la cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos quedando abierto, debiéndose reponer manualmente. Si la falla es transitoria, el seccionizador se repone a su estado original por lo que requiere un determinado tiempo.

Como los seccionalizadores no tienen una característica de operación tiempo-corriente, su coordinación con un restaurador, no requiere la aplicación de un criterio donde se definan márgenes de tiempo entre curvas. De tal forma el criterio de coordinación establece que para este par de dispositivos únicamente es necesario cumplir con los siguientes aspectos.

Asegurar que el número máximo de conteos ajustados en el seccionizador sea igual o menor al número de operaciones de disparo menos uno, ajustadas en el restaurador. Es decir que para asegurar la coordinación con un restaurador es necesario analizar el tiempo de retención de cuenta del seccionizador sin olvidar que debe ser menor que el número de operaciones del restaurador.

Vigilar que la mínima corriente de falla en la zona de cobertura del seccionizador sea superior al 160 % de la capacidad nominal de su bobina o a su corriente mínima de conteo, vigilar que cualquier falla dentro de la zona de cobertura del seccionizador, sea detectada por restaurador. Se verificar que la curva de daño del seccionizador se encuentre por arriba de la curva rápida y lenta del restaurador, para el valor máximo de corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

2.3.3.9.-Fusible-Relevador

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en A.T. protección de banco en B.T). Dichas instalaciones son generalmente del tipo rural o suburbano, alimentadas de sistemas de subtransmisión y con transformadores de potencia de potencia cuya capacidad no excede de 10 MVA, para los cuales los fusibles deben ser del tipo potencia.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 25% del tiempo de la característica MMT del fusible, entre esta y la curva característica tiempo-corriente del relevador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. Con dicho margen se pretende no solo que el fusible no opere, sino que el calentamiento transitorio a que se ve sometido no porque siquiera alguna modificación del tipo irreversible en sus características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

Estableciendo una metodología para la aplicación de este criterio, se tiene lo siguiente: Se selecciona la mínima capacidad de fusible en función de la capacidad de transformador, considerando tanto condiciones normales de operación, como sobrecarga por emergencia. Se define la velocidad más apropiada para la característica de operación del fusible, tomando en cuenta para la componente MCT los tiempos requeridos de operación tanto para fallas en A.T. como para falla en B.T. dicha característica debe verificarse además de su componente.

Si las condiciones del entorno así lo requieren, se modifica la curva MMT mediante la aplicación de los factores de corrección respectivos. Se define la característica de operación tiempo-corriente del relevador, en función de los requerimientos de coordinación del sistema. Finalmente, se seleccionan los ajustes del relevador para cumplir con el rango de coordinación establecido por el criterio para este arreglo.

Es importante puntualizar que dada la conexión delta-estrella de los transformadores de potencia empleados en subestación de Distribución, la aplicación del criterio se limita a la comparación de las características tiempo-corriente del fusible con la de los relevadores de fase (51f) para fallas trifásicas en la barra de B.T.

2.3.3.10.-Fusible-Restaurador

La aplicación de este tipo de arreglo se da básicamente entre dispositivo ubicados en una misma subestación protección de banco en A.T. protección de alimentadora en B.T.). Dichas instalaciones son generalmente pequeñas y del tipo rural, alimentadas de sistemas de distribución en media tensión y con transformadores de potencia cuya capacidad no excede de 5 MVA, para los cuales los fusibles se recomienda sea del tipo potencia, aunque en algunas ocasiones llegan a utilizarse fusible de distribución cuando los niveles de falla en la instalación así lo permiten.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación tal, que el tiempo de la característica MMT del elemento fusible debe ser mayor que el tiempo promedio de la curva lenta del restaurador corregida por un factor para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos. Con dicho margen se pretende no solo que el fusible no opere, sino que los calentamientos transitorios a que se ve sometido por las operaciones sucesivas del restaurador no provoquen siquiera alguna modificación del tipo irreversible.

2.3.3.11.-Fusible-fusible

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en una línea o red de distribución, siendo el fusible de respaldo, la protección de un ramal o subramal del circuito y pudiendo ser el fusible delantero o primario, la protección de un subramal o bien de un transformador de distribución. El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación del 25% de tiempo de la característica MMT del fusible de

respaldo, entre esta y la curva característica MCT del fusible delantero o primario para la corriente.

Por todo lo anterior expuesto y al ser los elementos fusibles los únicos dispositivos de protecciones que requieren de su reemplazo después de operar por una falla, es importante destacar que el liniero debe reemplazarse al elemento fundido, por otro del mismo tipo y régimen de corriente, siendo recomendable también que preferentemente sea del mismo fabricante.

Esto puede lograrse desde el estudio de coordinación de protecciones, seleccionando la capacidad del fusible más crítico en cuanto a condiciones de carga y cortocircuito se refiere, y aplica esta misma capacidad al resto de los elementos. Generalmente si existe coordinación con el elemento crítico la misma se mantiene con los elementos menos críticos.

2.3.3.12.-Seccionalizador-seccionalizador

Como en todos los arreglos donde interviene un seccionalizador automático, el criterio de coordinación para este caso es sumamente sencilla y establece que para un arreglo en cascada de seccionalizadores, únicamente es necesario ir reduciendo en un conteo a partir del equipo más cercano a la fuente, el ajuste del resto de los dispositivos. Desde luego que es importante seguir además con todas las recomendaciones que en materia de utilización de seccionalizadores se han señalado en otros criterios que involucran a este tipo de equipo.

Asegura que el número máximo de conteos ajustados en el primer seccionalizador esté acorde con la secuencia de operación del dispositivo de respaldo con el cual se encuentra coordinado. Vigilar que las mínimas corrientes de fallas en las zonas de cobertura de cada uno de los seccionalizadores sean superiores al 160% de la capacidad nominal de la bobina o a la corriente mínima de conteo de cada uno de ellos respectivamente. Vigilar que cualquier falla dentro de las zonas de cobertura de todos los seccionalizadores coordinados en cascada, sea detectada por el dispositivo de respaldo asociado al primer seccionalizador.

Verificar que las curvas de daño de todos los seccionalizadores coordinados, en cascada se encuentren por arriba de la característica tiempo-corriente del dispositivo de respaldo asociado al primer seccionalizador, para los valores máximos de corrientes de cortocircuito en la localidad de cada uno de los seccionalizadores.


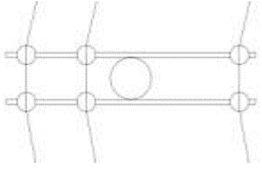
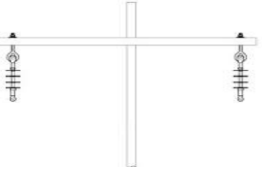
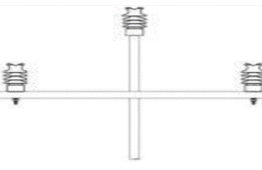
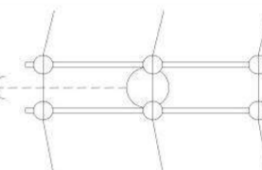
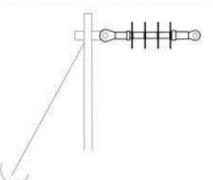
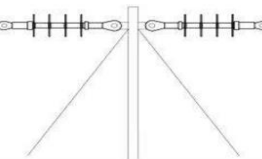
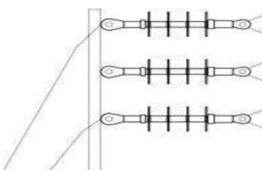
2.4.-Estructura

La especificación construcción de instalaciones aéreas en media tensión obedece a la necesidad de tener una documentación a nivel nacional, para uniformizar la calidad y simplificar la construcción de instalaciones de distribución hasta de 33 kv para aéreas normales y contaminación, que permita lograr una operación eficiente y segura con un mínimo de mantenimiento, incluyendo los desarrollos tecnológicos en materiales y equipos, para su aplicación por el personal de CFE y extremo que proyecta, construye y supervisa.

La tensión nominal entre fases de los circuitos de media tensión de los sistemas de distribución es de 13.2 kv, 22,86 kv y 33kv, mientras que en las tensiones nominales en la subestación, son de 13.8, 24 kv y 34.5kv. En lo sucesivo, cuando se indique 13.23 KV o 33 kv e está refiriendo a las tensiones eléctricas nominales del circuito.

La separación de poste a la calle debe ser de 10 cm, la longitud mínima entre el límite de propiedad y el poste está en función del tipo de estructura. Las instalaciones de media y baja tensión se deben construir preferentemente por los caminos, entre estos y los linderos de propiedades y solo cruzar los linderos para el servicio de la propiedad.

Tabla 7 Estructuras de la norma de construcción

DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES	NOMBRE	DESCRIPCION
	TS	Te, Sencilla
	TD	Te, Doble
	CT	Cadena en T
	PS	Punta poste sencillo
	PD	Punta poste, Doble
	RD	Remate, Doble cruceta
	AD	Anclaje, Doble
	DP	Deflexion, de Paso

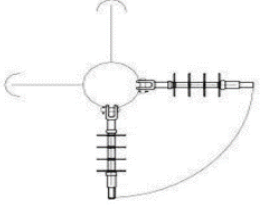
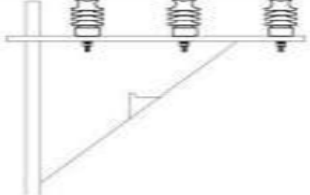
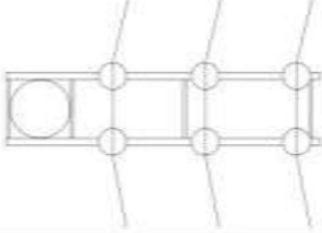
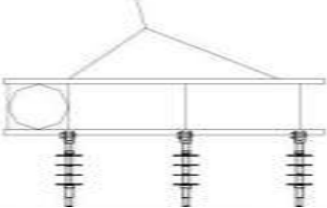
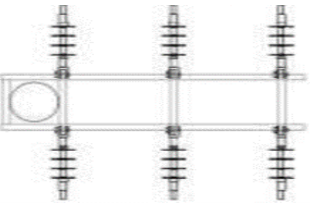
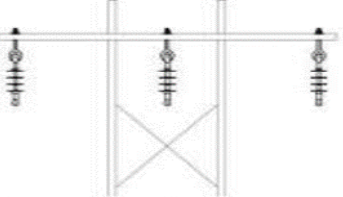
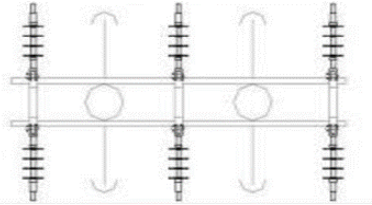
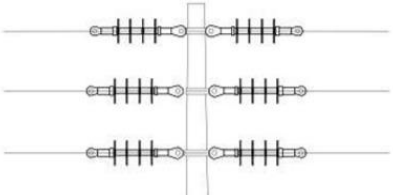

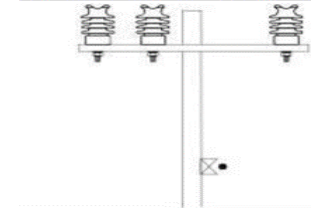
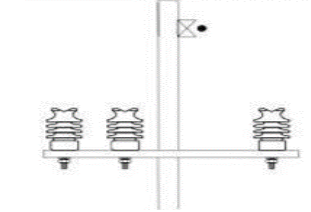
DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES	NOMBRE	DESCRIPCION
	DA	Deflexion, de Anclaje
	VS	Volada, Sencilla
	VD	Volada, Doble
	VR	Volada, Remate
	VA	Volada, Anclaje
	HS	Hache, de Suspension

Tabla 8 Estructuras basadas en la norma de construcción de CFE

DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES	NOMBRE	DESCRIPCION
	HA	Hache, de Anclaje
	AP	Anclaje, Poste
	TS3	Te, Sencillas, 3 fases
	TS3N	Te, Sencilla, 3 fases, neutro corrido
	TS3G	Te, Sencilla, 3 fases, guarda

Cuando la estructura tenga varios niveles, se codificara el primer nivel conforme lo indicado (excepto en las estructuras de tipo D o AP, ya que se considera un nivel por circuito). En la instalación de trabajo de todo equipo, se requiere que el supervisor de CFE autorice previamente la puesta en operación y debe orientar sobre los ciudadanos y precauciones pertinentes. En el caso de que en un mismo nivel se tengan diferentes condiciones en ambos lados de la estructura utilizar un guion (-) para indicar la diferencia.

Tabla 9 Doble estructuras

DISPOSICION DE CONDUCTORES	NOMBRE	DESCRIPCION
<p>1er NIVEL 2° NIVEL NEUTRO</p>	TS3N/RD3	Te, Sencilla, 3 fases, Neutro corrido, Remate Doble cruceta, 3 fases
<p>1er NIVEL 2° NIVEL 3° NIVEL NEUTRO</p>	TS3N/RD3/TS2	Te. Sencilla, 3 fases, Neutro corrido, Remate Doble cruceta, 3 fases, Te, sencilla, 2fases.
	AD3N-AD2	Anclaje, Doble, 3fases, Neutro corrido, Anclaje, Doble, 2 fases

Para estructuras de líneas aéreas de media tensión de 13 kv a 33 kv, se debe usar como mínimo porte de concreto de 12 m.

Tabla 10 Estructuras para reses de distribución

ESTRUCTURA PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN													
FASES	SISTEMA	TS	TD	PS	PD	RD	RP	AD	AP	VS	VD	VR	VA
1	Neutro			PS1N	PD1N		RP1N		AP1N	VS1N	VD1N	VR1N	VA1N
2	Neutro	TS2N	TD2N			RD2N		AD2N	AP2N	VS2N	VD2N	VR2N	VA2N
3	Neutro	TS3N	TD3N	PS3N	PD3N	RD3N		AD3N	AP3N	VS3N	VD3N	VR3N	VA3N

Tabla 11 Estructura para líneas de distribución

ESTRUCTURAS PARA LINEAS DE DISTRIBUCIÓN														
FASES	SISTEMA	TS	TD	PS	PD	RD	RP	AD	AP	DP	DA	CT	HS	HA
1	Neu tro			PS1N	PD1N		RP1N		AP1N	DP1N	DA1N			
	Neutro de guarda						RP1G		AP1G	DP1G	DA1G	CT1G		
2	Neutro corrido	TS2N	TD2N			RD2N		AD 2N	AP2N	DP2N	DA2N			
	Neutro de guarda	TS2G	TD2G			RD2G		AD2G	AP2G	DP2G	DA2G			
3	Neutro corrido	TS3N	TD3N	PS3N	PD3N	RD3N		AD3N	AP3N	DP3N	DA3N			
	Neutro de guarda	TS3G	TD3G			RD3G		AD3G	AP3G	DP3G	DA3G	CT1G/ CT2	HS3G	HA3G

2.5 Cableado

Existen varios criterios para la selección del cable que va a ser utilizado para la instalación, y en definitiva es lo más importante antes de realizar la instalación, por lo cual se debe tener la suficiente atención para elegir los criterios adecuados para seleccionar el cable que se requiere.

De la misma manera que las corrientes de falla afectan al transformador, se debe considerar que estas corrientes elevan la temperatura de los conductores de las líneas; por lo cual es necesario conocer el comportamiento de los conductores durante estas condiciones. Las normas eléctricas establecen que para los conductores de más de 600 volts el dispositivo de protección podrá se ajustado al 600% de la ampacidad de conductor.

Sin embargo, es conveniente incluir la gráfica de la curva de daño de los conductores al realizar el análisis de las características de operación tiempo-corriente de los elementos del sistema eléctrico. Los conductores utilizados en los sistemas de distribución están determinado por cuatro factores básicos:

ELECTRICOS.- Perdidas, ampacidades, resistencias, configuración, factores de carga y de coincidencia. MECANICOS.- carga de ruptura del conductor, ficha, temperatura y presión del viento. ECONOMICOS.- costos de inversión, costos de perdidas, vida útil, material del conductor, costo de operación y mantenimiento, tipo de cambio de dólar y tasa de interés. AMBIENTALES.- temperaturas, viento, contaminación salina y contaminación industrial.

Cuando un conductor va a ser seleccionado se deberán tener en cuenta los factores antes mencionados, los calibres y tipos de conductores empleados en nuestro país, se indica en las siguientes tablas.

Tabla 12 Descripción de líneas aéreas de sub trasmision por calibres

CALIBRES UTILIZADOS EN LINEAS AEREAS DE SUBTRASMISION					
TENSION ELECTRICA PREFERENTE(KV)	CALIBRE (KCM/AWG)	MATERIAL	CAPACIDAD MAXIMA(AMP)	EQUIVALENTE EN CONDUCTIVIDAD	APLICACIÓN ZONAS
115	900	ACSR	1240	Cu-750	SIN CORROSION
115/69	795	ACSR	1090	Cu-500	SIN CORROSION
115/69	477	ACSR	810	Cu-250	SIN CORROSION
	496.4	ACSR/AS	810	Cu-250	CON CORROSION
115/69	336.4	ACSR	530	Cu-4/0	SIN CORROSION
	350.1	ACSR/AS	530	Cu-4/0	CON CORROSION
	266	ACSR	460	Cu-3/0	SIN CORROSION
	277.7	ACSR/AS	460	Cu-3/0	CON CORROSION
69	3/0	ACSR	300	Cu-1/0	SIN CORROSION
	3/0	ACSR/AS	300	Cu-1/0	CON CORROSION
	1/0	ACSR	230	Cu-2	SIN CORROSION
	1/0	ACSR/AS	230	Cu-2	CON CORROSION

Tabla 13 Descripción de cables en líneas de distribución

CALIBRES UTILIZADOS EN LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION				
ELECTRICA PREFERENTE(KV)	CALIBRE (KCM/AWG)	MATERIA L	CAPACIDAD MAXIMA(AMP)	APLICACIÓN ZONAS
34.5-23-13,8	336	ACSR	530	Troncales
	336	AAC	500	Troncales
	266.8	ACSR	460	Troncales
	266.8	AAC	430	Troncales
	3/0	Cu	420	Troncales
	3/0	ACSR	300	Troncales-Ramales
	3/0	AAC	300	Troncales-Ramales
	1/0	Cu	310	Troncales-Ramales
	1/0	ACSR	230	Troncales-Ramales
	1/0	AAC	245	Troncales-Ramales
	2	Cu	230	Troncales-Ramales
	2	ACSR	180	Troncales
	4	Cu	170	Troncales
	4	AAC	120	Troncales
	6	Cu	120	Troncales
8	Cu	90	Troncales	

Tabla 14 Descripción de calibres utilizados en líneas subterráneas

CALIBRES UTILIZADOS EN LINEAS SUBTERRANEAS			
TENSION ELECTRICA PREFERENTE(KV)	CALIBRE (KCM/AWG)	MATERIAL AISLANTE	APLICACIÓN
115-69	1250	PROPILENO O PROPILENO DE CADENA CRUZADA	LINEAS DE SUBTRAMISION SUBTERRANEAS
	1000		
	750		
	500		
35-25-15	1/0	ETILENO- PROPILENO O PROPILENO DE CADENA CRUZADA	CIRCUITOS DE DISTRIBUCION SUBTERRANEAS
	2/0		
	3/0		
	4/0		
	250		
	350		
	500		
	600		
	750		
	900		
100			

2.5.1.-Por nivel de aislamiento

Se conoce como categoría 1, nivel 100%, en esta categoría se encuentra los cables que tienen un sistema de protección con relevadores que liberan una falla rápidamente, en un tiempo menor a un minuto. Se puede aplicar a la mayoría de los sistemas que tienen el neutro conectado a tierra.

Cuando el cable para media tensión está conectado a un circuito provisto de un relé de protecciones contra fallas a tierra que despeje el evento tan rápido como sea posible (pero que no supere un minuto de duración), se puede utilizar un cable para media tensión con nivel de aislamiento de aislamiento 100%.

2.5.2.-Por capacidad de conducción de corriente

El principal elemento que debe considerarse para definir el cable que ha de ser seleccionado, es la corriente que va a circular por el conductor, y para ello hay que considerar las siguientes expresiones, la potencia de un sistema está definida por:

$S = \text{potencia del sistema [KVA]}$

V= Voltaje del sistema [KV]

I= Corriente del sistema [A]

Por lo cual para saber la corriente que va a circular por un sistema trifásico se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$I = \frac{S[KVA]}{\sqrt{3}(V)[KV]}$$

De esta manera, el valor de la corriente I determinara el calibre del cable a utiliza, si es que solamente se va a tomar en cuenta este parámetro para la selección del tipo de conductor y cable.

Tabla 15 Calibre de conductores

TamañoDel s Designación		Capacidad de conducción de corriente para 2 001 V - 5 000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5 001 V - 35 000 V	
Mm ²	AWG o kcmil	90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
8,37	8	65	74		
13,3	6	90	99	100	110
21,2	4	120	130	130	140
33,6	2	160	175	170	195
42,4	1	185	205	195	225
53,5	1/0	215	240	225	255
67,4	2/0	250	275	260	295
85,0	3/0	290	320	300	340
107	4/0	335	375	345	390
127	250	375	415	380	430
177	350	465	515	470	525
253	500	580	645	580	650
380	750	750	835	730	820
507	1 000	880	980	850	950

Tabla 16 calibre de conductor

TamañoDel s Designación		Capacidad de conducción de corriente para 2 001 V - 5 000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5 001 V - 35 000 V	
mm ²	AWG o kcmil	90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
13,3	6	70	77	75	84
21,2	4	90	100	100	110
33,6	2	125	135	130	150
42,4	1	145	160	150	175
53,5	1/0	170	185	175	200
67,4	2/0	195	215	200	230
85,0	3/0	225	250	230	265
107	4/0	265	290	270	305
127	250	295	325	300	335
177	350	365	405	370	415
253	500	460	510	460	515
380	750	600	665	590	660
507	1 000	715	800	700	780

La capacidad de corriente de corto circuito del conductor de fase es un parámetro que se debe tener en la sección particular del cable para media tensión máxima de cortocircuito en

el conductor viene dada por el material y área del conductor, la temperatura máxima que se puede alcanzar y tiempo de duración de la falla.

2.5.3.- Por caída de tensión

Otro criterio que necesita considerar para la sección del cable es la la que tiene que ver con las pérdidas por causa del efecto joule, ya que es bien sabido que cuando una corriente circula atreves de un conductor, este se calienta y dicha perdidas se traducen en calor. Por lo tanto, en una caída en la diferencia y dichas perdidas se traducen en calor.

La caída de tensión se determina evaluando las pérdidas que se presentan en el conductor, aislamiento y protecciones metálicas. La caída de tensión se calcula mediante la siguiente expresión. $V=K(I)(l)(R \cos \phi + X \text{ sen } \phi)-(1/2)K(Ic)(X)(l)$. Sin embargo, por lo general en la caída de tensión que se calcula para líneas cortas se puede despreciar la reactancia capacitiva, por lo cual la expresión se reduce a:

$$V=K(I)(l)(R \cos \phi + X \text{ sen } \phi)$$

Donde:

$K=3$ Para líneas trifásicas y 2 para líneas monofásicas o corriente continua.

I =intensidad de corriente [A]

L =Longitud de la línea en [KM]

$\text{Cos } \phi$ = Factor de potencia de la instalación.

Las aplicaciones generales de cables de energía aislados para media tensión rara vez aplican distancias mayores a los 10 kilómetros, lo que nos permite calcular estos cables como una línea de trasmisión corta.

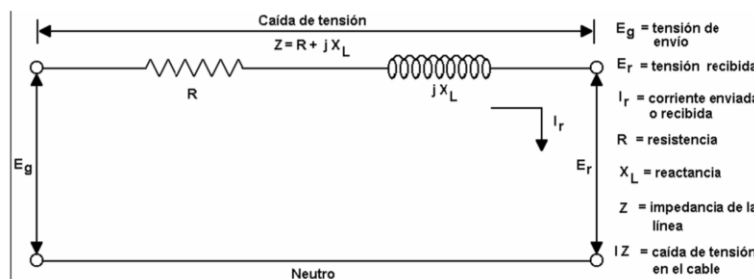


Figura 34 Circuito equivalente de una línea

2.5.4 Por corriente de cortocircuito

Bajo condiciones de cortocircuito de cortocircuito se incrementa con rapidez la temperatura de los elementos metálicos de los cables de energía (conductor y pantalla o cubierta metálica). Cuando están diseñados para soportar tal incremento; el límite dependerá de la temperatura máxima admisible para la cual no se deteriore el material de las capas vecina,

esto es la que resulte menor entre la del conductor, que no dañe al aislante, o la de la pantalla, para no deteriorar el aislamiento, pantallas semiconductoras o cubierta.

Si la sección del conductor o de la pantalla no es la adecuada para soportar las condiciones de cortocircuito, el intenso calor generado en tan poco produce daños severo en forma permanente en el aislamiento, e incluso forma cavidades entre la pantalla semiconductoras y el aislamiento, las cuales provocan serios problemas de ionización.

Por otra parte, determinar la corriente permisible en el conductor o pantalla, es necesario conocer el tiempo que transcurre antes de que las protecciones operen para liberar la falla. Asimismo de acuerdo con el tipo de falla, se deberá verificar los distintos componentes de la siguiente manera:

- A) Para el conductor. Cortocircuito trifásico balanceado, Cortocircuito trifásico desbalanceado, calculando la corriente de falla de secuencia cero.
- B) Para la pantalla. Corto circuito de fase a tierra, Cortocircuito trifásico desbalanceado, calculando la corriente de falla de secuencia cero.

Tabla 17 Tiempo de operación del relevador

Interruptores de potencia coordinados por relevadores 2.4-13.8 [kV]	Disparo instantáneo	Relevador de inducción instantáneo	Relevador de inducción de tiempo inverso
Tiempos de relevador en ciclos	0.25-1	0.5-2	6-6000
Tiempo de interrupción del interruptor de potencia en ciclos	3-8	3-8	3-8
Tiempo total en ciclos	3.25-9	3.5-10	9-6000
Fusibles de medio y alto voltaje			
Alta corriente	0.25 ciclos (para fusibles limitadores de corriente operando dentro de sus rangos de diseño)		
Baja corriente	600 segundos (para fusibles tipo E operando al doble de su capacidad nominal; otras capacidades están disponibles con diferentes tiempos considerando el doble de su capacidad nominal)		

3.- Desarrollo

3.1.- Subestación OCZ

La subestación eléctrica de Ocozocoautla es amplia ya que cuenta con dos transformadores de potencia, con un sistema de enfriamiento, donde se encuentra ubicado los circuitos de media tensión (13.8 KV) del 4020 al 4060 que alimenta gran parte de Ocozocoautla, la

continuidad del servicio es importante ya que dentro de ellos, existen usuarios importantes o prioritarios como lo son hospitales, centros comerciales, entre otras.

La ubicación de la subestación de OCZ está en Tuxtla Gutiérrez Chiapas, al suroeste de Ocozocoautla de Espinosa perteneciente a la CFE Distribución Subestación Zona Tuxtla. La cual está encargada de su mantenimiento, operación, entre otras actividades.

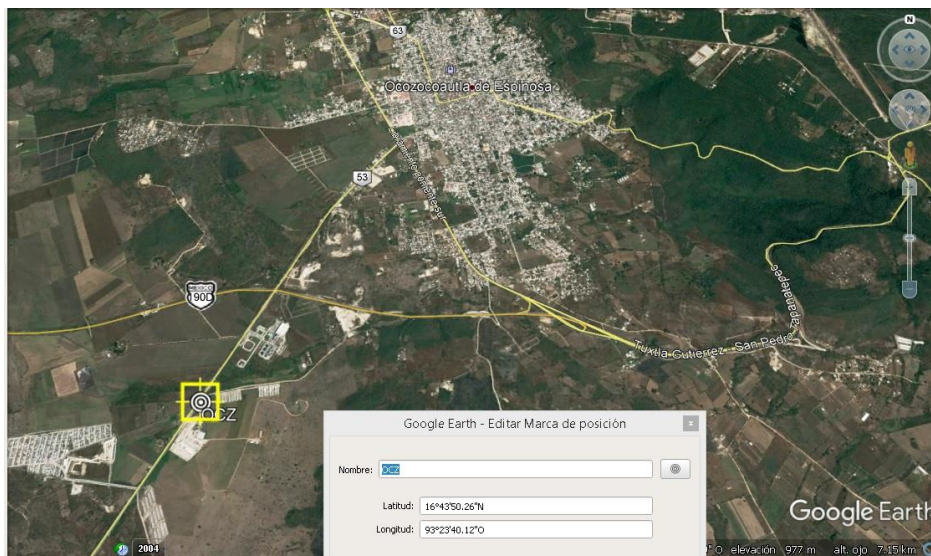


Figura 35 Ubicación de la subestación y coordenadas OCZ.

La subestación eléctrica de Ocozocoautla cuenta con el T1 que es el transformador de potencia de 20 MVA con un sistema de enfriamiento OA,FA,OAFA en dicho transformador se encuentra los alimentadores 4020, 4030, 4040 y el T2 con una potencia de 9.375 MVA el cual tiene un sistema de enfriamiento OA,FA, en el cual se encuentra los alimentadores 4050, 4060 también tenemos en los buses del T1 y T2 un interruptor de amarre, lo cual indica que puede existir transferencia de cargas de un bus a otro.

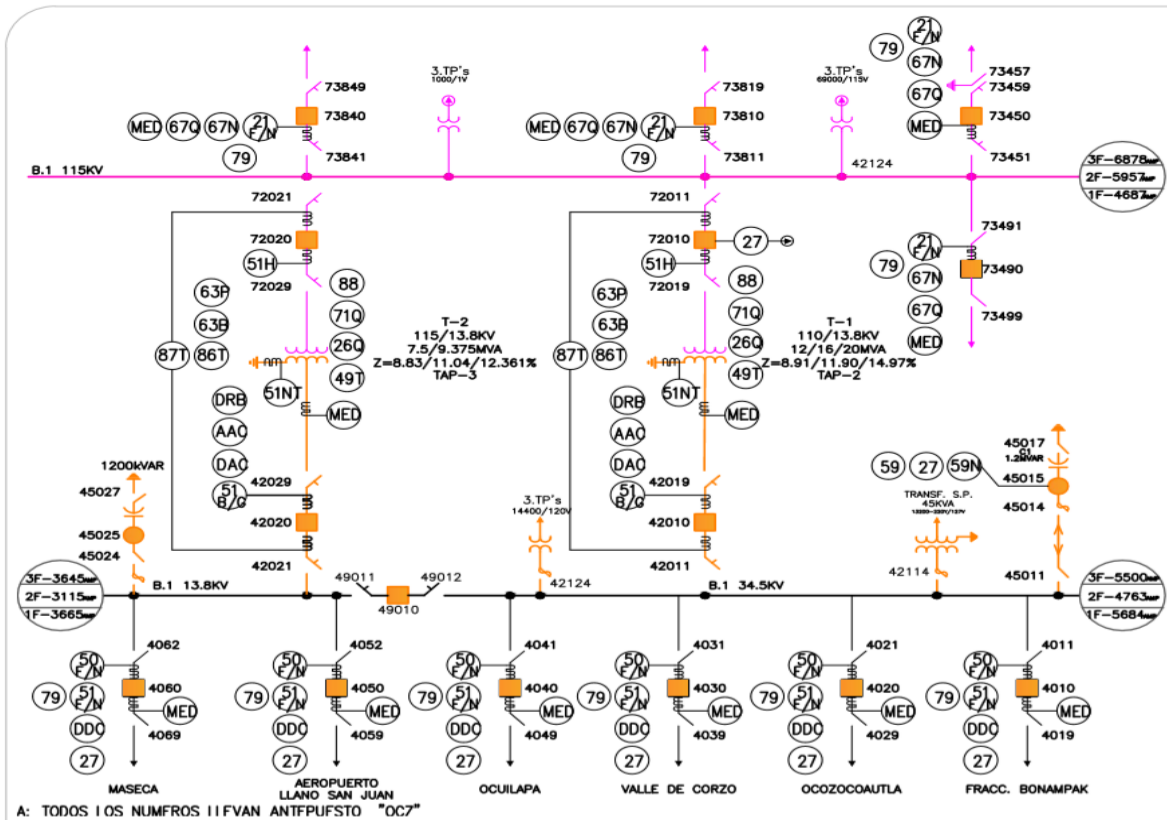


Figura 36 Diagrama unifilar de la subestación Ocozocoautla

3.2.-Descripcion de los circuitos a coordinar

Los alimentadores son interruptores de potencia con la protección de sobre corriente, 50 y 51, los cuales al presentarse una falla franca o transitoria actúan abriendo el circuito dejando sin energía los ramales. La coordinación de protección asegura la continuidad del servicio en el caso de que dicho circuito presente una falla en alguna parte de este mismo, dejando fuera una determinada parte para que los demás usuarios no se vean afectados.

Los datos de alimentadores y circuitos se encuentran en una plataforma que es única y exclusivamente de comisión federal de electricidad, llamada SIAD (sistema integral administrativo distribución). Se obtiene datos de la placa de datos de los equipos, diagramas unifilares base datos entre otros.



Figura 37 Captura de pantalla del SIAD

La base de datos el SIAD se encuentra los circuitos de OCZ y sus alimentadores entonces se extraen los datos de los equipos y sus cargas totales que es para saber los niveles de corriente y longitudes de dicho circuito.

3.2.1.-OCZ 4020

Es un circuito que comprende del interruptor de potencia 4020 de Ocz el cual es de tres hilos (trifásico), vía aérea, con un par de cuchillas de operación en grupo, cinco cuchillas navajas mono polar, cortacircuitos fusibles y tres corta circuito fusibles cegados.

División	DK - DIVISION DE DISTRIBUCION SURESTE	Zona	04 - ZONA TUXTLA	Guardar
Subestación	OCZ - OCOZOCOAUTLA	Circuito	04020 - OCOZOCOAUTLA	Salir

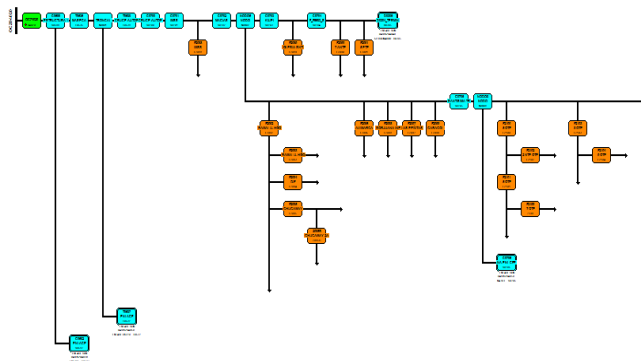


Figura 38 Diagrama unifilar de OCZ 4020

Cuenta con un total de usuarios de 844 que dependen de este circuito con una carga total de 2861 KW lo cual indica que es una carga bastante grande y dentro de los usuarios existen los que son de mayor importancia como lo es en este caso el IMSS Ocz que es prioridad y no debe quedar sin energía por ser un hospital, esto indica que una falla en este circuito es indeseable ya que interviene con el servicio a la salud.

Tabla 18 Datos del circuito OCZ 4020

CIRCUITO	OCZ-4020
SUBESTACION ORIGEN	OCOZOCUAUTLA
CIUDAD O POBLACION	TUXTLA
NOMBRE CIRCUITO	OCUILAPA
USUARIOS	844
DEMANDA MEDIA Kw	2861
LONGUITUD TOTAL DEL CIRCUITO Km	

3.2.2.-OCZ 4030

Este circuito lo compone el interruptor de potencia 4030 de Ocz este es vía aérea de 3 hilos (trifásico) alimentado por el T1, dicho circuito tiene una cantidad de dos elementos de cortacircuitos de triple disparo, dos cuchillas de operación en grupo, tres cuchillas mono polares, veinte y uno cortacircuitos fusible y un restaurador, con una determinada cantidad de KM.

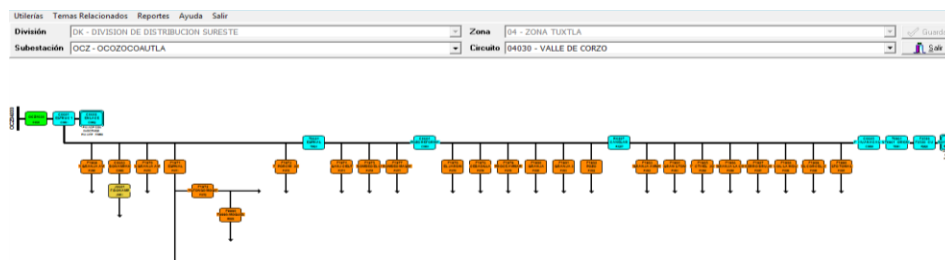


Figura 39 Diagrama unifilar de OCZ 4030

Tiene una cantidad de usuarios de 4315 con una demanda de 1874, en este caso dentro de los usuarios más importantes se encuentran los sistemas de bombeos como lo es el de maseca, entre otros.

Tabla 19 Datos del circuito OCZ 4030

CIRCUITO	OCZ-4030
SUBESTACION ORIGEN	OCOZOCUAUTLA
CIUDAD O POBLACION	TUXTLA
NOMBRE CIRCUITO	VALLE DE CORZO
USUARIOS	4315
DEMANDA MEDIA Kw	1874

LONGITUD TOTAL DEL CIRCUITO Km	
--------------------------------	--

3.2.3.-OCZ 4040

Este circuito depende del interruptor de potencia 4040 de Ocz con una red aérea de tres hilos (trifásico), siendo uno de los circuitos más complicados ya que tiene contiene ramales de gran cantidad de usuarios y cargas, así como las distancias lo cual dificulta considerablemente el cálculo de su coordinación.

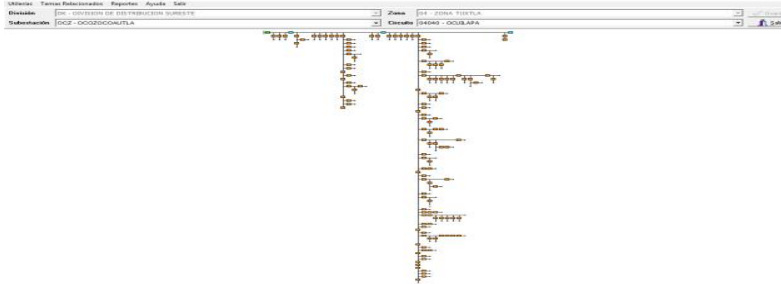


Figura 40 Diagrama del circuito 4040

Dentro de este circuito se encuentran 8355 usuarios con una demanda de 5620, dentro de estos se encuentra la universidad valle de Grijalva, panteón dolores, entre otros.

Tabla 20 Tabla de datos OCZ 4040

CIRCUITO	OCZ-4040
SUBESTACION ORIGEN	OCOZOCUAUTLA
CIUDAD O POBLACION	TUXTLA
NOMBRE CIRCUITO	OCUILAPA
USUARIOS	8355
DEMANDA MEDIA Kw	5620
LONGITUD TOTAL DEL CIRCUITO Km	

3.2.4.- OCZ 4050

El circuito Ocz 4050 inicia con el interruptor de potencia, es un circuito con una red aérea de tres hilos (trifásico) con control de operación, con una cantidad considerables de usuarios que dependen de este.

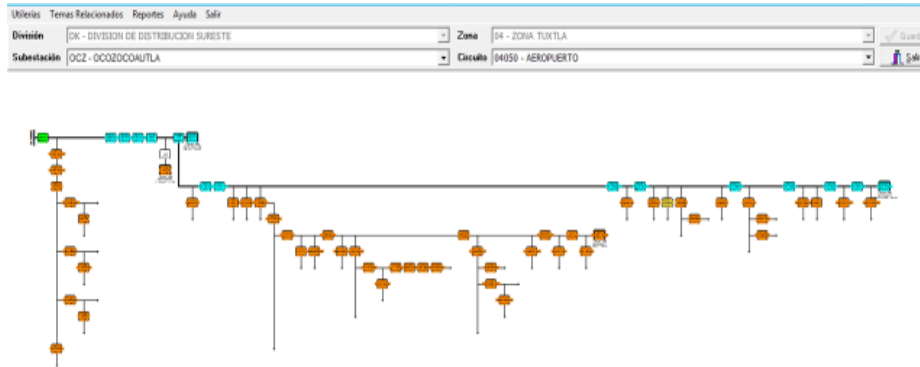


Figura 41 Diagrama OCZ 4050

El circuito cuenta con 179.28 KM y 7880 usuarios con una capacidad 5608 KW, dentro de sus usuarios se encuentran protección civil, Pradel y el museo de coita dentro de los mas conocidos.

Tabla 21 Datos del OCZ 4050

CIRCUITO	OCZ 4050
SUBESTACION ORIGEN	OCOZOCUAUTLA
CIUDAD O POBLACION	TUXTLA
NOMBRE CIRCUITO	OCUILAPA
CENTROS DE CARGA	7880
DEMANDA MEDIA kW	5608
LONGITUD TOTAL DEL CIRCUITO Km	179.28

3.2.5.-OCZ 4060

El circuito comienza con el alimentador 4060 de Ocz el cual es un interruptor de potencia el cual alimenta un red aérea de tres hilos(trifásico), este circuito es el más pequeños de Ocz ya que es cuenta con pocos usuarios pero con una alta demanda de energía.

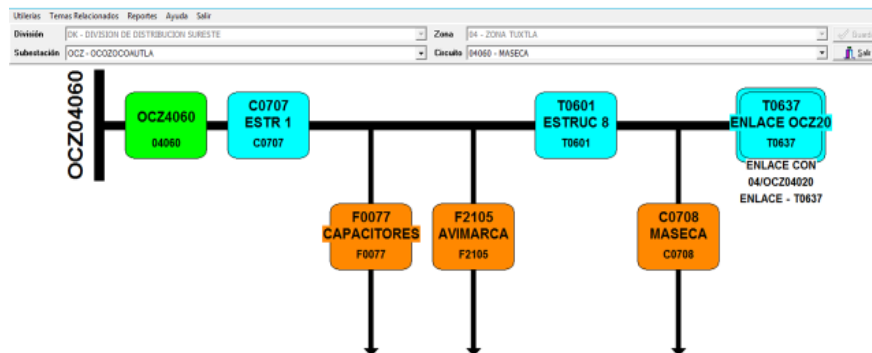


Figura 42 Circuito 406 de OCZ

Este circuito es muy importante para el desarrollo de la industrial en esa zona ya que es su principal alimentador solo contiene dos usuarios que es la masca y avimarca con un consumo de 2975 KW lo cual para ser solo dos usuarios es un cantidad bastante grande por lo cual solo se asigna un alimentador para estas industrias, la longitud total del circuito es de 1.20KM.

Tabla 22 Datos del circuito 4060

CIRCUITO	OCZ-4060
SUBESTACION ORIGEN	OCOZOCAUTLA
CIUDAD O POBLACION	OCOZOCAUTLA DE ESPINOZA
NOMBRE CIRCUITO	MASECA
USUARIOS	2
DEMANDA MEDIA kW	2975
LONGITUD TOTAL DEL CIRCUITO Km	1.20

3.3.-Descripción de los programas y plataformas empleados

Los programas utilizados son una útil herramienta para el desarrollo del proyecto en las cuales se pueden obtener cálculos y datos, así como la ayuda para desarrollar algunas actividades dentro de estas se encuentran: Google Earth Pro, synergiee y el SIAD que son de fácil manejo y válidas para la CFE.

3.3.1.-Google Earth

El google Earth es una herramienta que nos ayuda para la geo localización de quipos usando un mapa de real de los lugares en esta caso la ubicación de las subestaciones (Ocz).

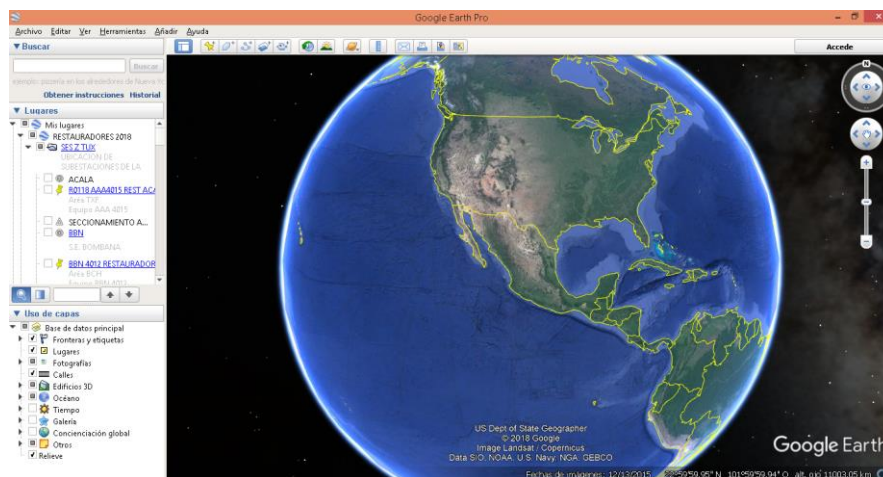


Figura 43 Captura del programa Google earth

3.3.2.-Synergee

Synergee esta herramienta nos ayuda a obtener los niveles de cortocircuito en diferentes puntos del ramal tomando en cuenta la impedancia de los equipos que se encuentran registrados en él, esta amplia herramienta se configura de la siguiente manera de la siguiente manera:

Para crear un archivo en la base de datos del warehouse que contendrá los transformadores y los nodos de subestación (bus de alta tensión) necesario para el análisis de cortocircuito del alimentador.

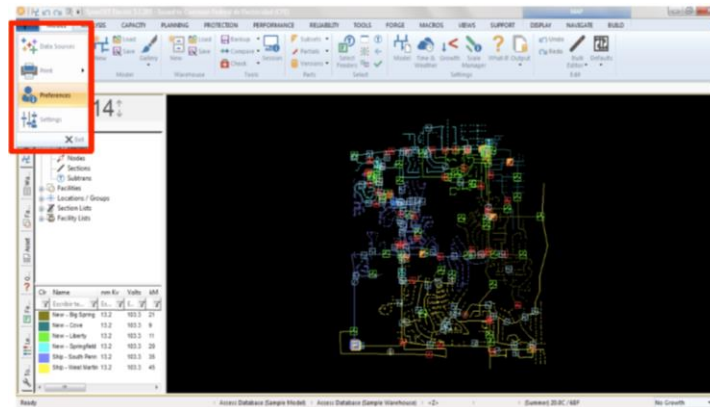


Figura 44 Pantalla principal del SYNERGEE

La warehouse es un almacén electrónico que contiene una gran cantidad de datos en la cual se encuentran los circuitos de las 21 subestaciones de la zona Tuxtla, para este caso utilizaremos los datos de la subestación Ocz. En el werehouse se crean todos los equipos para realizar el diagrama unifilar geográfico en el software Synergee electric.

La ventana model se da clic en la esquina superior de izquierda “New” para abrir el modelo de la subestacion que se desea utilizar como se muestra a continuacion.

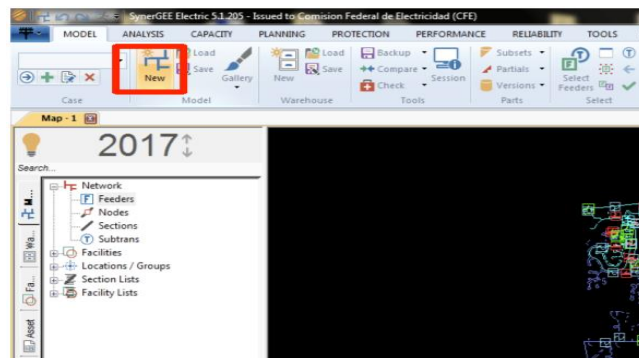


Figura 45 ventana Model clic a "New"

Despues de so se apertura la carpeta llamada “Load Feeders” para seleccionar el archivo de la subestacion correspondiente como se muestra a continuacion despues se da clic en la

subestacion para indicar cual trabajar despues se da clic a “Next” y con ello se apertura el diagrama unifilar geografico en el software.

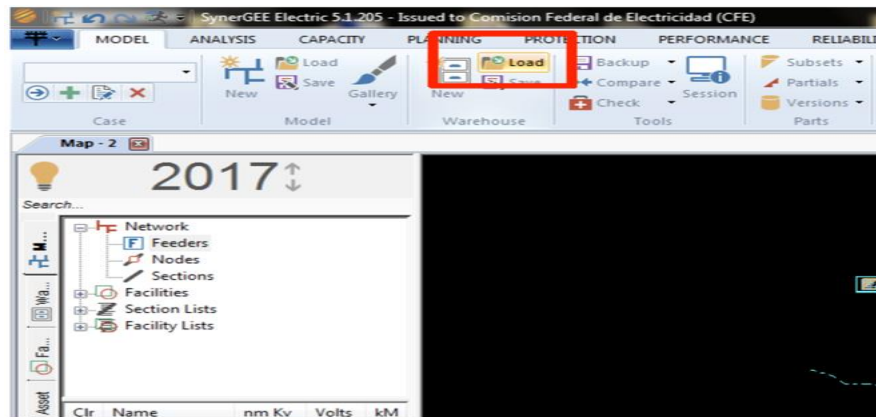


Figura 46 Ventana Model clic en "load"

Se da clic en “Load” para abrir la base de datos de la warehouse que se encuentra en el recuadro rojo como se observa , el software te arroja una ventana para dar clic al archivo “ warehouse “ al terminar se da clic en “Next” para cargar la base de datos de los equipos faltantes. Como se muestra a continuacion.

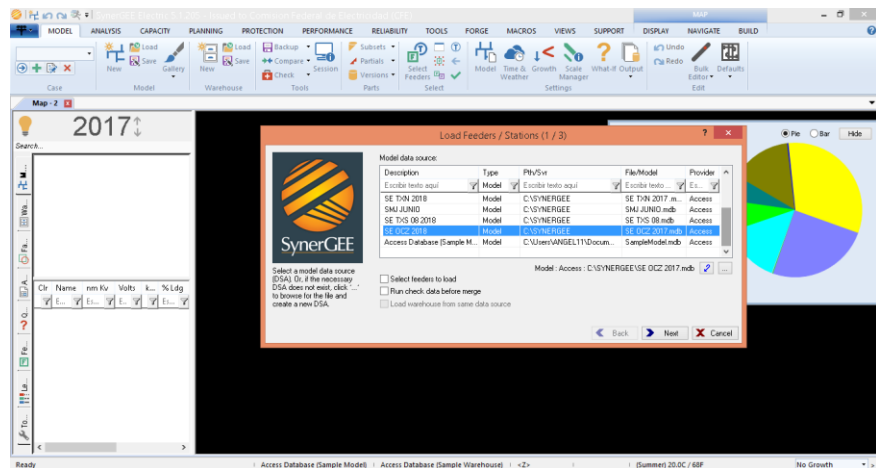


Figura 47 Captura de selección de datos en SYNERGEE

Se procede a seleccionar la subestacion deseada en este caso Ocozocoautla, damos clic a next para que nos de la opcion a cargar. Como se puede observar a continuacion aparecen los datos y damos clic a “marge” para que nos de acceso a la subestacion con los circuitos con sus respectivos alimentadores

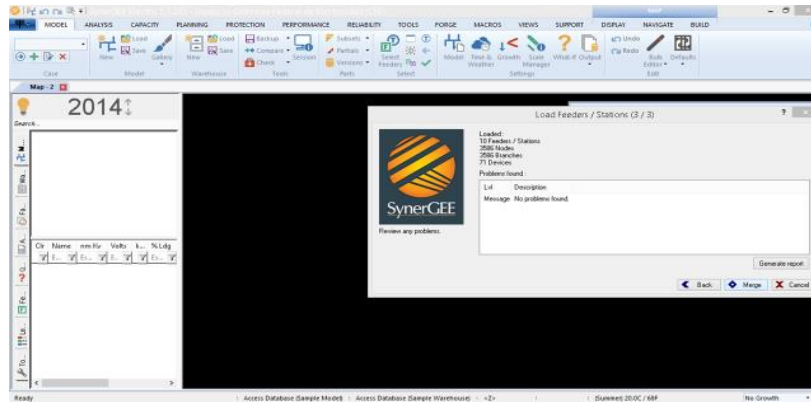


Figura 48 Captura de SYNEREE en operación

Se presenta la base de datos para comenzar a operar los equipos que están dentro de este programa y obtener la corriente de cortocircuito en diferentes puntos de cada circuito, para ello se presenta a continuación la pantalla que nos muestra a colores indicando cada circuito que existe, ligado a este de forma geográfica.

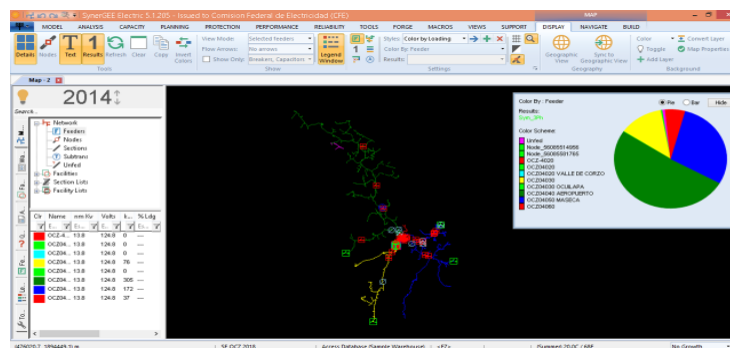


Figura 49 Circuitos mostrados de forma geográfica

Se presenta la pantalla con los circuitos pero para realizar los cálculos de cortocircuito se necesita que se desconecten el resto de los circuitos y que solo quede el deseado para ello damos clic en la pestaña “model” para obtener la opción a quitar el resto de los ramales y circuitos y se prosede a realizar lo mismo para cada caso.

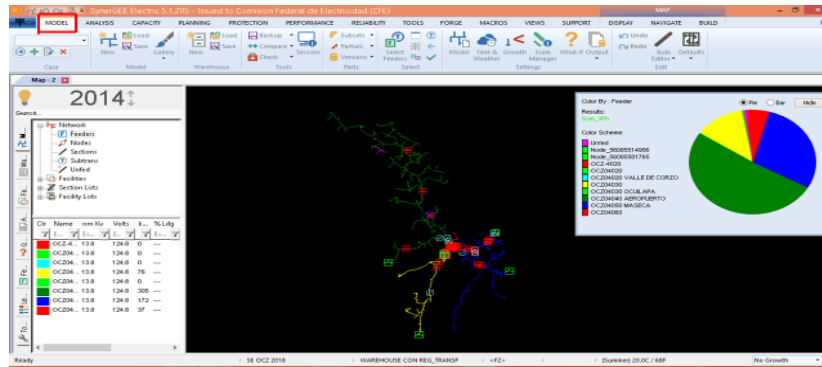


Ilustración 50 Circuitos representado en colores y clic indicado

Se procede a dar clic en “selct feeders” ya que esta opcion apertura un reuadro indicando todos los circuitos por lo que es importante quitar la selccion del resto de los sircuitos y como se pude ver existen dos nodos los cules representan la subestacion y para estos casos se tiene que desconectar el nodo que no esta conectado a nada para que no nos confunda en las selecciones y se deja el nodo conectado el cual sera el transformador que alimenta dicho circuito en el caso de OCZ como son dos T1 Y T2 es necesario quedarce con su fuente principal del alimenador.

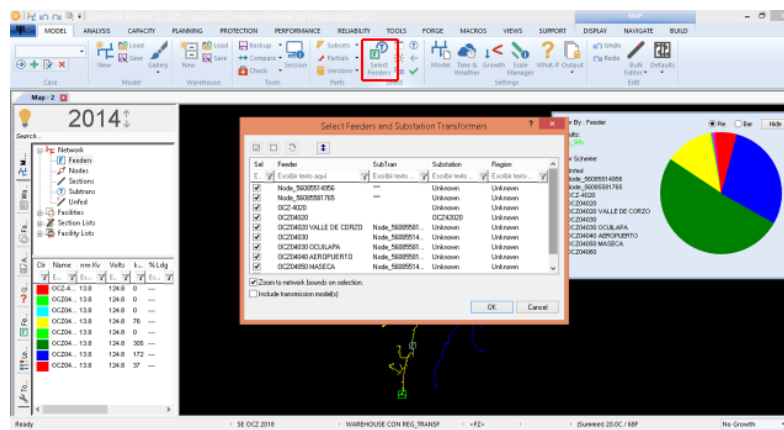


Figura 51 indicación de clic en selec feeders

Se da clic en “ok” y en automatico eliminara los circuitos que no esten seleccionados en este caso solo se deajo el Ocz 4020 y un nodo quitando el resto del cicuito para cada uno se debe aplicar lo mismo. Despues de aver dado clic en “ok” nos muestra el puro circuito con el transformador al cual se configura con sus datos de placas que este tiene, para ello damos clic en un costado “ware house” nos muestra las obciones y se busca la opcion transformador de distribucion y damos clic.

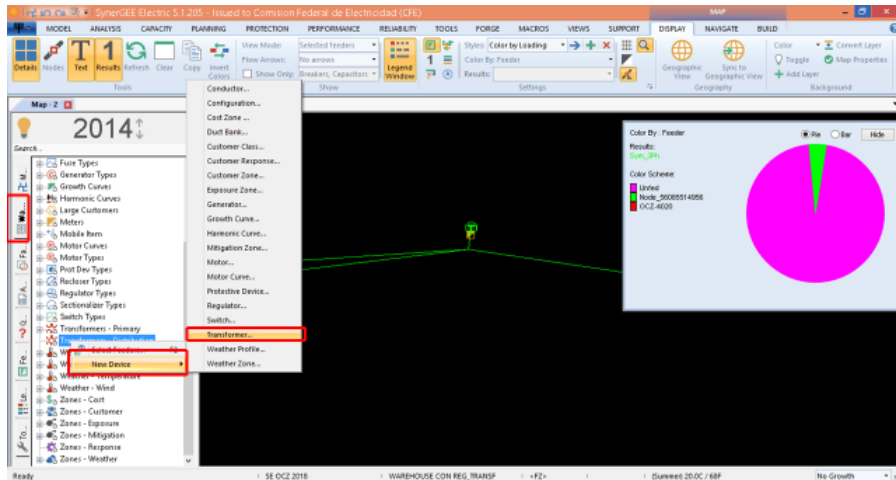


Figura 52 Indicaciones de clic para selección de transformador

Nos muestra otras opciones damos clic en “new device” el cual apertura mas opciones buacamos la que diga transformador , esto para poder configuralo a sus datos actuales y damos clic a la opcion desde ese momento comenzamos a ponerle sus datos para comenzar nos apertura un recuadro para capturar su nombre con el cual se identificare para este caso es el T1 de oc2 entonces se da clic a “ok” y nos muestra la siguiente tabla para capturar datos.

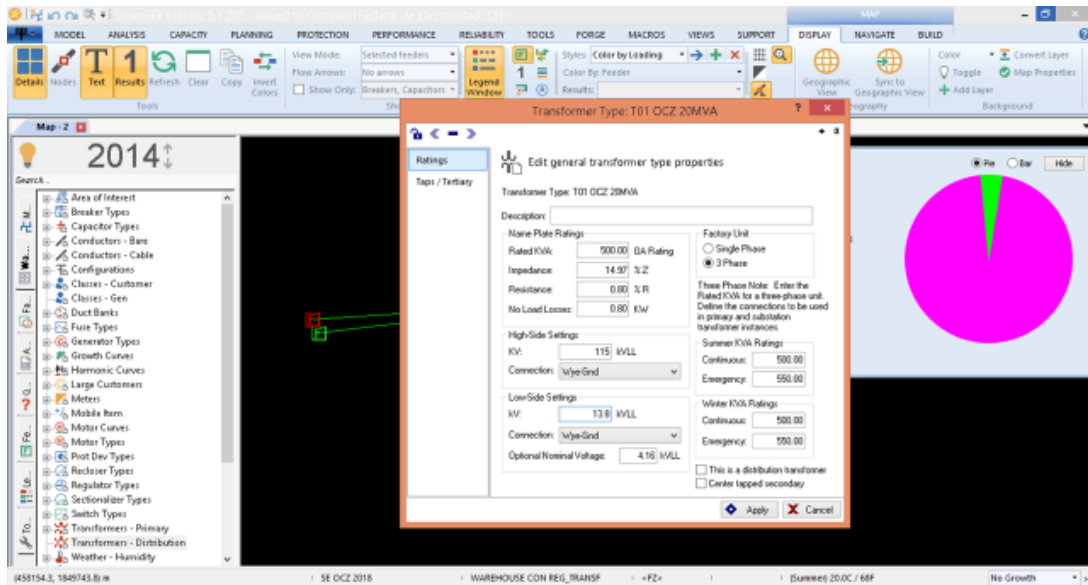


Figura 53 Datos del transformador en el programa

Se procede a obtener los datos impedancia, tension en alta y en baja, numero de fases, entre otros datos que puede contener el dato de placa por eso es importante tener esos datos antes de realizar este paso, Se analiza que todos los datos sean correctos y esten donde

corresponden, se prosede a aplicar y comenzara a cargar quitando este recuadro y solo se podra observar el circuito por lo cual se aplica falla(faul) como se muestra a continuacion.

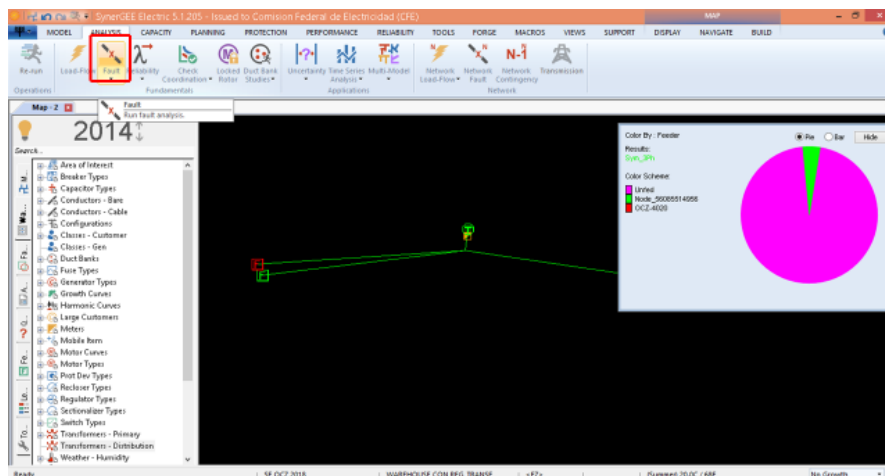


Figura 54 Circuito geográfico

En esta opcion el programa cargara y analizara diversos puntos georeferenciado ya sea por un equipo de proteccion, seccionamiento entre otros para poder analizar el circuito con fallas en diversos puntos con la base de datos que este ya contiene. Este nos arrojara una gran cantidad de datos por lo cual puede tardar unos minutos despues se presentara como se muestra en la figura

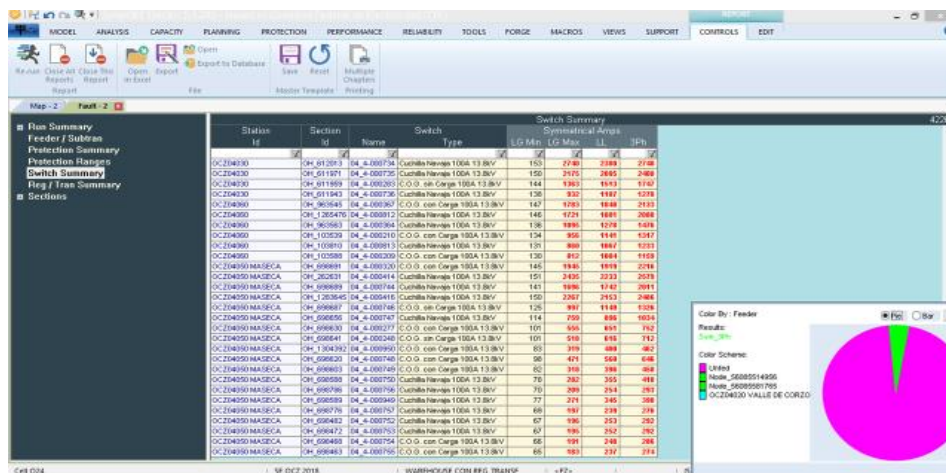


Figura 55 Datos de corrientes en el SYNERGEE

Para hacerlo mas vaido y poderlo visualizar en el mapa geografico se regresa al mapa y se aplica "F9" nos apertura un cuadro con diversos colores los cuales se pueden cambiar al guato de cada usuario, este nos representa los niveles de corto en todo el circuito de acuerdo al color seleccionado, para ello es importante que los valores puesto no sean menor al de la falla maxima por que el sistema lo dejara fuera y nuestros datos seran erroneos.

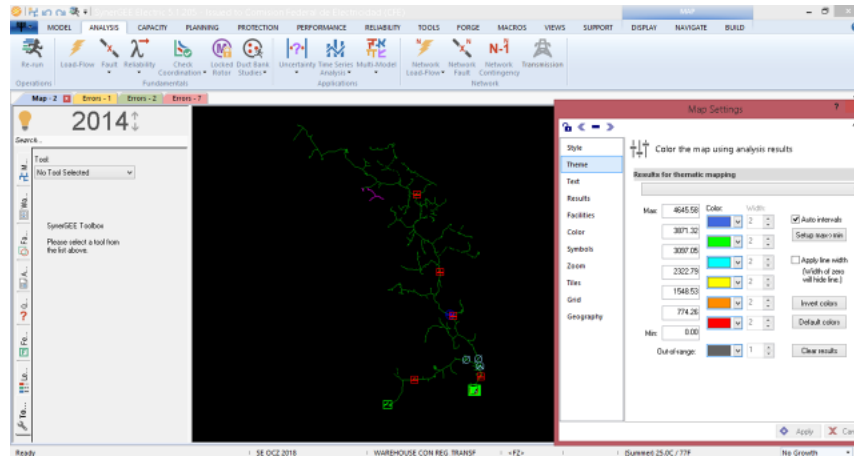


Figura 56 Escala de colores

Damos “aplicar” y se tiene que repetir todo el proceso para cada circuito que se requiera obtener los niveles de corto que en este existan. Las imágenes que se encuentran en las memorias tecnicas se toma por medio de capturas de pantalla en un angulo visible para su valides de dicha memoria tecnica.

3.3.3.-SIAD

El SIAD es una plataforma de acceso que significa sistema integral administración distribución, en la cual podemos encontrar diagramas datos de circuitos en media tensión (13.8KV) y en alta tensión (115KV), para poder tener acceso a dicha plataforma primero se accede a una computadora de manera remota a otra la cual siempre debe de estar encendida. Se le da la dirección del equipo y usuario con autorización del personal y con la conexión de la red local de la CFE, como se muestra a continuación.

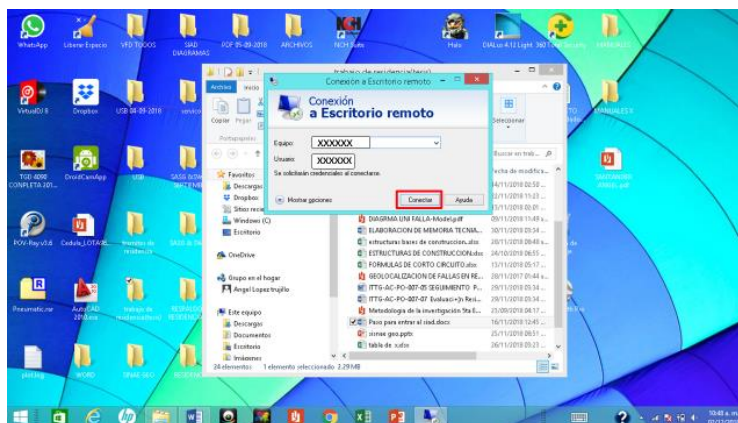


Figura 57 Acceso a escritorio remoto

Se procede a dar clic en “CONECTAR” para acceder, nos muestra una pantalla de acceso y de otro escritorio esto indica que entramos de forma correcta. Dentro de este escritorio esta el acceso directo al “SIAD” se selecciona este acceso y se da “ENTER” para acceder, para ello tenemos que conseguir un usuario y contraseña por que se requiere para tener acceso.

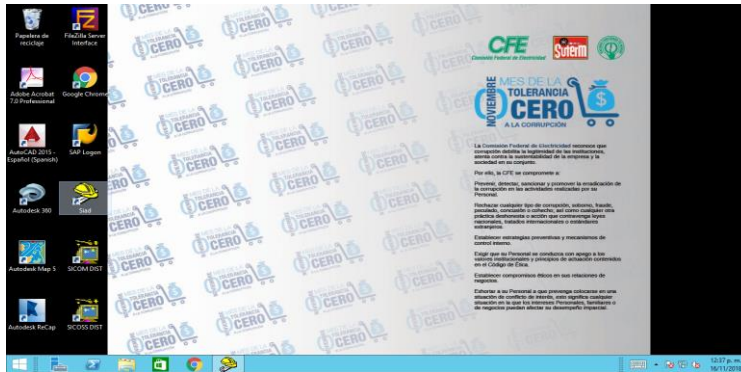


Figura 58 En escritorio remoto

Se coloca en cada casilla a clave registrada y se da clic en aceptar este comenzara a cargar, para esto es importante que siempre se mantenga conectado a la red ya que si esta conexión llegara a fallar de forma automática sale del acceso al escritorio remoto. El icono del “SIAD” es un casco color amarillo con unos planos, cuando se encuentra en este punto de acceso es normal que aparenta el icono que se apertura dos veces pero realmente no es así.



Figura 59 Acceso al SIAD

La página principal de dicha plataforma es un mapa de la república mexicana y aparecen sus siglas y el logotipo de la CFE dentro de esta se encuentran las pestañas de: Planeación, obras, materiales, actividades de campo, operación, electrificación, generales, consultas, índices utilerías. La plataforma contiene información de usuarios de obras entre otras actividades que se pueden realizar dentro de esta, como se muestra a continuación.



Figura 60 Plataforma

Se procede a dar clic en operación, se despliega una lista con muchas opciones de la cual solo nos interesan los circuitos de media tensión (B.-Diagramas unifilares, circuitos MT), se selecciona ya que este nos da acceso a los diagramas unifilares de los circuitos como se puede observar a continuación.

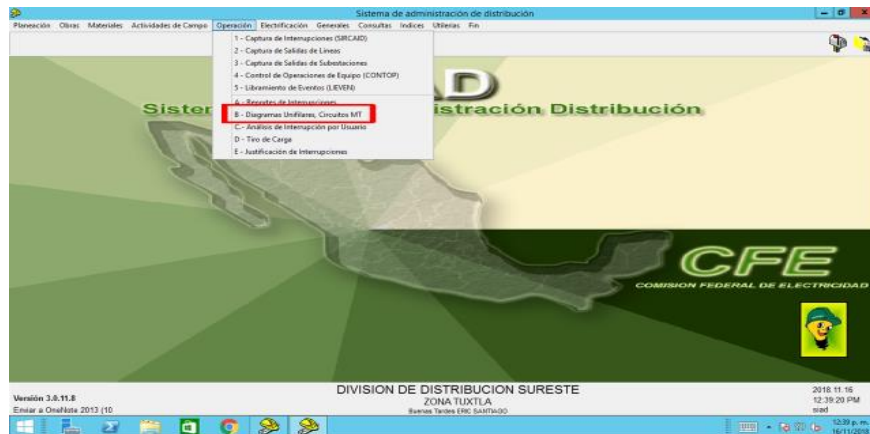


Figura 61 búsqueda de diagramas en el SIAD

Después de cargar ya dentro nos manda a otro enlace el cual muestra un diagrama de un circuito el cual no pertenece a los circuitos con los que se trabajara por lo cual observamos que se muestran unas pestañas que nos indica la división, la zona, la subestación y los circuitos en los cual se procede a modificar ya que esta plataforma es nacional podemos obtener acceso a otros circuitos de diversos lugares de la zona sureste.

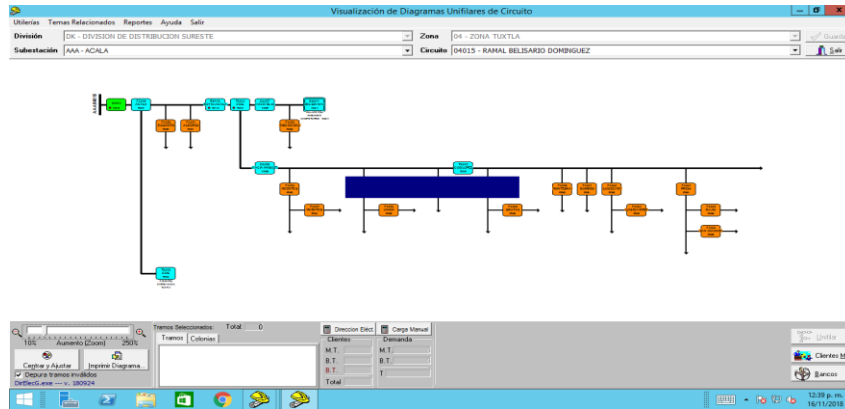


Figura 62 Diagrama del circuito

Se prosede a seleccionar la divicion la cual pertenece a la “Divicion de distribucion sureste”, se modifica tambien la opcion de zona la cual pertenece a la “Zona tuxtla”, y la subestacion que pertenecen los circuitos en este caso “Ocozocoautla” de la misma forma se cambia el circuito de acuerdo al que se desea obtener en este caso son del 4020 al 4060, son todos los circuitos que pertenecen a la subestacion. En la parte inferior se muestra unos recuadros con datos del circuito, como se presenta a continuacion.

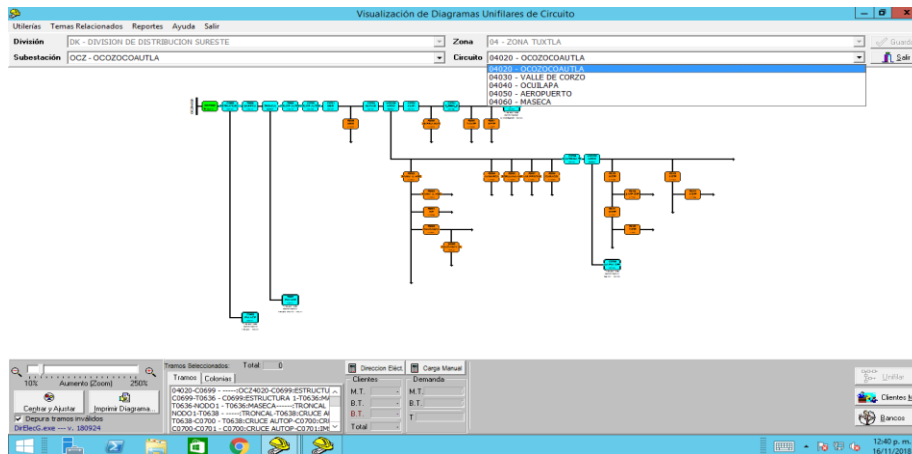


Figura 63 Selección del diagrama del circuito

El cicuito mostrado es el que se analiza y solo se obtiene por captura de pantalla por despues de obtenerlo se sale del escritorio remoto para guardarlo en nuestro ordenador, se regresa al escritorio remoto y se prosede a descargar los datos del circuito, se da clic en la pestaña al ala opcion “REPORTES” se despliega otra pestaña en la cual se selcciona la opcion “RAMAL-USUARIOS/DEMANDA POR TRAMOS” para obtener una base de datos de dicho circuito como se muestra a continuacion.

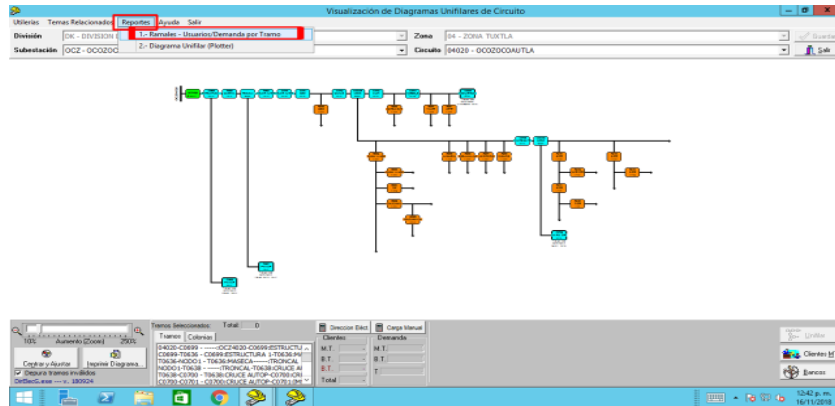


Figura 64 Proceso de obtención de datos en Excel

Y a continuación se muestra un recuadro con el nombre de la subestación, el nombre del circuito se corrobora que estos coincidan y se da clic en la opción imprimir e inmediatamente comenzará a cargar esto puede tardar un tiempo, ya que al ser todos los datos del archivo que se descarga este tiene un peso considerable por el cual tarda como se muestra a continuación.

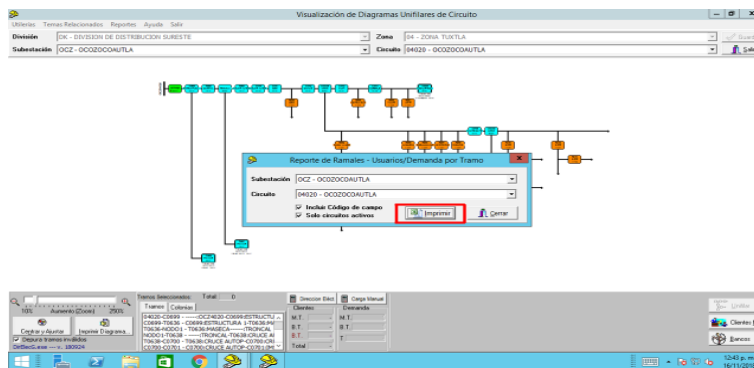


Figura 65 Descarga del Excel

Para finalizar se guarda el archivo en una dirección que conozcamos para poder copiar la carpeta y pegarla en nuestro ordenador. La carpeta tiene como objetivo llevar todos los archivos en Excel de todos los circuitos que se requieren. Es importante mencionar que durante todo este proceso el equipo al cual se accede debe de estar disponible ya que si se conecta desde otro punto al mismo equipo este proceso se verá interrumpido y quien se conectó observará el proceso hasta el punto donde se desconecta.

3.4.- Fallas estadísticas registradas representadas en diagramas geográficos

Los diagramas cuentan con un dato estadístico de enero del año en curso hasta septiembre, los cuales están registrados por diversas razones, dentro de estos circuitos están las fallas los cuales están indicados en puntos específicos que en su momento fueron una problemática a solucionar. Estos datos son obtenidos de la plataforma Sisnae geo en la cual están los historiales de falla como se presenta a continuación.

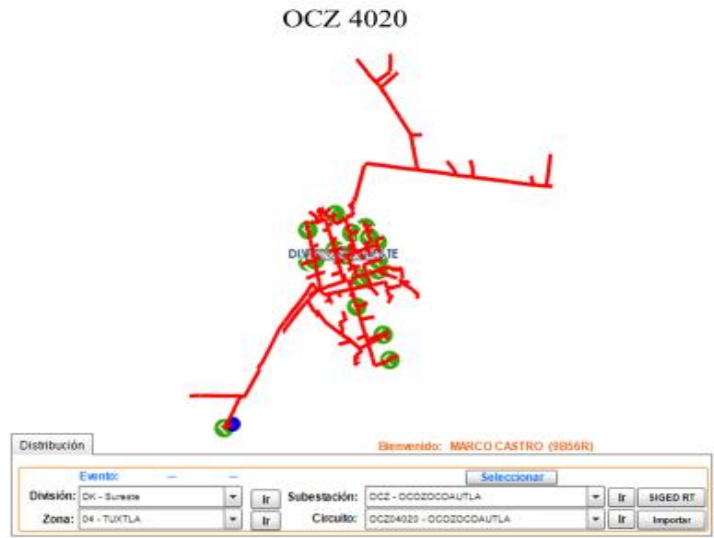


Figura 66 Circuito OCZ 4020

Lo que son las fallas del circuito 4020 la mayor cantidad de fallas se encuentran concentradas en una zona (zona central del circuito), la subestación se encuentra marcada por el punto azul y las fallas en un punto color verde.

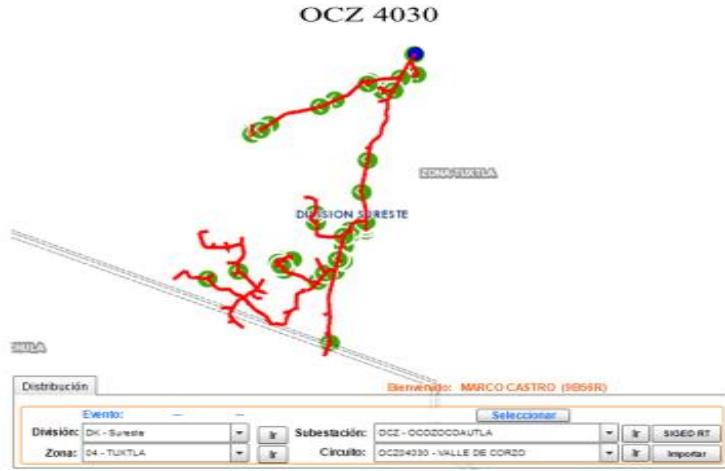


Figura 67 Circuitos OCZ 4030

El circuito 4030 estadísticamente tiene una alta cantidad de fallas que se encuentran repartida por todos sus ramales, indicando estas con puntos verdes y la subestación con punto azul.

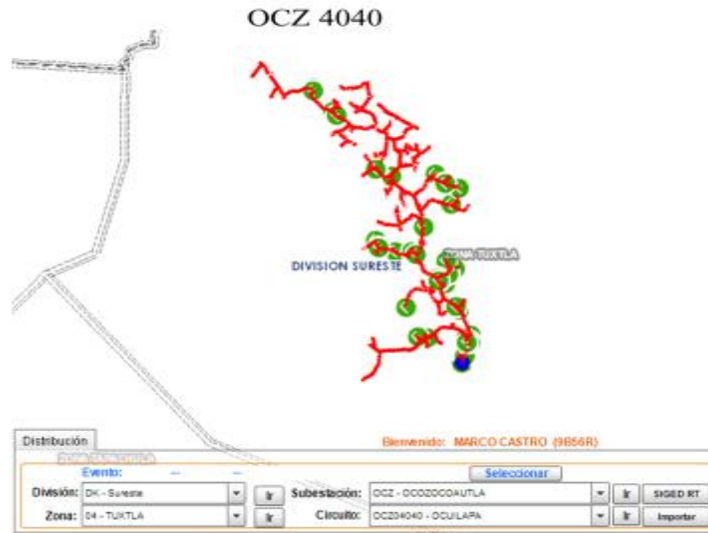


Figura 68 Circuito OCZ 4040

El circuito 4040 se encuentra un gran número de fallas representadas con puntos verdes distribuidas a lo largo de todo el circuito desde donde terminan los ramales hasta la subestación que está representada con un punto azul.

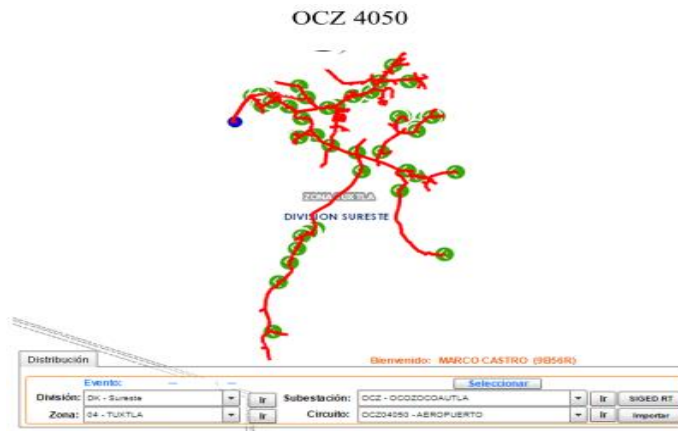


Figura 69 Circuito OCZ 4050

El circuito 4050 es uno de los más extensos y presenta una gran cantidad de fallas extendidas por todos los ramales representadas con puntos verdes el cual tiene un alto índice de fallas y la subestación representada con un punto azul.

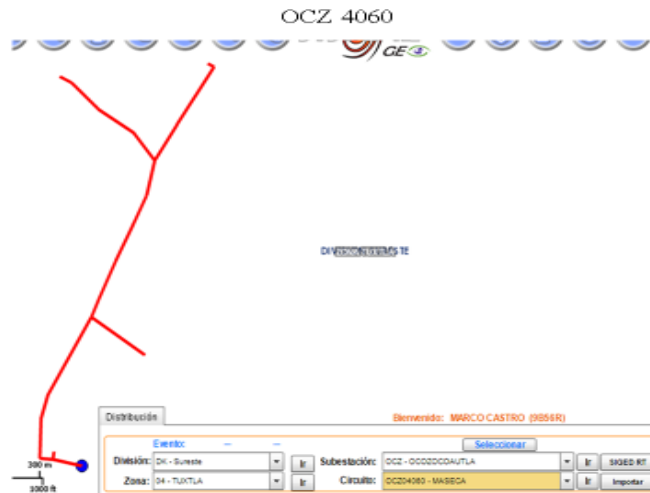


Figura 70 Circuito OCZ 4060

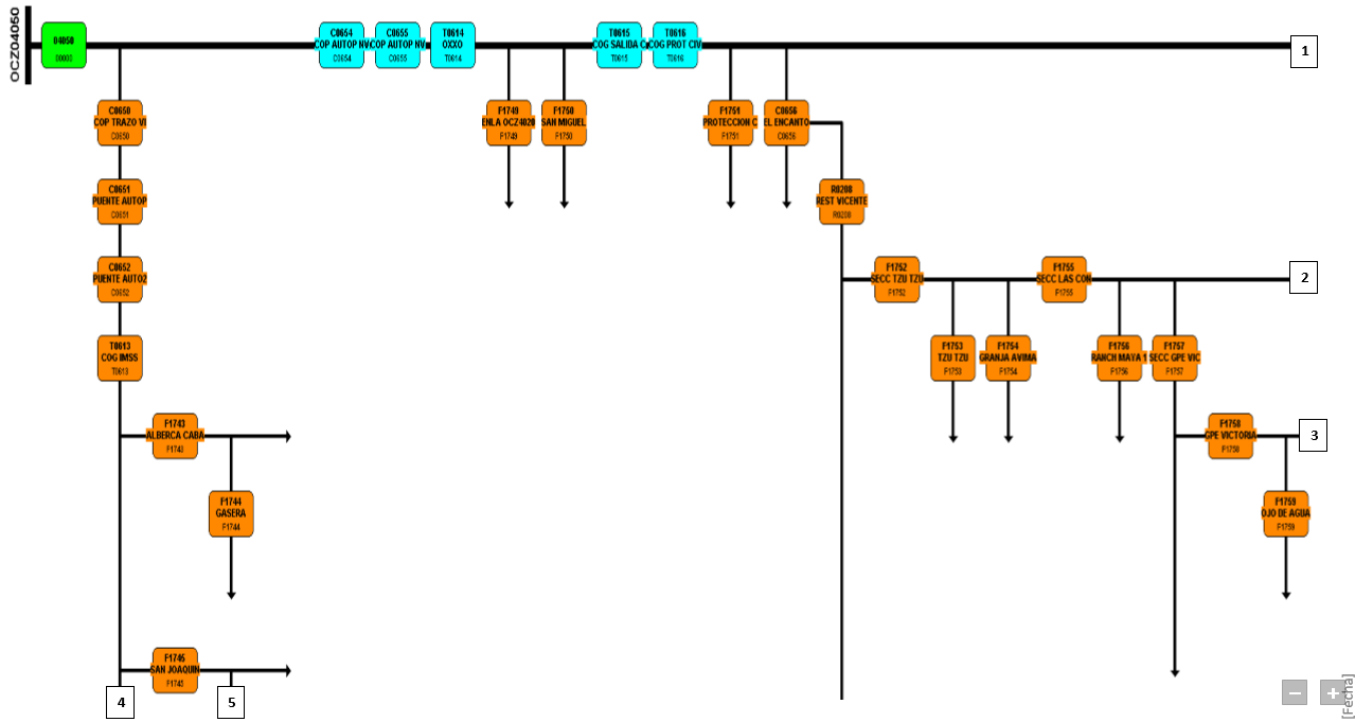
Como se puede apreciar el circuito 4060 es uno de los circuitos más corto por lo cual presenta menor cantidad de fallas y ya que solo convive con dos usuarios presentan menos problemas para este, como se puede observar ningún evento en la fecha determinada, la subestación se encuentra representada con un punto azul.

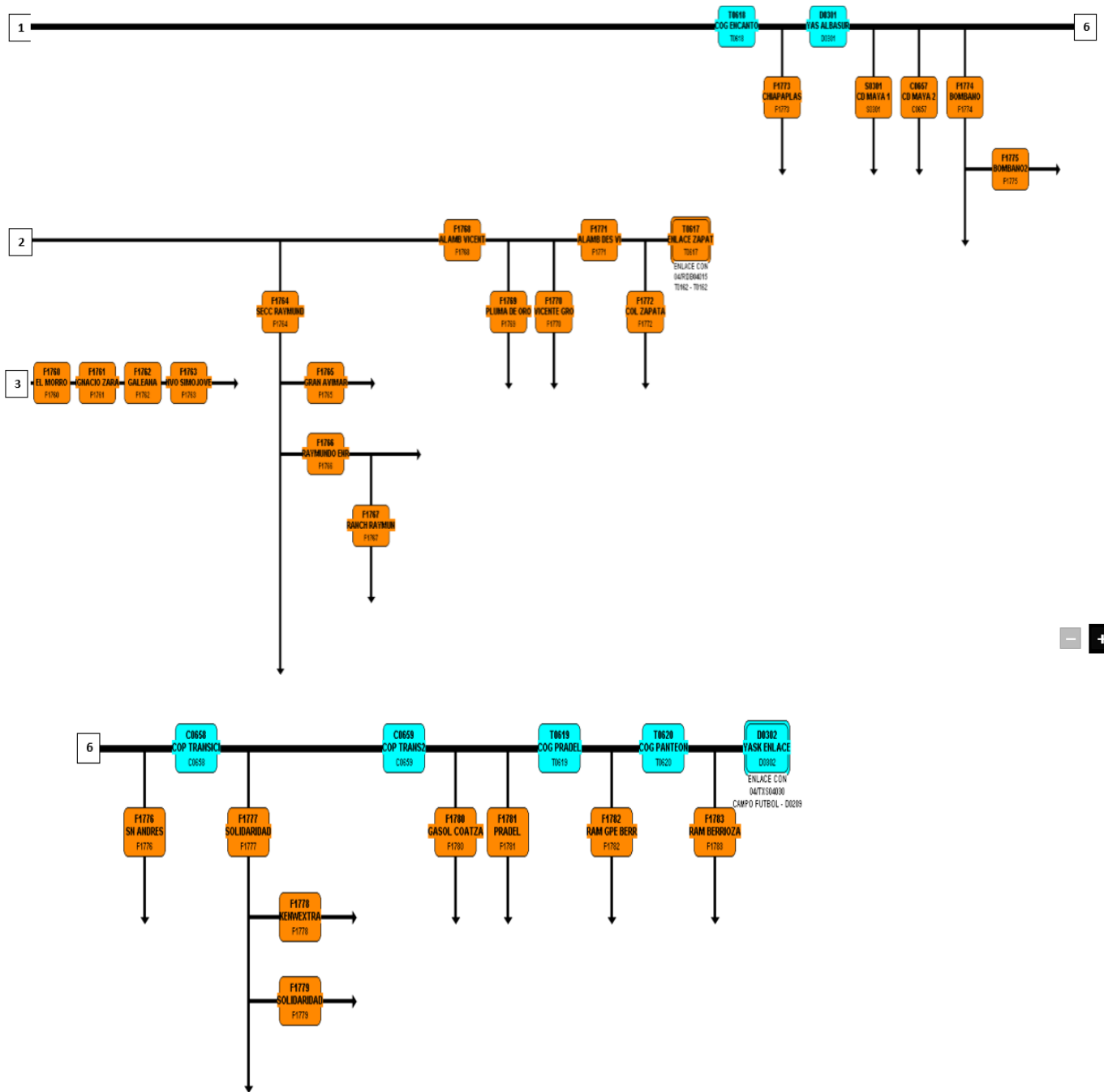
Como se puede observar la cantidad de fallas presente dentro de estos circuitos son altas, esto significa que los cortes de energía son mayores y más frecuentes en diversos puntos lo cual es importante para limitar o para determinar la geo localización del equipo a introducir como dispositivos de protección.

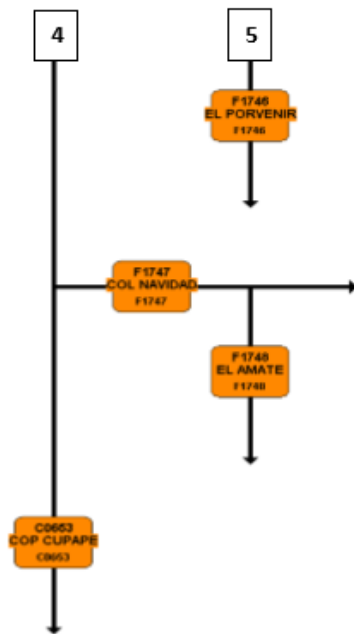
3.5.-DESARROLLO DE LA ELABORACION DE MEMORIA TECNICA

3.5.1.- Diagramas unifilar del circuito 4050 Ocz

Los diagramas unilaterales de los circuitos nos indican los ramales y sub ramales, como se muestra en el siguiente diagrama para ello es importante considerar que la marca de los puntos numerados indica la secuencia del diagrama conforme su numeración (se muestra en su totalidad en la descripción Ocz 4050 en el capítulo anterior).

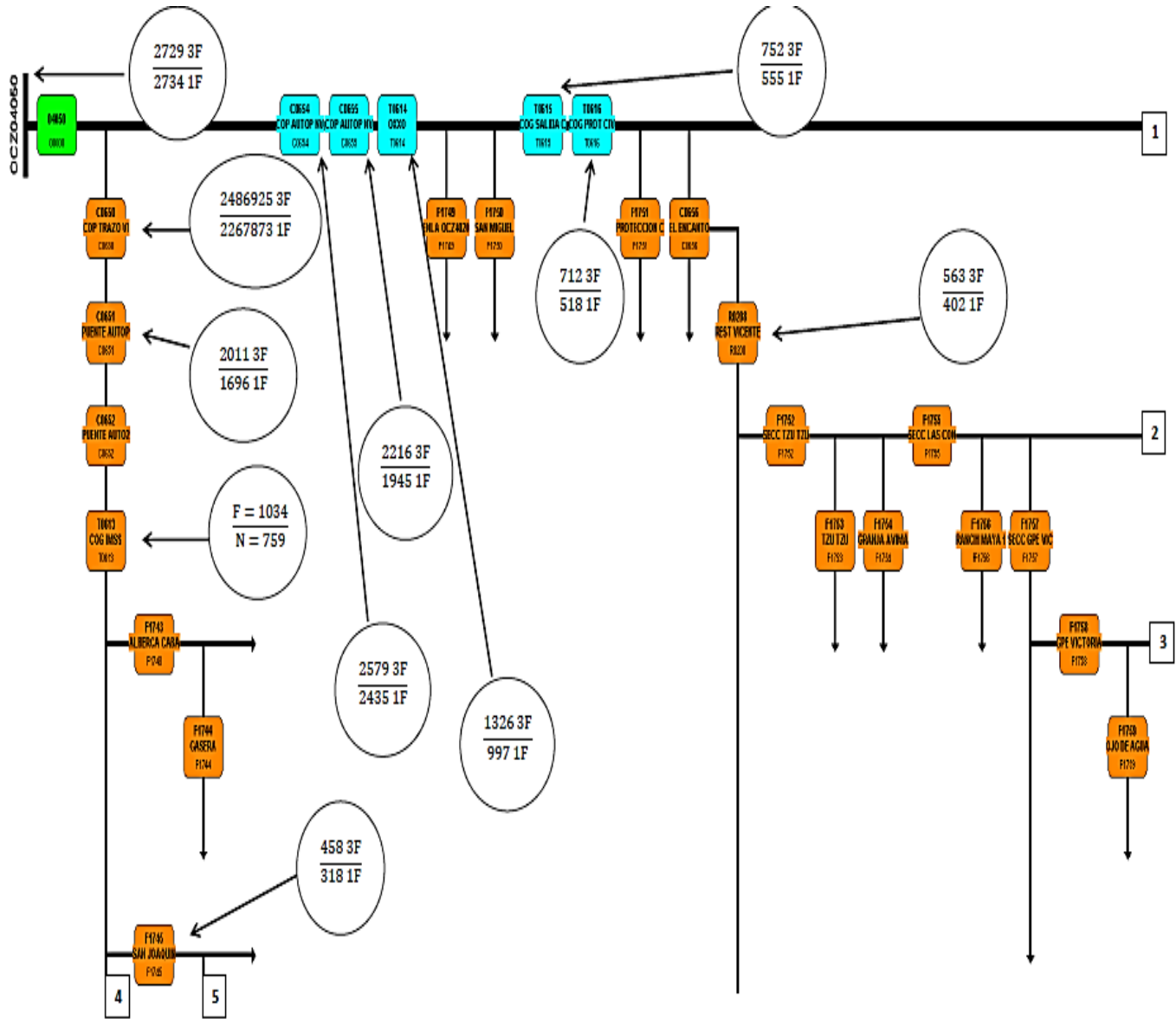


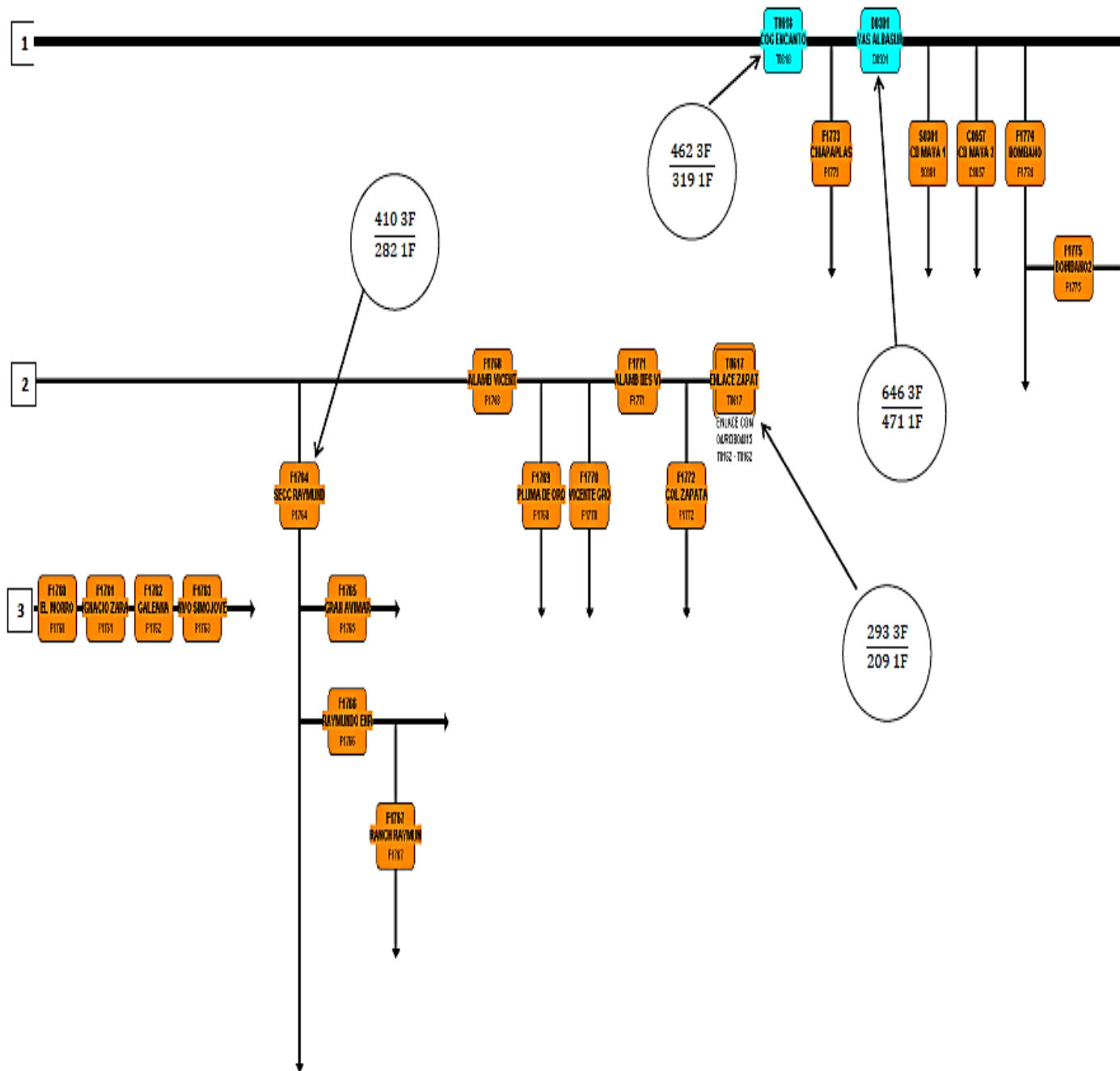


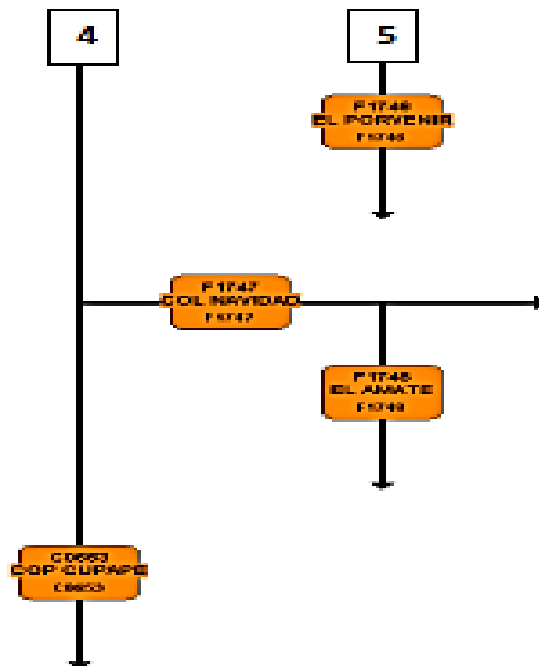
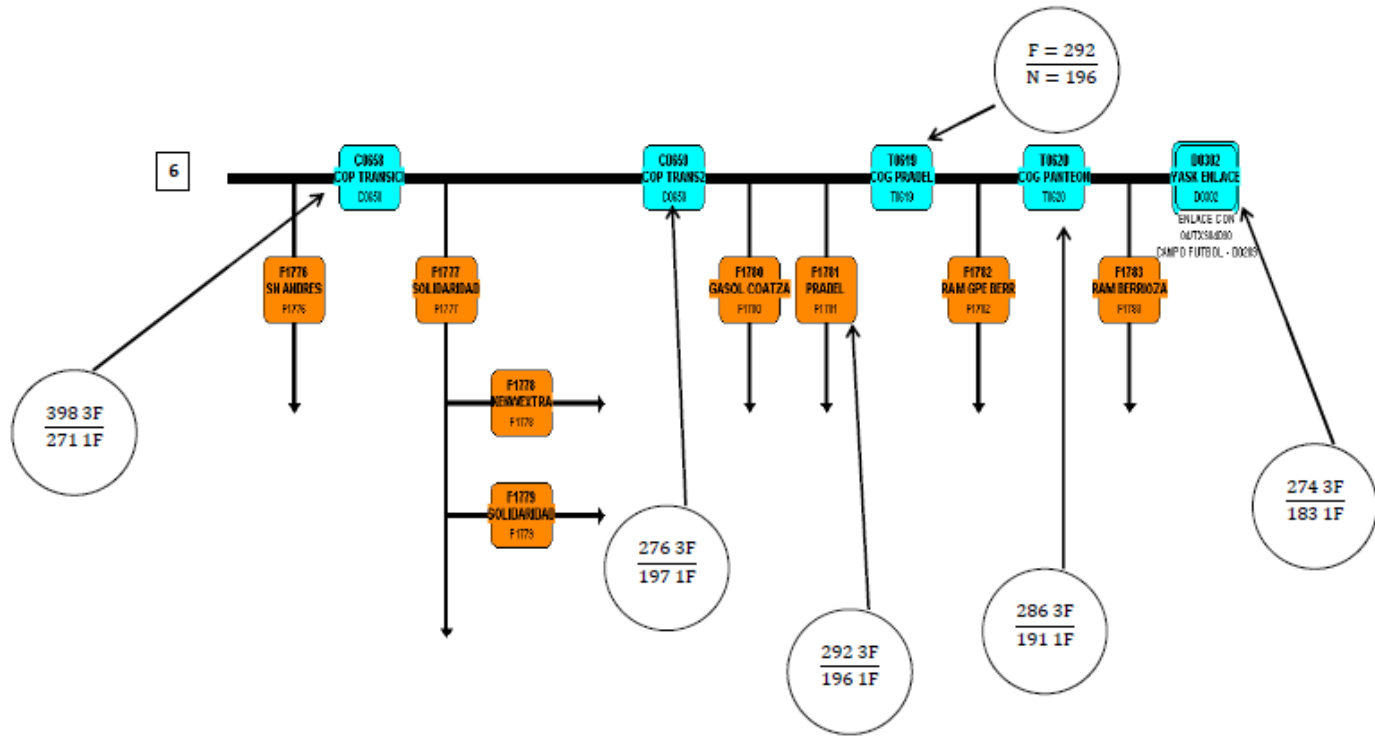


3.5.2 Diagrama unifilar del alimentador 4050 con los niveles de corto monofásico y trifásico en diferentes puntos.

El diagrama es del circuito 4050 y muestra todos los niveles de corto circuito en diversos puntos de dicho diagrama señalizado con una flecha 1F (monofásico) y 3F (trifásico) dentro de un círculo que nos referencia los niveles de corto en puntos específicos del circuito como se muestra a continuación.







3.5.3.- Diagrama geográfico de colores indicando los niveles de cortocircuito.

Los diagramas geográficos es una presentación de forma cartográfica en la cual se expresa la forma real que este tiene y por medio de los colores se da a conocer los niveles de cortocircuito dentro de estos circuitos. Se muestran las fallas monofásicas, de dos fases y trifásicas con su respectivo valor de falla como se muestra a continuación.

Nivel de corto en tres fases del circuito Ocz 4050

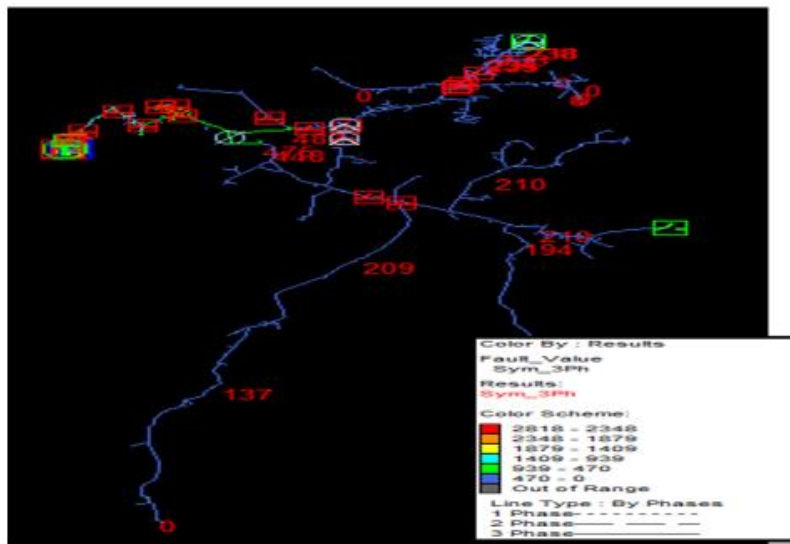


Figura 71 Niveles de corto en tres fases del circuito OCZ 4050

Nivel de corto monofásica mínima del circuito Oez 4050

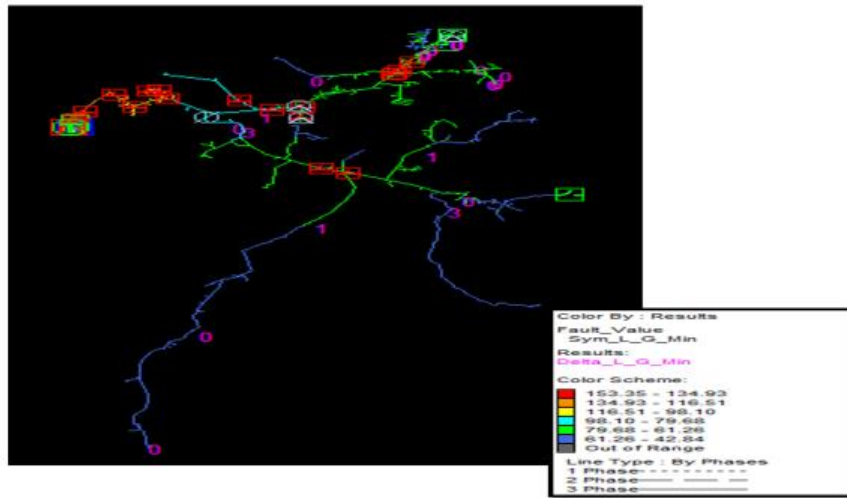


Figura 72 Nivel del corto monofásico mínima del circuito OCZ 4050

3.6.- Criterios a considerar para coordinar

Tabla 23 Términos de la memoria técnica

TERMINOLOGIA	
CFE 3D	CORTA CICUITO FUSIBLE TRIPLE DISPARO
CCF	CIRTACIRCUITO SIMPLE
FT	CAPACIDAD FUSIBLE TIPO T
C	CEGAR
E	ELIMINAR

A continuación se muestra en la siguiente tabla tomando en cuenta la terminología anterior con la que cuenta actualmente. Segado hace referencia a un alambre de cobre dentro del porta fusibles como un seccionamiento, eliminado se refiere a quitar el elemento indicado y Eprosec se refiere a meter un equipo en este caso el restaurador en el lugar indicado.

En la instalación de un corta circuito de triple disparo o fusesaver en los ramales que hayan sido evaluados y de acuerdo a su prioridad y al recurso asignado a cada División. En caso de que existiera un restaurador con relevador microprocesado instalado en el lado fuente, antes del CCF 3d del ramal en el que se propone instalar, se deberá habilitar la función 50sf al restaurador e instalar un corta circuito sencillo con fusible tipo “t” y capacidad de fusible de acuerdo al resultado de la coordinación de protecciones.

Donde se tenga un CCF 3d instalado en el lado fuente. La eliminación del fusible ramal se realizará mediante la sustitución del listón fusible por alambre de cobre (Cu) colocándolo dentro de los portafusiles (CCF solido). Se realizara la eliminación de todos los fusibles que

estén dentro del rango de operación de la capacidad del fusible del CCF 3D instalado, se eliminara el CCF de todo aquel ramal que cuente con menos de 100 kvas instalados siempre que tenga un equipo de protección de lado fuente.

Se deberá evite la eliminación de fusile de ramales, el CCF3D proteja más de 500 usuarios o 750 KVA y el fusible no deba proteger más de 80 amperes de carga. Para el caso de falla permanente y tener la menor afectación posible se debe dejar preferentemente tres CCF eliminados a lo largo del ramal para ocuparlos como equipo de seccionamiento.

3.7.- PROPUESTA TECNICA DE LOS RAMALES BAJO ESTUDIO DE PARA ORDENAMIENTO DEL CIRCUITO OCZ 4050.

La tabla que se muestra a continuación se explica los términos que se usan para la mejora de las propuestas de los circuitos, conforme a los criterios del instructivo para ordenamientos de ramales en circuitos de media tensión, para la coordinación de protecciones. Se propone fusible estándar tipo “T” de las siguientes capacidades de 40T y 20T los cuales están por arriba de la demanda de cada ramal y sensibles para falla mínima monofásicas de 71 amperes.

Tabla 24 Datos de los ramales con propuesta técnica

NO.	CLAVE	NOMBRE DEL RAMAL	HILOS	CARGA EN KVA	DEMAN DA kW	CARGA (AMP)	CENTROS DE CARGA	PROPUESTA TECNICA
1	0		3	0	0	0	0	SECCIONAMIENTO
2	C0654	COP AUTOPISTA TRAZO NVO	3	0	0	0	0	SECCIONAMIENTO
3	C0655	CUCHILLAS AUTOP NVO 2	3	0	0	0	55	SECCIONAMIENTO
4	T0614	COG OXXO	3	202	180	9	250	SECCIONAMIENTO
5	F1749	ENLACE OCZ4020	3	51	45	2	1	SECCIONAMIENTO
6	T0616	COG PROTECCION CIVIL	3	0	0	0	0	EPROSEC NVO
	T0617							EPEROSSEC NVO
7	T0618	COG ENCANTO	3	11	10	0	10	SECCIONAMIENTO
8	F1751	RAMAL PROTECCION CIVIL	3	275	245	12	85	CCF 3D NUEVO
9	C0658	TRANSICION PUENTE DE LA MUERTE	3	1	1	0	0	EPEROSSEC NVO
10	D0301	466141.00 m E, 1851432.00 m N	3	17	15	1	125	EPROSEC EXISTENTE
11	C0656	EL ENCANTO	3	0	0	0	45	SECCIONAMIENTO
12	R0208	REST VICENTE GRO	3	0	0	0	0	EPROSEC EXISTENTE

13	F1752	SECC TZU TZU	3	0	0	0	0	CEGADO
14	F1753	COL TZU TZU	3	90	80	4	267	ELIMINADO
15	F1756	RAMAL RANCHERIAS MAYA	1	51	45	2	65	ELIMINADO
16	F1768	SECC ALAMBRADA ANTES DE VICENTE	3	52	46	2	65	CEGADO
17	F1757	SECC GPE VICTORIA	3	45	40	2	60	CCF 3D EXISTENTE
18	F1764	SECC RAMAL RAYMUNDO	3	169	150	7	35	CCF 3D EXISTENTE
19	F1755	SECC LAS CONCHAS	3	63	56	3	35	CEGADO
20	F1758	GPE VICTORIA	3	169	150	7	150	CEGADO
21	F1759	OJO DE AGUA	3	84	75	4	156	ELIMINADO
22	F1763	NVO SIMOJOVEL	3	28	25	1	39	ELIMINADO
23	F1761	IGNACIO ZARAGOZA	3	97	86	4	235	ELIMINADO
24	F1760	EL MORRO	3	39	35	2	65	CEGADO
25	F1762	GALEANA	3	169	150	7	273	CEGADO
26	F1769	PLUMA DE ORO	3	48	43	2	63	ELIMINADO
27	F1771	SECC ALAMB DESP DE VICENTE	3	22	20	1	21	CEGADO
28	F1770	VICENTE GRO	3	169	150	7	350	CEGADO
29	F1772	COL ZAPATA	3	145	129	6	265	CEGADO
30	F1754	GRANJA AVIMA	3	84	75	4	1	ELIMINADO
31	F1765	GRANJA AVIMARCA	3	51	45	2	1	ELIMINADO
32	F1766	RAYMUNDO ENRIQUEZ	3	236	210	10	261	CEGADO
33	F1767	RANCHERIAS RAYMUNDO	3	61	54	3	62	ELIMINADO
34	F1777	SOLIDARIDAD	3	337	300	15	2	CCF 3D EXISTENTE
35	F1778	RAMAL KENWORD	3	101	90	4	2	CEGADO
36	F1779	RAMAL SOLIDARIDAD	1	281	250	12	280	EPROSEC
37	D3303	TRANSICION CD MAYA	3	652	580	29	1120	EPROSEC EXISTENTE
38	C0657	TRANSICION CD MAYA 2	3	393	350	17	520	EPROSEC NVO
39	F1773	RAMAL CHIAPAPLAS	3	90	80	4	115	ELIMINADO
40	F1750	RAMAL SAN MIGUEL OCZ	3	90	80	4	225	ELIMINADO
41	C0650	SALIDA DE LA S.E. TRAZO VIEJO	3	0	0	0	0	SECCIONAMIENTO
42	C0651	CUCHILLAS COP AUTOPISTA	3	0	0	0	0	SECCIONAMIENTO
43	C0652	CUCHILLAS COP AUTOPISTA	3	0	0	0	0	SECCIONAMIENTO
44	C0653	COP CUPAPE	3	56	50	2	68	SECCIONAMIENTO
45	T0613	COG IMSS TRAZO VIEJO	3	393	350	17	450	EPROSEC NVO

46	F1743	ALBERCA CABAÑAS	3	34	30	1	5	ELIMINADO
47	F1744	RAMAL GASERA	3	28	25	1	1	ELIMINADO
48	F1745	COL SAN JOAQUIN	3	39	35	2	125	ELIMINADO
49	F1746	COL EL PORVENIR	3	45	40	2	75	ELIMINADO
50	F1747	COL NAVIDAD	3	73	65	3	125	ELIMINADO
51	F1748	CALLE EL AMATE	1	17	15	1	31	ELIMINADO
52	T0615	COG SALIDA COITA	3	0	0	0	140	SECCIONAMIENTO
53	C0659	COP TRANSICION 2 CRUCERO MUERTE	3	0	0	0	0	SECCIONAMIENTO
54	F1780	RAMAL GASOLINERAS COATZA	3	275	245	12	34	EPROSEC
55	T0619	COG PRADEL	3	13	12	1	245	SECCIONAMIENTO
56	F1781	PRADEL	3	275	245	12	1	EPROSEC
57	F1782	RAMAL GPE BERRIOZABAL	3	56	50	2	120	ELIMINADO
58	T0620	COG PANTEON	3	24	21	1	250	ELIMINADO
59	F1783	RAMAL BERRIOZABAL	3	281	250	12	345	EPROSEC
60	F1774	RAMAL BOMBANO	3	236	210	10	245	CEGADO
61	F1775	RAMAL BOMBANO	2	84	75	4	150	ELIMINADO
62	F1776	RAMAL SAN ANDRES	3	169	150	7	201	CEGADO

1.-Eliminar los ccf-3d delos ramales seminario, San Fernando, colonia lázaro cárdenas, solo dejar el CCF-3 del entronque a solano y habilitar la función 50f/n con un ajuste para fases de 1450 Amp. Y por fallas a tierra de 1040 Amp.

2.- Bajo la premisa que el 80% de las fallas son de un carácter transitorio al habilitar función 50F/N hasta 500 mts antes del (restaurador rancho solano) es evitar sectores fuera por fallas transitorias

Grafica de coordinación de protecciones del alimentador Ocz 4050, Relevador-fusible tipo "T" CCF-3D ramal a solano

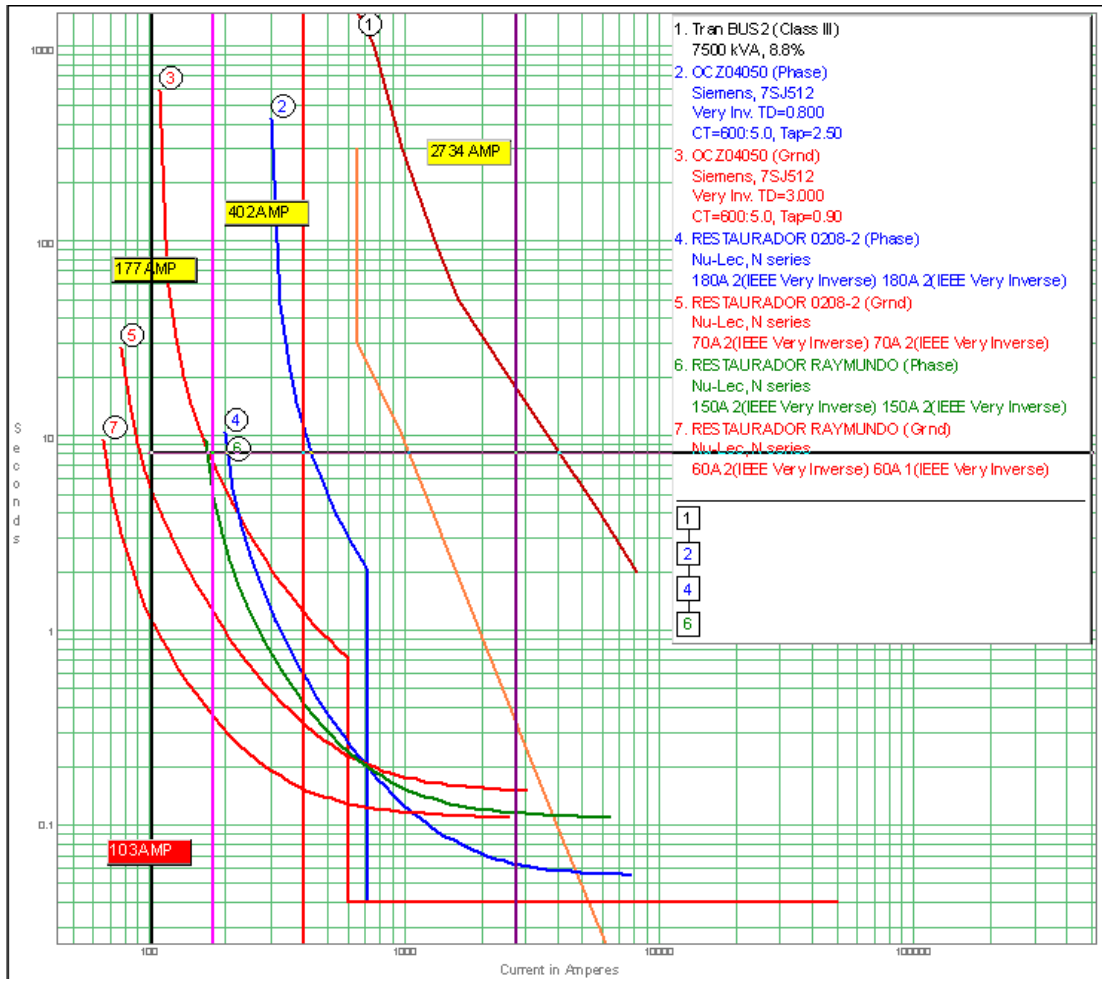


Figura 73 Coordinación del circuito 4050

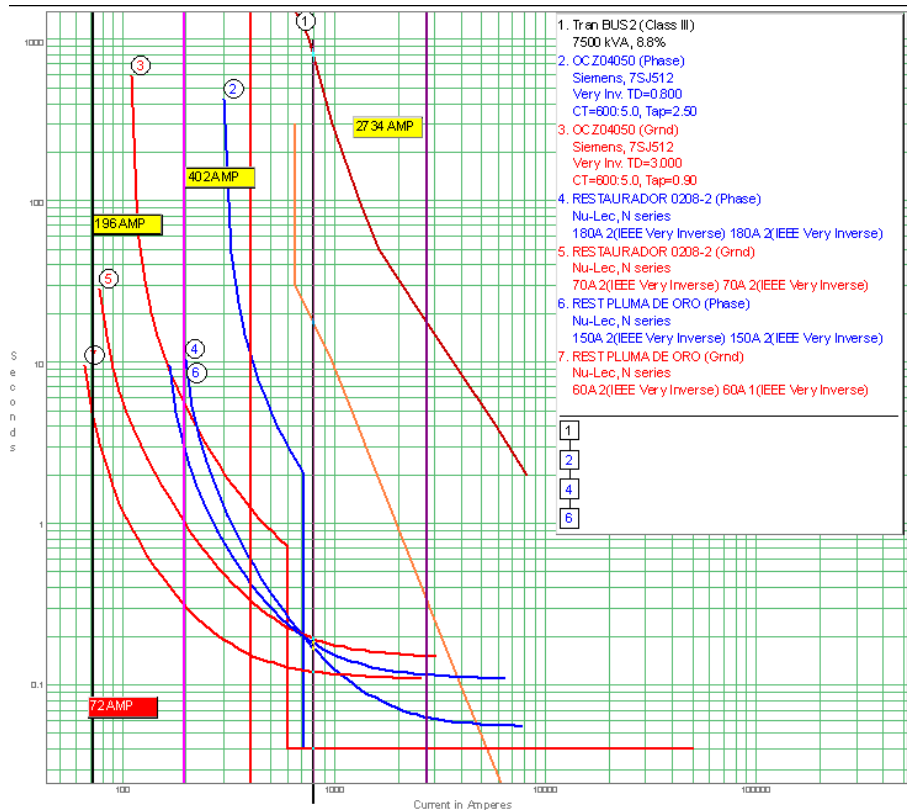


Figura 74 Coordinación del circuito OCZ 4050

Considerando que el valor de cortocircuito máximo en el ramal a solano es de 1315 Amp. Y el ajuste del 50F/N es de 1500 se propone la instalación de CCF-3D en este ramal.

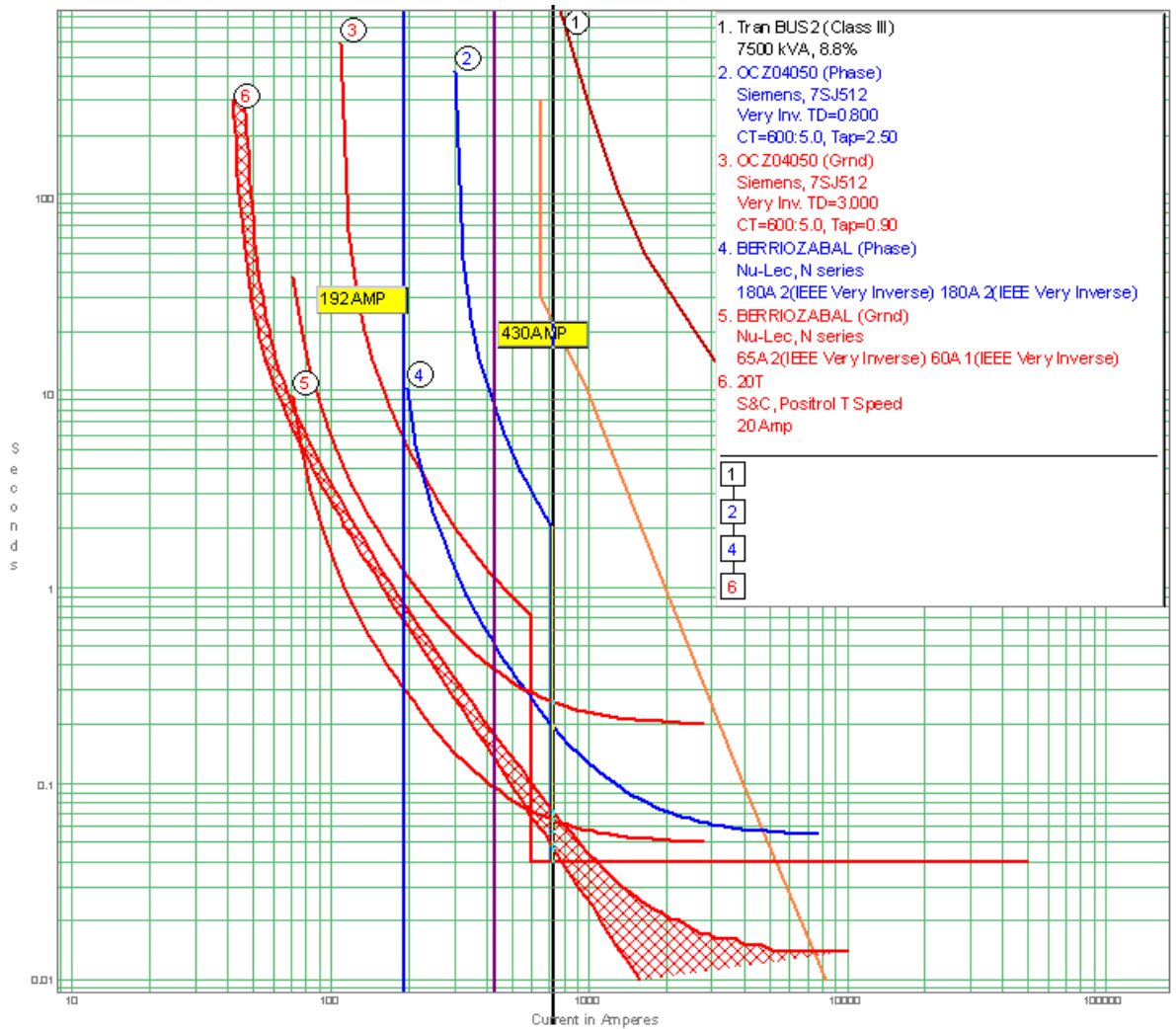


Figura 75 Coordinación con fusible

Grafica de coordinación de protecciones del alimentador Ocz 4050, Relevador- restaurador a solano- fusible ramal silacayoapilla, aplicando filosofía de salvar fusible con curva rápida del restaurador.

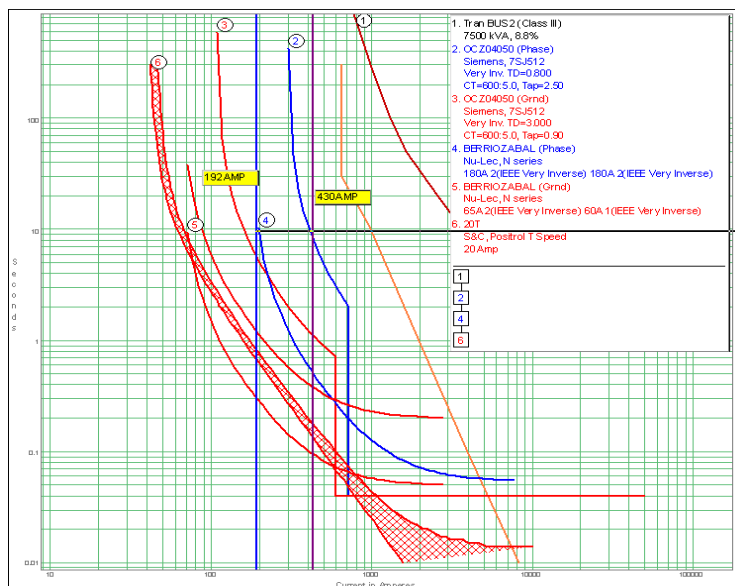


Figura 76 Coordinación tomando en cuenta el fusible

Tomando en cuenta que el restaurador solano, las corrientes del cortocircuito son de 737.83 Amp. Máximo y 87 Amp mínima, se considera conveniente el uso de fusibles tipo “T” de 40Amp. El resumen de asignación de fusibles, cegado de ramales y asignación de triples disparo, considerando que el salvado de fusible está asignado a cada equipo en sus áreas de cobertura se presenta a continuación.

Tabla 25 Contabilidad de fusibles

No. Ramal	Nombre	Clave	Fusible Tipo				Cortocircuito Amp.	
			40T	25T	20T	15T	3F	1F
1	RANCHO SOLANO	F2092	9				1352	965
2	ENTRONQUE SILACAYOAPILLA	F2116	3				737.83	698
3	SANTIAGO AYUQUILILLA	F2192	3				127.51	120.40
4	SAN JOSE AYUQUILA	F2182	3				114.43	108.40
5	SECCION YOLOTEPEC	F2213			3		213.11	194.55
6	ENTRONQUE ZAHUATLAN	---	3				399	289
		TOTAL	21	0	3	0		

Esto nos da a conocer por ramal cuantos fusibles y su valor considera la nueva propuesta de acuerdo con su localización y su nivel de corto circuito. Son 21 fusibles de 40 Amp tipo “T” Y son 3 de 20 Amp tipo “T”

A continuación se muestra las tablas con las nuevas modificaciones de acuerdo a los criterios y propuestas tomadas en cuenta. Realizando un filtrado con la ayuda de la herramienta Excel se logra poner por propuesta técnica en cegado, eliminado y Eprosec, Esto para tener un

orden, agrupados por elementos y realizar un conteo de cuanto fusible se va a eliminar y cuantos se cegaran en la propuestas técnicas.

Tabla 26 Datos de los ramales ordenados por propuesta técnica cegado

CLAVE	NOMBRE DEL RAMAL	HILOS	CARGA EN KVA	DEMANDA kW	CARGA (AMP)	CENTROS DE CARGA	PROPUESTA TECNICA
F1752	SECC TZU TZU	3	0	0	0	0	CEGADO
F1768	SECC ALAMBRADA ANTES DE VICENTE	3	52	46	2	65	CEGADO
F1755	SECC LAS CONCHAS	3	63	56	3	35	CEGADO
F1758	GPE VICTORIA	3	169	150	7	150	CEGADO
F1760	EL MORRO	3	39	35	2	65	CEGADO
F1762	GALEANA	3	169	150	7	273	CEGADO
F1771	SECC ALAMB DESP DE VICENTE	3	22	20	1	21	CEGADO
F1770	VICENTE GRO	3	169	150	7	350	CEGADO
F1772	COL ZAPATA	3	145	129	6	265	CEGADO
F1766	RAYMUNDO ENRIQUEZ	3	236	210	10	261	CEGADO
F1778	RAMAL KENWORD	3	101	90	4	2	CEGADO
F1774	RAMAL BOMBANO	3	236	210	10	245	CEGADO
F1776	RAMAL SAN ANDRES	3	169	150	7	201	CEGADO

Tabla 27 Datos de los ramales con propuesta técnica Eliminado

CLAVE	NOMBRE DEL RAMAL	HILOS	CARGA EN KVA	DEMANDA kW	CARGA (AMP)	CENTROS DE CARGA	PROPUESTA TECNICA
F1753	COL TZU TZU	3	90	80	4	267	ELIMINADO
F1756	RAMAL RANCHERIAS MAYA	1	51	45	2	65	ELIMINADO
F1759	OJO DE AGUA	3	84	75	4	156	ELIMINADO
F1763	NVO SIMOJOVEL	3	28	25	1	39	ELIMINADO
F1761	IGNACIO ZARAGOZA	3	97	86	4	235	ELIMINADO
F1769	PLUMA DE ORO	3	48	43	2	63	ELIMINADO
F1754	GRANJA AVIMA	3	84	75	4	1	ELIMINADO
F1765	GRANJA AVIMARCA	3	51	45	2	1	ELIMINADO
F1767	RANCHERIAS RAYMUNDO	3	61	54	3	62	ELIMINADO
F1773	RAMAL CHIAPAPLAS	3	90	80	4	115	ELIMINADO
F1750	RAMAL SAN MIGUEL OCZ	3	90	80	4	225	ELIMINADO
F1743	ALBERCA CABAÑAS	3	34	30	1	5	ELIMINADO

F1744	RAMAL GASERA	3	28	25	1	1	ELIMINADO
F1745	COL SAN JOAQUIN	3	39	35	2	125	ELIMINADO
F1746	COL EL PORVENIR	3	45	40	2	75	ELIMINADO
F1747	COL NAVIDAD	3	73	65	3	125	ELIMINADO
F1748	CALLE EL AMATE	1	17	15	1	31	ELIMINADO
F1782	RAMAL GPE BERRIOZABAL	3	56	50	2	120	ELIMINADO
T0620	COG PANTEON	3	24	21	1	250	ELIMINADO
F1775	RAMAL BOMBANO	2	84	75	4	150	ELIMINADO

Tabla 28 Datos del circuito Eprosec

CLAVE	NOMBRE DEL RAMAL	HILOS	CARGA EN KVA	DEMANDA kW	CARGA (AMP)	CENTROS DE CARGA	PROPUESTA TECNICA
T0616	COG PROTECCION CIVIL	3	0	0	0	0	EPROSEC NVO (DESCOENSTADOR)
T0617							EPEROSEC NVO(DESCONECTADOR)
C0658	TRANSICION PUENTE DE LA MUERTE	3	1	1	0	0	EPEROSEC NVO(DESCONECTADOR)
F1779	RAMAL SOLIDARIDAD	1	281	250	12	280	EPROSEC
C0657	TRANSICION CD MAYA 2	3	393	350	17	520	EPROSEC NVO(RESTAUADOR)
T0613	COG IMSS TRAZO VIEJO	3	393	350	17	450	EPROSEC NVO(RESTAUADOR)
F1780	RAMAL GASOLINERAS COATZA	3	275	245	12	34	EPROSEC
F1781	PRADEL	3	275	245	12	1	EPROSEC
F1783	RAMAL BERRIOZABAL	3	281	250	12	345	EPROSEC

La cantidad de fusibles eliminados en ramales.

Total de cortocircuito fusibles cegados en ramales. 13

Total de cortocircuito fusibles eliminados en ramales. 20

Dentro de este circuito existe una necesidad de 5 equipo eprosec

Tabla 29 Descripción del circuito Seccionamiento

No	CLAVE	NOMBRE DEL RAMAL	HILOS	CARGA EN KVA	DEMANDA kW	CARGA (AMP)	CENTROS DE CARGA	PROPUESTA TECNICA	NECESIDAD
194	C2120	DESV ZAHUATLAN	3	564	536,08	25	1652	SECCIONAMIENTO (E)(ET)(R)	

4.- Resultados y conclusiones

4.1.- Resultados

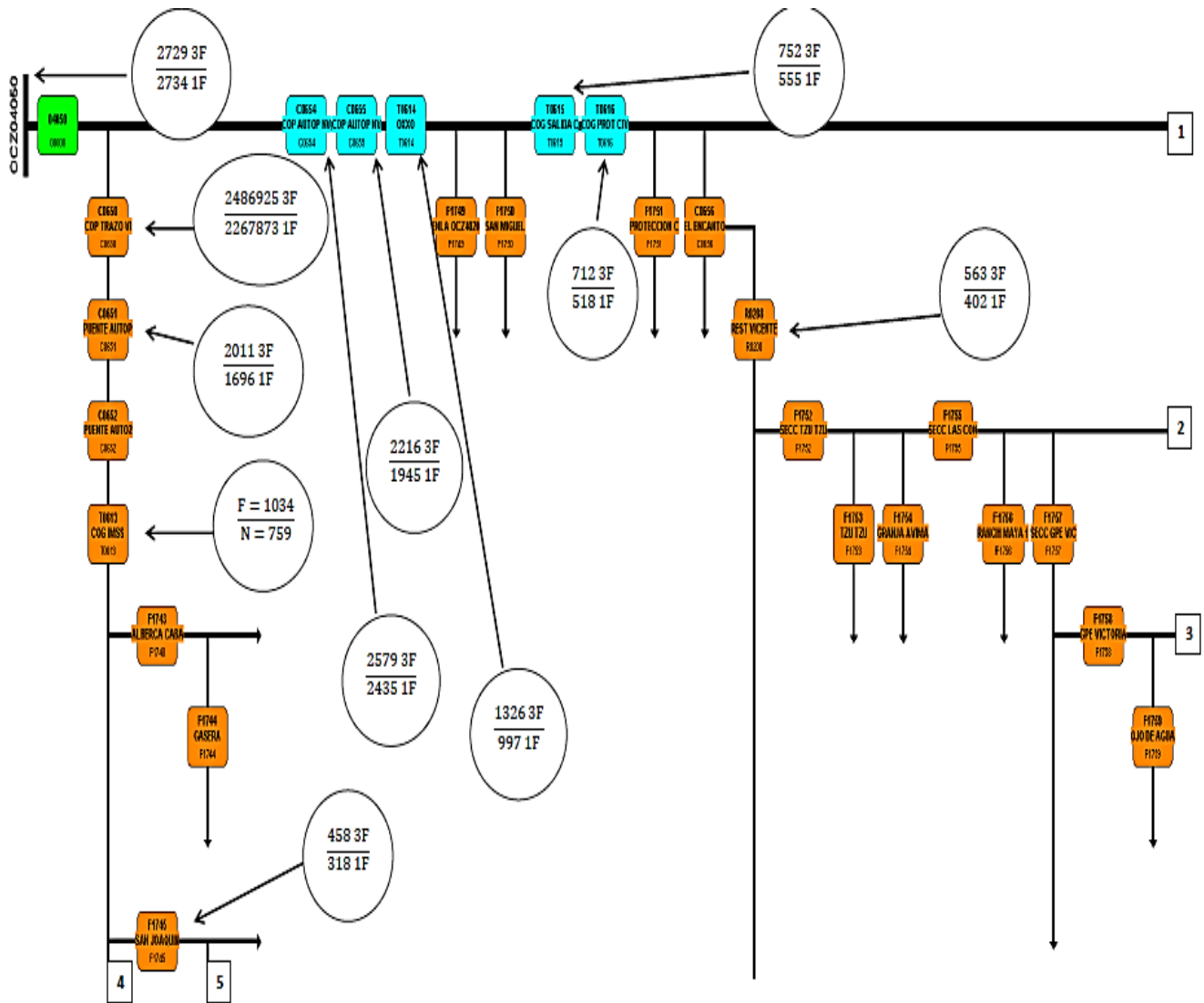
De las memorias técnicas se extrae la parte más importante de la coordinación que se realizó, también se presenta la coordinación con la que cada circuito opera actualmente, para poder comparar. Gracias al ordenamiento de los ramales podemos ver que equipos son importantes cambiar o ajustar a los nuevos valores ya que con el paso de los tiempos la demanda crece continuamente, realizar este ordenamiento nos permite reducir costos por operación.

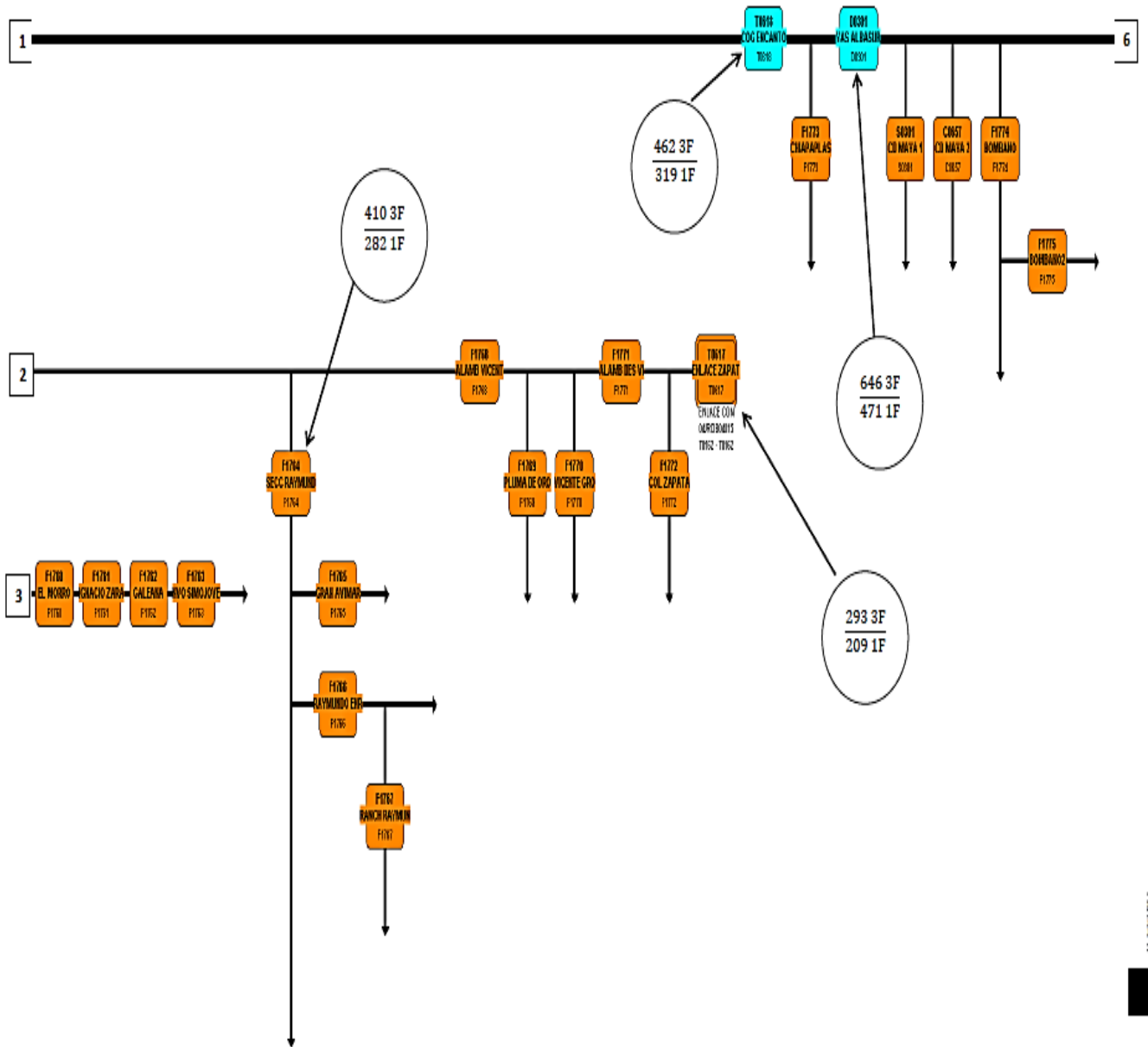
Es importante mencionar que para hacer válido el diagrama ante la comisión federal de electricidad estos debían ser extraídos del SIAD directamente, una plataforma ya antes mencionada no podía ser elaborada en otra por políticas de la empresa. El ordenamiento de ramales nos ayuda a coordinar protecciones como se muestra a continuación el diagrama de OCZ 4050 el cual se presenta un estado actual y uno propuesto con los criterios de coordinación efectuados por las el GOD_3539_ coordinaciones de protecciones de la comisión federal de electricidad.

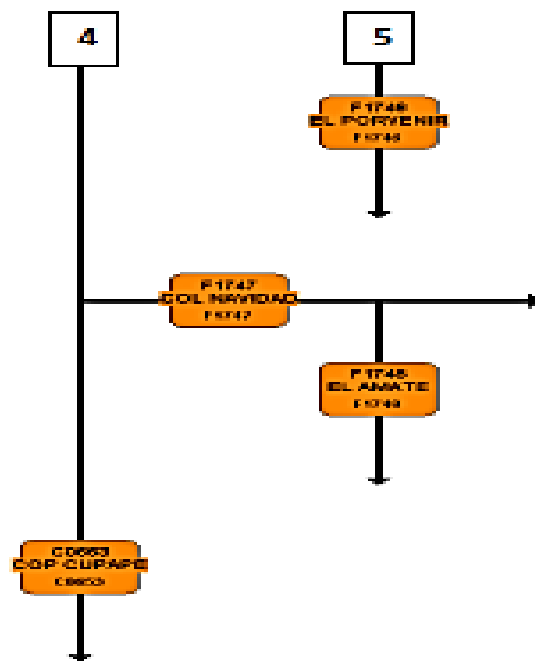
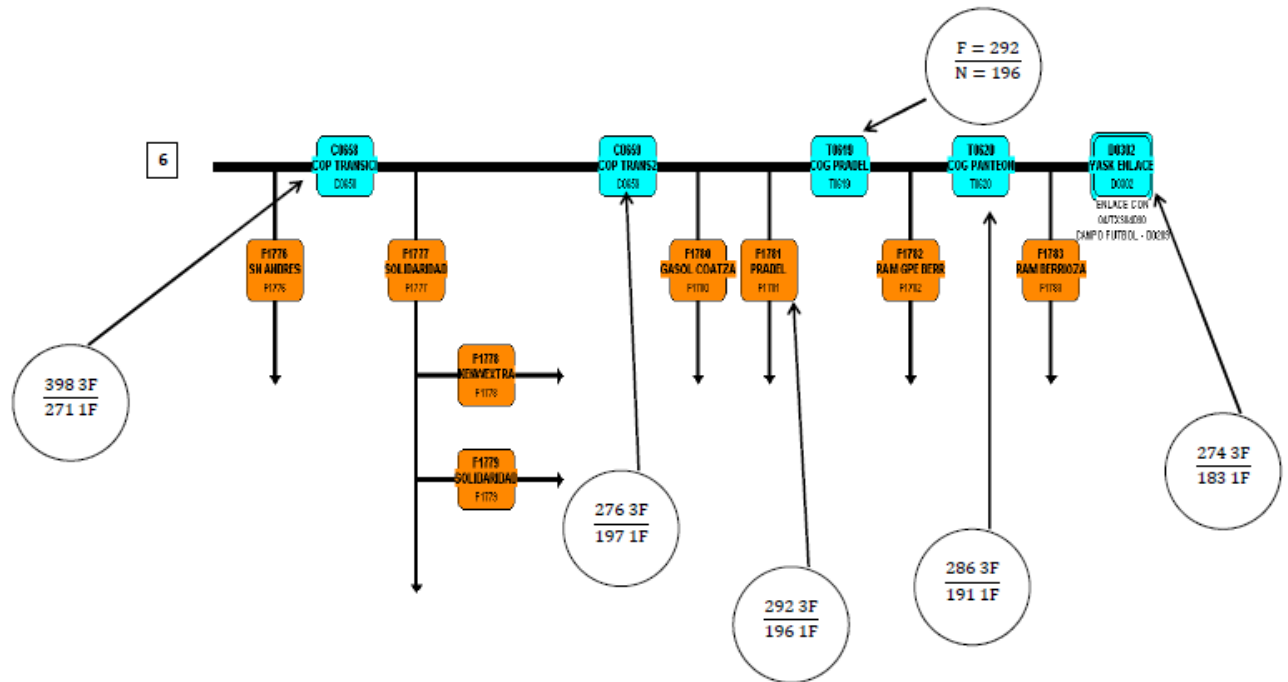
4.1.1.-Condición actual

Dentro de las condiciones actuales se pueden observar los equipos en puntos específicos que no existen modificaciones como se aprecian en la propuesta, ya que esta depende de la actual, en este caso con la indicación de las corrientes de corto circuito en puntos específicos podemos ver en que valores estos se encuentran, mostradas por un óvalo con una flecha referenciando el punto específico, como se muestra a continuación.

De acuerdo a la teoría de cálculo de corto la mayor cantidad de corriente la tendremos lo más cercano a la fuente por lo cual siempre deberá utilizar o comenzar con su alimentador principal el interruptor de potencia (operado por sistema de control y relevador) y a partir de ello se comienza a coordinar en los diferentes puntos, ramales que se presente siempre y cuando no exista otra fuente en un punto del ramal o circuito ya que este cambia los valores de corriente que aplican, en el caso de OCZ 4060 no existe otra fuente más que el T2 de la subestación OCZ.

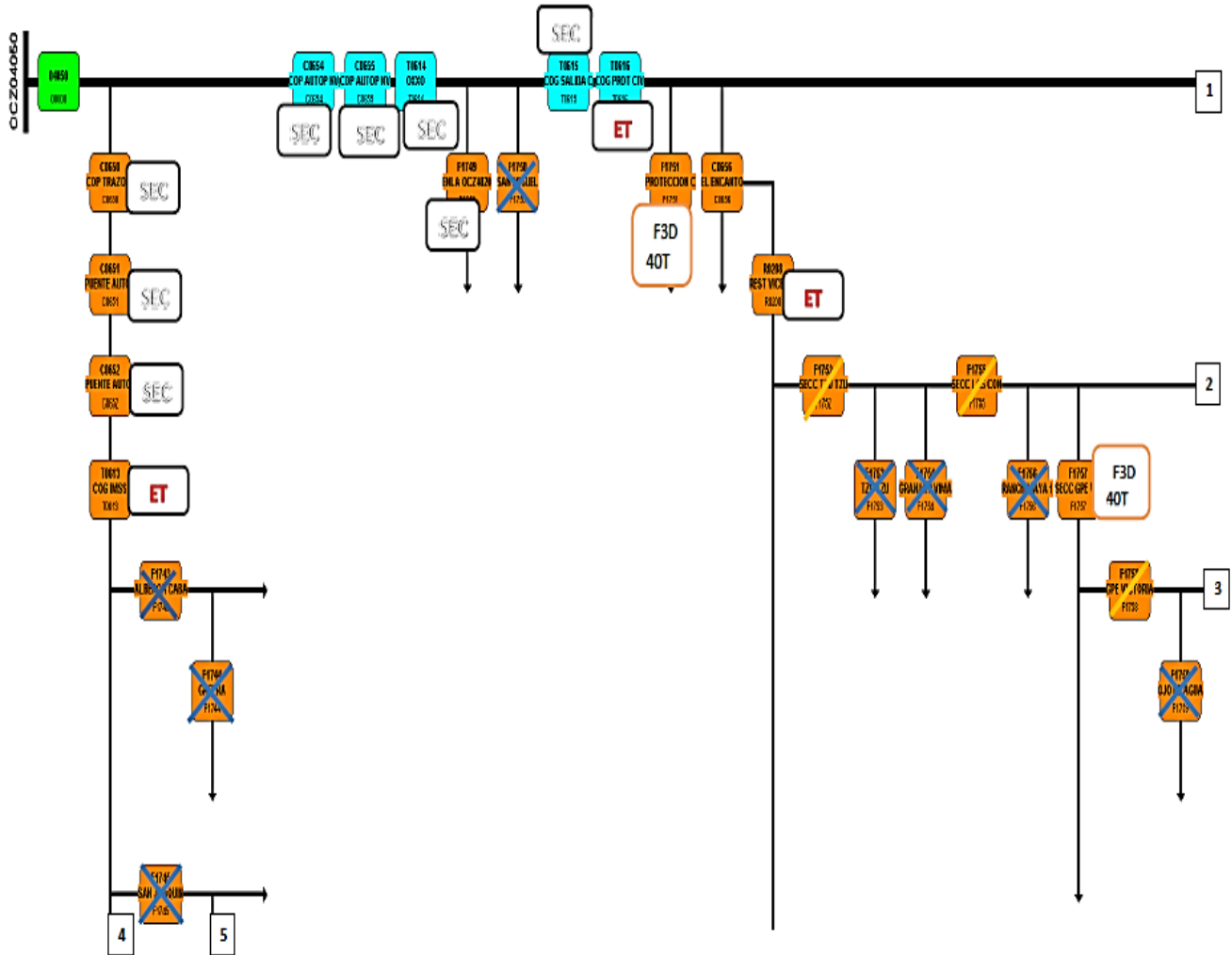


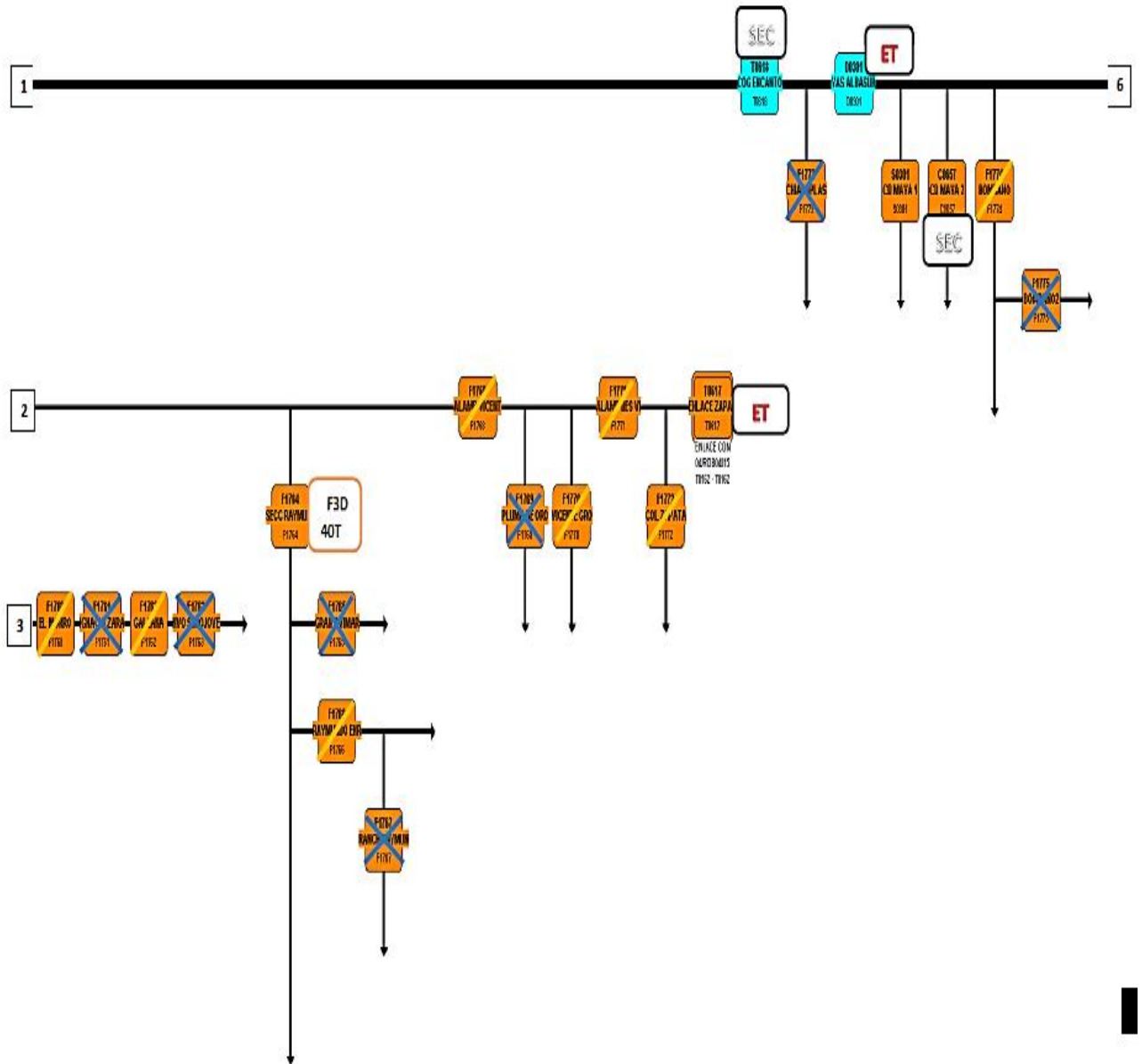


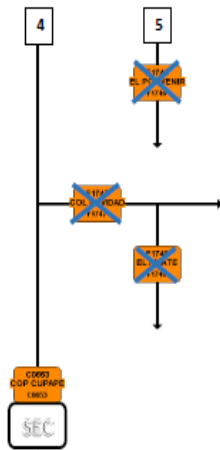
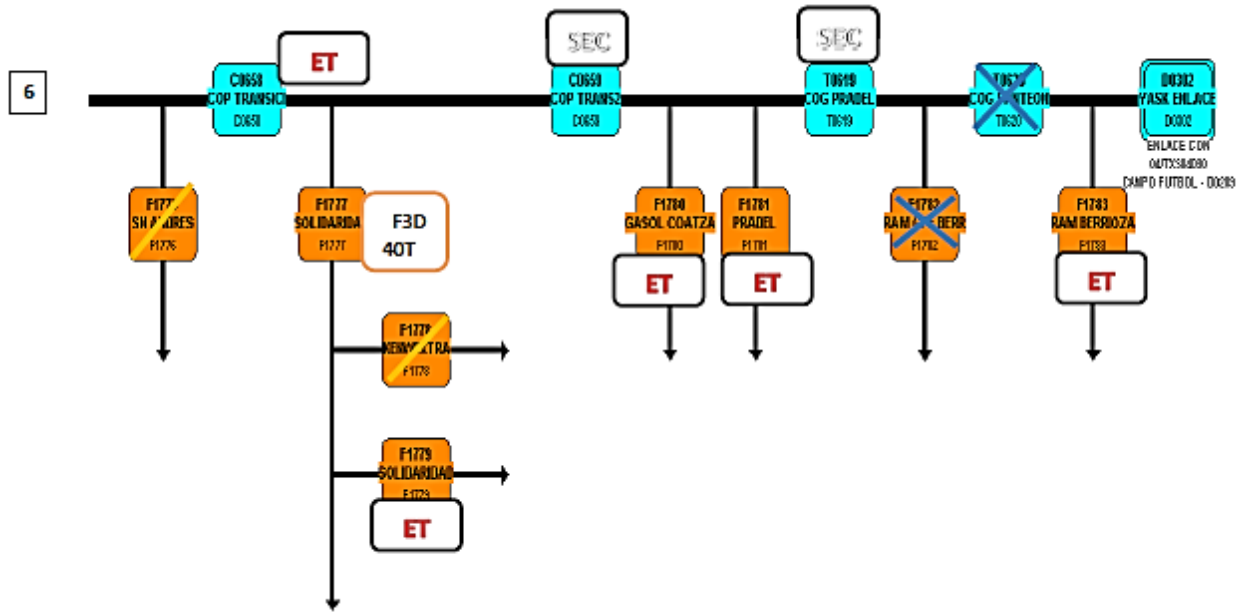





4.1.2-Condición propuesta

En esta coordinación se muestran los lineamientos que se proceden a seguir, de acuerdo a la forma operativa de dichos circuitos y ramales como se puede observar se cambiaron equipos por otros, metiendo al mismo tiempo restauradores coordinados con corta fusible, otros elementos que fueron cegados, etc. Para llegar a este resultado debe ser aprobado por la CFE utilizando sus programas, base de datos, sus normas, entre otras cosas que le dan validez oficial ante este.







ELIMINADO =  CEGADO =  EPROSEC = 

SECCIONADOR =  SERV.PARTICULAR =  FUS.TRIPLE DISPARO =  FUSIBLE = 

Esta propuesta se refleja directamente en los corte en el suministro eléctrico que se traduce en costos, por traslado, por equipos, por venta de la energía dependiendo el tiempo que el ramal o circuito este fuera de servicio, entre otros factores que se presentan durante un corte energético, sobre todo si hablamos de puntos estratégicos o importantes como lo son hospitales, escuelas, etc.

4.2.- Conclusión

Como se mostró anterior mente la coordinación viene ligada a una serie de eventos que ocurren en una falla por lo cual es la parte principal en un análisis también conocido como ordenamiento de ramales ya que a través de esta se garantiza el nivel de falla y se coordina a modo de restablecer el suministro por fallas transitorias dentro de estos circuitos y cuando una falla franca se presenta este libera la parte que se encuentra afectada dando parte a si a reducir usuarios afectados.

El desarrollo de este proyecto fue una gran oportunidad dentro del campo laboral, al mismo tiempo poder apoyar a los jefes de esta área, durante el desarrollo se ven problemáticas a las cuales se deben dar solución promedio de la razón y con el respaldo de normas o artículos técnicos los cuales me fueron de gran ayuda.

Referencias bibliográficas

- 1.- ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS “ENRIQUEZ HARPER”**
- 2.-TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE MEDIDA Y DE PROTECCION “ENRIQUE RAS 7° EDICION”**
- 3.- (GOD_3544_CALCULO C.C CFE)(ANALISIS DE CORTOCIRCUITO A SISTEMAS ELECTRICOS)**
- 4.- CONSTRUCCION DE INSTALACIONES AEREAS EN MEDIA Y BAJA TENSION ESPECIFICACION CFE DCCIAMBT**
- 5.-MANUAL PARA LA INSTALACIÓN DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN CAPITULO IV, CALCULO DE LÍNEAS Y REDES ELÉCTRICAS “RAMON M. MUJAL)**

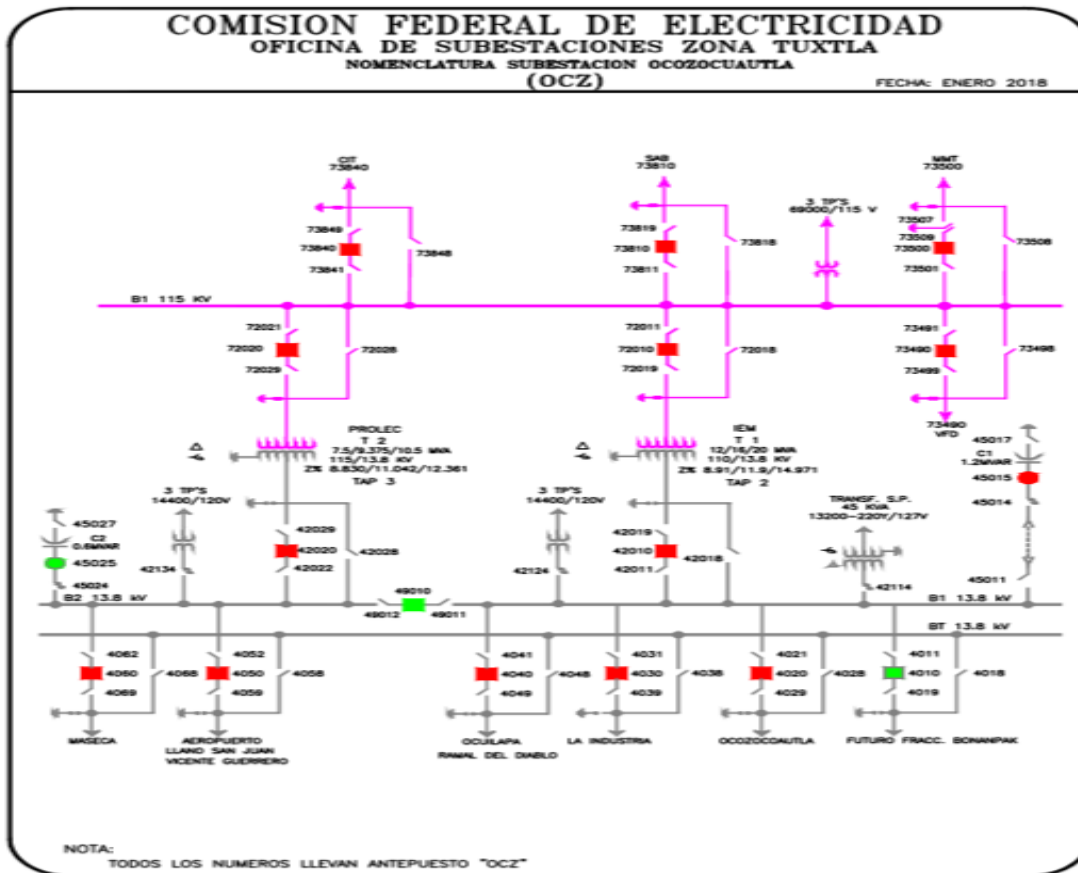


Figura 77 Diagrama unifilar de la sub estación