



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA
Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

Automatismo de Redes de Distribución.

TESIS

Que para obtener el grado de

Maestro en Ingeniería
Con opción terminal en
Sistemas Eléctricos de Potencia

Presenta:

Ing. Alfonso Nicolás Nakashima

Director de Tesis:

Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez

Puebla, Pue.

Marzo 2020



Agradecimientos

A Dios:

Parte de este trabajo está dedicado a Dios, todo poderoso quien me ha conducido por el camino correcto, prestándome vida e ir dejando que logre las metas que me he propuesto a lo largo de estos años.

A mi familia:

A mi orgullo, mi **Madre**, quien siempre me amo, me guio, aconsejo y me forjo para que sea en todo momento un hombre de bien.

A mi **Padre** que siempre ha deseado que cumpla con mis metas en la vida, y deseándome todo el bien de este mundo.

A mis hermanas que siempre han estado al pendiente de mí.

A mis Amigos:

Porque siempre los grandes amigos son difíciles de encontrar.

A mis asesores:

Durante la elaboración de este proyecto, usted, siempre ha permanecido al pendiente de mis avances, dudas y aconsejado en los complicados del proceso para el logro de esta meta.

Gracias...



Resumen

Debido a los requerimientos de cumplir con los estándares internacionales de confiabilidad de suministro eléctrico en las Redes Generales de distribución. En el presente documento de Tesis, comprenderemos los diversos tipos de automatismos que podemos implementar en las Redes Generales de Distribución, observando las ganancias en tiempo de respuesta a los usuarios finales.

Por ende, describiremos los tipos de conceptos básicos de una red de distribución, tipos de redes, circuitos mallados, circuitos radiales, seccionamiento mediante el equipo telecontrolado y manual instalado, algunos esquemas de protección utilizados en las Redes Generales de Distribución, y recordaremos el método por unidad para el cálculo de ajustes de protecciones por corto circuito o fallas asimétricas.

En este documento para los circuitos a automatizar de deberán de establecer criterios para la selección de circuitos a automatizar, el tipo de automatismo a utilizar, y la información básica que se debe contar para el automatismo.

Se definen las lógicas de automatismo para UCM, criterios de equipamiento por circuito, estados que guardan cada equipo de seccionamiento previamente a una falla y las lógicas de operación ante el disparo definitivo de un circuito de las Redes Generales de Distribución.

Como todo proyecto es indispensable realizar mediciones, para este caso utilizaremos los indicadores internacionales "Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema", "Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema", y el "Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente", para verificar el comportamiento operativo de las Redes Generales de Distribución.



Abstract

Due to the requirements of complying with the international standards of reliability of electricity supply in the General Distribution Networks. In this thesis document, we will understand the various types of automatism that we can implement in the General Distribution Networks, observing the gains in response time to end users.

Therefore, we will describe the types of basic concepts of a distribution network, types of networks, meshed circuits, radial circuits, sectioning by means of the telecontrolled and manual equipment installed, some protection schemes used in the General Distribution Networks, and we will remember the method per unit for calculating protection settings for short circuit or asymmetric faults.

In this document for the circuits to be automated, they must establish criteria for the selection of circuits to be automated, the type of automation to be used, and the basic information that must be counted for the automation.

Automation logic for UCM, equipment criteria per circuit, states that save each sectioning equipment prior to a fault and the operation logic are defined before the definitive trip of a circuit of the General Distribution Networks.

As with any project, measurements are essential, for this case we will use the international indicators “Average System Interruption Duration Index”, “Average System Interruption Frequency Index”, and the “Average Client Interruption Duration Index”, to verify the operational behavior of the General Distribution Networks.



Contenido.

Resumen	3
Abstract.....	4
1.- Introducción.....	8
1.2.- Antecedentes.....	9
1.4.- Justificación.....	10
1.6.- Personal y profesional.....	11
1.7.- Objetivos del estudio.	11
1.8.- Planteamiento de la hipótesis.....	11
1.9.- Aportaciones de la tesis.	12
2.- Conceptos básicos de Redes Generales de Distribución.	13
2.1.- Introducción a las Redes Eléctricas de Distribución.....	13
2.2.- Redes Eléctricas Inteligentes (REI).....	16
2.2.1 Circuitos Mallados.	17
2.2.2 Circuitos Radiales.	17
2.2.3 Seccionamiento mediante equipo tele controlado y manual	17
2.2.4 Esquemas de protecciones	18
2.2.5 Equipos de protección y seccionamiento.....	18
2.2.6 Automatismo en redes eléctricas de distribución.	18
2.2.7.1- Método por unidad.....	20
2.2.7.2- Calculo de corto circuito.	25
2.2.7.3- Fallas Asimétricas.	29
Capítulo 3.- Restauradores, seccionadores y fusibles. (teoría).....	33
3.1.- Fusibles.	33
3.2.- Tipos de Fusibles	34
3.3- Fusibles tipo expulsión.....	34
3.4- Fusibles de vacío.	35
3.5- Fusibles limitadores de corriente.....	35
3.6- Fusibles de hexafluoruro de azufre.....	36
3.7 - Fusibles de potencia.	37



"Automatismo de Redes de Distribución"

3.8 - Restauradores	39
3.9.- Seccionalizador.....	42
3.10.- Seccionador.	43
Capítulo 4.- Mediciones, coordinación de una red de doble circuito Subestación 1 y 2.	45
4.2.- Criterios para la implementación e instalación del automatismo.	46
4.2.1.- Transferencia de cargas.....	46
4.2.2.- Coordinación de protecciones.	46
4.2.3.- Activación del automatismo.....	46
4.2.4.- Seguridad.....	47
4.3.- Tipos de automatismo.....	47
4.3.1.- Automatismo Voltaje-Tiempo	47
4.3.2.- Automatismo local por transferencia automática	49
4.3.3.- Automatismo local por entre comunicación entre equipos.	50
4.3.4.- Automatismo por UCM.	55
4.3.5.- Consideraciones especiales.....	58
Capítulo 5.- Lógica de Automatismo por UCM.	60
5.1.- Condiciones previas antes de iniciar el automatismo.....	60
5.2.- Variables a considerar para la configuración de la lógica de disparo definitivo:	61
5.3 Programa en plataforma WorldView Survalent en el cual se emplean las lógicas de automatismo por UCM.....	65
5.4.- Diagrama lógico para inicio de automatismo.....	71
Capítulo 6.- Calculo de indicadores internacionales.	72
6.1 Índices de interrupción sostenida.....	72
6.1.2 SAIFI índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema	72
6.1.3 SAIDI: Índice de duración promedio de interrupción del sistema	72
6.1.4 CAIDI: Índice de duración promedio de interrupción del cliente	73
Conclusiones.....	75
VIII. Referencias.....	77



“Automatismo de Redes de Distribución

Figura - 1 Interconexión de las redes de secuencia de falla.....	25
Figura - 2 Componentes simétricas.....	27
Figura - 3 Red de secuencia positiva, negativa y cero.....	28
Figura - 4 - Conexión de red de secuencia.....	29
Figura - 5 - Conexión serie de la red de secuencia.....	30
Figura - 6 - Diagrama de secuencia en falla de línea a línea	30
Figura - 7 - Conexión de la red de secuencia para fallas de línea a línea.	31
Figura - 8 Diagrama de red de secuencia para fallas de línea a línea.	31
Figura - 9 - Diagrama de la red de secuencia para fallas de línea a línea y neutro.....	32
Figura - 10 - Diagrama de la red de secuencia para fallas trifásicas.	32
Figura - 11 - Estructura del fusible tipo K y T	35
Figura - 12 - Fusible de vacío	35
Figura - 13 - Fusible limitadores de corriente.....	36
Figura - 14 - Fusible de Hexafluoruro de Azufre.....	37
Figura - 15 - Fusible de Potencia	37
Figura - 16 - Tabla de fusibles por colores	38
Figura - 17 - Restaurador Microprocesado	40
Figura - 18 - Equipo Restaurador.....	41
Figura - 19 - Equipo Seccionalizador	43
Figura - 20 - Automatismo Local por Voltaje - Tiempo	47
Figura - 21 - Diagrama unifilar de automatismo voltaje - tiempo.....	48
Figura - 22 - Automatismo Local por Transferencia Automática.....	50
Figura - 23 Automatismo local por entre comunicación entre equipos.....	50
Figura - 24 - Arranque de lógica de operación local por comunicación.....	52
Figura - 25 - Unifilar con comunicación.....	53
Figura - 26 - Unifilar con fibra óptica	54
Figura - 27 - Diagrama lógico de disparo automático.....	57
Figura - 28 - Diagrama lógico de disparo definitivo.	63
Figura - 29 - Diagrama de flujo de automatismo por UCM	64
Figura - 30 - Diagrama unifilar de circuitos con automatismo	71
Figura - 31 - Diagrama de lógica de disparo definitivo.	71
Tabla 1 - Comparativa de indicador SAIDI 2018 - 2019.....	73
Tabla 2- Evolución índice de confiabilidad SAIDI	74
Tabla 3 - Evolución índice de confiabilidad SAIFI	74
Tabla 4 - Evolución índice de confiabilidad CAIDI.....	74



1.- Introducción.

La necesidad por modernizar el sector eléctrico a escala nacional ha hecho emerger la modernización de las redes eléctricas de distribución mediante los procesos de las redes inteligentes de distribución.

Particularmente, los cambios en las redes de distribución en el país son derivado de asuntos trascendentes como la mejora de la calidad del suministro de energía eléctrica.

En el caso de México, el tema es de suma relevancia ya que a raíz de la extinción de la compañía Luz y Fuerza del Centro, que proporcionaba el servicio público de energía eléctrica en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México y en las capitales de los Estados vecinos, como Hidalgo, Morelos y el Estado de México. Representado por una mala calidad de la continuidad del servicio y altas pérdidas han sido distintivas del sector eléctrico, en contraparte con la que ahora ofrece la Comisión Federal de Electricidad.



1.2.- Antecedentes.

Con la extinción de la compañía Luz y Fuerza del Centro la Comisión Federal de Electricidad durante la toma de posesión de la operación de las Redes Generales de Distribución de la Ciudad de México y Zona Conurbada, las áreas operativas en Distribución observaron que la confiabilidad de las redes era muy limitada, contando con alimentadores de media tensión sin equipos de protección y seccionamiento.

Durante el periodo de 2010 a 2018 la CFE Distribución en el ámbito de la División Valle de México Sur ha instalado cerca de 1500 equipos de protección y seccionamiento tele controlados, mismos que fueron instalados de manera estratégica para reducir el número de usuarios afectados durante una interrupción permanente en la RGD y de igual forma en ubicaciones donde las protecciones puedan operar de manera adecuada de acuerdo a los lineamientos y ajustes programados en cada uno de ellos.

Actualmente se cuentan con documentos institucionales en la CFE que normalizan la instalación de equipos de protección y seccionamiento en las RGD como es el caso del guía de instalación EPROSEC, sin embargo no se cuenta actualmente con un documento sobre las posibles bondades de la programación del automatismo ya sea mediante lógicas de operación programables en los restauradores o mediante la UCM (Unidad Central Maestra), por lo que es necesario determinar cuál de estas dos opciones son las más benéficas en el operación utilizando el automatismo en las Redes Generales de Distribución.



1.3.- Planteamiento del problema.

Se requiere realizar el modelado para la implementación de automatismo de redes generales de distribución, y elaborar el estudio del comportamiento de la tensión eléctrica y de la corriente en los nodos principales de la red al momento de realizar maniobras automáticas en los circuitos de media tensión de 23 kV.

1.4.- Justificación.

El automatismo de redes generales de distribución provee de nuevas alternativas en la operación de los circuitos de media tensión de 23 kV, ya que modifica de forma radical la manera de delimitar los tramos de circuito eléctrico cuando están sometidos bajo falla.

A partir de este trabajo se podrán definir los criterios de operación que debe contar una red eléctrica de distribución para automatizar los alimentadores de distribución que suministran el servicio público de energía eléctrica. Con ello se mejorarán los niveles de confiabilidad de las redes generales de distribución aportando mejora en la reducción del tiempo promedio de restablecimiento ante una falla permanente, lo que se verá reflejado en la calidad de la distribución del suministro.



1.5.- Metodología.

Para este proyecto se estará aplicando la investigación explicativa ya que se utilizará con el fin de modelar el comportamiento operativo de una red de media tensión con automatismo el cual nos permitirá ver los resultados cuantitativos en base a índices operativos internacionales a los cuales están sometidos los países de primer mundo.

1.6.- Personal y profesional.

En particular, me interesa actualizarme día a día en las actividades tecnológicas las cuales me ayuden a comprender los fenómenos científicos y el comportamiento de un sistema intangible inteligente el cual nos beneficia mantenimiento la continuidad del servicio que brinda a la ciudadanía. De manera profesional mi interés es especializarme en las áreas de potencia y de automatización de redes eléctricas en niveles de alta o media tensión lo cual me permita seguir dando aportaciones para brindar una calidad en el suministro de energía.

1.7.- Objetivos del estudio.

- Modelado de la red eléctrica de distribución.
- Analizar el comportamiento del voltaje y la corriente durante maniobras de restablecimiento de una red general de distribución con automatismo.
- Definir los criterios para el automatismo de redes de distribución.
- Definir los parámetros para las lógicas de automatismo.

1.8.- Planteamiento de la hipótesis.

El automatismo de una red de distribución es una herramienta con poca implementación en las redes generales de distribución, al aplicarla a la operación diaria beneficiará e impactará de manera positiva el comportamiento operativo de las redes generales de distribución, mejorando los niveles de calidad y confiabilidad de las redes reflejándose en la buena percepción del cliente.



1.9.- Aportaciones de la tesis.

- Capacidad de transferencia entre alimentadores de distribución.
- Demandas altas en redes de distribución.
- Comportamiento operativo de la red.
- Requerimientos mínimos para el correcto funcionamiento del automatismo.



2.- Conceptos básicos de Redes Generales de Distribución.

2.1.- Introducción a las Redes Eléctricas de Distribución.

La Red de General de Distribución, es un sistema eléctrico en conjunto con máquinas eléctricas, barras y líneas conductoras que constituyen un circuito de potencia con una determinada tensión nominal. Los sistemas de distribución se clasifican en 3 tipos:

- Baja Tensión – Sistemas de hasta 1 kV.
- Media Tensión – Sistemas hasta 13.2 kV, 23 kV, y 34.5 kV.
- Subtransmisión – Sistemas de 69 kV, 85 kV, 115 kV, 139 kV.

Si consideramos un sistema eléctrico de potencia completo se deben de considerar los siguientes elementos.

Generación.

En México la energía eléctrica se produce en generadores de tensiones desde 6.6 kV hasta 13.8 kV, y son empleados en plantas Termoeléctricas, Hidroeléctricas, Eólicas, Ciclo combinado, entre otras, las cuales se encargan de producir la energía eléctrica que se inyecta a las Redes Nacionales de Transmisión.

Subestación Elevadora.

Este elemento del Sistema Eléctrico de Potencia se encarga de elevar la tensión eléctrica desde el valor nominal de producción hasta el de transporte la cual viaja a largas distancias, normalmente empleadas en niveles de elevación de voltaje de 6.6 kV – 13.2 kV a 69 kV, 115 kV, 230 kV, 400 kV.

Red de Transporte.

Tomando en cuenta su inicio en la subestación elevadora, esta red es la encargada de transportar la energía a nivel nacional, interconectando entre si islas eléctricas y otros centros de consumo, la cual tiene como objetivo principal la transportación de potencias eléctricas en largas distancias en niveles de 69 kV, 115 kV, 230 kV, 400 kV.



Subestación reductora.

El objetivo es reducir la tensión de transporte e interconexión para el reparto de la energía a la industria o grandes centros de consumo, ya sean ciudades, o poblaciones con alto índice de demanda eléctrica.

Redes de Distribución o de reparto.

Son aquellas redes que parten desde la subestación reductora transformando la energía eléctrica de niveles de alta tensión a media tensión los cuales van desde 69 kV, 85 kV, 115 kV, 230 kV a niveles de 34.5 kV, 23 kV, y 13.2 kV, cabe señalar que el nivel de tensión nominal utilizado en redes de distribución en el centro de país el cual analizaremos es el nivel de 23 kV. La característica principal de la red de distribución en comunidades urbanas es contar con un sistema multi mallado.

Los principales componentes de una red de distribución que se emplean en circuitos de distribución urbanos y rurales son las subestaciones reductoras, equipo primario en subestaciones (bancos de potencia, interruptores, bancos de capacitores, transformadores de instrumentos), líneas de media tensión, restauradores, seccionadores, y fusibles.

A continuación, se describen cada uno de los elementos que componen una red general de distribución:

Subestación Eléctrica.

Es una instalación, o conjunto de dispositivos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, el cual tiene como principal función la conversión, transformación, regulación, repartición de energía eléctrica. Existen dos tipos de subestaciones las de transformación la cual eleva o reduce tensión o las subestaciones de maniobras que además de convertir los niveles de tensión funcionan para interconectar dos o más circuitos.



Banco de potencia o Transformador.

Es el elemento que establece los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para que la energía pueda ser transportada y distribuida. Un transformador es el principal elemento de una subestación.

Interruptores de potencia.

Es un elemento eléctrico que realiza cortes, y reconexiones de la corriente que fluye por el circuito siempre y cuando esta sobrepase el nivel de corriente nominal, por lo tanto, este elemento realiza un trabajo de protección de los elementos que estén situados aguas arriba de él, impidiendo que estos se dañen.

Bancos de capacitores.

Es un dispositivo formado por dos elementos conductores separados por un material dieléctrico, confinados en un contenedor o carcasa y cuyo propósito es producir capacitancia en un circuito eléctrico; la metodología para el cálculo de la potencia necesaria para corregir el factor de potencia es mediante la aplicación de este elemento el cual repercute en cuantiosos beneficios que se obtienen en la regulación del voltaje en redes de distribución.

Transformadores de Instrumentos.

Los transformadores de corriente (TC) y voltaje (TP) transforman la energía eléctrica del sistema de potencia a pequeñas magnitudes que permiten proveer de aislamiento galvánico y proveer de alimentación a relevadores y otros instrumentos que son conectados a dichos transformadores para garantizar la operatividad de una subestación o un equipo primario.

Líneas de media tensión.

Es el término que se utiliza a los elementos que conforman un circuito eléctrico de media tensión el cual soporta conductores desnudos o semi aislados mediante postes, estructuras, y aislamiento eléctrico que soporta una línea de media tensión, la cual permite la conducción del flujo eléctrico a



través de estos para la distribución de la energía en zonas urbanas, rurales e industriales hasta su consumo.

Restauradores.

Son equipos de protección y seccionamiento, al igual que los interruptores son utilizados en las líneas de distribución aéreas y en aplicaciones de subestaciones de voltajes nominales de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV. El mecanismo del restaurador es operado por tres actuadores magnéticos separados, uno por fase, lo cual le permite operar bajo condiciones de falla o disturbio y en condiciones normales de operación. Estos actuadores están enclavados mecánicamente para garantizar una correcta operación trifásica. Cada actuador utiliza una bobina que es la encargada de enviar la señal para la apertura o cierre del equipo.

Seccionadores.

Es un equipo de seccionamiento capaz de realizar aperturas y cierres al igual que un interruptor, a diferencia del restaurador este no opera en condiciones de falla lo cual lo limita en caso de estar operando bajo disturbio en un sistema de distribución.

Fusibles.

Son elementos de protección empleados en cortacircuitos fusible de distribución para proteger contra sobre corriente a transformadores de distribución, bancos de capacitores y líneas aéreas de distribución en tensiones comprendidas de 1 a 38 kV, en ocasiones suelen utilizarse en subestaciones reductoras de 34.5 kV a 23 kV y 13.8 kV para subestaciones de distribución.

2.2.- Redes Eléctricas Inteligentes (REI).

El concepto de REI se encuentra enfocado a la rentabilidad y optimización de los recursos del cual se concreta en una ciudad inteligente, que requiere la evolución operativa de todos los procesos que interactúan en la distribución de la energía.



La operación tradicional en el proceso de Distribución se centra en los siguientes conceptos.

Circuitos mallados.

Circuitos radiales.

Seccionamiento mediante equipo tele controlado y manual.

Alarmas de protección con esquemas 50/51.

Traslado del personal en vehículos durante largas distancias o tiempos prolongados.

En este apartado nos enfocaremos al restablecimiento del suministro bajo condiciones de falla, ya que una red eléctrica inteligente integral considera desde las condiciones operativas, medidores inteligentes, control de voltaje, sistemas integrales de información.

2.2.1 Circuitos Mallados.

Un circuito mallado o red mallada, es el resultado de tener entrelazados anillos y líneas radiales formando mallas eléctricas, Las ventajas radican en la confiabilidad de la continuidad, flexibilidad de alimentación, facilitar la operatividad. Sus desventajas son la mayor complejidad en la coordinación de las protecciones derivado del aumento de las potencias de corto circuito que se generan en la red mallada.

2.2.2 Circuitos Radiales.

La alimentación de este tipo de circuito es por una sola fuente de alimentación la cual transmite la energía en forma radial a los receptores, son simples, económicas y de forma sencilla en el equipamiento de protecciones, carecen de confiabilidad en comparación con los sistemas mallados.

2.2.3 Seccionamiento mediante equipo tele controlado y manual

Las condiciones operativas, medidores inteligentes, control de voltaje, sistemas integrales de información.



2.2.4 Esquemas de protecciones

Son los esquemas y ajustes de valores para la protección del equipo primario, líneas, y equipos eléctricos ante una falla permanente en las redes de distribución, los cuales están programados en relevadores de protección asociados a los interruptores y restauradores para la protección eléctrica de los elementos.

2.2.5 Equipos de protección y seccionamiento.

El equipo de protección y seccionamiento (en adelante EPROSEC), se refiere al equipo de protección instalado en las redes generales de distribución, tanto en subestaciones con funcionalidad de interruptores, y restauradores en las redes que permiten realizar maniobras manuales y tele controladas para el restablecimiento del suministro de energía eléctrica.

2.2.6 Automatismo en redes eléctricas de distribución.

La CFE derivado de la reforma de los artículos 25, 26 y 27 de la constitución política de los estados unidos mexicanos, se transforma de manera radical en el sector energético con la promulgación de la ley de la industria eléctrica.

Uno de los principales alcances que se propone en la parte operativa de las redes de distribución es incrementar la competitividad del proceso y el logro de metas a través de la EPS Distribución, así como mejorar la operación de las RGD a través de la innovación, programación, implementación y operación de lógicas de automatismo en alimentadores que cuenten con EPROSEC.

El automatismo de una red de distribución consiste en el monitoreo a través de la UCM SCADA el estado de los elementos tele controlados que forman parte de las RGD, y que al presentarse una falla permanente en uno o más circuitos ó bien en la operación bajo el criterio de lógicas de operación programables en los restauradores ejecutando maniobras automáticas sin la necesidad de un equipo de comunicación el cual opera a través de presencia y ausencia de potencial para ejecutar dichas maniobras.



2.2.7.- Análisis de fallas.

En las Redes Generales de Distribución (RGD), se generan mayor cantidad de fallas que en las Redes Nacionales de Transmisión (RNT), mismas que están expuestas por agentes internos como fallas en el aislamiento, falla de un equipo de protección y seccionamiento por la falta de mantenimiento, así como agentes externos como animales, ramas, poste chocados, vandalismo o fenómenos meteorológicos que ponen en riesgo la continuidad del suministro.

Los corrientes de corto circuito ocurren en los sistemas eléctricos de potencia en orden de frecuencia de casos: fallas de línea a tierra, línea a línea, fallas de línea a línea y a tierra, y fallas trifásicas balanceadas. La trayectoria de la corriente de falla podría tener impedancia cero, a cuál se le denomina corto circuito, o bien impedancia distinta de cero. Otros casos de falla en las redes de distribución son las de conductor abierto o las de dos conductores abiertos, se puede ocurrir cuando se rompen los conductores o cuando una o dos fases de interruptor abre de forma inadvertida.

Cuando ocurre una falla asimétrica en un sistema balanceado, las redes de secuencia están interconectadas sólo en el lugar de la falla. Como tal, el cálculo de las fallas se simplifica bastante si se emplean redes de secuencia.

Cuando ocurre una falla trifásica balanceada, las fallas asimétricas tienen dos componentes de corriente de falla que incluyen corrientes subtransitorias, transitorias o de estado estable.

Un sistema de distribución opera en condiciones balanceadas en estado estable antes de que ocurra una falla, por lo tanto, las redes de secuencia cero, positiva y negativa están desacopladas antes de que ocurra el evento; durante las fallas asimétricas las redes se interconectan sólo en la ubicación de la falla.

Se desprecia la corriente de carga de prefalla. Como resultado, los voltajes internos de secuencia positiva de las maquinas son iguales al voltaje de falla. Por ende, el voltaje de prefalla en cada bus de la red de secuencia es igual al voltaje de falla.



Se desprecian las resistencias de devanados de los transformadores de distribución y su admitancia serie.

Se desprecian las resistencias serie de las líneas de distribución y las admitancias en derivaciones.

Se desprecia la resistencia, y saturación de la maquina síncrona.

2.2.7.1- Método por unidad.

Para simplificar el análisis de falla utilizaremos el método por unidad el cual es una representación de las impedancias más conocido y utilizado universalmente. El valor “Por Unidad” de cierta cantidad es una conversión de su valor a una cantidad más pequeña para simplificar los cálculos, en donde la impedancia equivalente de un sistema es convertida a una base común en MVA. Esto permite la combinación de elementos en una red de distribución donde pueden estar presentes diferentes niveles de tensión.

A continuación, tenemos la siguiente ecuación la cual permite modificar la cantidad actual a una cantidad en por unidad.

$$Cantidad\ P.U. = \frac{Cantidad\ Actual}{Cantidad\ Base} \quad (1).$$

Para determinar el valor en P.U. de cualquier cantidad eléctrica, se requiere fijar los valores base para hacer las referencias correspondientes. La cantidad más usada son MVA, kV, Ohm y Amperes; para un análisis practico seleccionaremos de forma predeterminada como base 100 MVA, ya que esto simplifica los cálculos, además se seleccionarán los KV base del sistema, estos son los nominales a los que esta conectados un elemento en la red, y de los cuales se derivan las cantidades base como la impedancia y corriente.

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

$$Volts\ P.U. = \frac{Volts\ Actuales}{Volts\ Base} \quad (2).$$

$$Amperes\ P.U. = \frac{Amperes\ Actuales}{Amperes\ Base} \quad (3).$$



"Automatismo de Redes de Distribución"

$$MVA P.U. = \frac{MVA Actuales}{MVA Base} \quad (4).$$

$$Ohms P.U. = \frac{Ohms actuales}{Ohms Base} \quad (5).$$

Los valores se derivan de las cantidades base trifásicas son:

$$Amperes Base = \frac{MVA Base \times 10^3}{\sqrt{3} \times kV Base} \quad (6).$$

$$Ohms Base = \frac{(kV Base)^2}{MVA Base} \quad (7).$$

En la práctica se puede convertir directamente de cantidades de Ohm a Ohm por unidad sin determinar primero los valores base de Ohm, esto se puede realizar de la siguiente forma:

$$Ohms P.U. = \frac{Ohms actuales \times MVA base}{(kV base)^2} \quad (8).$$

Así mismo para convertir valores de P.U. a otras nuevas bases, es necesario utilizar la siguiente expresión.

$$Z_n = Z_v \left(\frac{kV_v}{kV_n} \right)^2 \left(\frac{MVA_n}{MVA_v} \right) \quad (9).$$

Donde las cantidades con subíndice "n" son las correspondientes a las nuevas bases, y las cantidades con subíndices v son las cantidades de las bases anteriores.

Una falla es alimentada de la fuente al punto donde se genera el corto circuito, el sistema genera, transmite y distribuye a diferentes rangos de tensión, lo que dificulta el manejo de las redes de secuencia para determinar los valores de impedancia y corriente, lo que hace indispensable utilizar el sistema de unidades para asemejar los variables utilizadas.



Podemos observar que existe una variable que relaciona la tensión, la corriente y la impedancia, esta es los volts amperes (VA) y que a efecto de las magnitudes que se emplean, se aplican como mega volts amperes (MVA).

A continuación, se presentan las ecuaciones que relacionan las cantidades anteriores.

Teniendo los datos de los MVAb trifásicos y kVb fase, obtenemos los valores de la corriente base e impedancia base.

$$I_b = \frac{MVAb \times 1000}{\sqrt{3} \text{ kVb}} \quad (10).$$

$$Z_b = \frac{KVAb \times 1000}{\sqrt{3} I_b} = \frac{(kVb)^2}{MVA} \quad (11).$$

Una vez obtenido los valores, tendremos los valores de corriente e impedancia referidos a la base en Sistema Por Unidad.

$$I_{P.U.} = \frac{I \text{ (amp)}}{I_b} \quad (12).$$

$$Z_{P.U.} = \frac{Z \text{ (Ohm)}}{Z_b} \quad (13).$$

Sistema porcentual.

$$I \% = \frac{I \text{ (amp)}}{I_b} \times 100 \quad (14).$$

$$Z \% = \frac{Z \text{ (Ohm)}}{Z_b} \times 100 \quad (15).$$

Si los valores son monofásicos:

$$MVAb \ 1 = \frac{MVAb3}{3} \quad (16).$$

$$KV \ 1 = \frac{KV \ 3}{\sqrt{3}} \quad (17).$$



$$I_b = \frac{MVA b_1}{KV_1} X 100 \quad (18).$$

$$Z_b = \frac{KVb_1}{I_b} X 100 = \frac{(KVb_1)^2}{MVA_1} \quad (19).$$

De la forma anterior obtendremos los valores en P.U. y porcentual, que se podrá observar que, para ambos casos, los valores son los mismos.

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

$$Z_{u1} = \frac{Z(Ohm)}{(KVb_1)^2} X MVA_{b1} \quad (20).$$

$$Z_{u2} = \frac{Z(Ohm)}{(KVb_2)^2} X MVA_{b2} \quad (21).$$

$$Z_{P.U.1}(Ohm)MVA_{b2} X Z_{u2} = \frac{Z(Ohm)}{(KVb_2)^2} X MVA_{b2} \quad (22).$$

$$Z_{P.U.2} = Z_{PU1} \frac{MVA_{b2}}{MVA_{b1}} X \left| \frac{KVb_1}{KVb_2} \right| \quad (23).$$

Los datos suministrados por los fabricantes son el % y sabemos que $Z\%=100$ (Z_{PU}) de donde nuestra ecuación para transformadores se reducirá a continuación:

$$Z_t (P.U.) = \frac{\%Z_t}{MVA_{nomT}} \quad (24).$$



"Automatismo de Redes de Distribución"

En un circuito monofásico se conocen los kVA base y los kV base.

$$I_b = \frac{KVA_b}{KV_b} \quad (25).$$

$$Z_b = \frac{KV_b \times 10^3}{I_b} = \frac{(KV_b)^2 \times 10^3}{KVA_b} = \frac{(KV_b)^2}{MVA_b} \quad (26).$$

En un circuito trifásico se conocen los kVA base y los kV base.

$$I_b = \frac{KVA_b}{\sqrt{3} \times KV_b} \quad (27).$$

$$KVA_b = \sqrt{3} \times KV_b \times I_b \quad (28).$$

$$Z_b = \frac{\frac{KV_b}{\sqrt{3} \times 10^3}}{I_b} = \frac{\frac{KV_b}{\sqrt{3} \times 10^3}}{\frac{KVA_b}{\sqrt{3} \times KV_b}} \quad (29).$$

$$Z_b = \frac{KV_b}{\frac{KVA_b}{10^3}} \quad (30).$$

$$Z_b = \frac{(KV_b)^2}{MVA_b} \quad (31).$$

2.2.7.2- Calculo de corto circuito.

Para el caso el caso de automatismo y que se emplea el cálculo de corto circuito en los diferentes nodos de un circuito de distribución, es necesario obtener el equivalente de Thévenin en el bus de baja tensión de la subestación y de ahí partir para elaborar los diagramas de secuencia, considerando solamente la impedancia de los tramos de línea propios del circuito y las impedancias equivalentes del sistema. A continuación, se muestran en la figura 1, los diferentes tipos de interconexión de las redes de secuencia para los diferentes tipos de falla.

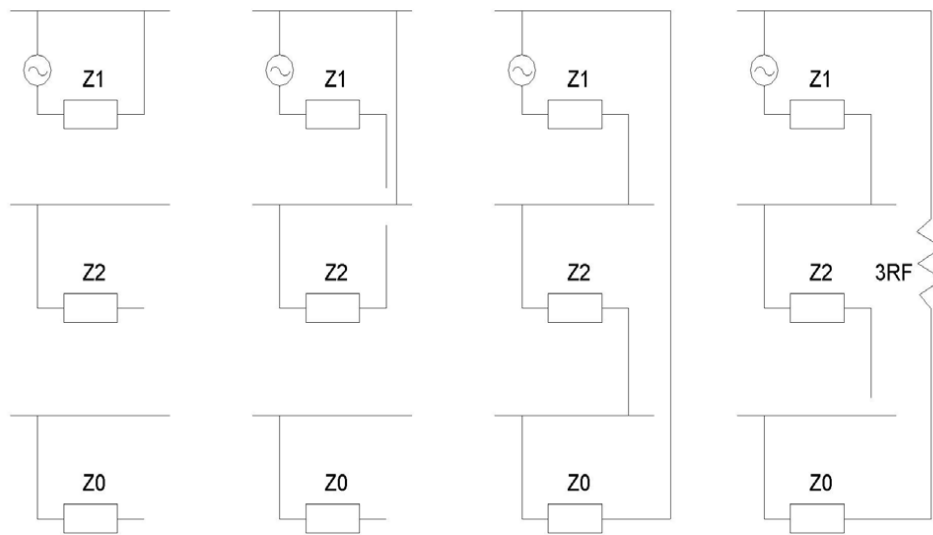


Figura - 1 Interconexión de las redes de secuencia de falla

Las corrientes de corto circuito que se originan por causas de falla en los sistemas de distribución son alimentadas por elementos activos: generadores, motores, etcétera, y se limitan por elementos pasivos del sistema como lo son los conductores, capacitores, transformadores, generadores y reactores entre otros.

La mayor parte de los sistemas de distribución se obtiene la mayor corriente de corto circuito cuando se produce una falla trifásica, esta es la falla más severa que se presenta en las redes generales de distribución, en el cual



las magnitudes de las corrientes de corto circuito generalmente son mayores que cuando la falla se produce de fase a neutro o de fase a fase, por consiguiente es indispensable conocer la máxima aportación de corto circuito que se puede generar en la red de distribución.

Para el cálculo de la corriente de corto circuito monofásica sólo es necesario en grandes sistemas de media y alta tensión con neutro directo a tierra en el generador, o bien cuando los transformadores de la subestación suministran energía están conectados en delta en el lado de la alta tensión y en estrella con neutro aterrizado a tierra en el lado de baja tensión.

Existen diversos métodos para el cálculo de los corto circuitos en las instalaciones eléctricas, de los cuales podemos emplear los siguientes:

1. Método de las componentes simétricas. (Exacto)
2. Método por medio de determinantes. (Aproximado)
3. Método de las potencias. (Aproximado)
4. Método de caída porcentual. (Aproximado).

Tomaremos en cuenta el método de las componentes simétricas por ser el modelo exacto para el análisis de una falla.

Considerando el momento en que los vectores balanceados de la figura 2 y en la cual los valores de V_{a1} , V_{b1} , V_{c1} , son las tensiones al neutro de las fases a,b, y c respectivamente de un sistema trifásico, los valores instantáneos de esos vectores se representan por la proyección de ellos sobre el eje X. Podemos observar que los vectores están en fase, de esta manera las tensiones inducidas en cada fase serian iguales, a excepción para el desplazamiento fasorial de 120° y 240° respecto a una de la otra.

Las corrientes de secuencia positiva producen solamente caídas de tensión de secuencia positiva, y lo mismo sucede con las corrientes de otra secuencia, si solo fluyera la corriente de secuencia cero, circulan corrientes iguales en cada conductor de línea y las corrientes combinadas de los tres conductores de línea regresan a través del neutro.

Para este caso en los tres conductores se inducen tensiones iguales, incluyendo la caída de la impedancia del neutro; las caídas de tensión deben ser iguales para las tres fases.

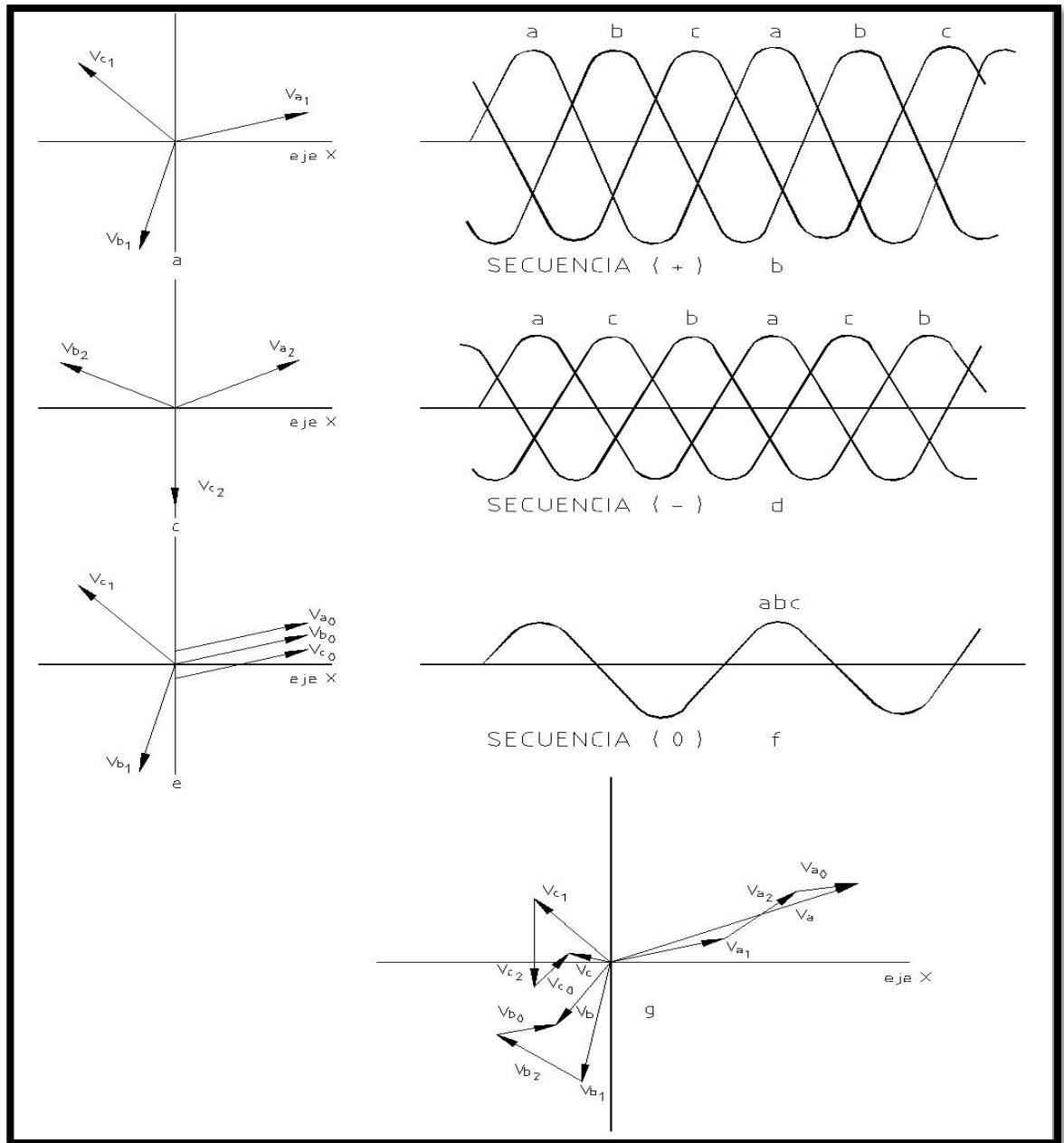


Figura - 2 Componentes simétricas

En los circuitos de distribución circulan corrientes de secuencia positiva, la impedancia del circuito se denomina impedancia de la corriente

de secuencia positiva. De manera similar, si solo existen corrientes de secuencia negativa, la impedancia se denomina impedancia de secuencia negativa; y para las corrientes de secuencia cero la impedancia de la corriente se denomina impedancia de secuencia cero. A continuación, se muestra el diagrama de conexión de la red de secuencia positiva, negativa y cero.

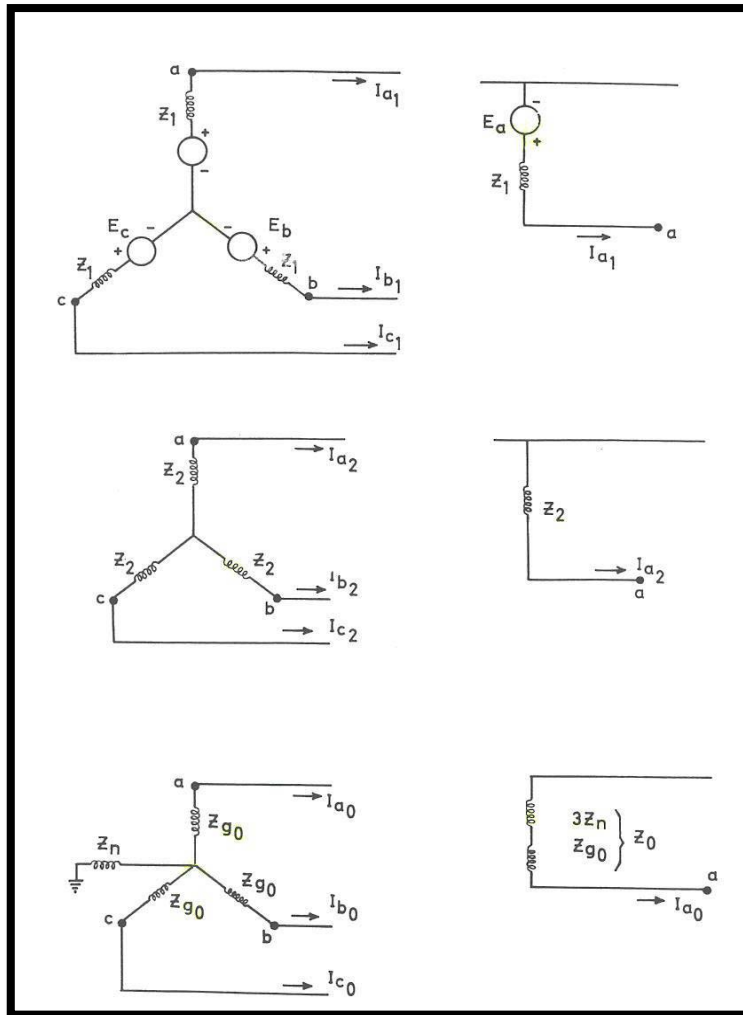


Figura - 3 Red de secuencia positiva, negativa y cero.



Para analizar los casos anteriores, es necesario tomar en cuenta las impedancias que intervienen en la interconexión que sufre la red cuando se presenta la falla en algún punto del sistema.

2.2.7.3- Fallas Asimétricas.

La mayoría de las fallas en los sistemas de distribución son asimétricas, las cuales se pueden conformar por fallas a través de conductores abiertos o fallas de línea a tierra (una o dos líneas a tierra). Este tipo de fallas proporciona corrientes desbalanceadas, y el método de las componentes simétricas resulta extremadamente útil para determinar las corrientes y tensiones en todas las partes del sistema después de una falla.

Cuando se presenta una falla asimétrica podemos determinar su magnitud de corriente de corto circuito mediante la siguiente ecuación.

$$I_{a0} = \frac{3 E_a}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \quad (32).$$

Conexión de red de secuencia.

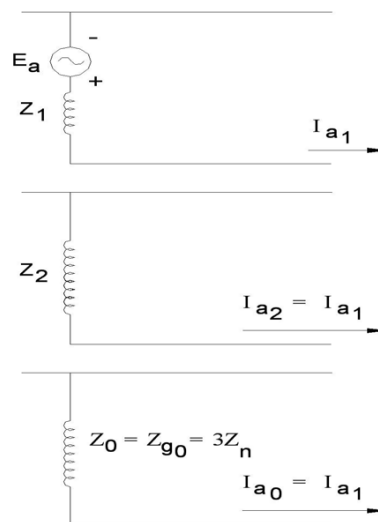


Figura - 4 - Conexión de red de secuencia.

Observando que las corrientes $I_{a1}=I_{a2}=I_{a0}$ son iguales, el diagrama de secuencia se debe conectar en serie como se muestra en la figura 5.

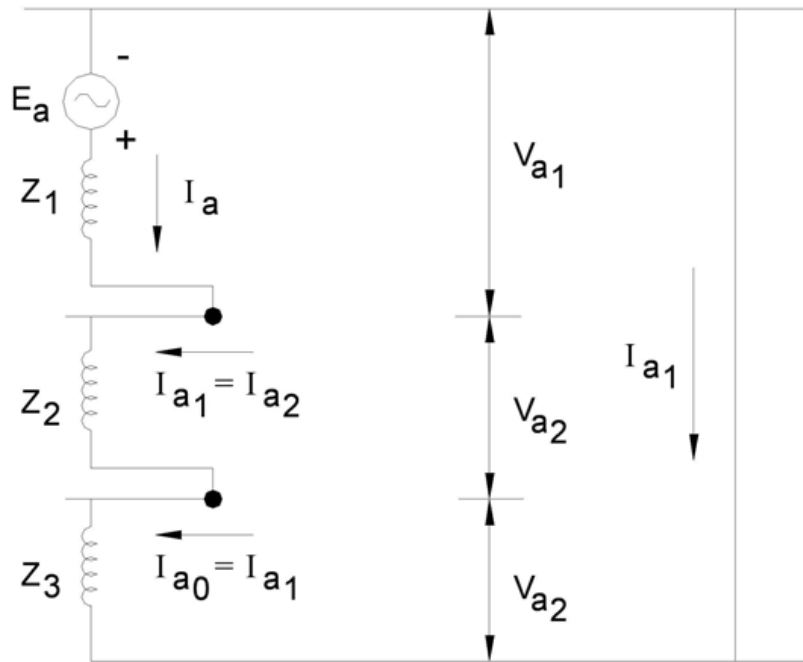


Figura - 5 - Conexión serie de la red de secuencia

Para el caso de dos líneas involucradas en una falla se muestra en la figura 6 el diagrama respectivo del circuito con la falla en las fases b y c.

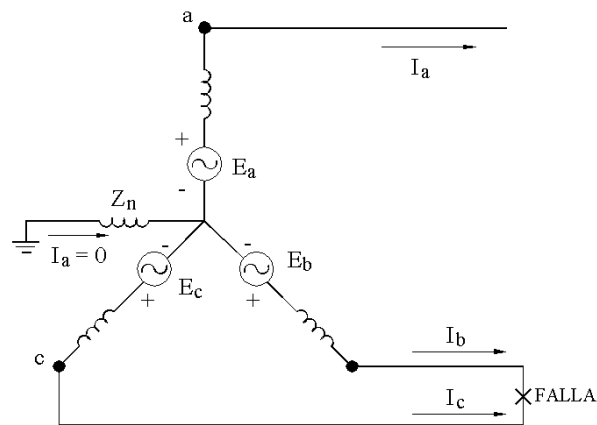


Figura - 6 - Diagrama de secuencia en falla de línea a línea

De la figura 6, obtenemos que la ecuación para el cálculo del corto circuito es:

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2} \quad (33).$$

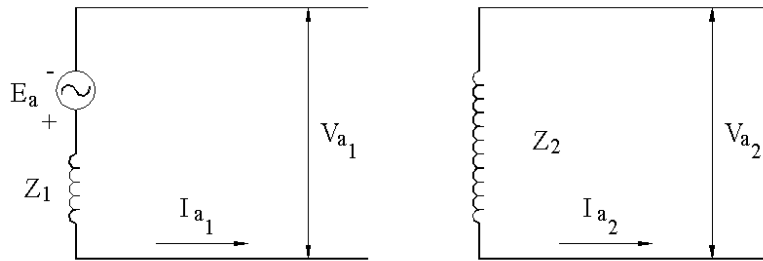


Figura - 7 - Conexión de la red de secuencia para fallas de línea a línea.

De la figura 7 conocemos que la $I_{a0}=0$, no hay una red de secuencia cero. Y por lo tanto $V_{a1} = V_{a2}$, las redes se encuentran en paralelo, obteniendo el diagrama de la figura 8.

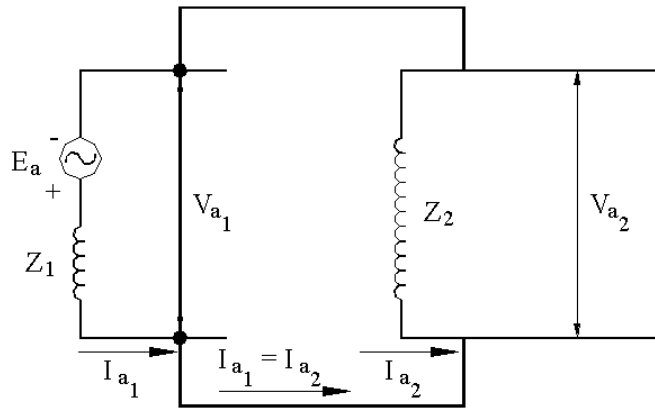


Figura - 8 Diagrama de red de secuencia para fallas de línea a línea.

Para fallas de dos líneas a tierra, tenemos las siguientes ecuaciones.

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0} \quad (34).$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0 \quad (35).$$

$$I_{a1} = \frac{E_1}{Z_1 + \frac{Z_2 \times Z_0}{Z_2 + Z_0}} \quad (36).$$

La conexión entre las redes se encuentra en paralelo ya que $V_{a1} = V_{a2} = V_{a0}$, como se muestra en la figura 9.

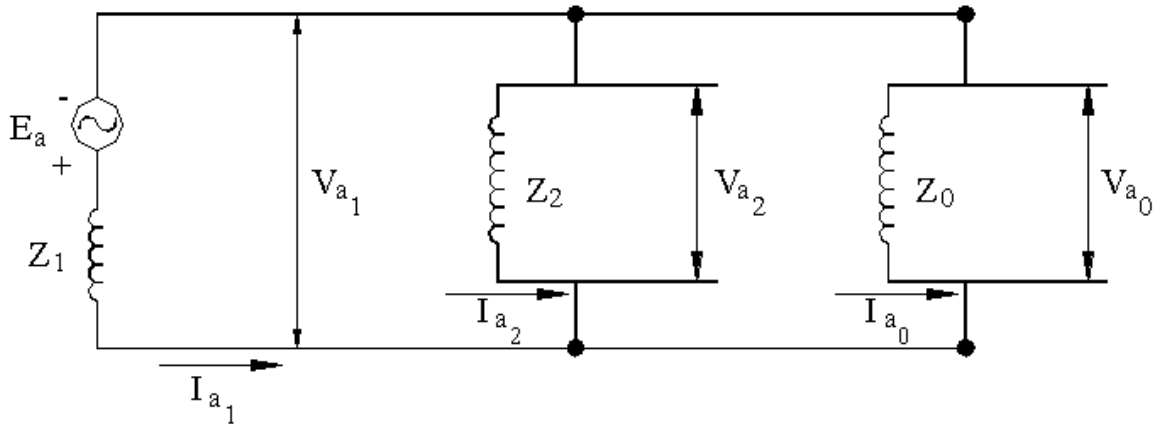


Figura - 9 - Diagrama de la red de secuencia para fallas de línea a línea y neutro.

Las fallas trifásicas se muestran en la figura 10,

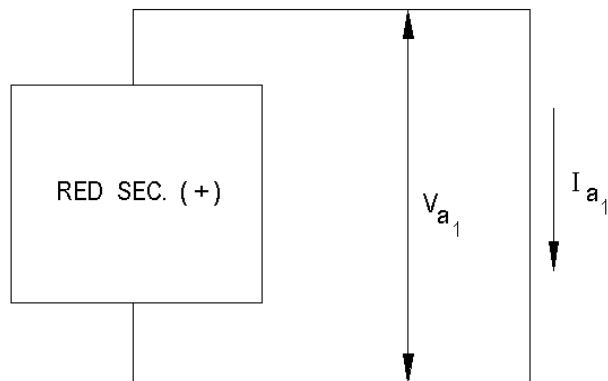


Figura - 10 - Diagrama de la red de secuencia para fallas trifásicas.

Donde $V_{a1} = I_{a1} \times Z_f = V_f - I_{a1} \times Z_1 \quad (37).$



Capítulo 3.- Restauradores, seccionadores y fusibles. (teoría).

Los equipos de protecciones que tomamos en cuenta para una coordinación de protecciones en una red de distribución principalmente se constituyen por restauradores, seccionadores y fusibles.

3.1.- Fusibles.

Tomando en consideración la tensión de diseño los fusibles están clasificados según la (IEEE) en fusibles para baja tensión de 125 a 2300 volts y fusibles para alta tensión de 2300 a 161,000 volts, esta última categoría incluye a los fusibles con rango de tensión intermedia, a su vez estos fusibles están subdivididos en fusibles para distribución y fusibles de potencia.

Los fusibles de un solo elemento pueden subdividirse básicamente en dos clases: aquellos que tienen baja temperatura de fusión, tal como los de estaño, elemento que funde a 232°C; y los que tienen alta temperatura de fusión como la plata o cobre, que funden respectivamente a 960°C y 1080°C.

Con curvas idénticas tiempo-corriente, un elemento fusible de estaño puede llevar mayor cantidad de corriente continuamente, dentro de la elevación de temperatura permisible, que los elementos fusibles de plata o cobre. La fibra en el interior del tubo porta fusible se seca y llega a ser quebradiza a una temperatura de 70°C, iniciándose su carbonización a los 275°C.

En fusibles con elementos dobles, las funciones eléctricas y mecánicas de las partes están de tal manera relacionada, que la elección del material se determina por el tipo de curva que se desee obtener.

Este tipo de fusibles incorpora dos elementos en serie. Un extremo usualmente de cobre estañado se une por medio de una bobina de soldadura.

En sobrecargas, la soldadura funde a un valor predeterminado tiempo-corriente provocando la separación de los elementos fusibles. En cortocircuitos e impulsos transitorios el elemento fusible funde antes que la soldadura.



3.2.- Tipos de Fusibles

Existen diversos tipos de fusibles derivado de sus características constructivas y de operación se tiene diversidad en los mismos, a continuación, se describen algunos tipos de estos los cuales son aplicados a Sistemas de Distribución.

3.3- Fusibles tipo expulsión.

Tipo N.

Este tipo de fusible utilizar un estándar que indica que deberá llevar el 100% de la corriente nominal continuamente y deberán fundirse no a menos de 230% de la corriente nominal en 5 minutos, su aplicación en distribución es en bancos de capacitores.

Tipo K y T.

Son los fusibles tipos rápidos y lentos respectivamente, fueron definidos en los años 50.

Para la característica de operación de estos fusibles se definieron tres puntos correspondientes a los tiempos de 0.1, 10 y 300 segundos, adicionalmente se estandarizó que estos fusibles serían capaces de llevar el 150% de su capacidad nominal continuamente para fusibles de estaño y del 100% para fusibles de plata.

Asimismo, se normalizaron las capacidades de corriente más comunes de fabricación y que actualmente son de 1, 2, 3, 5, 8, 15, 25, 40, 65, 100, 140 y 200 A.

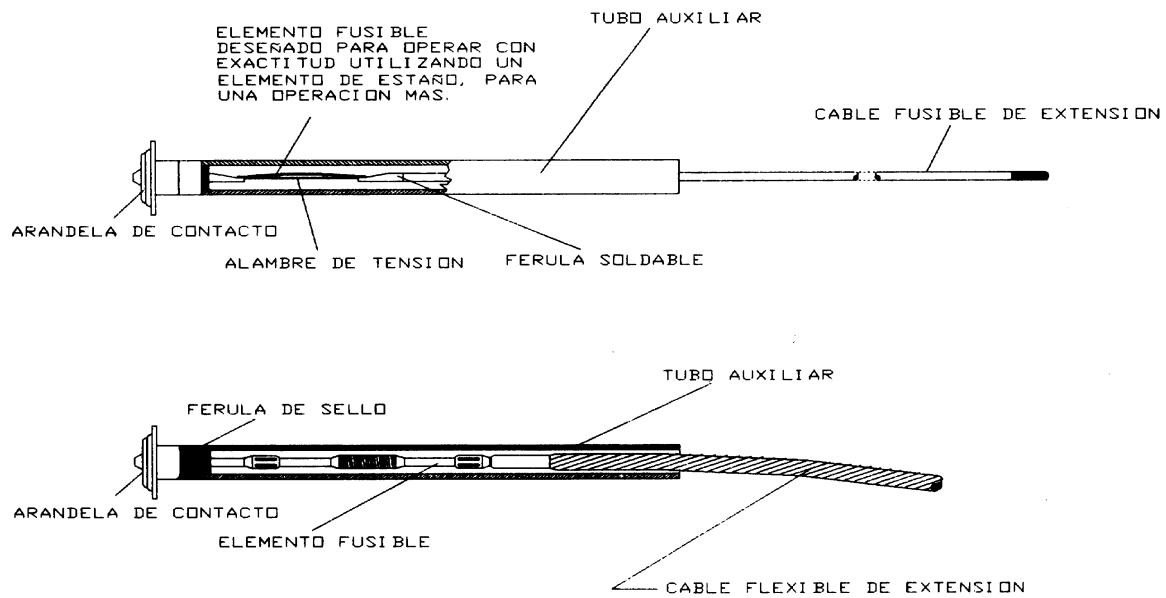


Figura - 11 - Estructura del fusible tipo K y T

3.4- Fusibles de vacío.

Son llamados así porque el elemento fusible se encuentra encerrado en una cámara al vacío, cuenta con una cámara de arqueo, un escudo o pantalla y un aislamiento cerámico.

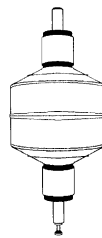


Figura - 12 - Fusible de vacío

3.5- Fusibles limitadores de corriente.

Son fusibles de no expulsión, limitan la energía cuando ocurre una falla, esto reducen los daños a los equipos a proteger. Se tienen tres tipos básicos disponibles.

1. De respaldo o rango parcial, son capaces de interrumpir corrientes superiores de nivel de 500 A.
2. De propósito general, el cual está diseñado para interrumpir todas las corrientes de falla. Normalmente opera a 4 ciclos.
3. De rango completo, el cual interrumpe cualquier corriente que en forma continua se presenta arriba de la corriente nominal.

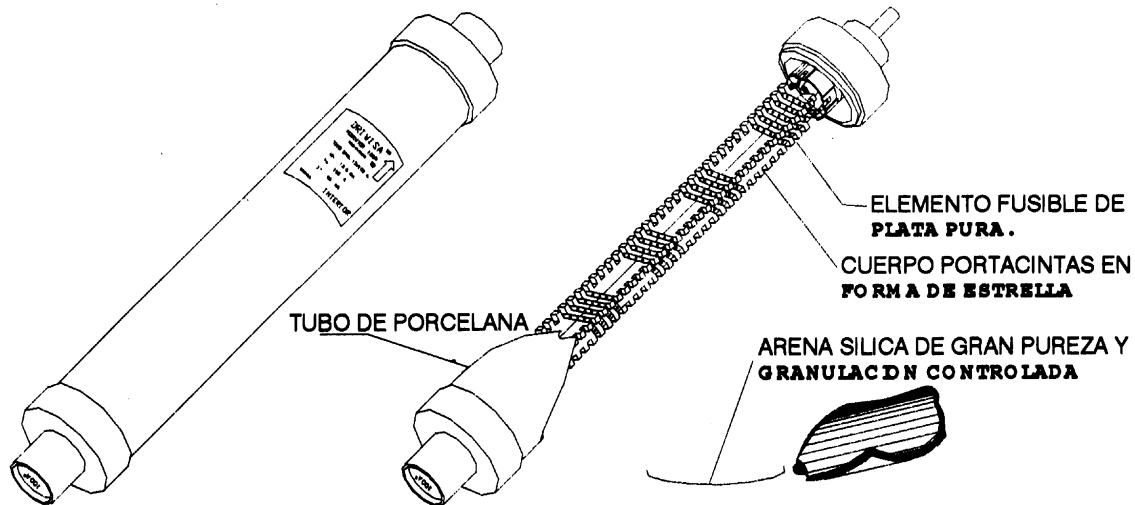


Figura - 13 - Fusible limitadores de corriente

3.6- Fusibles de hexafluoruro de azufre.

Estos fusibles son empleados en las redes de distribución subterránea, dado que son para uso en interiores y del tipo limitador de corriente, actualmente se construyen para operar a 15.5, 27 y 38 KV de tensión de diseño y con capacidades de 200 o 600 A nominales, para 15.5 y 27 KV tienen un rango de 20 KA de capacidad interruptora y para 38 KV tienen un rango de 13.5 KA de interrupción.

El elemento fusible tiene rangos desde 3 a 200 A nominales disponiendo de curvas de operación standard "E" o curva rápida "K".

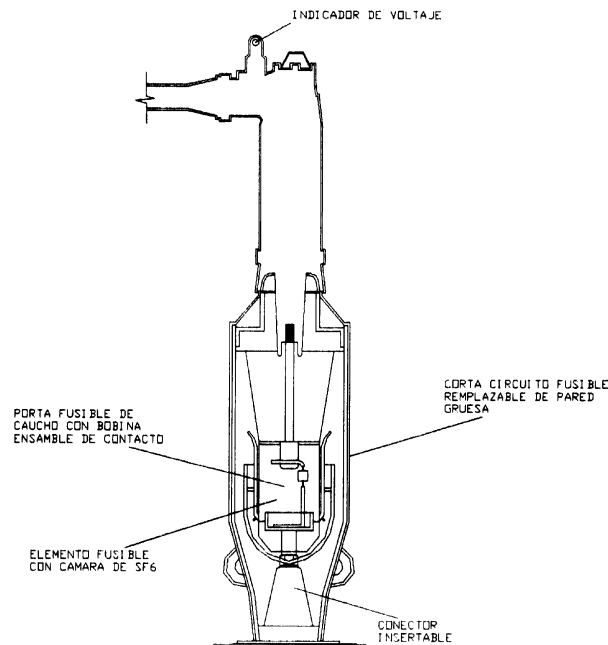


Figura - 14 - Fusible de Hexafluoruro de Azufre

3.7 - Fusibles de potencia.

Son diseñados para instalarse en subestaciones, líneas de distribución y subtransmisión, en donde los requerimientos de capacidad interruptora son altos. Su aplicación en distribución en el interior del país es en subestaciones rurales menores a 10 MVA.

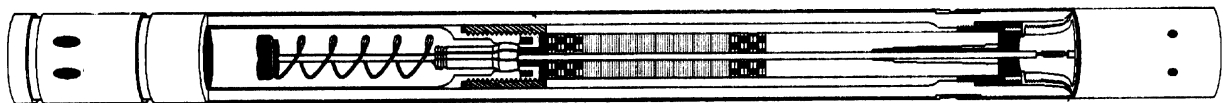


Figura - 15 - Fusible de Potencia



"Automatismo de Redes de Distribución"

Tipo de fusible	primer color	segundo color	Descripción	Tipo de fusible	primer color	segundo color	Descripción
TIPO H	Tipo	Corriente	nombre	TIPO K	Tipo	Corriente	nombre
3H			Rosa claro	25K			Naranja
4H			Azul claro	30K			Marrón
5H			Verde claro	40K			Fucsia
6H			Gris	50K			Amarillo claro
8H			Púrpura	60 K			Azul celeste
10H			blanco	65K			café claro
15H			Rojo	100K			amarillo
20H			Verde oscuro				
25H			Naranja	TIPO T	Tipo	Corriente	nombre
30H			Marrón	10T			blanco
40H			Fucsia	20T			Verde oscuro
50H			Amarillo claro	40T			Fucsia
60H			Azul celeste	50T			Amarillo claro
65H			café claro	60T			Azul celeste
				65T			café claro
				80T			negro

Figura - 16 - Tabla de fusibles por colores



3.8 - Restauradores

Un restaurador es un equipo de seccionamiento autocontrolado, cuya característica principal es la de interrumpir sobre corriente de fallas transitorias y permanente utilizando recierres rápidos y lentos de acuerdo con las curvas de protección definidas, con la funcionalidad de coordinar adecuadamente con otros dispositivos ubicados en el mismo circuito.

Los componentes de un restaurador son los siguientes.

Tanque

Recipiente, normalmente cerrado, destinado a contener el medio aislante o de interrupción y el mecanismo de operación.

Unidad de interrupción.

Es el sistema conformado por los contactos principales, medio aislante, medio de interrupción, aislamiento externo, TC's o sensores de corriente, mecanismo de operación, tanque o base soporte.

Control del Restaurador.

Es el sistema conformado por el Dispositivo Electrónico Inteligente (DEI) para protección, medición y control, medio de comunicación y automatismo; contiene el panel frontal del control, la fuente de alimentación, cargador de baterías de respaldo para autonomía propia, tabllas de interconexión y cableado, contenidos dentro de un gabinete del tipo intemperie que también forma parte del sistema.

TC's.

Transformadores de corriente, o sensores de corriente suministrados en la unidad de interrupción deben cumplir su función tanto para la protección como para la medición con un margen de error de 1.5%, el circuito secundario de los TC's debe garantizar protección contra fauna que garantice su confiabilidad operativa.

DEI

Dispositivo Electrónico Inteligente.



"Automatismo de Redes de Distribución"

Un restaurador puede operar de modo local manual, operación de apertura y cierre local o remota, normalmente son tripolares en el mismo tanque, y su medio de extinción son en SF₆, aceite o vacío.

Las funciones de protección deben ser las siguientes:

Función	Descripción
50	Sobrecorriente instantánea
51	Sobrecorriente de tiempo
50N	Sobrecorriente de neutro instantáneo
51N	Sobrecorriente de neutro de tiempo
79	Recierre automático
81	Frecuencia.



Figura - 17 - Restaurador Microprocesado

Las partes de un restaurador son las siguientes.

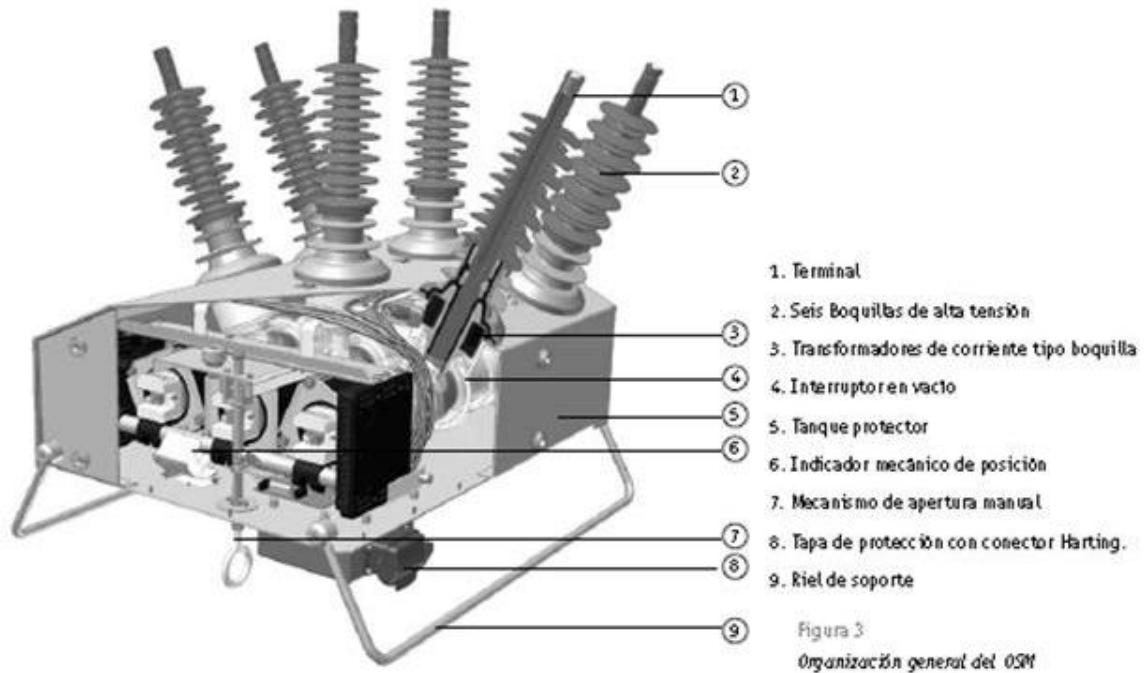


Figura - 18 - Equipo Restaurador

- 1.- Terminal
- 2.- Seis Boquillas de alta tensión
- 3.- Transformadores de corriente tipo boquilla
- 4.- Interruptores de vacío
- 5.- Tanque protector
- 6.- Indicador mecánico de posición
- 7.- Mecanismo de apertura manual.
- 8- Tapa de protección con conector de bloqueo mecánico
- 9.- Riel de soporte.



3.9.- Seccionalizador

Un seccionalizador, es un equipo de seccionamiento que automáticamente aísla secciones de línea que presentan fallas dentro de un sistema eléctrico de distribución, dadas sus muy especiales características operativas, lo hacen ser una excelente alternativa para resolver varios problemas que, con referencia a la selectividad de un sistema de protecciones, frecuentemente llegan a presentarse durante el desarrollo de un estudio de coordinación de protecciones. Al carecer de una característica de operación tiempo-corriente, como el resto de los dispositivos de protección, simplifica un estudio de coordinación de protecciones, ofreciendo amplias posibilidades de aplicación con reducidas limitaciones.

Un seccionalizador no interrumpe corrientes de falla, solamente cuenta las operaciones del equipo de respaldo aguas arriba (interruptor – restaurador) durante las condiciones de falla.

El equipo después de un determinado número de operaciones realiza la apertura aislando la sección de línea que se tiene fallada, quedando aislada al momento de operar el recierre del equipo de respaldo.

La diferencia entre un seccionalizador y un seccionador es su utilización dado que el primero es utilizado en redes aéreas, el seccionador es utilizado en redes subterráneas de distribución.

Generalmente son usados en serie con restauradores o interruptores de circuito con recierre, para proveer puntos de seccionamiento automático. Normalmente tiene los componentes siguientes:

- 1.- Tanque con boquillas
- 2.- Mecanismo de operación
- 3.- Bobina serie ó electrónico
- 4.- Mando de accionamiento
- 5.- Gabinete de control
- 6.- Contactos
- 7.- Dieléctrico (Aceite o Hexafluoruro de Azufre)
- 8.- Transformadores de corriente



Figura - 19 - Equipo Seccionalizador

3.10.- Seccionador.

El seccionador consiste en un tanque cerrado en el cual se alojan las manivelas de operación de los accesorios de protección y operación.

Preferentemente en la tapa se colocan las boquillas de las vías para conexión al anillo y para la (s) derivación (es) de la carga.

Sus características pueden variar de 2,3 o hasta 6 vías, considerando su lugar de instalación, así mismo los seccionadores deben ser del tipo frente muerto.

En los seccionadores pueden aparecer las siguientes abreviaturas.

STS – Seccionador tipo sumergible.

SF6 – Hexafloruro

V – Vacío

PE – Protección electrónica.

BP – Bus partido

15,5, 27, 38 kV - Tensión Máxima.

6,4,3,2 – Número de vías.

600, 200 Capacidad de las vías en A, B o C, preferentemente las vías de 600 se instalan en los anillos principales o troncales, y las vías de 200 en las derivaciones de carga o servicio, mismas que contienen la protección electrónica.



"Automatismo de Redes de Distribución"

Los seccionadores su característica de operación es que no contienen la protección 79, únicamente se instalan con protecciones de 50, y 51 de fase y neutro.

Forma de operación.

El seccionador desenergizado puede operarse manualmente. Energizado y/o con carga se debe operar por medio de una pértiga de escopeta o maneral aislado. Además, se le puede adicionar accesorios para control remoto.

La seccionalización se efectúa por medio de interruptores trifásicos de operación en grupo y con carga. Cada interruptor debe contar con una manivela de dos posiciones (cerrado - Abierto).



Capítulo 4.- Mediciones, coordinación de una red de doble circuito Subestación 1 y 2.

Para la selección del circuito o circuitos a automatizar se deben seguir los siguientes criterios.

Circuitos con mayor aportación a los indicadores TIU, NI y TPR en los últimos 3 años, identificando las causas y ubicación de las interrupciones.

Circuitos que suministren energía eléctrica a clientes estratégicos.

Seleccionar circuitos de mayor venta de energía.

Para el caso del automatismo por UCM seleccionar circuitos que cuenten con la infraestructura de comunicaciones y control.

Una vez seleccionados los alimentadores debemos contar con la siguiente información básica por circuito de distribución.

- a) Diagrama unifilar.
- b) Diagrama geográfico incluyendo poblaciones y número de clientes, así como clientes importantes en los circuitos.
- c) Malla de los circuitos que interaccionan con el circuito a automatizar.
- d) Establecer trayectoria del circuito A (fuente), analizado el enlace con el circuito B (respaldo).
- e) Asegurar la correcta secuencia y correspondencia de las 3 fases del circuito.
- f) Distancia total del circuito A y B dividida en nodos, cambio de calibre o tipo de conductor, equipo de seccionamiento (EPROSEC), y tipo de estructuras predominante.
- g) Propuesta de ubicación de EPROSEC.
- h) Estudios de cobertura para el telecontrol de equipo EPROSEC.
- i) Coordinación de protecciones de los circuitos A y B considerando el flujo de corriente en ambos sentidos



4.2.- Criterios para la implementación e instalación del automatismo.

4.2.1.- Transferencia de cargas.

- a) Preferentemente se debe considerar la transferencia de carga del circuito fallado a circuitos de respaldo que se encuentren conectados a subestaciones diferentes.
- b) Confirmar la capacidad disponible en los bancos de transformación a los cuales se les va a transferir la carga.
- c) Verificar el ajuste de disparo por sobrecarga del interruptor de circuito y equipo EPROSEC.
- d) Verificar los calibres de conductores y puntos de conexión para no sobrepasar su capacidad de conducción de corriente.

4.2.2.- Coordinación de protecciones.

- a) La coordinación de protecciones de cada circuito involucrado debe operar bajo el criterio de menor afectación a los clientes, para circuitos rurales se recomienda que la coordinación permita salvar fusibles en las derivaciones.
- b) Donde se tenga implementado algún esquema remedial (interruptores de banco o interruptores de circuito) para tiro de carga por activación de la protección 81 (baja frecuencia) ó 27 (bajo voltaje), es necesario que cada restaurador involucrado bloquee el automatismo para evitar que se recupere la carga afectada en forma automática y pueda desestabilizar el SEN.
- c) Se debe bloquear la activación del automatismo cuando se presente una baja frecuencia y bajo voltaje programado.

4.2.3.- Activación del automatismo.

- a) La tensión de activación del automatismo debe ser mínimo del 20% del voltaje
- b) El tiempo de activación del automatismo debe ser configurado en función del tiempo del recierre más largo.

4.2.4.- Seguridad.

- a) Se debe bloquear la función de automatismo en un circuito de distribución cuando se tengan maniobras bajo licencias en vivo o muerto.
- b) Las lógicas de automatismo deben tener comandos de bloqueo y desbloqueo por telecontrol a través de la Unidad Central Maestra y de forma local.
- c) El EPROSEC que forme parte de un automatismo deberá tener habilitada la función de supervisión de "Paso de corriente con restaurador abierto", con el fin de evitar la operación del automatismo con equipos en condiciones anormales de operación.

4.3.- Tipos de automatismo.

4.3.1.- Automatismo Voltaje-Tiempo

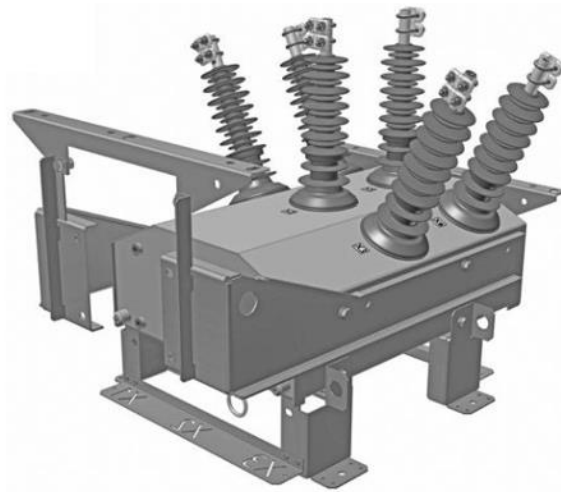


Figura - 20 - Automatismo Local por Voltaje - Tiempo

El principio de operación del automatismo sin medio de comunicación es seccionar el sector con falla y transferir la mayor carga de los clientes posible, ya sea para fallas transitorias o permanentes, esta lógica de operación deberá aplicarse para cada uno de los automatismos que se implementen en los circuitos de distribución de 23 kV.

Se deberá seleccionar un arreglo de máximo 3 equipos y mínimo 2 equipos por enlace, que tendrán la siguiente función.

Arreglo de 3 equipos:

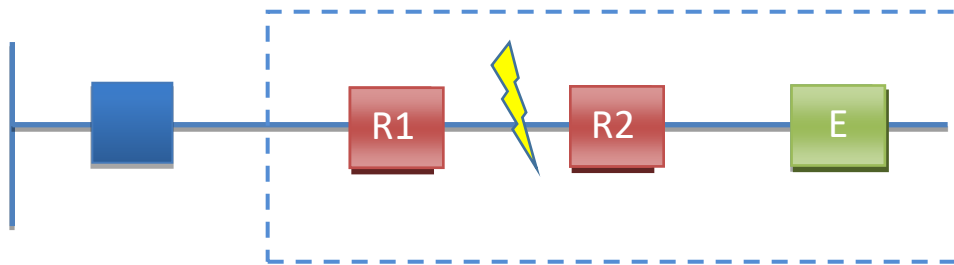


Figura - 21 - Diagrama unifilar de automatismo voltaje - tiempo

La lógica de operación obedece a la siguiente operación.

1. R1: Restaurador 1 abre por automatismo.
2. R2: Discrimina la ubicación de la falla abriendo el restaurador 2
3. E: Cierra por automatismo.

Tiempos de operación de automatismo

Existen 2 criterios para definir el tiempo de operación para la recuperación de carga por automatismo.

Criterio 1 consiste en respaldar carga esperando operación de re-cierres.

La carga afectada en los tramos no fallados se respaldará únicamente para fallas de naturaleza permanente una vez que se haya agotado el ciclo de re-cierre del equipo operado.

Los tiempos que se utilizan para los equipos son los siguientes:



R2 (Normalmente Cerrado): Apertura en 65 segundos.

E: (Normalmente Abierto): Cierre en 70 segundos.

Criterio 2 consiste en respaldar carga sin esperar la operación de los re-cierres.

La carga afectada en los tramos no fallados se respaldará aún si la falla es transitoria, respaldando así los tramos no afectados aun cuando los equipos no han iniciado su secuencia de re-cierres. Si el re-cierre es positivo el operador será el encargado de normalizar el circuito. Si la falla es de naturaleza permanente el tramo con falla permanecerá seccionado y se harán los intentos de restablecimiento de manera tradicional (con el envío del personal responsable del restablecimiento).

Los tiempos que se utilizan para los equipos serán los siguientes:

R1 (Normalmente Cerrado): Apertura en 15 segundos.

E: (Normalmente Abierto): Cierre en 30 segundos.

4.3.2.- Automatismo local por transferencia automática

El principio de operación del automatismo local por transferencia automática se aplica con dos fuentes de alimentación para una carga importante como un hospital, servicios de emergencia y de atención ciudadana los cuales deben permanecer con una alta confiabilidad

El criterio de operación consiste en respaldar la carga afectada en tiempo instantáneo por ausencia de potencial por un tiempo definido.

Los tiempos que se utilizan para los equipos son los siguientes:

ET1 (Normalmente Cerrado): Apertura en 5 ciclo segundos.

ET2: (Normalmente Abierto): Cierre en 10 ciclos segundos.

Los modos de operación se clasifican en dos modelos en los cuales se dividen en basculante y preferencial.

El modo basculante opera pasando la carga al alimentador 2 cuando existe falla en el alimentador 1, este permanece en este estado hasta que se presente falla en el alimentador 2.

El modo preferencial opera pasando la carga al alimentador 2 cuando existe falla en el alimentador 1, este permanece en este estado con un tiempo de retardo de hasta 5 minutos, en caso de existir falla permanente este no regresará hasta detectar presencia de potencial en el alimentador 1.

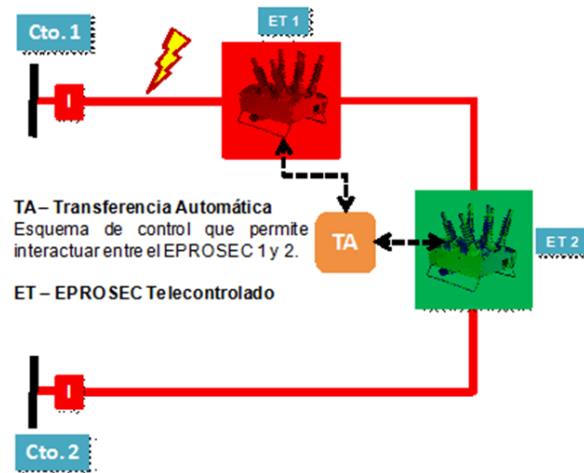


Figura - 22 - Automatismo Local por Transferencia Automática

4.3.3.- Automatismo local por entre comunicación entre equipos.

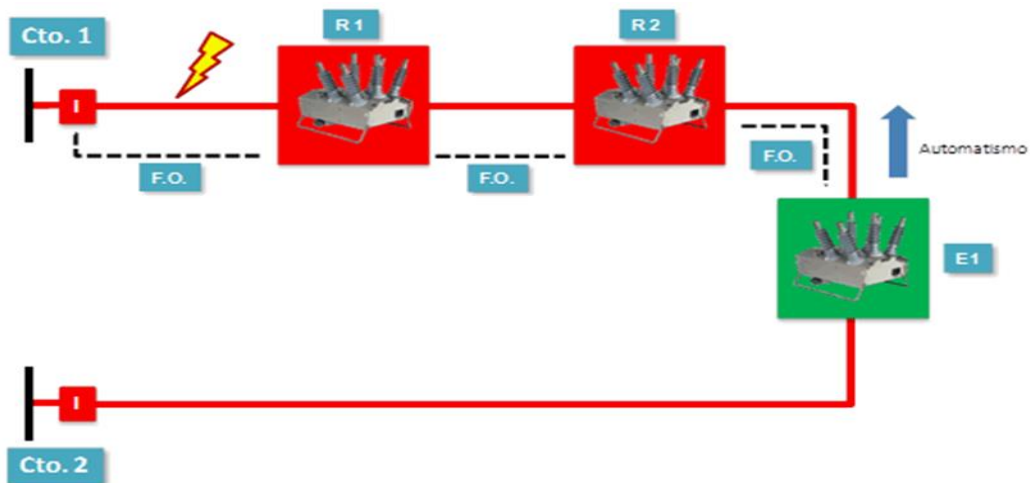


Figura - 23 Automatismo local por entre comunicación entre equipos



El principio de operación del automatismo local por medio de comunicación se aplica en alimentadores de distribución donde se cuente con fibra óptica instalada en la trayectoria del circuito.

Operación

Como se describió al inicio del documento, el principio de operación del automatismo es seccionar el sector con falla y transferir la carga de los clientes aún con fallas transitorias, esta lógica de operación deberá aplicarse para cada uno de los automatismos que se implementen en los circuitos de distribución de 23 kV, el protocolo de comunicación entre los restauradores y desconectores deberá ser del tipo estándar IEC-61850, a través de Fibra óptica o mediante radios de comunicación que soporten este estándar.

Criterios de aplicación

Todos los Restauradores y los Desconectores tendrán la misma configuración de aplicación del automatismo a excepción del equipo más cercano a la subestación el cual tendrá una configuración específica dependiendo si las funciones de la protección del alimentador permiten integrarse a la lógica de automatismo del circuito de distribución.

La carga afectada en los tramos no fallados se respaldará instantáneamente, aún si la falla es transitoria, una vez que se realiza la prueba de cierre por recierre o control supervisorio al equipo disparado, si la falla es transitoria, el automatismo iniciará la secuencia para restablecer el circuito a sus condiciones normales de operación. Si la falla es de naturaleza permanente el tramo con falla permanecerá seccionado y se harán los intentos de restablecimiento de manera tradicional (con el envío del personal responsable del restablecimiento).

De preferencia, se deberá integrar la protección del alimentador a la lógica de Automatismo del circuito considerando las especificaciones técnicas compatibles tanto en funciones de control como de comunicación con los equipos de seccionamiento de la red

Si en el proyecto de automatismo, no es posible integrar la protección del alimentador de la subestación, el equipo de seccionamiento más cercano a la subestación deberá operar por ausencia de potencial, es decir, al ocurrir una falla entre la subestación y el equipo de seccionamiento, la ausencia de potencial en las tres fases y que no haya sentido corriente de falla hacia adelante harán que dé inicio la lógica de operación del automatismo.

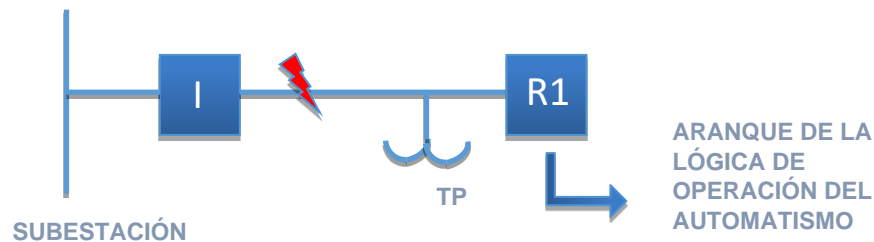


Figura - 24 - Arranque de lógica de operación local por comunicación

La programación de los tiempos de re-cierres en el interruptor y en los Restauradores quedarán de la siguiente forma:

Interruptor	1 re-cierre a 60 Segundos
Restaurador	1 re-cierre a 60 Segundos
Desconectador	No tendrá re-cierres

Se recomienda que la transferencia de la carga del circuito con automatismo se realice a otro circuito que también tenga implementado las secuencias de automatismo con el fin de hacer lógicas más inteligentes que permitan decidir qué cantidad de carga se podrá respaldar y evitar disparos innecesarios por sobrecarga. Sin embargo, esto no es condicionante ya que se



puede realizar un estudio de cargas y determinar la carga que recibirá el circuito sano.

La comunicación entre equipos se deberá realizar a través del estándar de comunicación IEC-61850 y a través del protocolo GOOSE, se deberán realizar configuraciones sencillas y transferencias de datos rápidas y estables que permitan interoperabilidad entre equipos de protección, restauradores y desconectores de diferentes marcas.

Método de operación

Condiciones para la apertura del Primer equipo de seccionamiento por Automatismo sin comunicación con la protección del alimentador.

Para fallas en el tramo del interruptor y el primer equipo de seccionamiento. Figura 17.

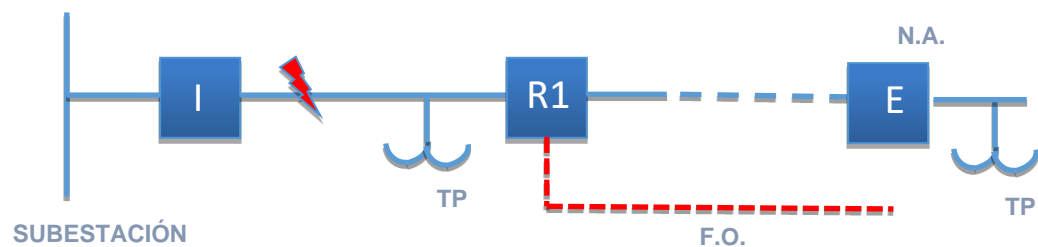


Figura - 25 - Unifilar con comunicación

1. Detectar ausencia de potencial en el Transformador de Potencial del R1o D1
2. Estar el equipo R1 o D1 cerrado
3. Tener la función de automatismo habilitada
4. No sensor corriente de falla hacia adelante del equipo R1o D1

5. Tener potencial en los Transformadores de Potencial del Equipo de Enlace lado del circuito que tomará la carga.
6. El equipo de Enlace debe estar abierto.
7. Condiciones para la apertura del Primer equipo de seccionamiento por Automatismo con comunicación con la protección del alimentador.

Fallas entre equipos con comunicación (incluyendo alimentador) figura 18.

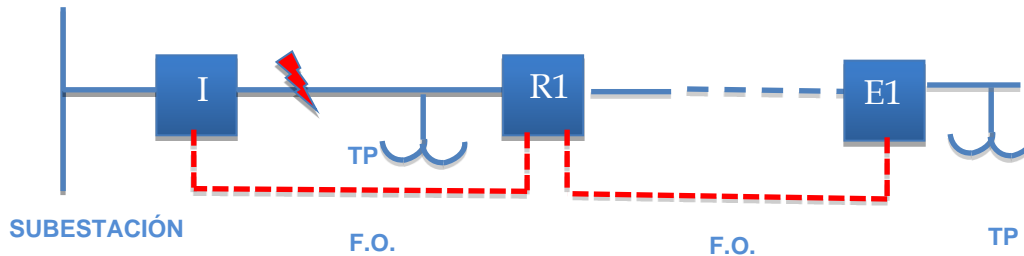


Figura - 26 - Unifilar con fibra óptica

1. El equipo que dispara por falla deberá enviar el mensaje GOOSE de confirmación de disparo y apertura al equipo inmediato aguas abajo
2. El equipo que recibe la señal debe estar cerrado
3. El equipo que recibe la señal debe tener la función de automatismo habilitada
4. El equipo que recibe la señal no debe haber registrado corriente de falla delante de él
5. El equipo que recibe la señal debe registrar ausencia de potencial en ambos lados

Condiciones para cierre del equipo de enlace por automatismo

1. Confirmación de apertura por automatismo del equipo que secciona el tramo fallado.
2. Estar abierto el equipo de Enlace.
3. Contar con la función de automatismo habilitada.
4. Ausencia de Potencial del lado fallado.
5. Confirmación de presencia de potencial del lado del circuito que respalda



Queda fuera de criterio el uso de cambio de grupos de ajustes ya que esta función sobre-escribe la memoria RAM de los dispositivos, quedando el equipo fuera de servicio por un periodo de tiempo.

4.3.4.- Automatismo por UCM.

El automatismo de una red de distribución analiza a través de la UCM las condiciones del sistema eléctrico en tiempo real, ante condiciones de falla en las RGD, sin la intervención del operador, tomará la decisión más acertada para la localización de la misma, a fin de aislar la falla y posteriormente validar la factibilidad de restablecer el suministro de energía transfiriendo la mayor parte de la carga a otros circuitos, siempre considerando los parámetros de seguridad y estricto cumplimiento al código de red.

Criterios de operación

1. Alimentadores y transformadores de potencia cuya carga típica no rebase su capacidad nominal en ninguna época del año.
2. Alimentadores que al realizar la transferencia de carga no supere la ampacidad de conducción máxima.
3. EPROSEC telecontrolados por GPRS, radio o fibra óptica.
4. Alimentadores donde el equipo de control de subestación cuente con disponibilidad de puntos para el envío de alarma de disparo definitivo.
5. Alimentadores donde exista medición de corrientes, demandas y voltajes en interruptores y EPROSEC.
6. Alimentadores cuyo relevador asociado al circuito cuente con la alarma de disparo definitivo o que la UCM del SCADA pueda en su programación obtener el disparo definitivo del interruptor, detectando el ciclo completo de recierres y opero protección por sobrecorriente.

Las variables lógicas a utilizar son las siguientes:

1. Estado de comunicación de todos dispositivos (Dentro/Fuera)



"Automatismo de Redes de Distribución"

2. Estado de telemetría de los puntos digitales y analógicos que intervienen en la lógica de programación (Falla/Normal)
3. Estado del interruptor (Abierto/Cerrado)
4. Estado de recierre (Dentro/Fuera)
5. Alarma de Inicio de automatismo (Normal/Alarmado)
6. Alarma de corriente de falla en MT de UTR's de poste (Normal/Alarmado)
7. Valor de Corriente máxima de cada alimentador (Amps.)
8. Equipo con licencia (recierre fuera)
9. Estado de automatismo (habilitado/deshabilitado)
10. Estado de equipos EPROSEC (Abierto/Cerrado)
11. Modo de Restaurador (Switch/restaurador)
12. Grupo de ajustes de alimentadores (habilitado/deshabilitado)
13. Estado de control de los dispositivos (Local/Remoto)
14. Corrientes por fase de cada uno de los interruptores y restauradores involucrados.
15. Histórico de corrientes por fase de cada uno de los interruptores y restauradores involucrados incluyendo las mediciones de los transformadores.
16. En caso de haber generación distribuida se deberán de tomar en cuenta el estado del interruptor y mediciones de la generación.
17. En ningún caso de disparo por esquema remedial DAC, 81 o 27 deberá iniciar una lógica de automatismo

Diagrama lógico de automatismo

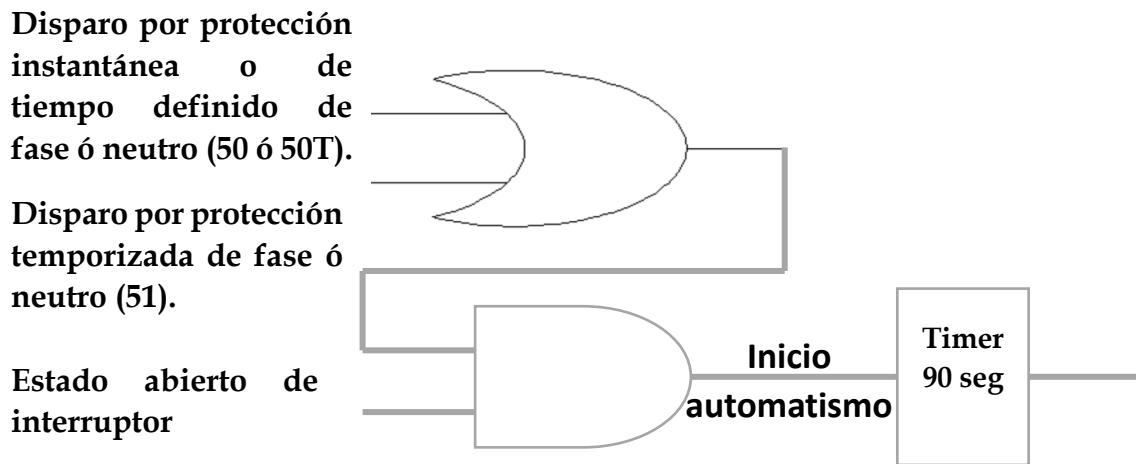


Figura - 27 - Diagrama lógico de disparo automático

Para realizar la programación de las secuencias, se deberá considerar los siguientes comandos disponibles en la herramienta Command Sequence utilizando los siguientes criterios para ejecutar las secuencias:

La secuencia de automatismo debe iniciar al recibir la señalización de disparo definitivo, al finalizar ciclo de recierres del circuito fallado.

El diseño de red automática y su lógica de recuperación de la carga, deberá considerar en primera instancia el restablecimiento de tramos de línea con mayor cantidad de clientes afectados.

En comando de automatismo fallado el esquema debe realizar una segunda prueba, en caso de resultar negativa debe cancelar esta opción y envía alarma de comando fallado al operador.

Una vez ejecutadas las reparaciones de falla ocurrida en circuito, el esquema no realiza comandos para normalizar los elementos de la red involucrada, estas serán ejecutadas por el operador.

El desbalance de Corrientes y Voltajes de alimentadores no limita la operación de esquemas de automatismo, debido a los ajustes de protecciones.



Los transformadores de potencia con disparo por sobrecarga, y que cuenten con esquemas de automatismo, deberán considerar los ajustes de protecciones para definición de secuencia de maniobras.

La comunicación entre equipos asociados hacia la UCM SCADA.

Para realizar las pruebas en campo deberán considerarse las maniobras necesarias para realizar aperturas y cierres de equipo sin causar afectación del suministro de energía a los clientes. Considerando los registros correspondientes.

Una vez que se reciba la señal de disparo definitivo en la UCM, se ejecutará la secuencia establecida, dando como satisfactoria la prueba realizada. Con esto se valida que los parámetros configurados para el relevador en subestación son correctos.

Es importante considerar el tiempo de recepción de alarmas de todos los equipos involucrados para ajustar los valores reales en las secuencias, por lo que, de ser necesario previamente, se deberá probar en los equipos de la red el tiempo de respuesta hacia la UCM para ajustarlos y mejorarlos en ambas partes (campo y UCM).

4.3.5.- Consideraciones especiales.

4.3.5.1 Esquemas remediales de tiro de carga por baja frecuencia

Cuando un circuito automatizado se encuentre dentro de un esquema de tiro de carga por baja frecuencia, se deben de tener las siguientes condiciones:

El equipo de seccionamiento automatizado más cercano a la subestación (R1 o D1) debe tener activado el sensor de baja frecuencia con un ajuste de paso 1 el cual será designado por el CENACE.

Al presentarse un disturbio por baja frecuencia en el SED, el automatismo se bloqueará mandando una alarma a nivel superior de “bloqueo de automatismo por baja frecuencia”, y así permanecerá hasta que se normalice la frecuencia a su valor nominal.



4.3.5.2 Esquemas remediales de tiro de carga por bajo voltaje

Cuando un circuito automatizado se encuentre dentro de un esquema de tiro de carga por bajo voltaje, se deben de tener las siguientes condiciones:

El equipo de seccionamiento automatizado más cercano a la subestación (R1 o D1) debe tener activado el sensor de bajo voltaje con un ajuste de paso 1 el cual será designado por el CENACE.

4.3.5.3 Protección de línea viva

Al habilitarse la función de línea viva en los restauradores que estén en el esquema de automatismo, automáticamente se bloqueará el automatismo del circuito. Al deshabilitarse la función de línea viva, se habilitará el automatismo del circuito de manera automática. Esta función es indispensable cuando el personal se encuentre trabajando en la red general de distribución.



Capítulo 5.- Lógica de Automatismo por UCM.

En este capítulo aplicaremos la metodología del automatismo

Para la selección del circuito o circuitos a automatizar se deben seguir los siguientes criterios:

1. Circuitos con mayor aportación a los indicadores SAIDI, SAIFI y CAIDI.
2. Circuitos que suministren energía eléctrica a usuarios estratégicos o de emergencia.

Una vez que se ha seleccionado el circuito donde se implementará el automatismo, es necesario contar con la siguiente información:

- a) Diagrama unifilar y diagrama geográfico incluyendo poblaciones y número de clientes, así como clientes importantes en los circuitos.
- b) Malla de los circuitos que interaccionan con el circuito a automatizar, además de la coordinación de protecciones de los circuitos A y B considerando el flujo de corriente en ambos sentidos.
- c) Asegurar la correcta secuencia y correspondencia de las 3 fases del circuito.
- d) Estudios de cobertura para el telecontrol de equipo EPROSEC.

Para llevar a cabo la implementación del automatismo, imperantemente se debe contar con al menos 1 EPROSEC y un alimentador, pudiendo agregar equipos intermedios según la topología del circuito. Por lo tanto, se deben seguir de transferencia de carga, coordinación de protecciones y seguridad.

5.1.- Condiciones previas antes de iniciar el automatismo.

1. Estado de comunicación de todos dispositivos (Dentro/Fuera)
2. Estado de telemetría de los puntos digitales y analógicos que intervienen en la lógica de programación (Falla/Normal)
3. Estado del interruptor (Abierto/Cerrado)
4. Estado de recierre (Dentro/Fuera)



5. Alarma de disparo definitivo (Normal/ Alarmado)
6. Alarma de corriente de falla en MT de UTR's de poste (Normal/ Alarmado)
7. Valor de Corriente máxima de cada alimentador (Amps.)
8. Equipo con licencia (recierre fuera)
9. Estado de automatismo (habilitado/deshabilitado)
10. Estado de equipos EPROSEC (Abierto/Cerrado)
11. Modo de Restaurador (Switch/restaurador)
12. Grupo de ajustes de alimentadores (habilitado/deshabilitado)
13. Estado de control de los dispositivos (Local/Remoto)
14. Corrientes por fase de cada uno de los interruptores y restauradores involucrados.
15. Histórico de corrientes por fase de cada uno de los interruptores y restauradores involucrados incluyendo las mediciones de los transformadores.
16. En caso de haber generación distribuida se deberán de tomar en cuenta el estado del interruptor y mediciones de la generación.
17. En ningún caso de disparo por esquema remedial DAC, 81 o 27 deberá iniciar una lógica de automatismo

5.2.- Variables a considerar para la configuración de la lógica de disparo definitivo:

Las lógicas de operación que se deben configurar en un relevador de alimentador son:

1. Presencia de disparo por protección de sobrecorriente.
2. Apertura de interruptor.
3. Ciclo completo de recierres.



4. Indicación de recierre en lockout

Asimismo, las protecciones que se deben considerar en un relevador de alimentador y restaurador son:

51P = Sobre corriente de tiempo de fase

50P1= Sobre corriente instantáneo de fase

50N1= Sobre corriente instantáneo de neutro

51N = Sobre corriente de tiempo de fase

52 A = Posición de interruptor abierto.

79LO = Recierre bloqueado

79 RS= Recierre habilitado

SV1= Arranque de protección de sobrecorriente con pickup de 0

SV2 LT2 indicación de tercer recierre SH3

SV3 Bit de disparo definitivo.

LT1 Recierre

LT2 = SH3+79LO+79RS.

IN102 = Conmutador de recierre 79

RB1 = Habilitar recierre remotamente.

RB2 = Bloqueo de recierre remotamente.

A continuación, se muestra el diagrama lógico de las protecciones para alcanzar el disparo definitivo.

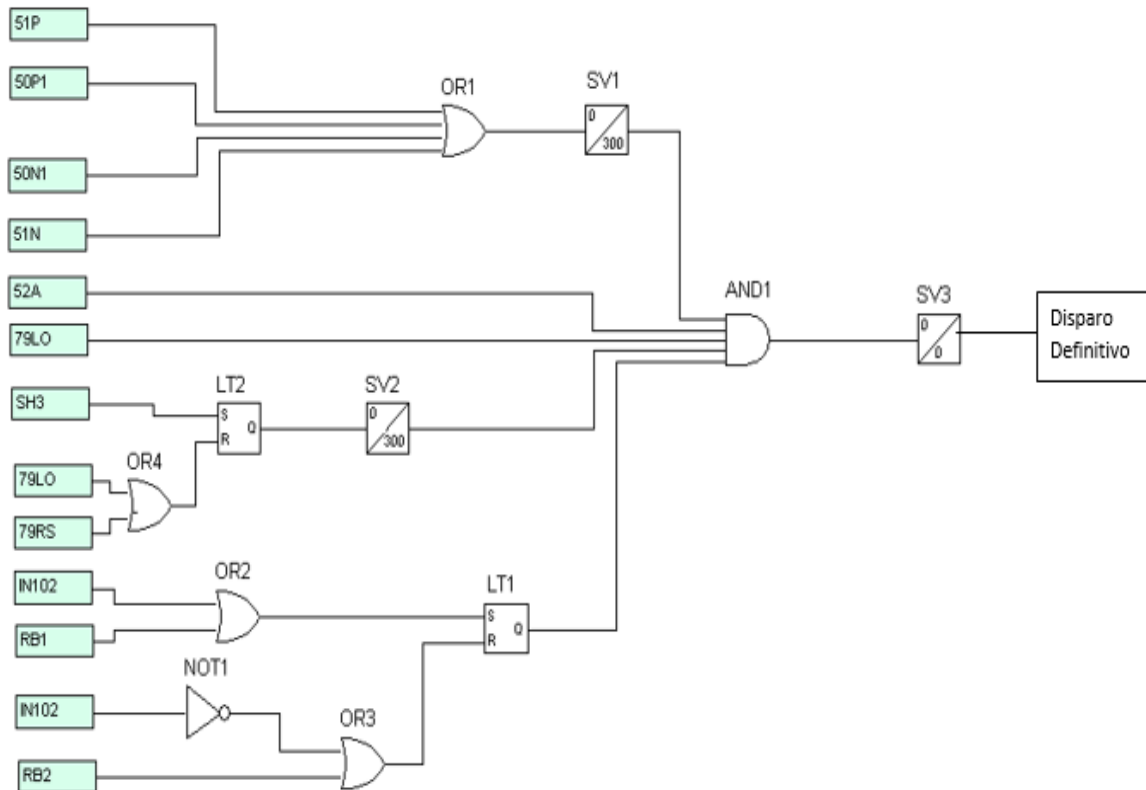


Figura - 28 - Diagrama lógico de disparo definitivo.



"Automatismo de Redes de Distribución

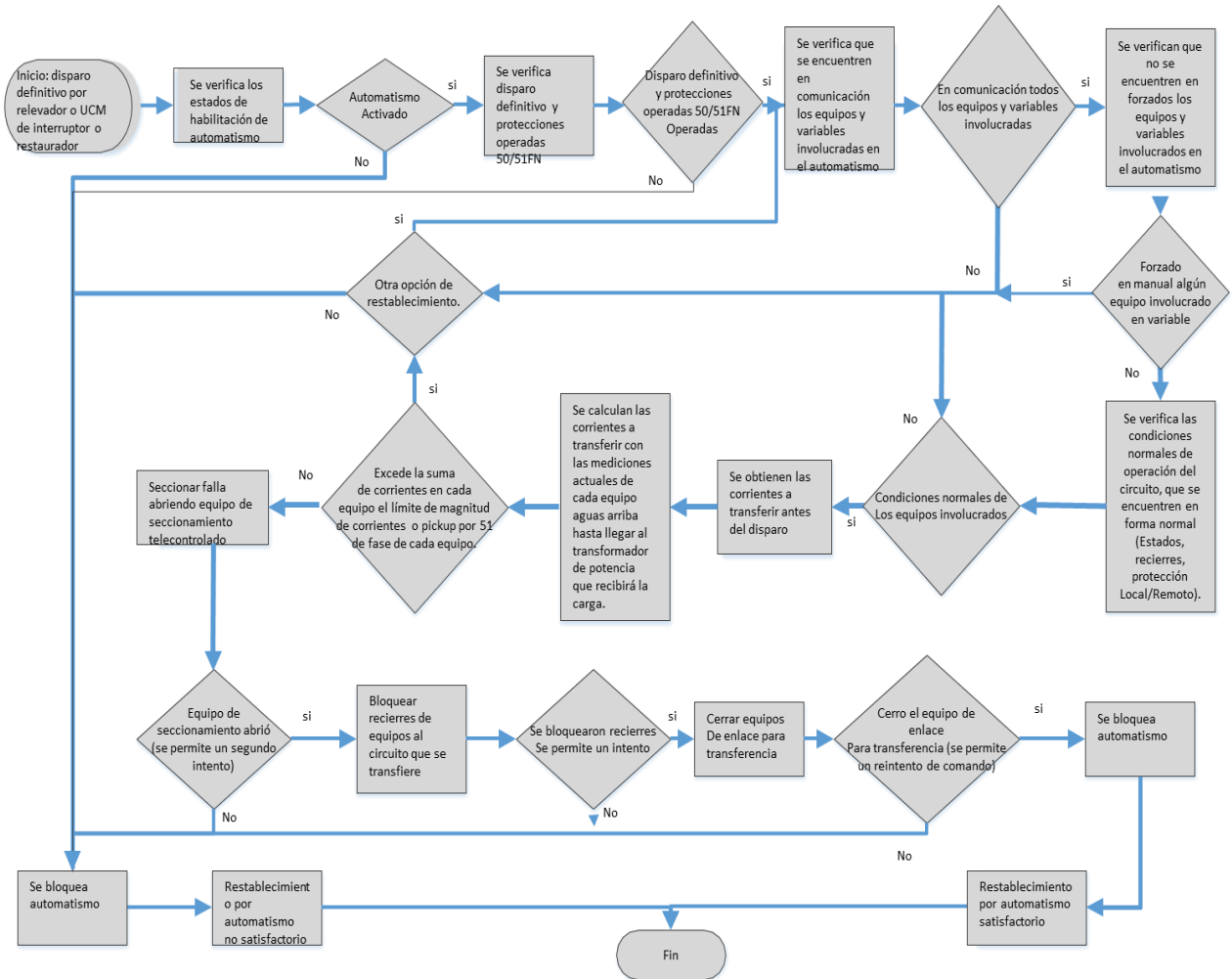


Figura - 29 - Diagrama de flujo de automatismo por UCM



5.3 Programa en plataforma WorldView Survalent en el cual se emplean las lógicas de automatismo por UCM.

A continuación, se muestra programa básico para el implemento de automatismo de 2 restauradores en el circuito CRS-53050.

```
DELAY 4S
IF("SE_COAPA,AL-INICIO_AUT_UCM_53155" .EQ. 1)! ALARMA DE INICIO DE
AUTOMATISMO COA53155
ALARM 7 'INICIA AUTOMATISMO COA53155'
! CONDICIONES INICIALES
DEFINE FLOAT $TEST_COA53155, $TEST_COA530A0, $TEST_MED_COA530A0
$TEST_COA53155 =0
$TEST_COA530A0 =0
$TEST_MED_COA530A0 =0
$A=DATA ("COA53155-R9649,I_MAX_15M_R9649", MAXP15M)
$B=MAX("SE_COAPA, EA100","SE_COAPA,EA101","SE_COAPA,EA102")
TEST("SE_COAPA,ED023" .TF. .OR. "SE_COAPA, AL-INICIO_AUT_UCM_53155" .TF.)
IF($RESULT .EQ. 0)
$TEST_COA53155 = 1
ENDIF
TEST( "SE_COAPA,ED018" .TF. )

IF($RESULT .EQ. 0)
$TEST_COA530A0 = 1
ENDIF

TEST("SE_COAPA,EA100" .TF. .OR. "SE_COAPA,EA101" .TF. .OR. "SE_COAPA,EA102" .TF.)
IF($RESULT .EQ. 0)
$TEST_MED_COA530A0 = 1
ENDIF

IF("SE_COAPA,ED023" .EQ. 0 .AND. "SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" .EQ. 1 .AND.
"COA53155-R9649,ED000" .EQ. 1 .AND. "COA53155-R9649,ED001" .EQ. 0 .AND. "COA53155-
R9649,ED003" .EQ. 0 .AND. "COA53155-R9649,ED004" .EQ. 1 .AND. "COA53155-R9649,ED005" .EQ.
```



"Automatismo de Redes de Distribución"

```
0 .AND. "COA53155-R9649,EDOCOM" .EQ. 0 .AND. "COA53155-R9649,BYPASS" .EQ. 0 .AND.  
"COA53155-D0430,ED000" .EQ. 0 .AND. "COA53155-D0430,ED002" .EQ. 1 .AND. "COA53155-  
D0430,AUT_UCM_2" .EQ. 1 .AND. "COA53155-D0430,EDOCOM" .EQ. 0 .AND."COA53155-  
D0430,BYPASS" .EQ. 0 .AND. $TEST_COA53155 .EQ. 0)
```

ALARM 7 'FALLA UBICADA ENTRE COA53155 Y R9649'

```
IF("SE_COAPA,ED018" .EQ. 1 .AND. ($A+$B) < 450 .AND. $TEST_COA530A0.EQ. 0 .AND.  
$TEST_MED_COA530A0.EQ. 0)
```

```
IF(("COA53100-R9445,ED000" .EQ. 1 .AND. "COA53100-R9445, EDOCOM" EQ. 0) . OR.  
"COA53100-R9445, BYPASS".EQ. 1)).
```

```
!====BLOQUEAR R9649
```

```
CMD "COA53155-R9649, ED001" . CLOSE.
```

```
ONGOTO 0, FALLA1, FALLA1
```

```
IF("COA53155-R9649,ED001" .EQ. 0)
```

```
FALLA1:
```

```
CMD "COA53155-R9649, ED001". CLOSE.
```

```
ONGOTO 0, FALLA 2, FALLA2
```

```
IF("COA53155-R9649,ED001" .EQ. 0)
```

```
FALLA2:
```

```
ALARM 8 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO AL
```

BLOQUEAR R9649'

```
COND "SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" .NR.
```

```
"SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" =0
```

```
ONGOTO 99,99,99
```

```
ENDIF
```

```
ENDIF
```

```
!====ABRIR R9649
```

```
CMD "COA53155-R9649, ED000". OPEN.
```

```
ONGOTO 0, FALLA3, FALLA3
```

```
IF("COA53155-R9649,ED000" .EQ. 1)
```

```
FALLA3:
```

```
CMD "COA53155-R9649, ED000" .OPEN.
```



"Automatismo de Redes de Distribución"

```
ONGOTO 0, FALLA 4, FALLA4
IF("COA53155-R9649,ED000" .EQ. 1)
    FALLA4:
    ALARM 8 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO AL
ABRIR R9649'
    COND
"SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" .NR.
    "SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" =0
    ONGOTO 99,99,99
    ENDIF
ENDIF

!====CERRAR D0430
CMD "COA53155-D0430, ED000" . CLOSE.
ONGOTO 0, FALLA5, FALLA5
    IF("COA53155-D0430,ED000" .EQ. 0)
    FALLA5:
    CMD "COA53155-D0430, ED000". CLOSE.
    ONGOTO 0,FALLA6,FALLA6
    IF("COA53155-D0430,ED000" .EQ. 0)
    FALLA6:
    ALARM 8 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO AL CERRAR D0430'
    COND
"SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" .NR.
    "SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" =0
    ONGOTO 99,99,99
    ENDIF
ENDIF

ALARM 7 'SE TRANSFIERE R9649 A COA530A0'
ALARM 7 'SE DESHABILITAN LOS AUTOMATISMOS DEL
CIRCUITO'

COND "SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" .NR.
"SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" =0
EXIT
```



"Automatismo de Redes de Distribución"

```
ELSE
    ALARM 8 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO POR'
    IF("COA53100-R9445,ED000" .EQ. 0)
    ALARM 8 'R9445 ABIERTO'
    ENDIF

    IF("COA53100-R9445,EDOCOM" .EQ. 1)
    ALARM 8 'R9445 FUERA DE BARRIDO'
    ENDIF

    ALARM 8 'SE DESHABILITAN LOS AUTOMATISMOS DEL
CIRCUITO'

    COND "SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" .NR.
    "SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" =0
    EXIT
ENDIF
ELSE

ALARM 8 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO POR'

IF("SE_COAPA,ED018" .EQ. 0)
ALARM 8 'COA53100 ABIERTO'
ENDIF

IF(($A+$B) >= 450 )
ALARM 8 'COA530A0 NO SOPORTA LA CARGA DE R9649'
ENDIF

IF($TEST_COA530A0 .EQ. 1)
ALARM 8 'COA530A0 FUERA DE BARRIDO'
ENDIF

IF($TEST_MED_COA530A0 .EQ. 1)
ALARM 8 'MEDICIONES COA530A0 FUERA DE BARRIDO'
ENDIF
```



"Automatismo de Redes de Distribución"

```
ALARM 8 'SE DESHABILITAN LOS AUTOMATISMOS DEL CIRCUITO'  
COND "SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" .NR.  
"SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" =0  
ENDIF
```

ELSE

```
ALARM 7 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO POR'  
IF("SE_COAPA,ED023" .EQ. 1)  
ALARM 8 'COA53155 CERRADO'  
ENDIF
```

```
IF("SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" .EQ. 0)  
ALARM 8 'COA53155 CONTROL GRAL AUTOMATISMO DESHABILITADO'  
ENDIF
```

```
IF("COA53155-R9649,ED000" .EQ. 0)  
ALARM 8 'R9649 ABIERTO'  
ENDIF
```

```
IF("COA53155-R9649,ED001" .EQ. 1)  
ALARM 8 'R9649 CON 79 BLOQUEADO'  
ENDIF
```

```
IF("COA53155-R9649,ED003" .EQ. 1)  
ALARM 8 'R9649 CON LINEA VIVA ACTIVADA'  
ENDIF
```

```
IF("COA53155-R9649,ED004" .EQ. 0)  
ALARM 8 'R9649 AUTOMATISMO DESHABILITADO'  
ENDIF
```

```
IF("COA53155-R9649,ED005" .EQ. 1)  
ALARM 8 'R9649 LOCAL'
```



"Automatismo de Redes de Distribución"

ENDIF

IF("COA53155-R9649,EDOCOM" .EQ. 1)

ALARM 8 'R9649 FUERA DE BARRIDO'

ENDIF

IF("COA53155-R9649,BYPASS" .EQ. 1)

ALARM 8 'R9649 BYPASEADO'

ENDIF

IF("COA53155-D0430,ED000" .EQ. 1)

ALARM 8 'D0430 CERRADO'

ENDIF

IF("COA53155-D0430,ED002" .EQ. 0)

ALARM 8 'D0430 LOCAL'

ENDIF

IF("COA53155-D0430,AUT_UCM_2" .EQ. 0)

ALARM 8 'D0430 AUTOMATISMO DESHABILITADO'

ENDIF

IF("COA53155-D0430,EDOCOM" .EQ. 1)

ALARM 8 'D0430 FUERA DE BARRIDO'

ENDIF

IF("COA53155-D0430,BYPASS" .EQ. 1)

ALARM 8 'D0430 BYPASEADO'

ENDIF

IF(\$TEST_COA53155 .EQ. 1)

ALARM 8 'COA53155 FUERA DE BARRIDO'

ENDIF

ALARM 8 'SE DESHABILITAN LOS AUTOMATISMOS DEL CIRCUITO'

```

COND "SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" .NR.
"SE_COAPA,CTRL_GRAL_AUT_COA53155" =0
EXIT
  
```

ENDIF

ENDIF

5.4.- Diagrama lógico para inicio de automatismo.

Un diagrama lógico de automatismo se realiza a través del diagrama unifilar de un circuito automatizar, para este caso utilizaremos un alimentador de 23 kV con 1 interruptor, 1 restaurador y 1 desconectador de enlace de punta con automatismo habilitado.

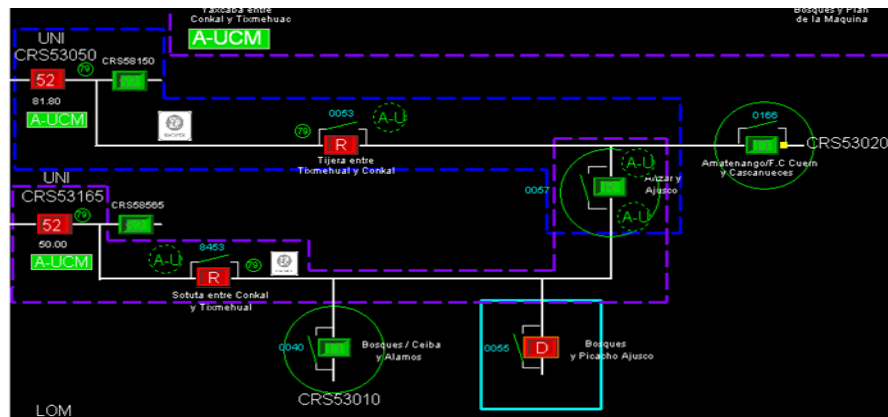


Figura - 30 - Diagrama unifilar de circuitos con automatismo

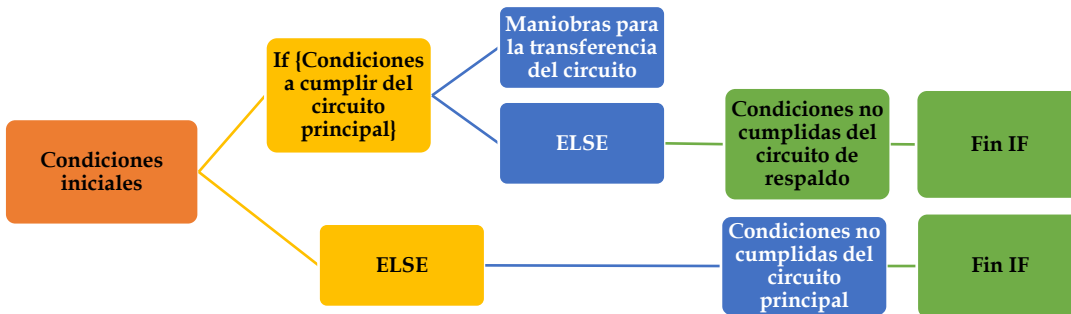


Figura - 31 - Diagrama de lógica de disparo definitivo.



El diagrama lógico revisa las condiciones de comunicación, demandas, mediciones de corrientes de fases del alimentador y el restaurador R6989 involucrados en la lógica del automatismo.

Capítulo 6.- Calculo de indicadores internacionales.

Los factores básicos definidos a continuación especifican los datos necesarios para cálculos los índices de confiabilidad. Nota: El subíndice "i" indica un evento de interrupción.

6.1 Índices de interrupción sostenida.

6.1.2 SAIFI índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema

El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido. Matemáticamente, esto se da en la ecuación 37.

$$SAIFI = \frac{\sum UA_i}{\text{Usuarios Totales}} \quad (38).$$

UA = Usuarios afectados de cada interrupción.

6.1.3 SAIDI: Índice de duración promedio de interrupción del sistema

El índice de duración promedio de interrupción del sistema (SAIDI) indica la duración total de la interrupción para cliente promedio durante un período de tiempo predefinido. Se mide comúnmente en minutos u horas de interrupción. Matemáticamente, esto se da en la ecuación 38.



$$SAIDI = \frac{\sum Duración * UA_i}{Usuarios Totales} \quad (39).$$

UA = Usuarios afectados de cada interrupción.

6.1.4 CAIDI: Índice de duración promedio de interrupción del cliente

El índice de duración promedio de interrupción del cliente (CAIDI) representa el tiempo promedio requerido para restaurar Servicio. Matemáticamente, esto se da en la ecuación 39 y 40.

$$CAIDI = \frac{CMI}{CI} \quad (40).$$

CMI = Minutos de interrupción del cliente.

CI = Clientes interrumpidos.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (41).$$

De acuerdo a datos estadísticos en donde se implementó el automatismo voltaje tiempo y UCM se tiene una reducción de 10.76 minutos con un % de mejora del 57% respecto al mismo periodo de evaluación.

Circuito	UCM	V-T	Total	SAIDI 2018	SAIDI 2019	Reducción	% de Mejora
DVMS	93	110	203	18.81	8.05	10.76	57%

Tabla 1 - Comparativa de indicador SAIDI 2018 - 2019

En comparación de resultados de confiabilidad en las 3 Divisiones de Distribución del Valle de México se obtuvo una mejora del 9% respecto al mismo periodo de enero a noviembre 2018 - 2019 obteniendo el siguiente resultado.



"Automatismo de Redes de Distribución"

División	SAIDI			Evolución
	Real 2017	Real 2018	Real 2019	
Valle México Norte	23.47	22.11	23.39	95%
Valle México Centro	20.51	18.73	16.07	117%
Valle México Sur	35.57	29.77	25.40	117%
CFE Distribución	26.69	24.44	22.50	109%

Tabla 2- Evolución índice de confiabilidad SAIDI

División	SAIFI			Evolución
	Real 2017	Real 2018	Real 2019	
Valle México Norte	0.64	0.65	0.60	109%
Valle México Centro	0.65	0.56	0.50	113%
Valle México Sur	0.81	0.71	0.64	110%
CFE Distribución	0.53	0.46	0.43	107%

Tabla 3 - Evolución índice de confiabilidad SAIFI

División	CAIDI			Evolución
	Real 2017	Real 2018	Real 2019	
Valle México Norte	36.86	33.91	39.00	87%
Valle México Centro	31.46	33.39	32.26	104%
Valle México Sur	44.16	42.18	39.46	107%
CFE Distribución	50.30	53.11	52.15	102%

Tabla 4 - Evolución índice de confiabilidad CAIDI



Conclusiones.

La implementación del automatismo en las Redes Generales de Distribución para el restablecimiento la energía ante una falla debe ser forma confiable y oportuna, así mismo en base al análisis estadístico podemos reducir el “índice promedio de interrupciones en el sistema” SAIDI en un 57%, dando un beneficio directamente a la confiabilidad de la red.

Los tiempos de restablecimientos de los segmentos de circuitos no fallados, se restablecen en un tiempo mínimo de 5 minutos, quedando pendiente el segmento fallado.

Con el automatismo se optimizan las maniobras realizadas a las redes de distribución dando cumplimiento a los criterios operativos, que deben cumplir los circuitos de distribución en cuanto a número de usuarios por seccionamiento, y respaldo de alimentación.

Se incrementa la seguridad del personal de la empresa Distribuidora y de personas terceras al contar con un plan para el restablecimiento del suministro de energía mediante una contingencia.

Se restablece con oportunidad el suministro de energía eléctrica de manera telecontrolada, mejorando la maniobrabilidad en circuitos que tienen problemática en su maniobra local debido a:

- a) Seccionamientos alejados de los centros de trabajo
- b) Difícil acceso por topología, tráfico vehicular.
- c) Condiciones de inseguridad, clima adverso, o por condiciones sociales.



Recomendaciones:

Los equipos involucrados en un automatismo deben ser monitoreados en la UCM constantemente revisando los siguientes aspectos:

- a) Comunicación eficiente.
- b) Alarmas de las tarjetas de medición.
- c) Alarma de Sobre corriente normalizadas.
- d) Condición de Automatismos según se requiera operativamente.
- e) Mediciones en las 3 fases.
- f) Etiquetas de licencias en el tramo de red que protege un equipo de protección y seccionamiento.

Los equipos en campo deberán contar con los siguientes aspectos.

- a) Mantenimiento que asegure su operatividad de los equipos de red.
- b) Baterías y respaldos de energía en buen estado para la disponibilidad de los equipos.



VIII. Referencias.

- [1] BUAP (2010) Guía de Tesis, Benemérita Autonomía Universidad de Puebla, Filiberto Candia Garcia.
- [2] Stevenson Jr. WDS Jr, 1996, Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, Naucalpan Estado de México, Mc Graw Hill.
- [3] CFE (2017) Documento normativo Eprosec.
- [4] CFE Coordinación de Distribución (2009) Procedimiento para el cálculo de corto circuito y análisis de falla.
- [5] Programa de Redes Eléctricas Inteligentes - 2017 - SENER
- [6] Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032, Secretaría de Energía, 2018.
- [7] Mapa de Ruta para la Gestión de las Redes Generales de Distribución con Visión de Redes Eléctricas Inteligentes en los Procesos de Operación y Mantenimiento de CFE Distribución, diciembre 2018.
- [8] Power System Protection by Dr. R.K. Jena
- [9] Power System Analysis Hadi Saadat, The McGraw-Hill Companies (212-337-4097).
- [10] ITM - PGIIE - Planeación y Operación de Sistemas Eléctricos de Distribución - J.H. Tovar Hernandez-2003
- [11] Smart Grid Automation (SGA) User Guide 06-09-2018
- [12] IEEE Power & energy magazine 1540-7977/14
- [13] IEEE STD Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices 1366-2012
- [14] Ley de la Industria Eléctrica DOF-11-08-2014
- [15] APA 6 ED.