



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA UNIDAD
PROFESIONAL "ADOLFO LOPEZ MATEOS"**

**"COORDINACION DE PROTECCIONES EN UN
SISTEMA DE DISTRIBUCION"**

T E S I S

Que para obtener el Grado de
INGENIERO ELECTRICISTA

P R E S E N T A N

**ALFREDO CUEVAS CAMACHO
JORGE EPIGMENIO HERNANDEZ QUINTERO**

ASESORES: M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER
ING. EVERARDO LOPEZ SIERRA



México, D.F. Diciembre 2013

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN
DEBERA (N) DESARROLLAR**

**INGENIERO ELECTRICISTA
TESIS Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
ALFREDO CUEVAS CAMACHO
JORGE EPIGMENIO HERNÁNDEZ QUINTERO**

“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN”

EXPLICAR UNA METODOLOGÍA PARA CALCULAR Y SELECCIONAR EL TIPO, AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA MINIMIZAR EL DAÑO AL SISTEMA Y SUS COMPONENTES.

- **SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.**
- **CLASIFICACIÓN Y ELEMENTOS QUE FORMAN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.**
- **ELEMENTOS DE PROTECCIÓN QUE CONFORMAN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.**
- **ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.**
- **COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.**

MÉXICO D.F., 28 DE AGOSTO DEL 2014.

ASESORES


M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER


ING. EVERARDO LÓPEZ SIERRA


ING. CESAR DAVID RAMÍREZ ORTIZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO
DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Índice

Introducción.....	I
Planteamiento de problema.	III
Objetivo general.....	IV
Objetivos específicos.....	IV
Justificación.....	V
C A P I T U L O 1 SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION.	1
1.1 Sistema eléctrico de distribución (SED).....	1
1.2 Sistema eléctrico de distribución en México.	6
C A P I T U L O 2 CLASIFICACION Y ELEMENTOS QUE FORMAN UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION.	10
2.1 Clasificación de los sistemas de distribución.	10
2.1.1 Sistema radial.....	11
2.1.2 Sistema radial expandido.	12
2.1.3 Sistema selectivo primario.	13
2.1.4 Sistema selectivo secundario.	14
2.1.5 Sistema en anillo.	15
2.1.6 Sistema mallado.	16
2.2 Líneas de distribución aérea y subterránea.	18
2.2.1 Líneas de distribución aérea.....	18
2.2.2 Línea de distribución subterránea.	21
2.3 Principales elementos de un sistema eléctrico de distribución.....	23
2.3.1 Conductores.	23
2.3.2 Aisladores.	24
2.3.3 Herrajes.	24
2.3.4 Postes.	25
2.3.5 Apartarrayos.....	26
2.3.6 Transformadores de distribución.....	28
C A P I T U L O 3 ELEMENTOS DE PROTECCION DE CONFORMAN UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION.	1
3.1 Definición de la protección en sistemas eléctricos de distribución.	1
3.1.1 Dispositivos de protección contra fallas permanentes.....	5

3.1.2 Dispositivos de protección contra fallas transitorias.	6
3.2 Fusibles.....	6
3.2.1 Características de operación.....	7
3.2.2 Fusibles tipo expulsión.	9
3.2.3 Fusibles de triple disparo.	10
3.2.4 Fusibles de vacío.....	11
3.2.5 Fusibles limitadores de corriente.....	11
3.2.6 Fusibles en hexafluoruro de azufre.....	12
3.2.7 Fusibles de potencia.....	13
3.3 Restauradores o reconectores automáticos.....	14
3.3.1 Restauradores monofásicos.....	18
3.3.2 Restaurador trifasicos.	19
3.3.3 Restaurador disparo trifásico.....	20
3.4 Seccionalizadores automáticos.....	22
3.4.1 Principio de operación.	23
3.5 Tipos de seccionalizadores.....	24
3.5.1 Seccionalizadores hidráulicos.....	24
3.5.2 Seccionalizadores electrónicos.	27
3.6 Seccionadores.	29
3.7.1 Tipos de relevadores de sobrecorriente en sistemas de distribución.	31
3.8 Equipo asociado a los relevadores.....	45
3.8.1 Interruptores.....	45
3.8.2 Clasificación de Interruptores de Potencia.....	47
3.8.3 Selección de interruptores.....	49
3.9 Transformadores de corriente.....	49
3.9.1 Clasificación ANSI de la precisión para TC's de protección.....	53
CAPITULO 4 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.	75
4.1 Corto Circuito.....	75
4.2 Método de los MVA's.....	77
4.3 Método de las componentes simétricas.....	83
4.3.1 Análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución utilizando las componentes simétricas.	85

4.4Valores por unidad.....	96
4.4.1 Cambio de base para los valores por unidad.	98
CAPITULO 5 COORDINACION DE PROTECCIONES.....	107
5.1 Coordinación de protecciones.	107
5.2 Coordinación de protecciones en redes de distribución.	108
5.3 Estudio de corto circuito.	109
5.3.1 Coordinación de fusible de expulsión-fusible de expulsión.....	116
5.3.2 Coordinación de fusible y restaurador.....	117
5.3.3 Coordinación Reconectador-Seccionalizador.	119
5.3.4 Coordinación reconectador-seccionalizador-fusible.....	120
5.3.5 Coordinación reconectador-reconectador.....	122
5.3.6 Coordinación entre relevador y reconectador.....	123
Conclusiones y recomendaciones.	120
Referencias bibliográficas.	121
Anexos.	122
Glosario de términos y abreviaciones.	128

Introducción.

El Sistema Eléctrico de Distribución (SED) consiste en miles de kilómetros de líneas de distribución, subestaciones, transformadores y otros muchos equipos dispersos sobre una gran área geográfica e interconectados de tal manera que distribuyan energía eléctrica en la proporción adecuada a domicilios, comercios y plantas industriales, independientemente del tamaño y de las aplicaciones.

La misión primaria de un sistema de distribución es distribuir energía eléctrica a los clientes en el lugar de consumo y lista para ser usada. El sistema debe de distribuir energía a los usuarios, los cuales están dispersos en todo el territorio con diferencias entre localización y demandas. Más allá de la necesidad de distribuir energía eléctrica, esta debe contar con; en el voltaje de utilización requerido para su aplicación al equipo eléctrico, debe de estar libre de grandes variaciones de voltaje, altos niveles de armónicos o transitorios eléctricos, es decir, se debe tener una onda limpia.

El sistema eléctrico de distribución, como cualquier otro sistema eléctrico no está exento de disturbios o fallas que provocarían una interrupción del servicio, de modo que el sistema debe estar provisto de dispositivos que anticipen cualquier avería en el sistema. De esta forma se considera que la coordinación de protecciones juega un papel muy importante en la distribución de energía eléctrica. Considerando que los SED son quienes se encargan de alimentar a todos los usuarios (industrias, centros comerciales, viviendas, etc.), entonces su principal objetivo es mantener un servicio continuo de energía, esto es cierto hasta que ocurre una falla en algún punto del sistema. Predecir con exactitud cuándo va a ocurrir una falla es imposible, sin embargo una adecuada coordinación y ajuste de las protecciones en las líneas de distribución pudiera prometer un suministro continuo.

Partiendo de que la energía eléctrica es indispensable para las actividades de estas industrias además de que debe ser suministrada continuamente y de buena calidad, nos damos a la tarea de analizar las posibles fallas y las consecuencias que estas conllevan con métodos

eficientes y confiables para que nuestra selección y coordinación de protecciones eléctricas operen de forma adecuada en el caso de que ocurra una falla (por la mala operación de los equipos, por maniobra, vandalismo u otras). En tal caso minimizar las zonas de pérdida del suministro eléctrico, localizar rápidamente el lugar en donde ocurrió la falla y finalmente poner en funcionamiento la(s) línea(s) que hayan sido perjudicadas o en su defecto cambiar el equipo dañado. Esto es con el objetivo de que en caso de que ocurran fallas, el tiempo de interrupción sea mínimo.

Planteamiento de problema.

Debido a que en las redes de distribución eléctrica se presentan fallas por cortocircuito, cuya causa primaria puede ser variada, por ejemplo contacto de conductores por árboles, arcos eléctricos por descargas atmosféricas, arcos eléctricos por contaminación superficial en los aisladores, vandalismo, se presentan fallas que están catalogadas de fase a tierra, fase a fase, trifásicas, trifásicas a tierra, etc.; las cuales están presentes en todas las redes de distribución. Debido a lo anterior se debe contar con una metodología que describa la forma de calcular las corrientes de falla, seleccionar los dispositivos de protección y hacer la coordinación de estos para que operen en forma selectiva.

¿El correcto ajuste, selección y coordinación de los dispositivos de protección nos brindarán la protección adecuada ante las posibles fallas que se puedan producir?

Objetivo general.

Explicar una metodología para calcular y seleccionar el tipo, ajuste y coordinación de protecciones en una red de distribución, para minimizar el daño al sistema y sus componentes.

Objetivos específicos.

- Describir los elementos de protección que conforman un sistema de distribución eléctrico.
- Definir las principales fallas de un sistema eléctrico de distribución.
- Determinar la coordinación de los elementos de protección en una línea de distribución eléctrica.
- Proponer una secuencia de coordinación en sistemas eléctricos de distribución.
- Este estudio se presenta con algunas recomendaciones de autores y fabricantes para lograr una buena coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución.

Justificación.

Los SED son los encargados del suministro de energía eléctrica, estos se encuentran en áreas urbanas y rurales, pueden ser aéreos o subterráneos y los niveles de tensión aplicados varían, en ocasiones debido a la zona geográfica en la que se encuentran o por las grandes distancias que estos tienen que recorrer para poder suministrar la energía. Existen diversas causas de falla las cuales pueden ser capaces de colapsar el sistema de suministro o la operación de los elementos de protección.

Por eso es fundamental contar con un sistema de protecciones capaz de detectar cualquier condición anormal existente en el SED y ejecutar alguna acción para corregirla. Es por ello que este trabajo está orientado hacia los conceptos, cálculos y aplicaciones que requiere una coordinación de protecciones. No pretende enfatizar aspectos de pruebas o construcción de los distintos componentes que se mencionan en este estudio, ya que esto puede consultarse en los catálogos de los fabricantes de equipo eléctrico.

Lo importante en este trabajo es saber con claridad qué cálculos deben hacerse para determinar los parámetros eléctricos que se toman en cuenta para el ajuste y coordinación de las protecciones. Esto da como resultado el estudio de una correcta selección y coordinación de los elementos de protección para el SED.

CAPITULO 1 SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION.

1.1 Sistema eléctrico de distribución (SED).

El sistema eléctrico de distribución (SED) forma parte de un conjunto de sistemas que a su vez conglomeran un sistema llamado *Sistema Eléctrico de Potencia* (SEP) el cual está constituido por los siguientes elementos: plantas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones y líneas de distribución para suministrar la energía a los centros de consumo y usuarios en general. El objetivo básico de un SEP es el de distribuir la energía eléctrica generada al usuario ó al lugar de consumo.

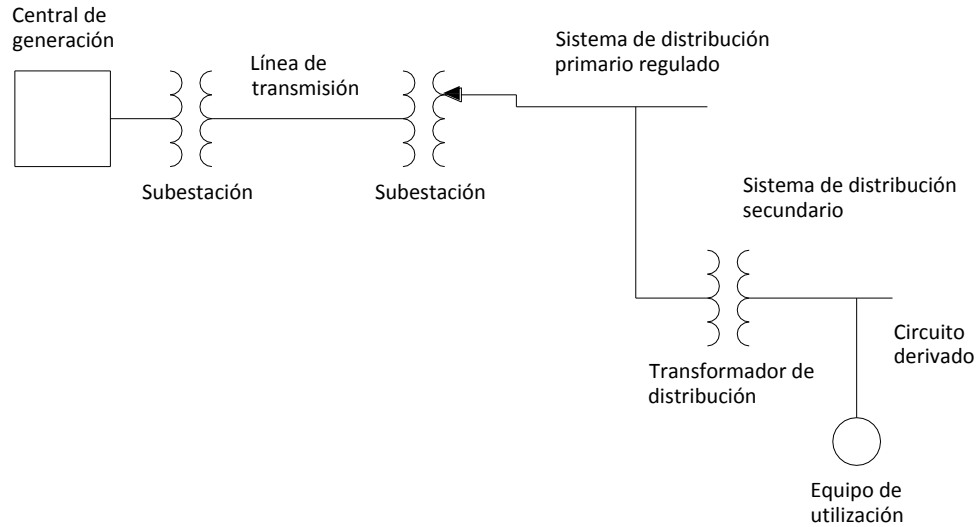


Figura 1.1 Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

La distribución de energía eléctrica forma parte del sistema eléctrico de potencia, el cual está constituido por tres sistemas principales:

- La generación: Que es la producción de electricidad, la cual puede ser de diferentes medios, plantas hidroeléctricas, geotérmicas, nucleares, termoeléctricas etc.
- La transmisión: Son las líneas que transportan la energía eléctrica generada a un lugar más cercano para su utilización.
- La distribución: Es el sistema de líneas que conecta al sistema eléctrico de potencia con el usuario.

En México la Comisión Federal de Electricidad (CFE) usa los siguientes niveles de tensión para:

- Generación: 23KV, 13.8kV, 13.2KV, 6.6KV.
- Transmisión: 400kV, 230kV, 115kV.
- Distribución: 85KV, 69KV, 34.5kV, 23kV, 13.8KV.

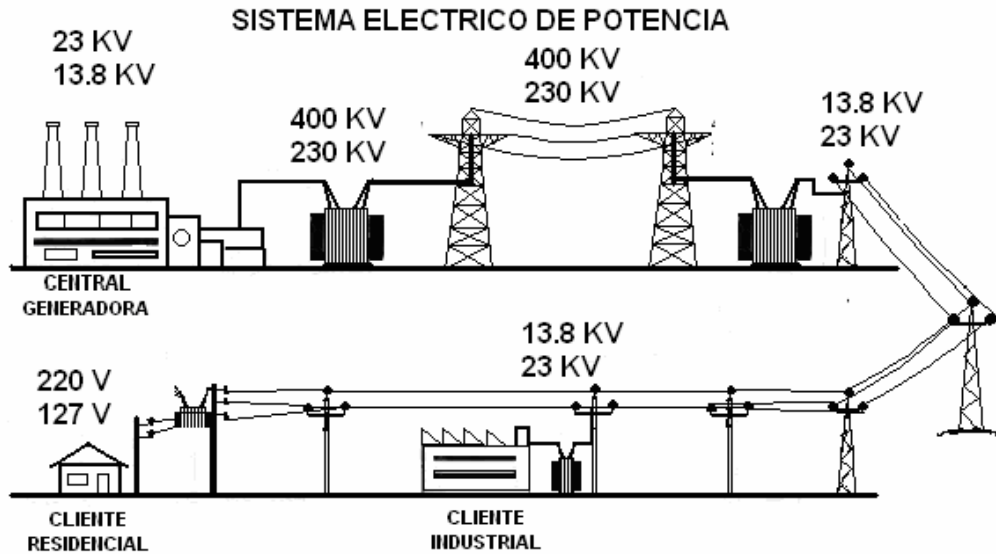


Figura1.2 Niveles de tensión de los subsistemas de un SEP

La **NMX-J-098-ANCE-1999** establece los siguientes niveles de tensión:

Clasificación	Tensión eléctrica nominal del sistema (1) V			Tensión eléctrica de servicio V		Tensión eléctrica nominal de utilización V (3)
	1 fase 3 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	máximo	mínimo	
Baja tensión	120/240	--	--	126/252	108/216	115/230 208 Y/120 460 Y/265 460
	--	--	220 Y/127	231/133,3	198/114,3	
	--	--	480 Y/277	504/291	432/249,4	
	--	480	--	504	432	
Media tensión		2 400	-- (2)	2 520	2 160	2 300 4 000 6 600 13 200
		4 160	--	4 368	3 744	
		--	--	7 245	6 210	
		13 800	--	14 490	12 420	
		--	13 800 Y/7 970	14 490/8 366	12 420/7 171	
		23 000	--	24 150	20 700	
		--	23 000 Y/13 280	24 150/13 943	20 700/11 951	
		34 500	--	36 225	31 050	
	--	34 500 Y/19 920	36 225/20 915	31 050/17 927		
Alta tensión		69 000		72 450	62 100	
		85 000		89 250	76 500	
		115 000		120 750	103 500	
		138 000		144 900	124 200	
		161 000		169 050	144 900	
Extra alta tensión		230 000		241 500	207 000	
		400 000		420 000	360 000	

NOTAS

1. En esta tabla no se muestran las tensiones congeladas que están en uso actualmente, por que la tendencia es su desaparición (ver Apéndice A).
2. El valor máximo y mínimo de la tensión eléctrica de servicio se obtiene aplicando la tolerancia de +5% y -10% al valor de la tensión eléctrica nominal del sistema.
3. La tolerancia de +5% y -10% para obtener la tensión eléctrica de servicio, es recomendada, ya que permite disminuir la diferencia entre las bandas de tensión eléctrica (por ejemplo 120 V vs. 127 V), sin embargo prevalece la establecida en el Reglamento de la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica.
4. Los niveles aquí establecidos y sus tolerancias sólo aplican para niveles de tensión eléctrica sostenidos y no para fallas momentáneas que puedan resultar de causas tales como operación de maniobra, corrientes de arranque de motores o cualquier otra condición transitoria.

(1) Las tensiones nominales preferentes son las que se presentan subrayadas, el resto son tensiones restringidas.

(2) Tensión eléctrica nominal de distribución subterránea en media tensión.

(3) La tolerancia de la tensión eléctrica nominal de utilización está en función de la tensión eléctrica máxima de servicio y de la caída de máxima permisible en la instalación del usuario.

El sistema de distribución consiste en miles de kilómetros de líneas de distribución aéreas y subterráneas, subestaciones, transformadores y otros muchos equipos dispersos en áreas rurales y urbanas, e interconectados de tal manera que distribuyan energía eléctrica en la proporción adecuada a domicilios, comercios y plantas industriales, independientemente del tamaño y de las aplicaciones. El sistema de transmisión y distribución se encarga de transportar y suministrar la energía eléctrica a cada uno de los usuarios.

En el SEP hay pérdidas cuando transportamos la energía eléctrica y estas aumentan a razón de las distancias que tiene que recorrer para poder ser utilizada; se sabe que la potencia es el producto de la corriente por el voltaje ($P= I*V$) cuando la tensión aumenta la corriente disminuye, en cambio cuando la tensión disminuye la corriente aumenta, así que la tensión más alta es la más favorable para la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

El SED está distribuido en la mayor parte del territorio nacional y está interconectado para poder distribuir la energía eléctrica a la mayor cantidad de usuarios. El cual está dividido en dos, aéreas y subterráneas.

La principal misión que tiene el sistema de distribución es el de suministrar energía eléctrica requerida por el usuario, la cual no solo implica el suministro sino que también:

- Un servicio ininterrumpido.
- Cubrir las demandas picos de sus clientes.

- Una distribución altamente confiable.
- Suministrarla a un precio aceptable.
- *Respetar las normas de seguridad establecidas en cuanto a distancias en aire, distancias en conductores con respecto al suelo y con respecto a construcciones en zonas urbanas; cruzamientos con ríos, carreteras, vías de ferrocarril etc. (derecho de vía).*
- *Cumplir con los requerimientos de estética y de protección del medio ambiente.*
- El nivel de tensión adecuado para cada uno de los diferentes tipos de usuarios (comercial, industrial, domestica).
- Calidad (variaciones de tensión, altos niveles de armónicos, transitorios eléctricos, estar dentro de los límites que marca la norma NMX-J-098).

Leyes de la Transmisión y Distribución

- Es más económico transmitir energía eléctrica en alto voltaje. Así a mayor voltaje disminuye el costo por kW para poder transmitir le energía eléctrica.
- A mayor tensión se incrementa la capacidad y el consumo de los equipos, aunque las líneas de alta tensión son más caras que una línea de baja tensión, tienen una capacidad mucho mayor. Por lo cual, solamente se justifican económicamente cuando se usan para transmitir grandes cantidades de energía.
- Es más económico producir energía eléctrica en grandes cantidades. Es el reclamo que hacen los defensores de los modernos generadores.
- La energía eléctrica debe ser distribuida de tal manera que ofrezca niveles relativamente pequeños en BT (127 o 220v)
- El promedio de clientes tiene una demanda igual a un diezmilésimo o un cienmilésimo de la salida de un generador grande.

Para la planeación de las líneas de distribución se debe considerar lo siguiente: ubicación geográfica, enlaces, interconexión, potencia a transmitir, distancias de trayectoria, potencia reactiva, derecho de vía, tipo de estructura, máximos valores permisibles de ruido, características ambientales y climatológicas. Los principales componentes de las líneas son:

- Conductores eléctricos
- Aisladores
- Herrajes
- Postes
- Apartarrayos
- Transformadores de distribución
- Transformadores de instrumento
- Elementos de protección

Las características de estos equipos las podemos encontrar en los catálogos de los fabricantes o en su caso ya están definidas por las normas correspondientes (conductores, aislamientos) salvo casos especiales.

1.2 Sistema eléctrico de distribución en México.

El sistema eléctrico nacional surge con la instalación de la primera planta termoeléctrica en León Guanajuato en 1879 en una fábrica textil, años después en 1881 comenzó a instalarse el alumbrado público en la ciudad de México. Para 1928 ya existían tres sistemas interconectados en el país: Puebla-Veracruz (Puebla, Tlaxcala y Veracruz), Guanajuato (Michoacán, Querétaro, San Luis Potosí, Jalisco y Guanajuato), Torreón-Chihuahua (Coahuila, Durango y Chihuahua).

En 1937 con la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se contaban con casi 30 tensiones de distribución diferentes y dos diferentes frecuencias (50 y 60Hz), y menos de la mitad de los habitantes del país contaban con energía eléctrica. Para 1962 se contaba con una capacidad instalada en el sector eléctrico nacional de 9,830 MW, 2 449 583 consumidores con líneas de 115kV y de 161kV. Y para mediados de los años sesenta se tiene el primer enlace de 400kV para la planta de infiernillo.

Los enlaces externos consisten en 16 líneas de 400kV y 5 de 230kV, estas provenientes de las diferentes plantas de generación con distancias mayores a 200km los cuales son:

Área occidental, zona Lázaro Cárdenas con las centrales Petacalco, villita e Infiernillo.

Región sureste, con las centrales del sistema hidroeléctrico Chicoasen, Malpaso, Angostura y Peñitas.

Región oriente, con las centrales Tuxpan y tres Estrellas.

Región Huasteca, con la central Tamazunchale.

La infraestructura de transmisión instalada en la zona metropolitana del valle de México consta de:

400kV para la transmisión, teniendo un anillo troncal de doble circuito, en donde se reciben los enlaces hacia otras áreas, y se transforma la energía a un nivel de 230kV.

230kV para la subtransmisión de igual manera formando una red en anillos y en casos radial, teniendo una reducción de la energía a 85kV y 23kV para el nivel de distribución.

23kV para la distribución, formando circuitos radiales que son alimentados desde subestaciones desde 230 y 85kV, atendiendo la gran mayoría de los clientes en niveles de tensión de 220/120v hacia nivel residencial y comercial.

CAPITULO 2

CLASIFICACION Y ELEMENTOS QUE FORMAN UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION.

2.1 Clasificación de los sistemas de distribución.

Dentro de los sistemas eléctricos de distribución existen unos más grandes o complejos que otros, pero al final, la principal tarea de todos ellos es la de entregar energía eléctrica lista para ser utilizada. A continuación se describen los SED más comunes.

2.1.1 Sistema radial.

Distribuyen directamente la potencia a un sistema industrial, su desventaja es que si la línea de alimentación se interrumpe, debido a una falla en el transformador o en las barras que alimentan a las cargas, se pierde el suministro de potencia. Son sistemas eléctricos de distribución muy simples y flexibles. En la figura 2.1 se muestra un ejemplo de este tipo de sistema.

Sus características principales son:

- a) Generalmente es el menos costoso y más sencillo.
- b) Se caracteriza porque existe solamente un punto de alimentación.
- c) Una falla en cualquier punto del circuito principal o alimentador pudiera dejar sin energía al resto del sistema.
- d) Se emplean seccionadores y circuitos de enlace para aumentar su confiabilidad, de modo que si ocurre una falla en algún punto de la carga, los dispositivos de protección puedan actuar evitando que la falla se extienda al resto del sistema.
- e) La subestación de distribución debe colocarse lo más cerca posible al centro de carga, una distancia muy larga pudiera ocasionar caídas de tensión en los conductores.

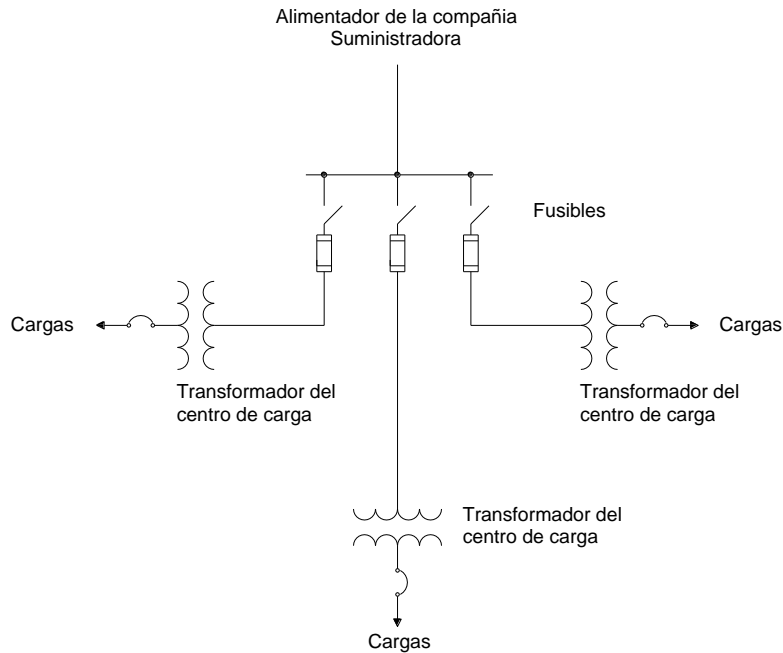


Figura 2.1 Sistema radial simple

2.1.2 Sistema radial expandido.

Cuando se trata de un número considerable de cargas se requiere de un sistema de distribución capaz de alimentarlas sin causar disturbios entre ellas, de modo que el sistema radial simple puede ampliarse formando varios sistemas iguales, es decir, un sistema radial expandido está formado por más de un sistema radial simple. Aunque se divide en varias subestaciones unitarias sigue siendo alimentado por un solo bus general. La figura 2.2 muestra el arreglo de este sistema.

Sus principales características son:

- a) Al igual que el sistema radial simple, el sistema radial expandido es alimentado por un solo bus o ramal.
- b) El alimentador principal debe seleccionarse para cubrir la demanda de corriente de todos los sistemas radiales simples.

- c) Se utiliza para alimentar cargas residenciales y comerciales de baja densidad para evitar variaciones de tensión en el centro de carga.

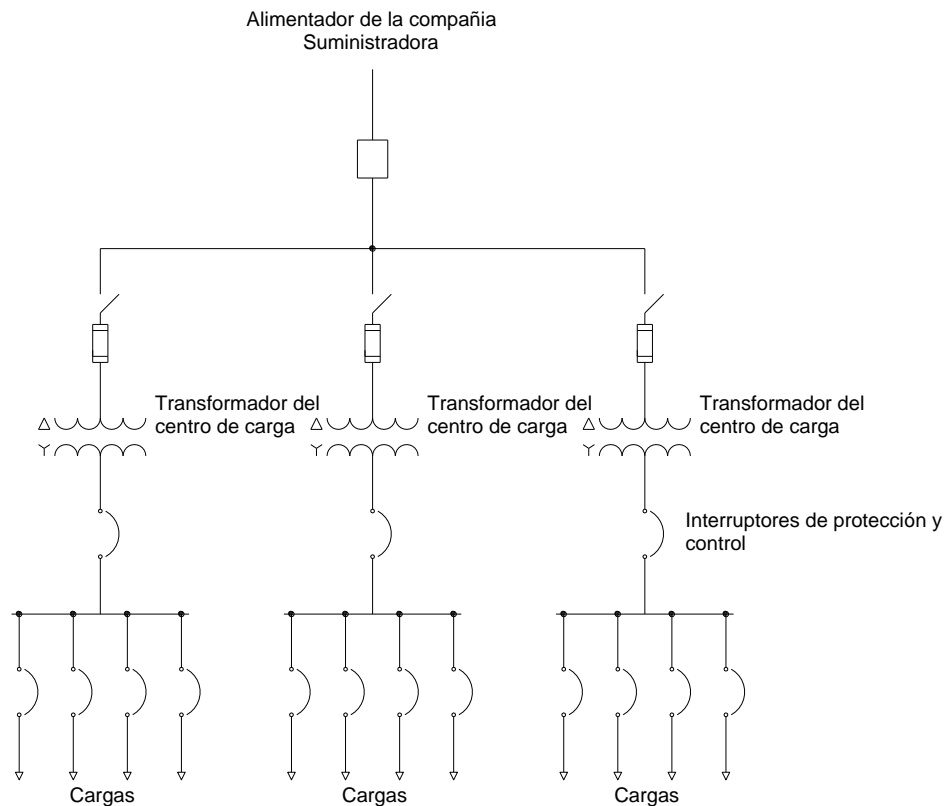


Figura 2.2 Sistema radial expandido

2.1.3 Sistema selectivo primario.

Proporciona una alimentación diferente para cada centro de carga, si se presenta una falla en cualquier línea, la falla no interrumpe el suministro de energía a toda la carga, sino solamente a una parte de ella. Mediante una maniobra de *switcheos*-automática o manual el flujo de energía regresa nuevamente a las cargas que habían quedado inhabilitadas mientras la falla en la línea se repara. Debido a que este sistema requiere de un mayor número de equipo eléctrico de protección, este puede tener un costo superior. La figura 2.3 muestra un ejemplo de este sistema.

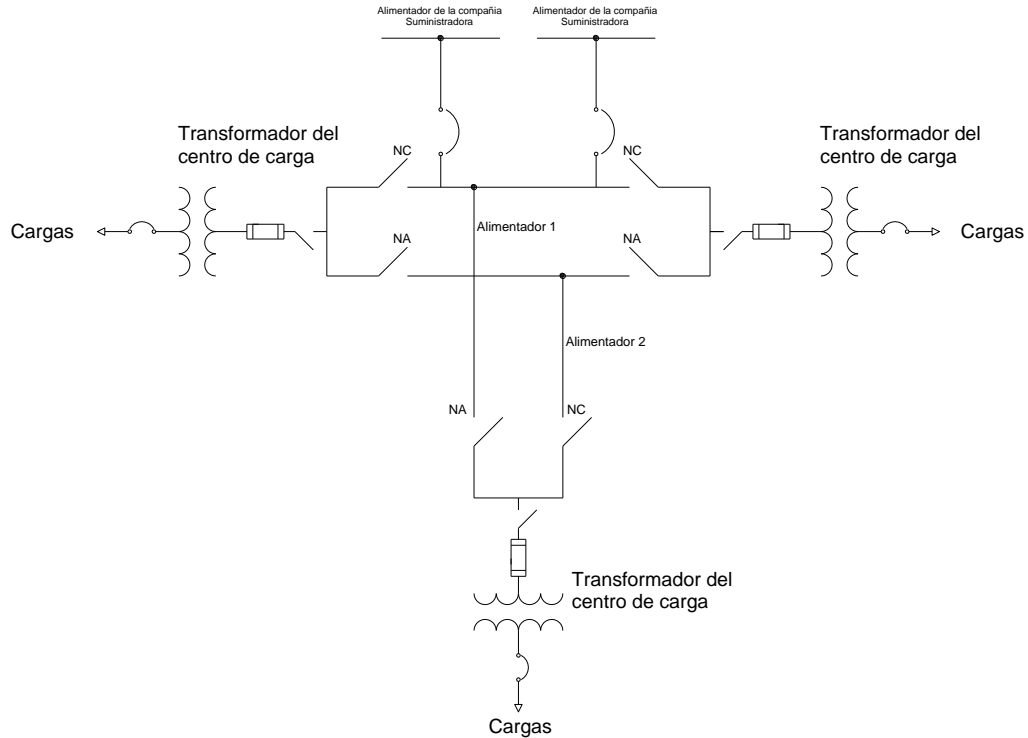


Figura 2.3 Sistema selectivo primario

2.1.4 Sistema selectivo secundario.

Este sistema al igual que el sistema selectivo primario se limita a suministrar potencia a la carga a través de una línea, sin embargo el bus de amarre ofrece una alternativa de seguir manteniendo el flujo de energía eléctrica en caso de que los transformadores de distribución fallaran. Observe la figura 2.4, supóngase una falla en el transformador 2, si se abren los interruptores B y F el transformador queda fuera de línea y sólo así, es seguro para el técnico repararlo. Nótese que los interruptores H y J pueden cerrarse para mantener el flujo de energía eléctrica durante la reparación del transformador 2 a través del bus de amarre. Antes de la ejecución de este procedimiento deben considerarse aspectos como la capacidad del transformador o la carga que debe alimentarse, algunos diseñadores consideran la mitad de la capacidad del transformador como la máxima potencia que puede ser suministrada por

dicho transformador, de modo que cuando entra el bus de amarre, el transformador sea capaz de soportar la nueva carga.

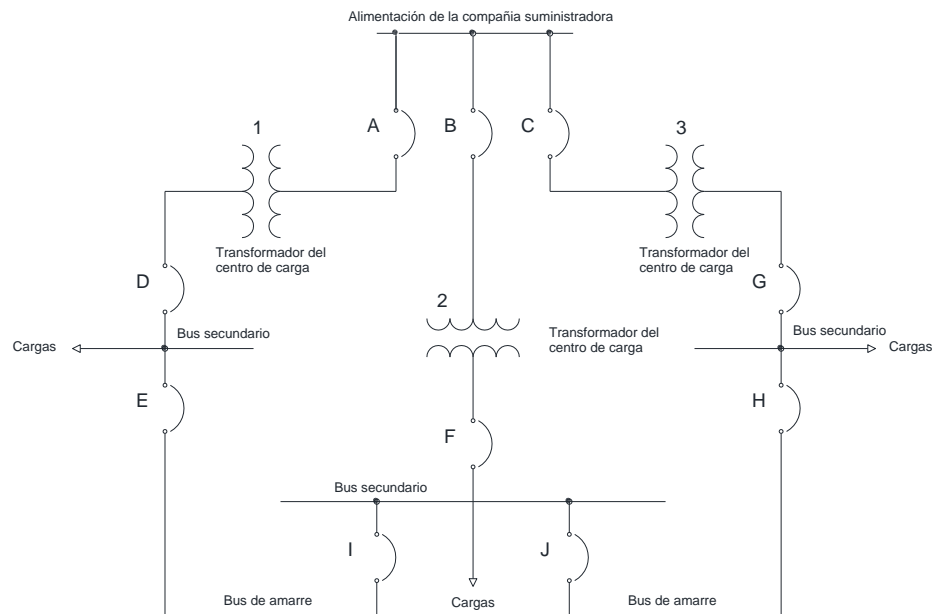


Figura. 2.4 Sistema selectivo secundario

2.1.5 Sistema en anillo.

Estos sistemas generalmente se utilizan para alimentar cargas grandes en MT, este tipo de distribución está construido por una fuente que recorre todo el sistema de utilización o carga a alimentar y regresa nuevamente al nodo de la fuente que alimenta dichas cargas, formándose así un anillo; de tal forma que ofrece un suministro de potencia continuo. Véase la figura 2.5

Las principales características de este sistema son las siguientes:

- a) Empieza su recorrido en la subestación, recorre el área de carga y finalmente regresa a la subestación.

- b) Los circuitos troncales o alimentadores se conectan al anillo para suministrar potencia a la carga.
- c) En el recorrido del anillo se colocan seccionadores, llamados también de enlace. Estos pueden operar NA o NC.
- d) El circuito que forma el anillo, también llamado circuito troncal debe seleccionarse para soportar toda la carga, es decir, son los conductores de mayor calibre.
- e) Una falla en la subestación deja sin suministro de energía eléctrica a todo el sistema que esté conectado al anillo.

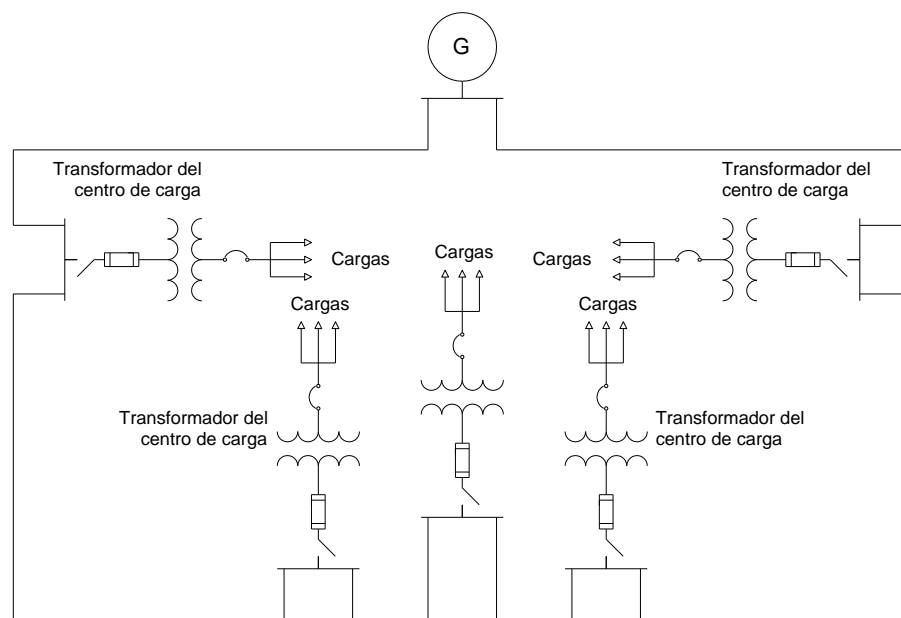


Figura 2.5 Sistema en anillo

2.1.6 Sistema mallado.

Como su nombre lo indica, es un sistema que se construye cerrando eléctricamente líneas formando mallas o también puede ser el resultado de unir sistemas radiales. La alimentación puede hacerse a través de varios puntos, pues la distribución de potencia eléctrica se hace a través de varios alimentadores primarios interconectados. Esta configuración puede ser muy

ventajosa en la distribución de energía eléctrica en BT. La figura 2.6 muestra el modelo de un sistema mallado.

Las principales características del sistema mallado son:

- a) Poseen distintos puntos de alimentación.
- b) Los transformadores de distribución están conectados a los circuitos de enlace y a los alimentadores radiales.
- c) Este tipo de sistema interrumpe menos carga ante fallas en el circuito de enlace.

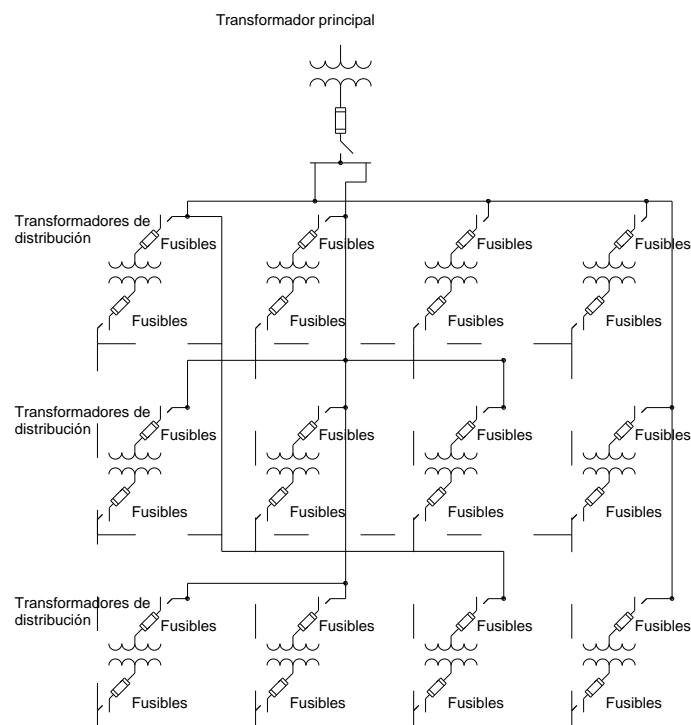


Figura 2.6 Sistema mallado

2.2 Líneas de distribución aérea y subterránea.

2.2.1 Líneas de distribución aérea.

Este trabajo no pretende profundizar en el estudio de las líneas de distribución aérea y subterránea, sin embargo se rescata lo más importante para entender mejor el comportamiento, ajuste y coordinación de protecciones en un sistema eléctrico de distribución.

Es el medio de distribución de energía eléctrica que va desde la subestación de distribución a los usuarios, se sostienen por medio de estructuras de menor tamaño que las torres de transmisión. Utilizan claros más cortos y pueden utilizarse también como soporte de otros sistemas por ejemplo, sistemas de televisión de paga e internet. Generalmente estas estructuras están hechas de madera, acero o concreto armado. Las líneas aéreas pueden ser particionadas, divididas en sectores descritos en los puntos siguientes:

- Líneas primarias.

Son los conductores designados para transportar la energía eléctrica desde las subestaciones hasta cada uno de los transformadores de distribución, estos conductores son de calibres gruesos los más utilizados son 4/0 AWG, 336KCM y hasta 795 KCM en aluminio; a estos se les conoce como troncales y los ramales son cables que se derivan de los troncales de menor calibre (1/0, 4 ,6 AWG) y estos normalmente se conectan a los servicios privados suministrados en media tensión.

Estas líneas primarias las podemos encontrar en diferentes arreglos dependiendo el número fases e hilos:

- ✓ Trifásicas a tres hilos.
- ✓ Trifásicas a cuatro hilos.
- ✓ Monofásicas a dos hilos.

- Líneas secundarias.

Son los que conducen la energía desde los transformadores de distribución hasta la acometida del usuario y se clasifican de igual manera por el número de hilos:

- ✓ Monofásico dos hilos.
- ✓ Monofásico tres hilos.
- ✓ Trifásico tres hilos.
- ✓ Trifásicos cuatro hilos.

- Acometidas.

Aérea o subterránea, son los conductores que ligan a la línea de distribución del sistema de suministro, con el punto en que se conecta el servicio a la instalación del usuario. Llamada también línea de servicio.

- Equipo de medición.

Forma parte de la acometida sin embargo son instrumentos de medición que la empresa suministradora es responsable de instalar y que se efectúa en baja y media tensión, básicamente el equipo de medición se conforma de transformadores de corriente, transformadores de potencial, kilowatt-horímetros, kilovolt-horímetros.

Otro aspecto importante que vale la pena ser mencionado es el derecho de vía. Es una zona que recorre el largo de una línea de distribución y que debe dejarse libre con el fin de evitar riesgos de contactos directos. Si se considera que los niveles de tensión en sistemas de distribución pueden provocar campos electromagnéticos, tales que causen perturbaciones al medio adyacente, el derecho de vía sugiere las siguientes distancias a edificios o construcciones:

TABLA 2.1 Distancias mínimas de separación de acuerdo con el nivel de tensión.

Tensión nominal entre fases [Volts]	Distancia horizontal mínima [metros]
De 150 a 600	1
Hasta 6600	1.2
13800	1.35
23000	1.4
34500	1.45
69000	1.8
85000	2
115000	2.3
138000	2.4
150000	2.4
161000	2.9
230000	3.2
400000	4

- De acuerdo a las distancias establecidas anteriormente se deberá incrementar la distancia en 1% por cada 100 m de altitud que supere los 1000 msnm.
- Los cables de comunicación deben estar separados una distancia de al menos 1 m de cualquier obstáculo.
- Cuando se trate de tensiones de 34.5kV o menores y el espacio no permita la distancia que pone la tabla, la distancia puede reducirse a 1 m siempre y cuando los conductores estén aislados.

Además del derecho de vía existen otros aspectos importantes en la construcción de líneas aéreas de distribución, las distancias entre fases y fases a tierra, distancia mínima entre fases, así como las distancias de trabajo, distancias de las fases a edificios entre otras se especifican por norma, toda esta información puede consultarse a partir del artículo **922-12** de la **NOM SEDE 05**.

La figura 2.7 muestra la distribución de un poste de distribución.

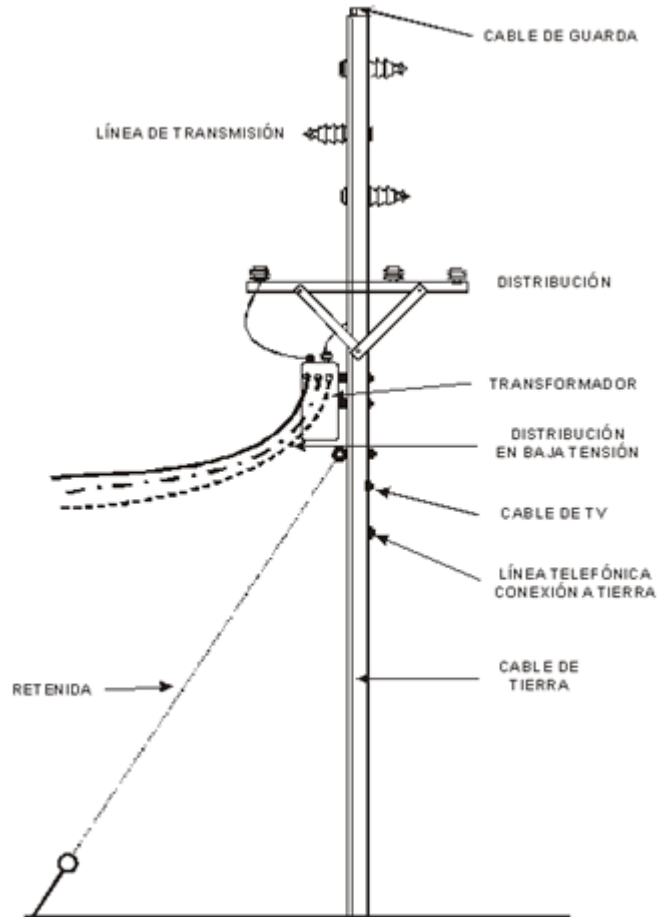


Figura 2.7 Poste de distribución.

2.2.2 Línea de distribución subterránea.

La distribución subterránea de energía eléctrica se ha ido desarrollando en los últimos años con mayor intensidad, tanto en la tecnología de los materiales conductores y aislantes como en las técnicas y el diseño de estos. El objetivo de la distribución subterránea sigue siendo el mismo que la distribución aérea, por eso los motivos más importantes los mencionaremos a continuación:

- Buscar una mayor continuidad del servicio evitando interrupciones provocadas por contaminación, fenómenos atmosféricos o daños en las estructuras por choques automovilísticos u otras causas.
- Evitar la saturación de las instalaciones aéreas que por el índice elevado de densidad de carga, originan congestión en postes con el montaje de transformadores en un gran número y conductores de calibre demasiado gruesos para los soportes de una red común.
- Buscar una mejor apariencia al evitar tener postes y conductores que contaminen el ambiente superficial, por una vista antiestética y peligrosa, independientemente de la dificultad que se presenta con árboles y edificios que obstruyen la red aérea.

Los parámetros relevantes que determinan la estructura de una red topológica son:

- El tipo de carga (residencia, comercial, industrial o mixta).
- La densidad de la carga (kVA o MVA/Km²).
- La localización gráfica de la carga.
- La forma geométrica de la expansión de la carga.
- La continuidad del servicio y el grado de confiabilidad requerido.
- La tasa o índice de crecimiento.
- Los criterios de operación.
- La mano de obra disponible para la construcción y para la operación de la red.
- El costo.

Para las redes de distribución en media tensión existen dos tipos fundamentales de arreglos:

- Radial
- Mallado

2.3 Principales elementos de un sistema eléctrico de distribución.

2.3.1 Conductores.

Como se mencionó anteriormente en líneas de distribución aérea y subterránea, estos elementos nos sirven básicamente para transportar la energía eléctrica. En la práctica los dispositivos de protección contra sobrecorriente pueden ajustarse hasta un 200% de la capacidad nominal del conductor, siempre y cuando se trate de tensiones superiores a 600 V. Otra manera de hacer el ajuste de las protecciones contra sobrecorriente es considerando la ampacidad máxima del conductor, de cualquier forma debe verificarse que la curva de la protección contra sobrecorriente no esté por encima de la curva de daño del conductor.

Los conductores normalmente se seleccionan en base a cuatro factores básicos:

- Eléctricos: Capacidad de conducción y resistencia del conductor seleccionado.
- Mecánicos: Carga de ruptura y temperatura del conductor seleccionado.
- Económicos: Inversión inicial mínima, durabilidad y costo de operación y mantenimiento del conductor seleccionado.
- Ambientales: Tipo de aislamiento del conductor seleccionado.

En los SED los conductores pueden ser de los siguientes materiales:

- Cobre
- Aluminio
- ACSR (Aluminio con alma de acero)

2.3.2 Aisladores.

Estos dispositivos se seleccionan en base a su clase aislamiento (15kV, 25kV y 35kV). También en base a su nivel básico de impulso (BIL). En la **NOM SEDE 001 2005** puede consultarse el nivel básico de impulso en la tabla **490-24**.

Los aisladores sirven para separar los conductores energizados de las estructuras o crucetas, atendiendo al tipo de material estos pueden estar fabricados de resina, vidrio o porcelana, considerando el montaje o ubicación pueden ser tipo alfiler, tipo poste-línea, tipo contaminación, tipo columna, tipo carrete, tipo retenida y suspensión.



Figura 2.8 Aisladores tipo alfiler, se utilizan para aislar conductores eléctricos en redes de distribución de 13,2 kV hasta 34,5 kV, cortesía de Industrias IUSA.

2.3.3 HERRAJES.

Son todos los mecanismos que dan soporte y sujeción a las líneas aéreas como son, crucetas, dados, tornillos, abrazaderas, cables de acero para retenidas, ancla de retenida, etc.

2.3.4 Postes.

Son las estructuras que dan soporte mecánico a las líneas aéreas de distribución. Comúnmente su longitud es de 12 m. Las dimensiones mínimas de la sepa para montar un poste son 50 cm de diámetro y de profundidad 50 cm +10% de la longitud del poste.

Cuando se requiere una mayor fijación de poste se usan retenidas para sujetarlo.

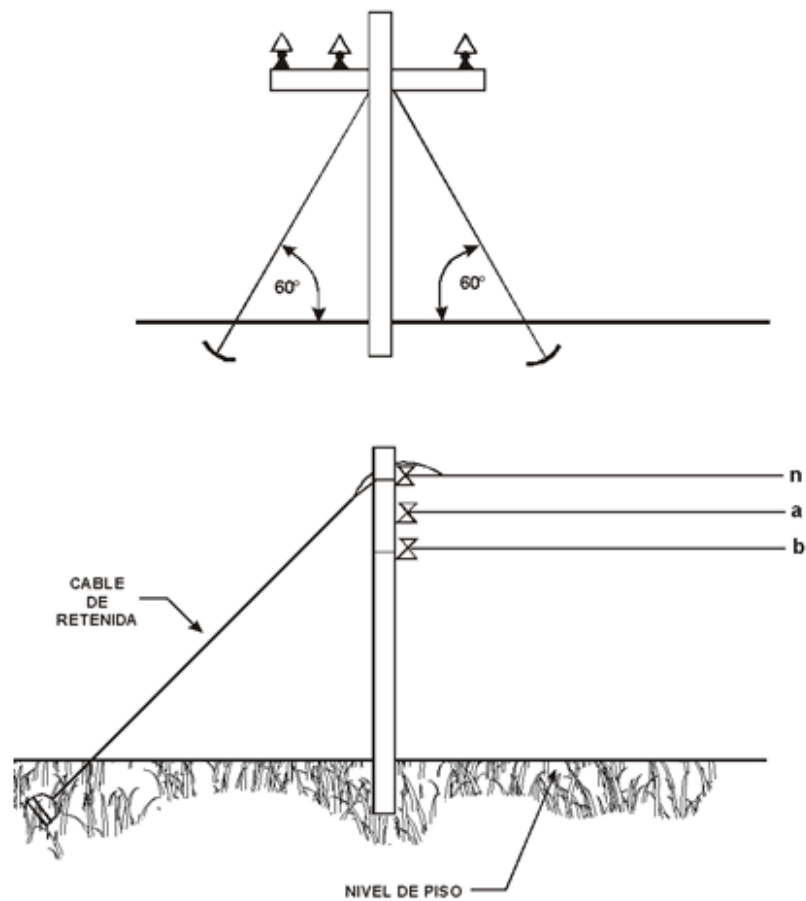


Figura 2.9 Poste con retenida

2.3.5 Apartarrayos.

Los apartarrayos son dispositivos que nos permiten proteger a las redes de distribución contra sobretensiones de tipo atmosférico y las originadas por maniobras de interruptores. Estos equipos están conectados permanentemente al sistema entre línea y tierra, de modo que cuando ocurre una sobretensión, la corriente originada es drenada a tierra evitando perjudicar el resto del sistema, posteriormente restablecen su rigidez dieléctrica a la tensión nominal del sistema y el apartarrayos se comporta nuevamente como no conductor de corriente. Existen dos tipos de diseños:

- Apartarrayos tipo autovalvular o de carburo de silicio
- Apartarrayos de óxidos metálicos

Los ***apartarrayos tipo autovalvular***, están hechos de resistencias en serie (Thirita) con gaps o explosores. Los elementos resistores ofrecen una resistencia no lineal, es decir, cuando el nivel de tensión en la red es igual al voltaje nominal del apartarrayos, los resistores tienen una resistencia muy alta. Los gaps o explosores al mantener el circuito abierto (una longitud apropiada) permiten que la corriente no sea drenada a tierra durante condiciones normales de operación (corrientes de fuga). Cuando se presenta una sobretensión de tipo atmosférico o por maniobra, el nivel de tensión aumenta drásticamente y la sobrecorriente producida tiene que ser drenada a tierra, por ende, la sobretensión vence la distancia dieléctrica del gap y ocurre una descarga disruptiva entre los explosores, de esta forma la corriente es drenada a tierra y el apartarrayos restablece sus condiciones normales de operación.

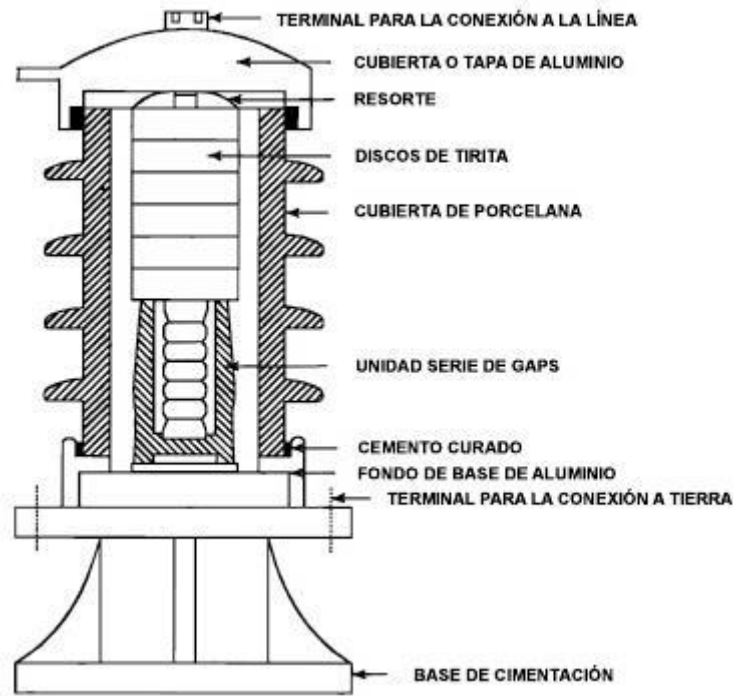


Figura 2.10 Apartarrayos tipo autovalvular

Los **apartarrayos de óxidos metálicos (MOV's)**, a diferencia de los tipo autovalvular no requieren gaps o explosores, están hechos de varias capas de varistores lo que permite una operación más sensible contra sobretensiones. También se les conoce como de óxido de zinc (ZnO). Cuando se presenta la sobretensión los elementos varistores disminuyen su resistencia y la corriente producida es drenada a tierra, una vez despejada la sobretensión el nivel de voltaje se estabiliza al valor nominal del sistema y los varistores restablecen su alta resistencia. Al no tener gaps, existe una pequeña corriente de fuga a través de los varistores, esta puede provocar pequeños calentamientos en el equipo.

Los apartarrayos de óxidos metálicos pueden ser más ventajosos que los tipo autovalvular, a continuación se enlistan algunas características que hacen de los MOV's más eficientes en comparación a los autovalvulares:

- Eliminación del explosor de disparo, lo cual eleva la confiabilidad y la sensibilidad del apartarrayos.

- El tiempo de respuesta de un MOV es más rápido que el autovalvular.
- Ofrecen gran duración.



Figura 2.11 Apartarrayos de óxidos metálicos UltraSIL cortesía de Cooper PowerSystems

2.3.6 Transformadores de distribución.

Estos equipos son los que hacen posible la transmisión y distribución de energía eléctrica, los transformadores son maquinas estáticas destinadas a transformar los niveles de tensión y corriente a la misma frecuencia de un sistema determinado a otro sistema con niveles de tensión deseados. En distribución normalmente se emplean para bajar los niveles de tensión a valores utilizables por los usuarios.

2.3.6.1 Clasificación de los transformadores.

a) Atendiendo al tipo de núcleo, estos pueden ser:

Acorazado: Cuando el núcleo envuelve a los devanados del transformador.

Tipo Columna: Cuando los devanados envuelven al núcleo.

b) Atendiendo al tipo de enfriamiento, estos pueden ser:

OA.- Sumergido en aceite con enfriamiento natural.

OA/FA.- Sumergido en aceite con enfriamiento a base de aire forzado.

OA/FA/FOA.- Transformador sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento a base de aire forzado y a base de circulación de aceite.

FOA.- Sumergido en aceite con enfriamiento con aceite forzado con enfriadores de aire forzado.

OW.- Sumergido en aceite, con enfriamiento por agua.

FOW.- Sumergido en aceite, con enfriamiento de circulación de aceite forzada y enfriadores de agua forzada.

AA.- Tipo seco con enfriamiento propio.

AFA.- Transformador tipo seco con enfriamiento por aire forzado.

c) Atendiendo al número de fases, puede ser:

Monofásicos

Bifásicos

Trifásicos

d) Atendiendo a sus condiciones de servicio, estos pueden ser:

Para uso interior

Para uso en intemperie

e) Atendiendo a su capacidad:

De distribución: Menores a 500 KVA

De potencia: Mayores a 500 KVA

f) Atendiendo al lugar de instalación, pueden ser:

Tipo poste

Tipo subestación

Tipo pedestal

Tipo bóveda o sumergible

g) Atendiendo a su aplicación:

Elevadores.

Reductores.

De paso.

De instrumento.

Reguladores.

Para coordinar las protecciones de sobrecorriente en los sistemas de distribución es necesario conocer ciertas características de los transformadores. Estos equipos en general tienen una gran capacidad de sobrecarga, la cual depende de varios factores como: tipo de enfriamiento, la temperatura de diseño, la temperatura media anual, la gráfica de carga, la temperatura del punto más caliente, etc. Sin embargo, existe un límite de protección el cual está dado por la curva ANSI.

2.3.6.2 Curva de daño o curva ANSI.

Esta curva representa la máxima capacidad del transformador para soportar los esfuerzos dinámicos y térmicos ocasionados por la corriente de corto circuito sin sufrir daño. Para construir la curva ANSI los transformadores se clasifican en cuatro categorías.

TABLA 2.2 Clasificación de transformadores para el cálculo de la curva de daño.

Categoría	Potencia nominal de placa, KVA	
	Monofásico	Trifásico
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1 667	501 - 5 000
III	1668 - 10 000	5 001 - 30 000
IV	Más de 10 000	Más de 30 000

A partir de la categoría seleccionada se construye la curva de daño ANSI utilizando las formulas de la tabla 2.3.

TABLA 2.3 Parámetros para el cálculo de los puntos de la curva ANSI.

Punto	Categoría transformador	Tiempo, s	Corriente, A
1	I	$1250 (Z_T)^2$	I_{pc}/Z_T
	II	2	I_{pc}/Z_T
	III, IV	2	$I_{pc}/(Z_T+Z_S)$
2	II	4.08	$0.7 I_{pc}/Z_T$
	III, IV	8	$0.5 I_{pc}/(Z_T+Z_S)$
3	II	$2551(Z_T)^2$	I_{pc}/Z_T
	III, IV	$5000(Z_T+Z_S)^2$	$0.5 I_{pc}/(Z_T+Z_S)$
4	I, II, III, IV	50	$5 I_{pc}$

Donde:

Z_T - Impedancia del transformador en por unidad (p.u.) referida a la potencia nominal del transformador en OA.

Z_S - Impedancia de la fuente en p.u. referida a los KVA del transformador en OA.

I_{pc} - Corriente a plena carga del transformador en amperes en base a su potencia en OA.

Las curvas características para cada una de las categorías listadas en la tabla 2.3 se muestran en la figura 2.12.

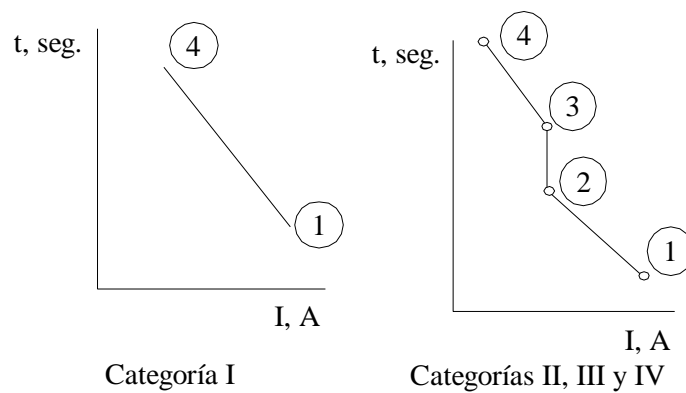


Figura 2.12 Curvas de daño ANSI

2.3.6.3 Capacidad de sobrecarga.

La sobrecarga se puede determinar por la **NORMA NOM-J-409** (Guía de carga para transformadores de distribución y de potencia), para todos los tipos de enfriamiento y diversas condiciones de operación.

Las sobrecargas establecidas por la norma pueden ser sin reducción de la vida útil del transformador para el caso de los ciclos de carga. Por ejemplo diariamente se presentan picos de carga y en las 12 horas precedentes se pueden tener cargas muy inferiores a la nominal. Esto permite sobrecargar al transformador en función de la duración de la carga pico todos los días, sin reducir su vida útil.

Por el contrario, en el caso de regímenes de pos-falla, frecuentemente se requiere sobrecargar a los transformadores con reducción moderada de su vida útil (no más del 1% aproximadamente). Este caso se presenta cuando por ejemplo el transformador se encuentra en paralelo con otro transformador y uno de ellos se desconecta por falla.

La tabla 2.4 proporciona los factores de enfriamiento y de elevación de temperatura, los cuales al multiplicarse por la corriente a plena carga dan la corriente de sobrecarga permitida por el transformador o subestación.

TABLA 2.4 Factores de sobrecarga para transformadores.

Tipo de transformador	Capacidad KVA	Enfriamiento		Temperatura elevación	
		tipo	factor		factor
seco	≤ 2500	AA	1.0	150 °C	1.0
		FA	1,3		
Centro de carga	≤ 2500	OA	1.0	55/65 °C	1.12
		FA	1.0	65 °C	1.0
	< 500	FA	1.15	55/65 °C	1.12
		FA	1.25	65 °C	1.0
	>500 ≤ 2000	FA	1.12	55/65 °C	1.12
		FA	1.12	65 °C	1.0
		FA	1.12	55/65 °C	1.12
		FA	1.12	65 °C	1.0
> 2000 ≤ 2500	FA	1.12	55/65 °C	1.12	
	FA	1.12	65 °C	1.0	
Subestación primaria		OA	1.0	55/65 °C	1.12
		FA	1.33	55 °C	1.0
		FOA	1.67	55/65 °C	1.12
			1.67	55 °C	1.0
			1.67	55/65 °C	1.12
			1.67	55 °C	1.0

2.3.6.4 Punto de magnetización (Inrush).

Este punto representa el salto de corriente que se produce al energizar el transformador, cuando la corriente de magnetización es muy grande debido a que aún no se establece el flujo opuesto en el núcleo. El punto de magnetización es variable porque depende del magnetismo residual en el transformador y del punto en la onda de voltaje al instante en que ocurre la energización. La corriente de magnetización se expresa como un múltiplo de la corriente nominal del transformador y varía en función de la potencia de éste como se indica en la tabla 2.5.

TABLA 2.5 Múltiplo de la corriente de magnetización.

Potencia del transformador, KVA	Múltiplo
$KVA \leq 1500$	8
$1500 < KVA < 3750$	10
$3750 \leq KVA$	12

Convencionalmente se considera que la duración de la corriente de magnetización es siempre de 0.1 segundos.

Finalmente se concluye que las protecciones contra sobrecorriente de los transformadores pueden ajustarse para soportar una sobrecarga permisible en el transformador, sin embargo la curva de la protección seleccionada nunca debe estar por encima de la curva de daño ANSI del transformador.

CAPITULO 3 ELEMENTOS DE PROTECCION DE CONFORMAN UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION.

3.1 Definición de la protección en sistemas eléctricos de distribución.

Debido a la diversidad de las causas de falla que afectan a un sistema de distribución, es imposible prescindir de una adecuada protección. De donde la aplicación y la coordinación selectiva de equipos de protección, requiere conocer la magnitud de la corriente de los puntos donde se aplican, dependiendo del tipo de falla que se presenta y la naturaleza de la carga.

Entre un 80-95% del total de las fallas son de naturaleza transitoria, de las cuales un 20-5% corresponden a fallas permanentes. De las fallas transitorias, un 90-95% son liberadas

en el primer intento de restablecimiento de la energía; entre un 4-6% son liberadas posteriormente al segundo intento de restablecimiento; entre 2-3% desaparecen después del tercer intento y entre un 1% son despejadas después del cuarto intento.

Los sistemas eléctricos de hoy en día son construidos con altos niveles de aislamiento, tienen suficiente flexibilidad para que uno o más de sus componentes puedan estar fuera de operación afectando en forma mínima la continuidad del servicio, adicionalmente a las diferencias de aislamiento, las fallas pueden ser resultado de problemas eléctricos, mecánicos, térmicos o cualquier combinación de estos.

Todas las protecciones que se utilizan en los sistemas eléctricos deben ser:

- **Confiables:** La confiabilidad es la capacidad que debe tener la protección para operar en el momento en que sea requerida y de acuerdo a las condiciones previamente establecidas. Cuando una protección falla por falta de confiabilidad, generalmente se desconectan elementos sanos del sistema, debido a que pueden operar las protecciones de respaldo remoto.

La confiabilidad se logra cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- Esquemas sencillos con número reducido de relevadores y contactos.
- Alta calidad del diseño de los relevadores.
- Alta calidad en la fabricación de los relevadores.
- Buena calidad de los materiales de montaje.
- Buena calidad en el montaje y los contactos.
- Buen mantenimiento predictivo y preventivo.

Tal caso se ilustra en la fig.3.1, en donde si con la falla F_1 no opera la protección P_1 tendrá que operar la protección P_2 , con la consecuencia de desconectar la línea L_1 y la SE_2 . En caso de que opere P_1 sólo se desconecta la línea L_2 , como debe de ser.

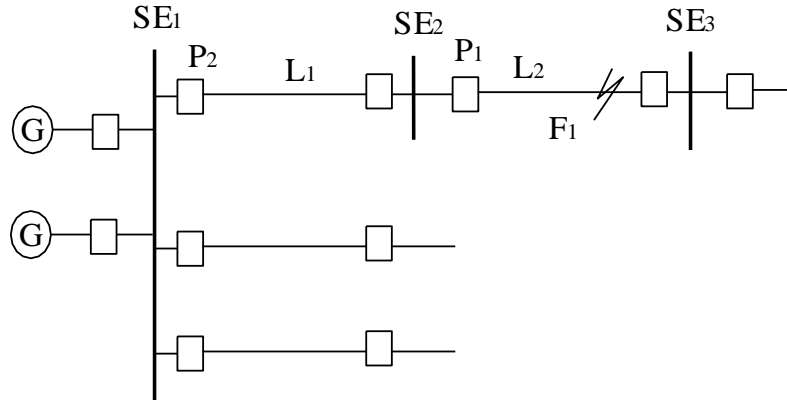


Figura 3.1 La confiabilidad reduce el número de elementos desconectados en caso de falla.

- **Rápidas:** Es una característica de las protecciones y consiste en el tiempo de acción del mecanismo de cada uno de estos, para poder interrumpir la corriente de falla y aislar la línea o el equipo a proteger. En estos casos de distribución las protecciones tienen tiempo de disparo de hasta 2 o 3 segundos. Se clasifican por el tiempo que tardan en actuar como pueden ser: retardo de tiempo, instantáneas, tiempo inverso etc.
- **Selectivas:** La selectividad es la capacidad que tiene la protección para poder determinar el lugar de la falla y de ser posible desconectar sólo el elemento dañado.

La figura 3.2 muestra que con la falla F_1 la corriente de cortocircuito pasa por las protecciones P_1 , P_2 y P_4 . Si dichas protecciones no están debidamente coordinadas, entonces pueden operar P_1 y P_2 , dejando fuera de servicio a la SE_2 en forma indebida.

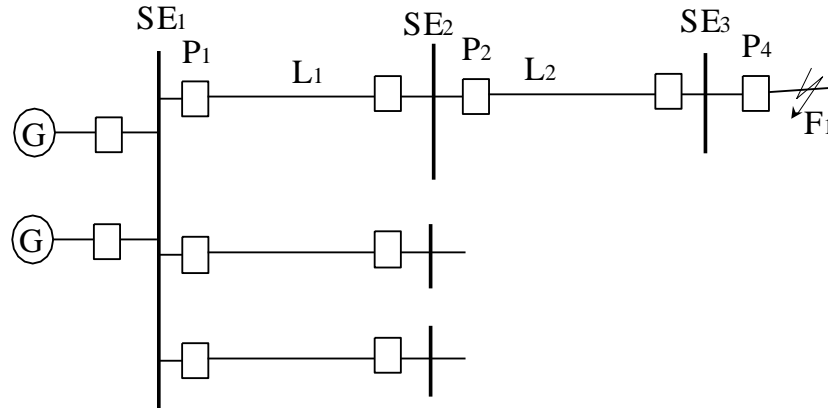


Figura 3.2 Selectividad de la protección.

- Sensibles: La sensibilidad es la capacidad que debe tener la protección para detectar las fallas más alejadas en sus zonas de operación primaria o de respaldo, con los valores de corriente de cortocircuito mínimos. En otras palabras la protección debe distinguir entre la corriente de cortocircuito mínima y la corriente de carga máxima del elemento que protege.

La protección de sobrecorriente tiene normalmente zona de operación primaria y zona de respaldo (o primera y segunda zonas de operación), según se ve en la figura 3.3. Se entiende que cuanto más alejada se encuentre la falla con respecto a la protección, menor será la corriente que pasa por ésta y se pueden presentar problemas de falta de sensibilidad.

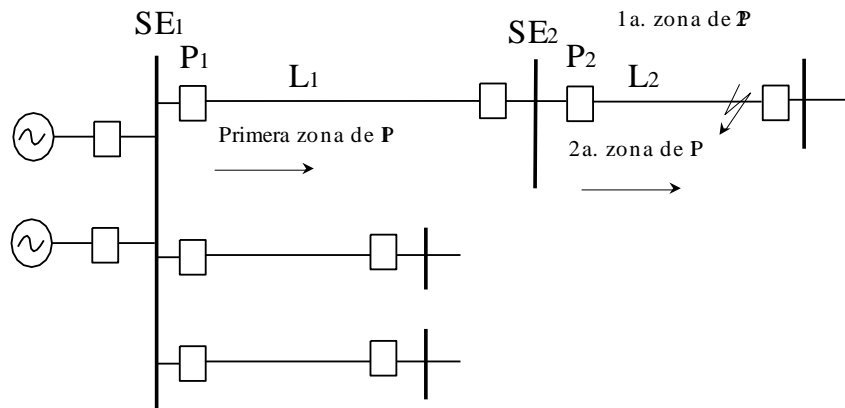


Figura 3.3 Sensibilidad de la protección.

A diferencia de las subestaciones donde prácticamente la totalidad de las fallas son de naturaleza permanente, en las redes de distribución un alto porcentaje de los disturbios que se presentan son de naturaleza transitoria.

Las excepciones a este comportamiento son las redes de distribución subterránea, donde la totalidad de las fallas son de naturaleza permanente.

Bajo estas premisas y considerando las características de los equipos de protección utilizados en sistemas de distribución, puede establecerse que existen fundamentalmente dos tipos de dispositivos de protección para sistemas de distribución, en función de la naturaleza de una falla, protecciones contra fallas permanentes y protecciones contra fallas temporales o transitorias.

3.1.1 Dispositivos de protección contra fallas permanentes.

Son aquellos que por sus características de operación, requieren ser reemplazados o restablecidos para re-energizar un elemento del sistema que se ha visto sometido a una falla.

Este tipo de dispositivos reaccionan desconectando del sistema la porción dañada independientemente de que la falla haya sido de naturaleza transitoria o permanente.

Es decir, su operación implica una interrupción considerable en el suministro de energía eléctrica, cuya duración dependerá de la localización y reparación de la falla así como del reemplazo o restablecimiento del dispositivo de protección operado (en caso de fallas de naturaleza permanente), o de simplemente la revisión y prueba de la porción fallada así como el reemplazo o restablecimiento del dispositivo de protección operado (en caso de fallas de naturaleza transitoria).

Los equipos típicos para esta aplicación son básicamente fusibles y seccionadores.

3.1.2 Dispositivos de protección contra fallas transitorias.

Este tipo de dispositivos reaccionan desconectando momentáneamente del sistema la porción dañada e independientemente de que la falla haya sido de naturaleza transitoria o permanente re-energizan el elemento protegido. Dependiendo del ajuste seleccionado, puede disponerse de varios ciclos de conexión-desconexión.

Su operación implica una interrupción momentánea (en caso de fallas de naturaleza transitoria) en el suministro de energía eléctrica, cuya duración dependerá del tiempo de re-cierre. Si la falla es de naturaleza permanente el dispositivo al completar su secuencia de operación ajustada, abre y queda bloqueado, dejando aislado del sistema el elemento fallado hasta en tanto se proceda a la reparación de la falla.

Los equipos típicos para esta aplicación son básicamente restauradores e interruptores con relevadores de protección y re-cierre automático.

En los siguientes párrafos se define a detalle los elementos de protección contra fallas permanentes y transitorias.

3.2 Fusibles.

Los fusibles son dispositivos que nos permiten proteger circuitos eléctricos de fallas de cortocircuito o de sobrecarga, están diseñados con un filamento o *listón* hecho de estaño, plomo o una aleación de zinc de bajo punto de fusión. Cuando una corriente peligrosa circula a través de este filamento durante un cierto tiempo, este se funde evitando que la corriente dañe el circuito eléctrico al que está conectado.

De acuerdo con el nivel de tensión de diseño, estos se clasifican según la IEEE como 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. En general los fusibles son seleccionados en base a los siguientes datos:

- a) El tipo de sistema para el cual son seleccionados, es decir, para líneas de transmisión aéreas, subterráneas, o sistemas delta o estrella.
- b) El nivel de tensión para el cual son seleccionados.
- c) Tensión máxima de diseño.
- d) Nivel máximo de impulso.
- e) Frecuencia.
- f) Capacidad interruptiva.
- g) Corriente nominal.

3.2.1 Características de operación.

Por ser los fusibles dispositivos de protección contra sobrecorrientes, estos tienen una curva de operación característica con respecto al tiempo, básicamente su respuesta en el tiempo es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente que se le aplique.

Todos los fabricantes de fusibles proporcionan dos curvas características de operación, una de ellas grafica el "tiempo mínimo de fusión" (MMT) y la otra el "tiempo máximo de limpieza" (MCT).

La curva del tiempo mínimo de fusión o MMT (minimum melting time) es la representación gráfica para el tiempo en el cual el fusible comenzará a fundirse por la acción de una corriente determinada. Dicha curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran después del fusible en el sentido de circulación de la corriente de falla.

La curva del tiempo máximo de limpieza o MCT (total clearing time) es la representación gráfica para el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de corriente hacia la falla, es decir toma en cuenta el tiempo desde el principio de la fusión y el desarrollo del arco eléctrico hasta que este se extingue totalmente. Esta curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran antes del fusible, en el sentido de circulación de la corriente hacia la falla.

Los fusibles al igual que todos los dispositivos de protección tienen cierto error en la operación, lo cual se representa en una banda de operación. La banda de operación de los fusibles se forma por la curva mínima de fusión (mínimum melting time) y la curva de tiempo máximo de limpieza de la falla (máximum clearing total). El tiempo real de operación del fusible se encuentra dentro de la banda (figura 3.4).

Cuando se tiene la información de los fusibles con ambas curvas (banda de operación), es deseable realizar la coordinación basándose en ellas, ya que en este caso se tendrá mayor precisión y la coordinación será más confiable. Con frecuencia los fabricantes proporcionan sólo la curva de operación media del fusible, en cuyo caso se deben dar los márgenes de tiempo correspondientes a la banda para evitar el posible disparo en falso o no selectivo.

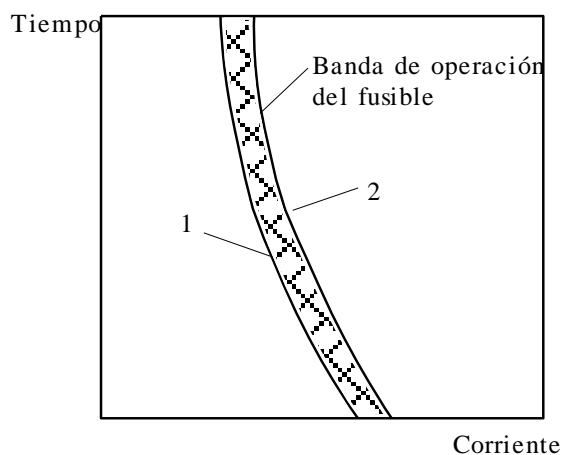


Figura 3.4 Características de operación de fusibles

Por sus características constructivas y de operación, en la actualidad existe una amplia diversidad de fusibles. Considerando su aplicación a sistemas de distribución, a continuación se mencionan los más importantes.

3.2.2 Fusibles tipo expulsión.

Para este tipo de elementos fusibles las normas **ANSI C37.43** definen las siguientes curvas características de operación:

Tipo "N".- Fue la primera estandarización de las características de los elementos fusibles, el estándar dictaba que deberían llevar el 100 % de la corriente nominal continuamente y deberían fundirse a no menos del 230% de la corriente nominal en 5 minutos. La curva característica de tiempo-corriente es proporcionada por los fabricantes de los fusibles y esta característica es la más rápida con respecto a otros tipos de fusibles, el tiempo mínimo de fusión al 150% del valor de la corriente nominal es de 300 segundos.

Tipos "K" y "T".- Corresponden a los tipos rápidos y lentos respectivamente, estas curvas fueron definidas en 1950. 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 amperes.

Para los cortacircuitos de distribución que utilizan fusibles tipo expulsión se tienen normalizados los valores máximos de la corriente de interrupción, indicados en la siguiente tabla.

Corriente de cortocircuito máxima de interrupción para cortacircuitos de distribución.

TABLA 3.1 Corriente máxima de corto circuito para cortacircuitos de distribución.

TENSION (KV)	CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN (A)
4.8	12,500
7.2	12,500
14.4	10,000
25.0	8,000

Este tipo de cortacircuitos está diseñado para utilizarse en instalaciones exteriores. En tensiones de 14.4 kV pueden encontrarse corrientes de diseño de 100 o 200 amperes

nominales. Para tensiones de 25 kV, generalmente la corriente nominal es de 100 amperes continuos.

3.2.3 Fusibles de triple disparo.

Estos equipos constan de dos o tres cortacircuitos fusibles por fase, según el caso, los cuales se conectan a la fuente mediante una barra común y la salida se conecta al primer cortacircuito fusible.



Figura 3.5 Fusible de triple disparo, S&C Electric Company

Al momento que pasa una corriente mayor a la mínima de operación el primer fusible opera y enseguida es reemplazado automáticamente por otro igual, en caso de persistir la sobrecorriente operará en forma similar al anterior conectando el siguiente cortacircuito fusible con la carga.

Este dispositivo se usa como una solución económica de protección en ramales de gran longitud y de características de carga generalmente rurales, aprovechando el hecho de que las fallas de mayor incidencia son del tipo de una fase a tierra y además de que entre el 85% al 90% de éstas son de naturaleza transitoria, es decir que se tiene una alta probabilidad de que en la operación del primer cortacircuito fusible ya se haya liberado la causa de la falla conectando con éxito la carga.

3.2.4 Fusibles de vacío.

Estos fusibles son llamados así porque el elemento fusible está encerrado en una cámara al vacío, cuenta con una cámara de arqueo, un escudo o pantalla y un aislamiento cerámico. Para bajas corrientes de falla estos fusibles necesitan algunos ciclos para lograr el quemado del elemento fusible. Para altas corrientes el elemento instantáneamente se vaporiza y forma un arco eléctrico mantenido por el plasma, la diferencia de presión comparada con el vacío acelera la vaporización del metal y la extinción del arco. Estos fusibles pueden operar en interiores y bajo aceite dado que no son del tipo de expulsión, la máxima corriente de interrupción es de 12 000 amperes.

3.2.5 Fusibles limitadores de corriente.

Estos fusibles son básicamente de no expulsión, limitan la energía disponible cuando ocurre un cortocircuito, esto permite que se reduzcan considerablemente los daños en el equipo protegido. Hay tres tipos básicos disponibles:

- 1.- De respaldo o rango parcial, el cual debe ser usado en conjunto con uno de expulsión o algún otro dispositivo de protección y solamente es capaz de interrumpir corrientes superiores a un nivel especificado típicamente 500 amperes.
- 2.- De propósito general, el cual está diseñado para interrumpir todas las corrientes de falla. Para una corriente de bajo valor, el tiempo de operación es retardado y para corrientes de falla opera en un tiempo muy rápido del orden de un cuarto de ciclo.
- 3.- De rango completo, el cual interrumpe cualquier corriente que en forma continua se presente arriba de la corriente nominal.

Su principio de operación se basa en que cuando circula una sobrecorriente capaz de fundir el elemento metálico, éste se empieza a fundir en nódulos que provocan un valor grande de tensión de arco, el calor generado por el arco vaporiza el metal a una presión muy elevada, condición bajo la cual se presenta una resistencia eléctrica muy alta, una vez

que el vapor metálico se condensa ocurre una descarga en el canal de arco y se tiene una re-ignición hasta que la corriente pasa por su valor de cero que es cuando se completa la interrupción del arco.



Figura3.6 Fusible Limitador de Corriente para conector tipo codo portafusible para operación con carga, clase 15, 25 y 28 kV, Cortesía de Industrias Cooper PowerSystems

3.2.6 Fusibles en 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 amperes nominales, para 15.5 y 27 KV tienen un rango de 20 KA de capacidad interruptiva y para 38 KV tienen un rango de 13.5 KA de interrupción. El elemento fusible tiene rangos desde 3 a 200 amperes nominales disponiendo de curvas de operación standard "E" o curva rápida "K".

Por sus características de diseño y construcción pueden ir montados en cualquier posición ya sea horizontal, vertical, en pisos, paredes o bajo las envolventes superiores de los equipos, asimismo pueden ir completamente sumergidos.

En cuanto al equipo que pueden proteger puede ser bancos de transformación, cables, o equipo automático de seccionamiento.

3.2.7 Fusibles de potencia.

Son diseñados para instalarse en subestaciones, líneas de distribución y subtransmisión, en donde los requerimientos de capacidad interruptiva son altos.

El fusible de potencia del tipo expulsión fue el primero que se diseñó, habiendo evolucionado debido a la necesidad de contar con un fusible de mejores características, utilizándose entonces el ácido bórico y otros materiales sólidos que presentan las características siguientes:

- Para iguales dimensiones de la cámara de interrupción de los portafusibles el ácido bórico puede interrumpir circuitos con una tensión nominal más alta.
- Un valor mayor de corriente, cubre un rango total de interrupción desde la corriente mínima de fusión hasta la corriente de interrupción máxima de diseño.
- Obliga a que se forme un arco de menor energía.
- Reduce la emisión de gases y flama.

El gas liberado por el ácido bórico no es combustible y es altamente desionizante, esto reduce grandemente la flama del arco, como resultado de esto hay una trayectoria más limpia de los gases previniendo el re-encendido del arco eléctrico y con esto reduciendo las distancias requeridas para interrumpir la corriente.



Figura 3.7 Fusible de Potencia tipo SMD, cortesía de S&C Electric Company

La principal característica por la que se usa el ácido bórico, es que al exponerse al calor del arco libera un vapor que produce una sobrepresión en la cámara de extinción y eleva la rigidez dieléctrica en el canal establecido por el arco y condensándose rápidamente en pequeñas gotas, las cuales tienen una acción refrigerante.

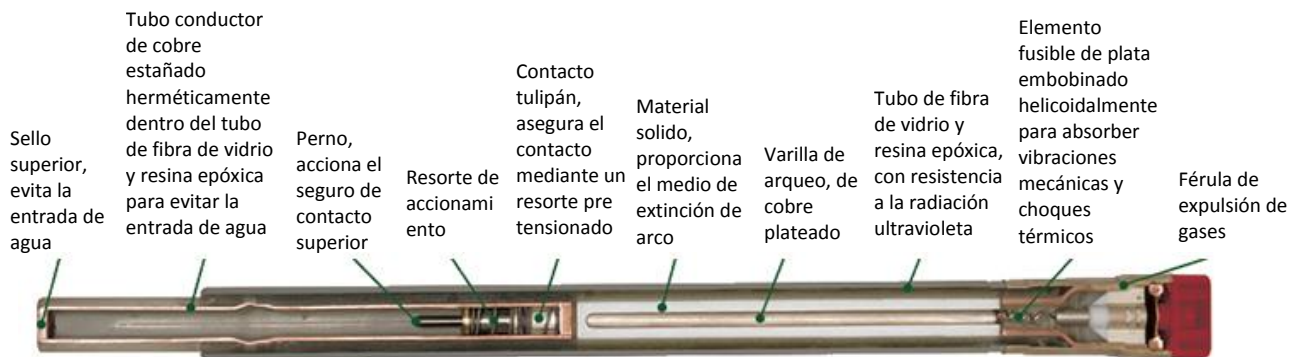


Figura 3.8 Partes constructivas de un fusible de potencia tipo SMD, cortesía de S&C Electric Company.

Otro aspecto importante que debe considerarse para el diseño, ajuste y selección de los elementos fusibles es que deben soportar condiciones transitorias (corrientes de arranque de motores, in-rush de transformadores) y condiciones permanentes de carga de transformadores. También debe considerarse que los fusibles tienen una franja de respuesta a las sobrecorrientes (tiempo de fusión del elemento más tiempo del arco), de esta manera pueden presentarse problemas de selectividad cuando están conectados en serie con un interruptor automático u otros fusibles.

3.3 Restauradores o reconectores automáticos.

Las fallas del tipo temporal son las más comunes en los sistemas eléctricos de distribución, supóngase descargas atmosféricas sobre los aisladores, contacto de fases empujadas por el viento, etc.; son fallas que durarían pocos ciclos pero pudieran ser capaces de interrumpir el suministro de energía eléctrica indefinidamente si no se controlan. Los dispositivos que anulan fallas temporales permitiendo restablecer el flujo continuo de energía eléctrica en líneas de distribución se conocen como restauradores automáticos.

Estos equipos funcionan como interruptores de conexión automática, cuando detectan sobrecorrientes en las líneas de distribución se desconectan y vuelven a cerrarse para energizar las líneas, pueden programarse para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Si la falla persiste estos dispositivos mantienen la línea de distribución abierta.

Entonces un restaurador automático es un dispositivo que permite identificar y diferenciar entre una falla de tipo temporal y permanente. Es importante destacar que estos dispositivos poseen al menos dos curvas de operación, una de operación rápida y una segunda de operación retardada. Un restaurador automático debe prever y analizar la siguiente información para su operación.

- Tiempo de reconexión: Son los intervalos de tiempo en que los contactos del restaurador permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión. Normalmente de 2 y 10 segundos.
- Tiempo de reposición: Es el tiempo después del cual el restaurador repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue aclarada por otro elemento de protección.
- Corriente mínima de operación: Es el valor mínimo de corriente para el cual el restaurador comienza a ejecutar su secuencia de operación programada. Normalmente es el 200% de la corriente nominal del reconector.

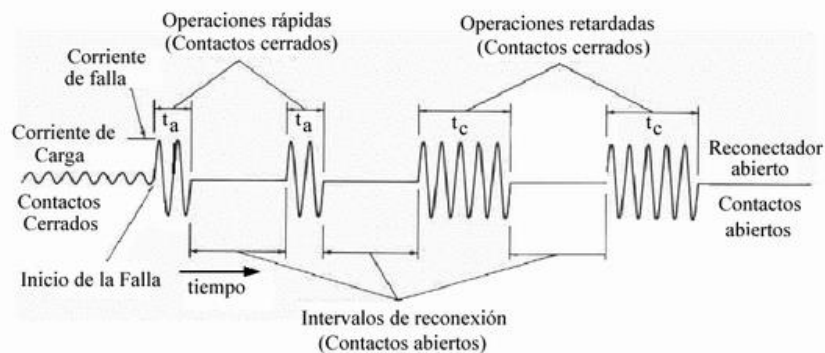


Figura 3.9 Secuencia de operación de un reconector automático.

La figura 3.9 ha supuesto que la programación es 2A2C, es decir, dos aperturas rápidas y dos aperturas muy lentas, con tiempos obtenidos respectivamente, de la curva A y de la curva C para la magnitud de corriente de falla correspondiente.

De acuerdo a la figura 3.9 se observa que a la entrada del restaurador circula una corriente nominal I_N , si ocurre una falla en el lado de la carga la corriente aumenta súbitamente, llámese I_{falla} , el restaurador inmediatamente abre el circuito durante un tiempo t_a establecido por la curva rápida A y cierra nuevamente el circuito; la falla persiste y vuelve a abrirse un tiempo t_a , se conecta y el servicio se restable pero la corriente I_{falla} sigue insistiendo, esta vez el restaurador permite un tiempo t_c establecido por la curva muy lenta tipo C pero la falla sigue presente y no desaparece de modo que el circuito debe abrirse nuevamente; finalmente el restaurador permite un último cierre para verificar si la falla ha desaparecido, la figura 3.9 indica que la falla sigue presente y el restaurador debe abrirse terminando así su ciclo de aperturas y cierres.

Las curvas empleadas normalmente en los restauradores automáticos son las siguientes:

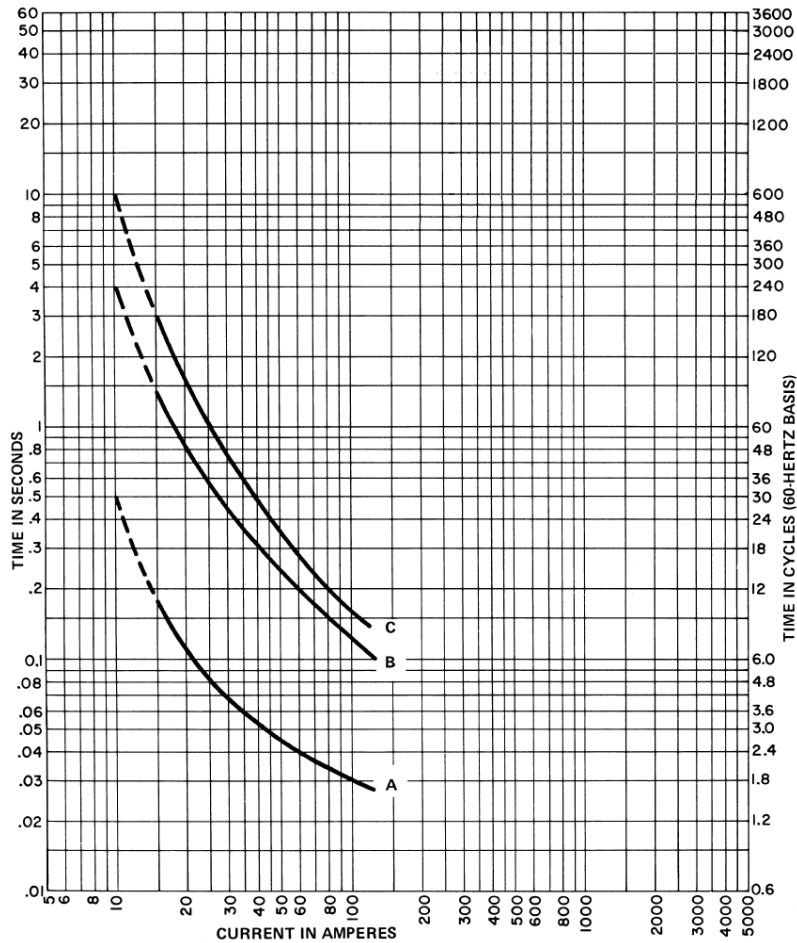


Figura 3.10 Curvas características de operación de los reconfiguradores automáticos.

Curva A: curva rápida

Curva B: curva lenta

Curva C: curva muy lenta

Estos equipos pueden ser ajustados para secuencias de operación diferentes, por ejemplo, una operación rápida y tres lentas (1A 3B), 3A 1B, 4B, según sea la conveniencia para coordinar con otras protecciones.

De esta forma es cómo trabaja un restaurador automático, le da oportunidad al circuito de repararse o recuperarse de alguna falla temporal por sí solo, de lo contrario, si las fallas insisten, los restauradores protegen a las líneas de distribución únicamente interrumpiendo el servicio indefinidamente.

Los restauradores automáticos pueden clasificarse de acuerdo a su control de operación en hidráulicos, electrónicos o con microprocesador; su interrupción puede ser en aceite, en vacío o Sf6, de igual forma su aislamiento puede ser en aceite, Sf6 o en aire. Estos dispositivos también pueden clasificarse de acuerdo al número de fases en monofásicos y trifásicos.

3.3.1 Restauradores monofásicos.

Se utilizan para proteger líneas de distribución monofásicas tales como ramales o derivaciones del alimentador de un sistema trifásico. Pueden utilizarse también en circuitos trifásicos donde la carga sea monofásica, es decir en un sistema estrella de 4 hilos. Debido a esto, cuando la fase a la que está conectado el restaurador sufre alguna falla, la fase dañada puede remplazarse por alguna de las otras dos mientras la falla es reparada.



Figura 3.11 Restaurador automático monofásico con control electrónico NOVA, Cortesía de *Cooper Industries*.



Figura 3.12 Restaurador automático monofásico con control hidráulico tipo H, Cortesía de *Cooper Industries*.

3.3.2 Restaurador trifasicos.

Como su nombre lo indica, son equipos que se conectan a las tres fases de un circuito trifásico, sin embargo estos equipos pueden clasificarse como restauradores de disparo monofásico y de disparo trifásico. Los restauradores de disparo monofásico tienen tres modos de operación, (1) Disparo trifásico con bloqueo trifásico, las tres fases operan simultáneamente ante una sobrecorriente, si la falla es temporal y pudo restablecerse por sí sola los dispositivos cierran para restablecer el servicio. (2) Disparo monofásico con bloqueo trifásico, cada reconectador de cada fase opera independiente, si una de las fases presenta una falla el reconectador opera, abre el circuito y vuelve a cerrar para verificar si la falla ha desaparecido, si la falla no es de carácter temporal entonces los tres restauradores operan dejando inhabilitadas las tres fases, de esta forma se evitan desbalances en las líneas. (3) Disparo monofásico con bloqueo monofásico, si una falla ocurre en alguna fase, el restaurador que la protege opera y deja abierto el circuito, sin embargo los restauradores que protegen a las otras dos fases siguen cerrados, es decir, la apertura del restaurador en una fase no favorece a que los otros dos restauradores operen, este sistema se usa para alimentar instalaciones residenciales donde el servicio es monofásico.



Figura 3.13 Restaurador automático trifásico con control electrónico NOVA, Cortesía de Cooper Industries.



Figura 3.14 Restaurador automático trifásico de un solo tanque con control electrónico NOVA, Cortesía de Cooper Industries.

3.3.3 Restaurador disparo trifásico.

Existen varios tipos de restauradores de disparo trifásico, se utilizan principalmente para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución. La selección de estos dispositivos está basada en las especificaciones electricas necesarias (tension y corriente nominal) medio de interrupción y aislamiento, y por el tipo de control, sea hidraulico o electronico.

Estosequipos son más grandes tales como se muestran en las figuras 3.15 y 3.16. Para cualquier tipo de falla, sea a monofasica, bifasica o trifásica todos los contactos del restaurador operan simultaneamente, abren y cierran al mismo tiempo.



Figura 3.15 Restaurador automático trifásico con control electrónico NOVA, Cortesía de Cooper Industries.



Figura 3.16 Restaurador automático trifásico aislado en aire con control electrónico tipo VSA20A en vacío, Cortesía de Cooper Industries.

El lugar de instalación de un restaurador en un SED puede variar de acuerdo a las necesidades del sistema, normalmente se elige la siguiente configuración:

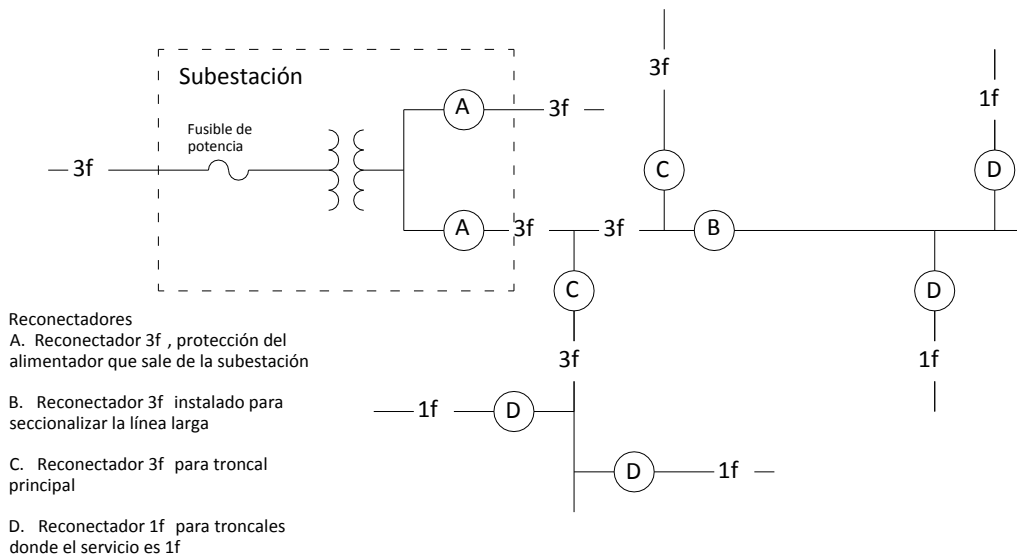


Figura 3.17 Lugares más comunes de instalación de restauradores en un sistema de distribución

En conclusión, antes de seleccionar estos equipos debe considerarse lo siguiente:

- a) La tensión nominal del sistema debe ser igual o menor a la tensión de diseño del restaurador.
- b) La corriente máxima permanente de carga en el punto del sistema donde se ubicará, debe ser menor o igual a la corriente nominal del restaurador.
- c) Debe tener una capacidad de ruptura mayor o igual, a la corriente máxima de falla en el punto de aplicación.
- d) La corriente mínima de operación debe escogerse de modo que detecte todas las fallas que ocurran dentro de la zona que se ha encomendado proteger (sensibilidad) normalmente se ajusta al 200% de la corriente nominal del sistema que protege.
- e) Las curvas tiempo-corriente y la secuencia de operación deben seleccionarse adecuadamente, de modo que sea posible coordinar su operación con otros elementos de protección instalados en el mismo sistema.

3.4 Seccionalizadores automáticos.

Un seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor o un restaurador.

Debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de interrupción bajo carga.

Estos equipos al no tener un mecanismo de apertura y cierra bajo condiciones de carga nunca deben instalarse en troncales o derivaciones importantes.

Como no interrumpe corrientes de falla no tiene características t-I, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección.

3.4.1 Principio de operación.

El seccionalizador detecta la corriente que fluye en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Esto lo hace en dos pasos: primero, cuando detecta una corriente mayor que un valor previamente fijado se prepara para contar el número de operaciones del dispositivo de interrupción, y posteriormente, cuando se interrumpe la corriente que circula por él o esta disminuye abajo de cierto valor, empieza el conteo. Si se registra un número de interrupciones predeterminado, en un lapso de tiempo, el seccionalizador abre después que ha operado el interruptor. Cuando ocurre una falla dentro de la zona de influencia de un seccionalizador, la corriente de falla es detectada tanto por el interruptor como por el seccionalizador, preparándose este último para contar el mínimo de recierres del interruptor.

Cuando este último opera se desenergiza la línea y, por tanto, la corriente en el seccionalizador es 0, registrando en su memoria una operación del interruptor.

Si la falla es de carácter temporal, es probable que la aísle en la operación rápida del restaurador. Puesto que ningún dispositivo ha completado su secuencia de operaciones, los controles del restaurador y el seccionalizador regresan a su estado original, preparándose para otra secuencia de operación. Si la falla es permanente, el restaurador continúa con su programa inicial de operaciones. El seccionalizador cuenta cada operación de disparo, y después que el restaurador ha efectuado su penúltimo disparo completa su conteo, abre y aísla la falla. El dispositivo de respaldo energiza el resto del sistema al efectuar el último recierre y su control queda listo para repetir su secuencia de recierres.

Se concluye lo siguiente:

Si la falla es despejada mientras el dispositivo de recierre está abierto, el contador del seccionalizador se restablece a su posición normal después de que el circuito es nuevamente cerrado y queda preparado para iniciar nuevos conteos en caso de que ocurra otra falla.

Si la falla persiste cuando el circuito es cerrado, el contador de corrientes de falla en el seccionalizador de nuevo se prepara para contar la próxima apertura del dispositivo de recierre.

Al contrario de los fusibles tipo expulsión, un seccionalizador proporciona coordinación (sin insertar una coordinación con curva t-I) con los dispositivos de respaldo asociados con las corrientes de falla muy altas y en consecuencia proporciona un punto de seccionamiento adicional en el circuito.

Estos equipos son instalados entre 2 dispositivos de protección que tienen curvas t-I de operación y que están muy juntas donde un paso adicional de coordinación no es práctico.

Son comúnmente empleados sobre ramales donde las corrientes de falla elevadas son evitadas coordinando con fusibles.

3.5 Tipos de seccionalizadores.

3.5.1 Seccionalizadores hidráulicos.

El control se emplea en seccionalizadores monofásicos y trifásicos pequeños. En la siguiente figura se muestra un corte del mecanismo de control de un seccionalizador monofásico o de una fase de un seccionalizador trifásico con control hidráulico. El mecanismo incluye un ajustador de disparo, varilla de disparo, pistón de disparo, válvulas de retención, émbolo solenoide y resortes.

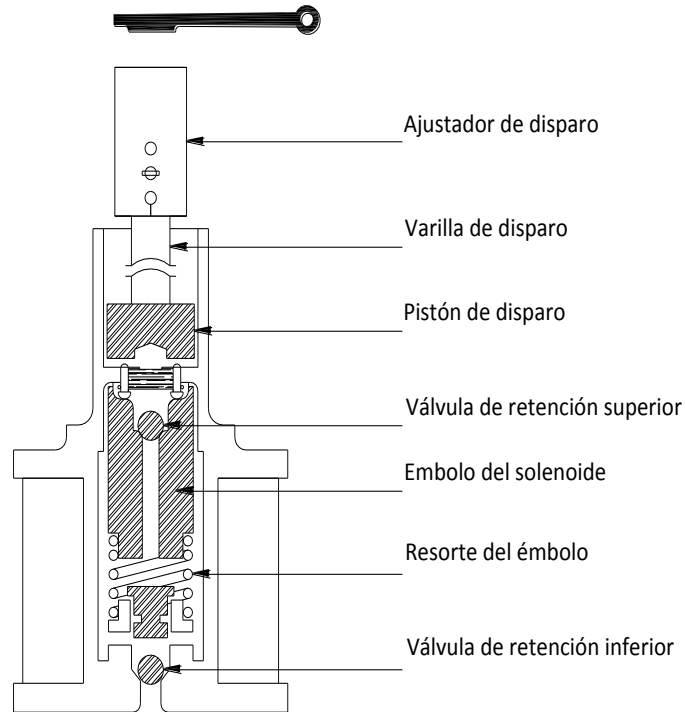


Figura 3.18 Seccionador hidráulico.

Este tipo de control opera cuando la bobina serie del seccionizador detecta una corriente superior al 160% de su valor nominal. El campo magnético producido en el solenoide tira al embolo hacia abajo y el resorte se comprime, esta operación cierra la válvula de retención inferior y libera una carga de aceite a través del espacio dejado por el émbolo.

Cuando el restaurador de respaldo opera o interrumpe la corriente de falla, la corriente a través del seccionizador es interrumpida y el resorte empuja al émbolo del solenoide hacia arriba a su posición original.

El movimiento ascendente del émbolo cierra la válvula de retención de la parte superior de modo que la carga de aceite por encima del embolo es forzado hacia arriba.

La presión del aceite provoca que se abra la válvula de retención superior permitiendo que el aceite fluya. Esto provoca que se accione el pistón de disparo y el seccionizador registra un conteo.

Los conteos generalmente se ajustan de 1 a 3 veces. Si la falla ha sido despejada en cualquier “conteo” el seccionalizador restablece su tiempo de reposición, es decir, olvida los conteos que ha efectuado y está listo para comenzar una nueva secuencia de conteos. El tiempo de reposición para seccionalizadores de control hidráulico es aproximadamente de 1 minuto.



Figura 3.19 Seccionalizador Hidráulico tipo GH, cortesía de Cooper PowerSystems.

Los seccionalizadores más comunes utilizados en sistemas de distribución son los siguientes:

TABLA 3.2 Seccionalizadores más usados en sistemas de distribución.

Corriente nominal [A]	Corriente de carga de rotura [A]	Corriente actuante (160%) [A]	Corriente asimétrica momentánea [A]	Corriente de aguante simétrica en 1s [A]	Corriente de aguante simétrica en 10s [A]
5	308	8	800	200	60
10	308	16	1600	400	125
15	308	24	2400	600	190
25	308	40	4000	1000	325
35	308	56	6000	1500	450
50	308	80	6500	2000	650
70	308	112	6500	3000	900
100	308	160	6500	4000	1250
140	308	224	6500	4000	1800

3.5.2 Seccionalizadores electrónicos.

Este control es usado en equipos grandes; son más flexibles, fácilmente ajustados y más exactos que el control hidráulico. El control electrónico reemplaza a la bobina serie y al resto del mecanismo de recuento de los seccionalizadores hidráulicos. El circuito está ubicado sobre una placa de circuito impreso. La corriente que fluye a través del seccionalizador es detectada por transformadores de corriente tipo boquilla, normalmente con una relación de 1000: 1. La corriente secundaria circula a través del transformador y las redes rectificadas. Esta entrada rectificada pasa a través de un relevador que carga capacitores de transferencia y la energía va a los circuitos de recuento y de memoria. Cuando la cantidad preseleccionada de interrupciones ha sido obtenida, un circuito de descarga es energizado para operar una bobina de corte mediante un capacitor de energía. Si la falla es permanente, el seccionalizador abrirá después de la cantidad predeterminada de interrupciones, y si la falla es temporal, el circuito retendrá el recuento en su "memoria" electrónica hasta un tiempo preseleccionado y olvidará gradualmente el recuento.

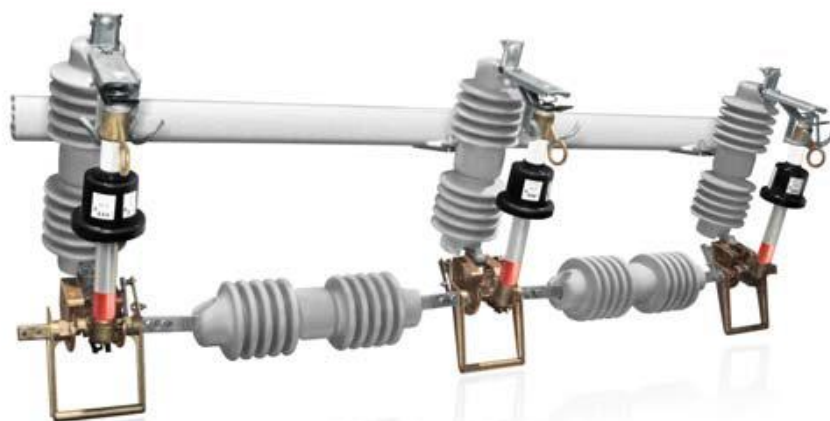


Figura 3.20 Seccionalizador Trifásicos Autolink, cortesía de industrias ABB.

En caso de producirse una falla temporal, el restaurador de respaldo abre, y el seccionalizador cuenta una apertura; posteriormente recierra el equipo de respaldo, y debido a que la falla es transitoria, se elimina de tal forma que tanto el equipo de respaldo

como el seccionizador permanecen conectados y el servicio restablecido. El tiempo de reposición de este tipo de equipos normalmente es de 30 segundos.

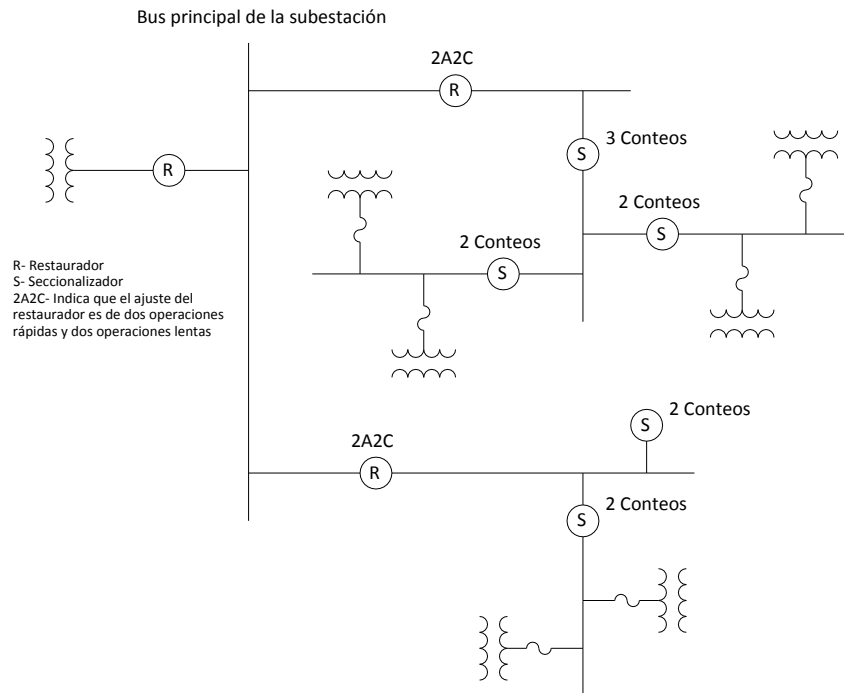


Figura 3.21 Lugares más comunes de instalación de seccionadores en un sistema de distribución

Para seleccionar estos equipos debe considerarse la siguiente información:

Tensión del sistema: El seccionizador debe tener una tensión nominal mayor o igual a la del sistema al que está conectado.

Corriente nominal.- La corriente nominal del seccionizador debe ser mayor o igual a la corriente de carga máxima del sistema.

Corriente mínima de operación: es la corriente requerida por el seccionizador para iniciar una operación de conteo. En los hidráulicos la corriente mínima actuante será 160% del valor nominal de corriente de la bobina serie. Para los electrónicos la corriente mínima actuante es independiente del valor de corriente nominal y su valor se calcula al 80% de la corriente de operación mínima del dispositivo de respaldo.

Número de conteos: El seccionalizador debe ajustarse para un conteo menos que el restaurador de respaldo. Para coordinar más de dos seccionalizadores en serie, el seccionalizador protector debe ajustarse para un conteo menos que el seccionalizador de respaldo.

Tiempo de memoria: Es el tiempo que el seccionalizador retendrá en "memoria" un conteo. El tiempo de memoria es usualmente especificado con un valor mínimo y con una tolerancia positiva.

Tiempo de restablecimiento: es el tiempo requerido después de que una o más operaciones de conteo se han realizado para que los mecanismos de conteo vuelvan a la posición inicial.

3.6 Seccionadores.

En la mayoría de los casos, el mantenimiento de los equipos eléctricos que forman parte del SED es una actividad muy frecuente, de modo que estos sistemas deben estar provistos de equipos que mantengan interrumpido el servicio eléctrico para evitar electrocuciones mientras se reparan los equipos. Los seccionadores o cuchillas desconectoras son dispositivos de protección que permiten aislar automáticamente fallas en las líneas de distribución. Se instalan en seguida de los reconectores automáticos y donde es requerido, un restablecimiento de servicio rápido tras una falla. Son equipos mecánicos capaces de mantener aislada una instalación eléctrica, de su red de alimentación. Son dispositivos de operación lenta pues se requiere de un operario para manipularlos. Debido a la construcción de estos equipos deben ser operados en vacío o sin carga.

Las principales funciones de los seccionadores en las líneas de distribución son; aislar los equipos de cualquier subestación, por ejemplo, transformadores, interruptores, etc., para la ejecución de mantenimiento de los equipos, permiten el puenteo (by-pass) de equipos,

por ejemplo en los sistemas selectivos secundarios donde sale una subestación para mantenimiento y se requiere conectarla al bus secundario, véase fig. 3.5.1.

El tipo de cuchillas que normalmente se instalan en redes de distribución son de construcción monopolar o tripolar.

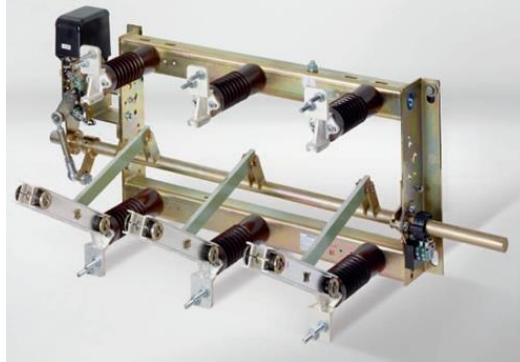


Figura 3.22 Seccionador 3DA/3DC, cortesía de SIEMENS.

Los seccionadores tienen que aislar los equipos conectados aguas abajo es decir, equipos que ya no están bajo tensión de los circuitos conectados a los mismos. Así, los seccionadores establecen una distancia de seccionamiento visible en aire hacia los equipos conectados agua abajo. Los seccionadores en general tienen las funciones siguientes:

- Abrir o cerrar circuitos, o bien para conectar o cortar corrientes despreciables, o bien cuando no exista una diferencia significativa de tensión entre los circuitos a conectar o desconectar.
- Establecer una distancia de seccionamiento entre las terminales de cada polo en la posición abierta.

3.7 Relevadores.

Los relevadores son dispositivos, instalados en el sistema, que al detectar condiciones anormales completan un circuito que ordena disparar a su interruptor asociado y así se aísla el elemento fallido.

Su función principal así como la de los interruptores es prevenir o limitar el daño durante fallas o descargas y minimizar su efecto en el resto del sistema, estos operan generalmente con señales de tensión y de corriente derivadas de transformadores de potencial y de corriente. Un banco de baterías proporciona la corriente de disparo del interruptor asociado. Una operación exitosa depende de: las condiciones del banco de baterías, de la continuidad del alambrado, del estado de disparo de la bobina de disparo, de la correcta operación mecánica y eléctrica del interruptor y del cierre de los contactos del relevador.

3.7.1 Tipos de relevadores de sobrecorriente en sistemas de distribución.

Existen diferentes clasificaciones para estos equipos, atendiendo a sus características constrictivas estos pueden ser:

- Relevadores electromecánicos
- Relevadores estáticos
- Relevadores digitales

En sistemas de distribución, por sus características de tiempo-corriente, pueden ser:

- Instantáneos
- Tiempo inverso
- Tiempo muy inverso
- Tiempo extremadamente inverso

Considerando su forma de conexión estos pueden ser:

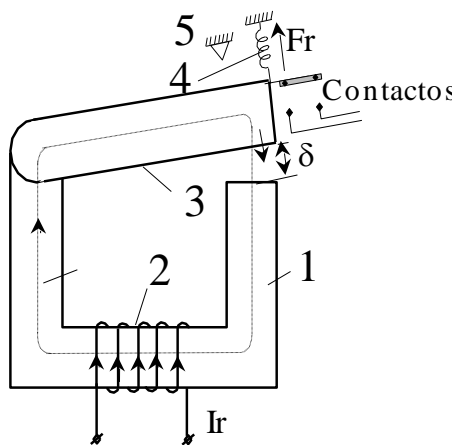
- Relevadores de sobrecorriente de fase
- Relevadores de sobrecorriente de neutro
- Relevadores trifásicos

3.7.1.1 Relevadores electromecánicos.

Estos relevadores emplean bobinas y mecanismos para abrir y cerrar sus contactos cuando es necesaria su operación. Los relevadores electromecánicos pueden ser:

- a) Relevadores electromagnéticos
- b) Relevadores de inducción

Los relevadores electromagnéticos, debido a su rapidez de respuesta bajo condiciones de falla, se utiliza en la construcción de relevadores instantáneos 50.



1. Electroimán formado por un núcleo magnético y una bobina.
2. Parte móvil o ancla de acero.
3. Contactos móviles y fijos.
4. Resorte opositor.
5. Tope para fijar la posición inicial de la parte móvil.

Figura 3.22 Partes principales de un relevador electromagnético.

La corriente que pasa por la bobina da lugar a la fuerza magnetomotriz IW , en consecuencia aparece el flujo magnético ϕ que circula a través del circuito magnético del relevador. Este circuito magnético está formado por el núcleo, la parte móvil y el entrehierro entre la parte móvil y el núcleo. Debido a esto la parte móvil se magnetiza y es

atraída hacia el núcleo. Al desplazarse la parte móvil hacia el núcleo termina cerrando los contactos del relevador. La posición inicial de la parte móvil se mantiene por la acción del tope. El contacto normalmente abierto (N.A.) que cierra durante la operación del relevador (pick-up) se utiliza para el disparo de los interruptores de potencia.

3.7.1.2 Relevadores de inducción.

El principio de inducción se basa en hacer pasar al menos dos flujos desfasados entre sí, a través de una parte móvil en forma de disco, de modo que se induzcan corrientes con las cuales interactúen dichos flujos, dando lugar a un par motriz. De acuerdo a la figura 3.23, los flujos ϕ_I y ϕ_{II} atraviesan al disco móvil y con esto dan lugar a las fuerzas electromotrices E_{d1} y E_{d2} en dicho disco:

- 1.-Electroimanes
- 2.-Disco móvil
- 3.-Contactos
- 4.-Resorte
- 5.-Ejes de los flujos

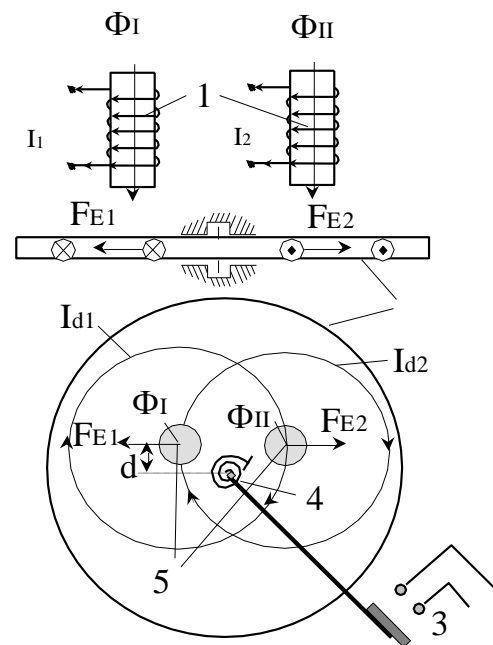


Figura 3.23 Construcción de un relevador de inducción

De acuerdo a la ley de inducción, las f.e.m. están atrasadas 90° con respecto a los flujos que las originan. La f.e.m. E_{d1} induce en el disco la corriente I_{d1} que cierra alrededor del eje del flujo ϕ_I . En la misma forma el flujo ϕ_{II} induce la corriente I_{d2} .

La dirección positiva de las corrientes en el disco se determinan de acuerdo a la regla del tirabuzón: si el movimiento de avance del tirabuzón coincide con la dirección del flujo, entonces la dirección del giro coincide con el sentido de la corriente o lo que es lo mismo la regla de la mano derecha en la que el pulgar coincide con el flujo y los cuatro dedos doblados indican la dirección de la corriente.

Debido a que la inductancia del disco es despreciable, las corrientes están en fase con la f.e.m. que las forma.

De acuerdo a la teoría del campo magnético, los flujos interactúan con las corrientes que se encuentran en su campo, dando lugar a fuerzas de interacción. Los flujos no interactúan con las corrientes que ellos inducen, por lo que se obtienen solo dos fuerzas electromagnéticas:

$$F_{E1} = k_1 f \phi_I I_{d2} \cos \phi_1 \quad (3.1)$$

$$F_{E2} = k_2 f \phi_{II} I_{d1} \cos \phi_2 \quad (3.2)$$

La dirección de las fuerzas F_{E1} y F_{E2} se determina por medio de la regla de la mano izquierda, lo cual corresponde a las direcciones de la figura 3.23. La dirección de las fuerzas electromagnéticas cambia cuatro veces en un periodo, por eso el giro de la parte móvil del relevador depende del signo del valor medio de las fuerzas F_{E1} y F_{E2} . El signo y la dirección de cada fuerza dependen del desfase de los flujos con respecto a las corrientes con las que interactúan. La fuerza resultante F_E se obtiene como la suma algebraica de las fuerzas: $F_E = F_{E1} + F_{E2}$.

En otras palabras, el relevador de inducción se usa cuando se requiere una operación con cierto retardo de tiempo. Estos relevadores se pueden usar sólo en circuitos de corriente alterna.

Este tipo de relevadores tienen disponible un rango de taps o derivaciones de la bobina de corriente. La regleta de taps se encuentra en la parte superior del relevador, tiene un número determinado de orificios, estos orificios representan las derivaciones del tap que

se conecta al TC. Por medio de un tornillo se selecciona el tap del relevador, el valor de este representa la corriente mínima de operación del relevador.

La corriente primaria de arranque es:

$$I_{pick-up} = Tap \times KTC$$

$I_{pick-up}$ = Corriente primaria de arranque

KTC = Relación de transformación del TC

Tap= Ajuste de corriente secundaria del relevador

Debido a que los relevadores disponen de un amplio rango de Taps, se recomienda no ajustar al relevador en un tap mayor a 5 amperes, haciendo esto, se evita la saturación del TC con la circulación de corrientes superiores al valor nominal por periodos prolongados de tiempo, es decir, el TC queda protegido por el propio relevador.

Sobre el eje del disco se encuentra el contacto móvil. En la parte superior del eje se tiene fijado un *dial*, generalmente numerado del 0 al 10 (este depende también del fabricante). La posición del dial determina la separación entre los contactos, sean fijos o móviles, del relevador. A este ajuste también se le conoce como *palanca* y permite establecer un juego de curvas tiempo-corriente similares a las curvas propias del relevador.

Los ajustes de tiempo-corriente pueden ser determinados en las graficas tiempo-múltiplo tap (corriente). Estas graficas indican el tiempo requerido en cerrar sus contactos para cada posición del dial, cuando la corriente es referida como múltiplo del tap seleccionado.

El múltiplo de tap se obtiene con la siguiente relación:

$$MT = \frac{I_{cc}}{I_{pick-up}}$$

MT= Múltiplo del tap

I_{cc} = Corriente de corto circuito

$I_{pick-up}$ = Corriente primaria de arranque

3.7.1.3 Relevadores estáticos.

Los relevadores estáticos fueron el primer intento para sustituir a los relevadores electromecánicos, estos aparecieron en la década de los 70s. El término estático quiere decir que el relevador no tiene partes mecánicas para operar.

Comparado con el relevador electromecánico, este posee un periodo más largo de vida y disminución de ruido cuando opera. De igual forma, los relevadores estáticos se caracterizan por ser más rápidos que los electromecánicos, así como menos robustos.

A pesar de que estos dispositivos carecen de partes móviles, la terminología para el ajuste y operación de estos equipos son similares a los electromecánicos.

Los relevadores estáticos de sobrecorriente emplean los siguientes circuitos básicos:

- Rectificador.- Este circuito convierte una entrada de corriente alterna en una señal de tensión la cual es comparada y medida por el relevador.
- Detector de nivel.- este circuito compara el nivel de una entrada con un nivel ajustado, de tal forma que cuando se excede el nivel preestablecido, el detector de nivel manda una señal para que el relevador opere.
- Temporizadores.- retardan de una forma ajustada la entrada analógica de un nivel de corriente

Cada uno de estos circuitos constituye una parte importante de los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo. El siguiente diagrama de bloques muestra la operación del relevador.

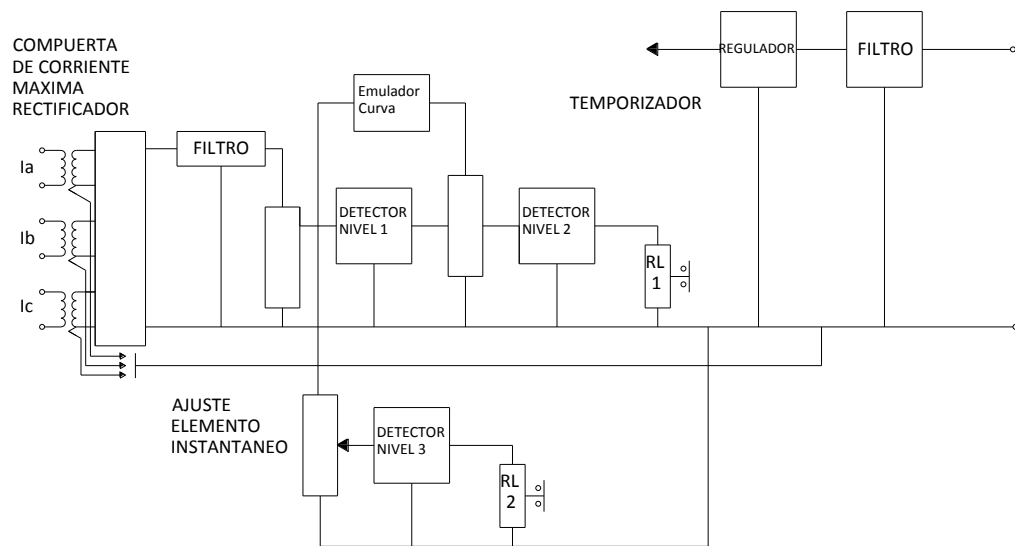


Figura 3.24 Diagrama de bloques de operación de un relevador de sobrecorriente estático trifásico instantáneo 50 y de tiempo 51

La corriente alterna que alimenta el relevador es convertida en tensión de C.D. por medio de un transformador de corriente, un rectificador y una resistencia de carga conectada en paralelo, esta tensión es comparada con un nivel establecido en el detector del nivel No. 1, el cual genera un pulso al temporizador cuando el nivel es excedido. El temporizador responde a un tiempo (en segundos). En el caso de relevadores de tiempo, es proporcional a la magnitud de la corriente de entrada.

Generalmente el temporizador carga un capacitor, de manera que al alcanzar el valor establecido en el detector del nivel No. 2, se genera un pulso de salida. Los pulsos para la operación del elemento instantáneo son obtenidos por medio del detector de nivel No. 3 El cual opera al pasar por alto al temporizador.

Diodos emisores de luz son utilizados para abanderar la operación de los relevadores, los cuales están normalmente apagados. Se iluminan cuando uno de los valores de ajuste (pick-up) es superado. Pulsando el botón *RESET* se reponen.

3.7.1.4 Relevadores digitales.

Los relevadores y sistema digitales de protección, han experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años y han venido desplazando a los electromagnéticos en la mayoría de las aplicaciones, el desarrollo de los relevadores es un reflejo de la forma en que se ha desarrollado la electrónica. La introducción de la tecnología digital en el área de protección de sistemas eléctricos de potencia confiere a los relevadores y sistemas digitales de protección y en particular a los microprocesados, ventajas definidas con respecto a sus similares electromagnéticos.

El objetivo de los relevadores digitales es igualar o exceder el desempeño de los relevadores de estado sólido y de los relevadores electromecánicos. Un relevador digital convierte señales analógicas de tensión y corriente en cantidades binarias por medio de un convertidor analógico digital, luego, estas cantidades son procesadas numéricamente por los algoritmos o programas de cómputo del relevador. Los algoritmos se encargan de la detección de fallas y del control de las señales de disparo. En la figura se muestra un relevador digital comercial.



Figura 3.25 Relevador digital SR750 Cortesía de General Electric.

Una de las ventajas destacables de los relevadores digitales es su capacidad para auto diagnosticarse. Esta función se encarga de monitorear continuamente el estado del relevador (hardware y software), y cuando hay una falla interna del relevador digital, este

queda fuera de servicio automáticamente, bloqueando sus funciones de protección y enviando una señal de alerta.

Además, los relevadores digitales pueden almacenar y enviar datos de algunos ciclos de pre-falla y falla para su posterior análisis. Estas características de los relevadores digitales traen como consecuencia la reducción de las rutinas de mantenimiento y una gran confiabilidad en su operación.

Arquitectura de un relevador digital.

La figura 3.26 representa el diagrama de bloques general de un relevador digital. Al relevador se le aplican señales analógicas provenientes de los transformadores de corriente y de potencial, que reflejan el estado de interruptores, cuchillas y relevadores. Estas señales reciben un procesamiento en los subsistemas correspondientes antes de su aplicación a la microcomputadora, que constituye el elemento principal del relevador. Las señales analógicas pasan adicionalmente por un proceso de conversión analógico-digital antes de entrar a la unidad central de procesamiento de la microcomputadora. Las señales discretas de salidas del relevador reciben procesamientos en el subsistema de salida discreta, que generalmente incluye relevadores electromecánicos auxiliares para proveerlo de salidas discretas de tipo contacto. El relevador realiza también la función de señalización de su operación (banderas) y su estado funcional mediante dispositivos de señalización (generalmente del tipo luminoso) visibles en su exterior. Los relevadores digitales disponen también de capacidad de comunicación con otros equipos digitales, mediante puertos de tipo serial y paralelo.

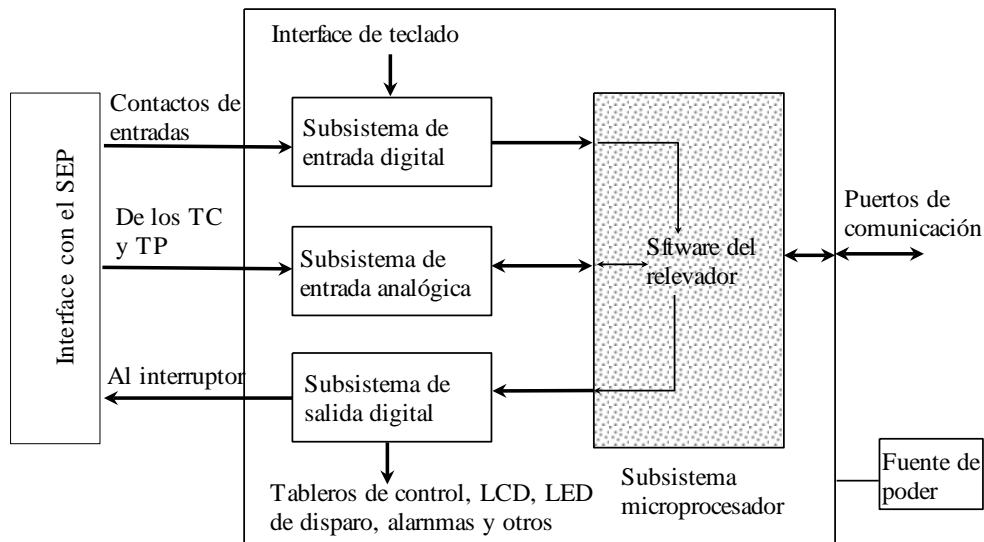


Figura 3.26 Diagrama general de bloques del relevador digital.

El subsistema de señales analógicas de un relevador digital tiene las siguientes funciones:

- 1.- acondicionar las señales de voltaje y corriente proveniente de los transformadores primarios a voltajes adecuados para la conversión analógica-digital.
- 2.- aislar eléctricamente los circuitos electrónicos del relevador de los circuitos de entrada.
- 3.- proteger el relevador contra sobrevoltajes transitorios incluidos en los conductores de entrada por conmutación y otros procesos transitorios en el sistema primario o en los circuitos secundarios del esquema de protección.

El subsistema de entradas discretas tiene la función de acondicionar las señales para su aplicación al procesador (lo que puede incluir una fuente de alimentación auxiliar para censar el estado de contactos) proveer el aislamiento eléctrico necesario entre las entradas y los circuitos electrónicos, y proteger el relevador contra sobretensiones transitorias.

En la interfaz análogo-digital se lleva a cabo los procesos de muestreo y la conversión análogo-digital de las señales analógicas.

El procesador del relevador digital es el encargado de ejecutar programas de protección, de controlar diversas funciones de tiempo y de realizar tareas de autodiagnóstico y de

comunicación con los periféricos. En el relevador se requieren distintos tipos de memorias, la memoria de acceso aleatorio (RAM) es necesaria como buffer para almacenar temporalmente los relevadores de las muestras de entrada para acumular resultados intermedios en los programas de protección, y para almacenar datos para ser guardados posteriormente en la memoria no volátil. Los programas de relevador se guardan en memoria de lectura solamente, de tipo no programable (ROM) o programable (PROM), y se ejecutan directamente desde ahí (excepcionalmente), o se carga inicialmente a memorias RAM para su posterior ejecución. Los parámetros de ajuste del relevador y otros datos importantes que no varían con gran frecuencia se almacenan en memoria tipo PROM borrables (EPROM) o eléctricamente borrables (EEPROM); una alternativa es este tipo de memoria puede ser una RAM con respaldo de batería.

Un aspecto importante de un relevador digital es su capacidad de comunicación. Las interfaces de comunicación serie permiten el intercambio de información remota fuera de la línea con el relevador para tareas de asignación de valores de parámetros de ajuste, de lectura de registros de fallas o de datos ajustables, y otras. Para el intercambio de información de tiempo real es necesario de disponer de una interfaz de comunicación paralela.

El subsistema de salidas discretas procesa la información de un puerto paralelo de salida del procesador, consistente en una palabra digital en que cada bit puede ser utilizado para definir el estado de un contacto de salida. Debe existir acoplamiento óptico entre este puerto y el relevador auxiliar o tiristor de salida del relevador.

Las curvas características de operación de los relevadores digitales son seleccionables y responden a ecuaciones matemáticas, las cuales han sido estandarizadas internacionalmente por la norma ANSI C57.11. En la siguiente tabla se reproducen dichas ecuaciones.

TABLA 3.3 Ecuaciones normalizadas que definen las características de operación tiempo-corriente para relevadores digitales.

TIPO DE CURVA	ECUACION
INVERSA	$t = \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} * TD$
MUY INVERSA	$t = \frac{13.5}{M - 1} * TD$
EXTREMADAMENTE INVERSA	$t = \frac{80}{M^2 - 1} * TD$
<p>t=tiempo de operación M= múltiplo de la corriente de ajuste del relevador</p> $M = \frac{I}{I_s}$ <p>I= Magnitud de la corriente que circula por el relevador I_s= Magnitud de la corriente de ajuste o arranque del relevador</p> <p>TD= Palanca expresada en valor decimal, es el ajuste que se le adiciona al relevador para seleccionar una curva dentro de una familia con la misma característica de operación y determina el tiempo mínimo de operación del relevador en función de la corriente que fluye por el mismo</p>	

La **NEMA** (*National Electrical Manufacturers Association*) clasifica a los relevadores de acuerdo a su funcionalidad como se establece en la tabla 3.4.

TABLA 3.4 Clasificación de los relevadores de acuerdo a su funcionalidad, establecido por NEMA.

Número del dispositivo	Designación	Función del dispositivo
2	Relevador con retardo de tiempo, para arranque o cierre.	Dispositivo cuya función, es dar un retardo de tiempo deseado, antes o después de cualquier operación, en una secuencia de control o en un esquema de protección por relevadores.
21	Relevador de distancia	Relevador que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia de un circuito, aumenta o disminuye más allá de determinados límites.
25	Relevador de sincronismo o verificador	Opera cuando dos circuitos de corriente alterna, están dentro de los límites deseados de frecuencia ángulo de fase y voltaje para permitir la conexión en paralelo de los circuitos.
27	Relevador de bajo voltaje	Funciona cuando el voltaje desciende de un valor determinado.
30	Relevador anunciador	Dispositivo de reposición no automático, que da una o más indicaciones visuales, independientes al funcionar los dispositivos de protección.
32	Relevador direccional de potencia	Funciona con un determinado valor de flujo de energía, en una dirección dada o al producirse una inversión en la dirección del flujo, debido a un arco inverso en el circuito anódico o catódico de un rectificador.
49	Relevador térmico de maquina o transformador	Relevador que opera cuando la temperatura del devanado de una máquina de corriente alterna o directa, excede un valor determinado.
50	Relevador instantáneo de sobre corriente	Relevador que opera instantáneamente al alcanzar la corriente un valor excesivo o si la corriente aumenta con demasiada rapidez, lo cual es señal de falla en el circuito protegido.
51	Relevador de sobrecorriente de tiempo para corriente alterna	Relevador de acción retardada, que funciona cuando la corriente alterna de un circuito excede de un valor determinado. El retardo de tiempo puede variar en función inversa a la intensidad de la corriente, o puede ser en función del tiempo definido.
		Relevador que funciona cuando el factor de

55	Relevador de factor de potencia	potencia de un circuito de corriente alterna, llega a ser mayor o menor de un valor determinado.
59	Relevador de sobre voltaje	Relevador que opera cuando el valor del voltaje excede un valor determinado.
60	Relevador de equilibrio de voltajes	Relevador que funciona al existir una diferencia dada en voltaje entre dos circuitos.
61	Relevador de equilibrio de corrientes	Relevador que opera al producirse una diferencia dada entre las intensidades de corrientes, de entrada o de salida.
62	Relevador con retardo de tiempo para apertura o disparo	Relevador de acción retardada que actúa en combinación con el dispositivo que inicia la operación de interrupción, parada o apertura de una secuencia automática.
63	Relevador de flujo, nivel o presión de gas o liquido	Relevador que funciona a valores dados de presión, flujo o nivel de un líquido o de un gas o a un régimen de variación determinado de dichas magnitudes.
64	Relevador protector con fallas a tierra	Relevador que funciona si falla el aislamiento a tierra de una máquina, transformador u otro aparato, o si se produce un arco a tierra en una máquina de corriente directa.
67	Relevador direccional de sobrecorriente para corriente alterna	Relevador que funciona cuando el valor de la sobre corriente llega a un valor determinado y en una dirección prefijada.
68	Relevador de bloqueo contra oscilaciones del sistema	Relevador que inicia una señal piloto para producir una acción de bloqueo o de disparo que contribuye con otros dispositivos a bloquear la acción de disparo o de re-cierre bajo condiciones de falta de sincronismo o de oscilaciones de energía.
74	Relevador de alarma	Cualquier relevador de alarma que no sea del tipo denunciador bajo el número 30 utilizado para hacer funcionar una alarma visible o audible, o que funciona en combinación con dicha alarma.
79	Relevador de re-cierre para corriente alterna	Relevador que controla automáticamente el re-cierre y el bloqueo en posición abierta de un interruptor de corriente alterna.
81	Relevador de frecuencia	Relevador que funciona a un valor determinado de la frecuencia que puede ser mayor, menor o igual a la frecuencia normal.
83	Relevador automático de transferencia	Relevador que sirve para elegir automáticamente entre ciertas fuentes de energía o condiciones de servicio de un equipo.
85	Relevador receptor de un sistema	Relevador accionado o restringido por una

	de onda portadora o hilo piloto	señal del tipo utilizado en sistemas protectoras o del tipo protección direccional por hilo piloto.
86	Relevador auxiliar de bloqueo sostenido	Relevador accionado eléctricamente y de reposición eléctrica o manual, que sirve para desconectar y mantener desconectado un equipo cualquiera después de producirse condiciones anormales.
87	Relevador de protección diferencial	Relevador de protección que funciona bajo una diferencia porcentual, ángulo de fase o de otra diferencia cuantitativa de dos corrientes o de otras magnitudes eléctricas.
94	Relevador de disparo libre	Relevador que opera disparando un interruptor, contactor u otro aparato, o para permitir que dichos elementos sean disparados en forma inmediata por otros dispositivos, o para impedir el re-cierre inmediato del interruptor en el caso en que este se abra automáticamente, no obstante que su circuito de cierre se mantenga en posición de operado.

3.8 Equipo asociado a los relevadores.

3.8.1 Interruptores.

Son equipos electromecánicos diseñados para conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales de operación y condiciones de falla. Los interruptores de potencia deben ser capaces de efectuar las siguientes tareas:

- Cerrado, debe ser un conductor ideal.
- Abierto, debe ser un aislador ideal.
- Cerrado, debe ser capaz de interrumpir la corriente a la que fue diseñado, rápidamente y en cualquier instante, sin producir sobre voltajes peligrosos.
- Abierto, debe ser capaz de cerrar rápidamente y en cualquier instante, bajo corrientes de falla, sin soldarse los contactos por las altas temperaturas.



Figura 3.27 Interruptor de media tensión en vacío VD4, Cortesía de industrias ABB



Figura 3.28 Interruptor de alta tensión serie HPL, Cortesía de industrias ABB

Las condiciones de funcionamiento de los interruptores de potencia están definidas por ciertos valores característicos, denominados características nominales, estos valores son los que encontramos en la placa de datos del equipo.

Las características nominales más importantes de un interruptor son las que a continuación se mencionan:

- 1.- Voltaje nominal.
- 2.- Corriente nominal.
- 3.- Frecuencia nominal.
- 4.- Capacidad interruptiva nominal.
- 5.- Capacidad de cierre nominal.
- 6.- Corriente nominal de tiempo corto.
- 7.- Ciclo de operación nominal.

3.8.2 Clasificación de Interruptores de Potencia.

Los interruptores de potencia pueden clasificarse de la siguiente manera:

Atendiendo al medio de extinción del arco, pueden ser:

1. Aire: la energía del arco se disipa por enfriamiento en las placas cerámicas.
2. Aceite: la energía del arco se disipa en la descomposición del propio aceite.
3. Soplo del aire: la energía del arco se disipa aplicándole una fuerte inyección de aire comprimido.
4. Gas SF₆: la energía del arco se disipa en el gas, de acuerdo con las leyes de la termodinámica.
5. Vacío: la energía del arco es disipada al mantener en el estado de vapor los materiales metálicos provenientes de los contactos.

Considerando su construcción:

1. Tanque vivo: significa que las partes metálicas y de porcelana que contienen el mecanismo de interrupción se encuentran al mismo potencial de la línea.
2. Tanque muerto: significa que el tanque del interruptor y todos sus accesorios se mantienen al potencial de tierra y que la fuente externa y conexiones a la carga se hacen por medio de boquillas convencionales.

En sistemas de distribución la operación de estos equipos se hace a través de relevadores, comúnmente por elementos instantáneos 50 y de tiempo definido 51. Cuando una corriente peligrosa es censada por los relevadores, estos ordenan la desconexión de los contactos del interruptor, una vez despejada la falla el interruptor vuelve a cerrarse mediante una operación manual o automática (empleando relevadores de recierre

automático 79) y el sistema restablece sus condiciones normales de operación. La secuencia de operación se hace como se muestra en la figura 3.29.

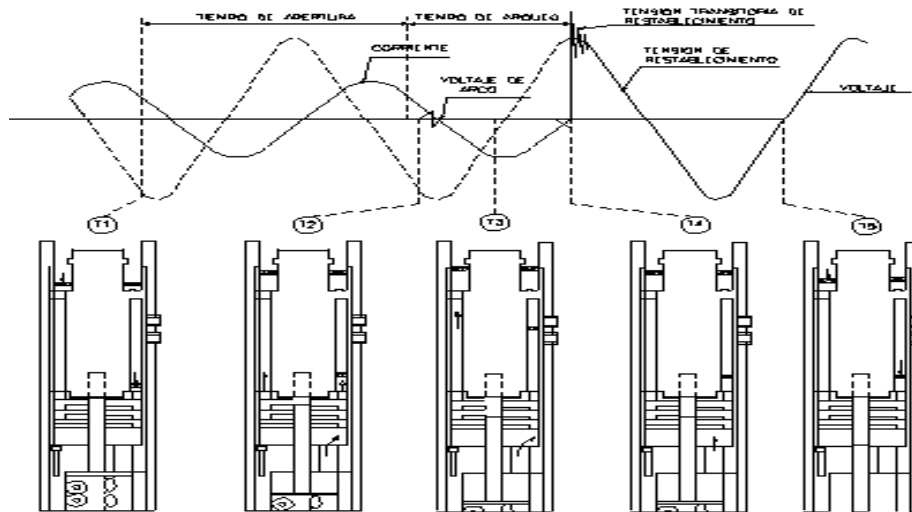


Figura 3.29 Operación de un Interruptor de Potencia.

T1. El interruptor está cerrado pero un impulso de apertura ha sido dado, el movimiento de los contactos se ha iniciado, acelerado con la ayuda del resorte de apertura.

T2. El interruptor abre y el arco se forma, entre el anillo de arqueo del contacto fijo y el contacto móvil.

T3. El contacto móvil se desplaza hacia abajo, abriendo aún más. En el paso cero de la corriente, se presenta un alto valor dieléctrico.

T4. El arco ha sido extinguido y el total del dieléctrico ha sido establecido.

T5. El interruptor ha terminado con el movimiento de contactos y quedó totalmente abierto.

3.8.3 Selección de interruptores.

En general los interruptores de potencia se seleccionan en base a su corriente y tensión nominales, también debe considerarse la capacidad interruptiva del equipo, su nivel de aislamiento y su estabilidad térmica y dinámica al paso de la corriente de corto circuito.

La corriente nominal del interruptor debe ser mayor o igual que la máxima corriente de carga del sistema que protege.

$$I_{nom} \geq I_{cargamax} \quad (3.3)$$

La tensión nominal del interruptor debe ser igual o mayor que la tensión nominal en el punto de instalación.

$$V_{nom} \geq I_{nomred} \quad (3.4)$$

La corriente de desconexión se determina por el valor eficaz de las corrientes de corto circuito simétrica y de corriente directa, en el tiempo de desconexión calculado, es decir, la capacidad interruptiva se determina por medio de la ecuación 3.5.

$$S_{nom} \geq \sqrt{3}V_{nom}I_{ccsim} \quad (3.5)$$

Esta cantidad debe ser igual al interruptor seleccionado por catalogo.

3.9 Transformadores de corriente.

Los transformadores de corriente se diseñan para conectarse en serie con la carga, en la misma forma que se conecta un ampérmetro ordinario. Los devanados primario y secundario se colocan sobre un núcleo fabricado de láminas de chapa al silicio de alta calidad, comúnmente la forma del núcleo es toroidal, como se muestra en la figura número 1, para evitar entrehierros y disminuir las pérdidas.

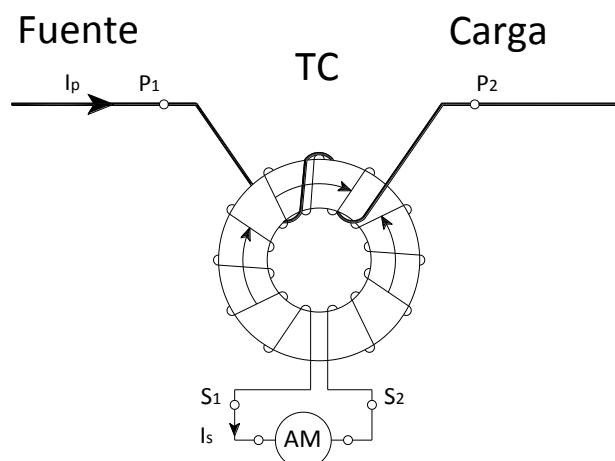


Figura 3.30 Diagrama básico de un TC

Los transformadores de corriente se usan ampliamente para reducir las corrientes de valores elevados que se tienen en los sistemas de potencia a valores normalizados (de 1, 5 y 10 A) que se emplean en los esquemas de medición y protección.

Los transformadores de corriente operan bajo el mismo principio de funcionamiento de un transformador de distribución convencional. Atendiendo a la figura 3.30 pueden establecerse las siguientes observaciones:

- El devanado primario se conecta en serie con la línea o alimentador, circula una corriente I_p por el devanado primario y la impedancia primaria Z_p es tan pequeña que puede ser despreciada.
- La impedancia de la carga Z_c es la resultante de la corriente de la conexión en serie de las bobina de corriente de los equipos de protección y medición que el TC debe alimentar, su magnitud debe ser pequeña, de modo que ofrezca una mínima oposición al paso de la corriente I_s .

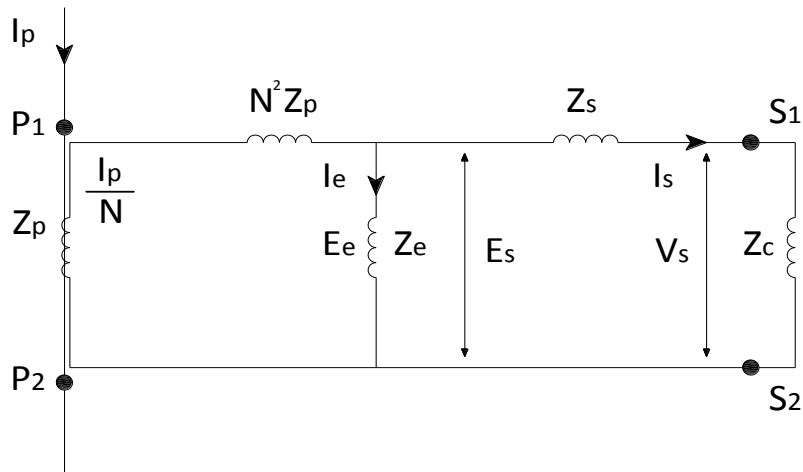


Figura 3.31 Circuito eléctrico de un TC

- I_p =Corriente primaria
- N = Relación de transformación
- Z_p =Impedancia del devanado primario
- Z_e = Impedancia del circuito magnético
- E_e =Tensión inducida
- I_e = corriente de magnetización
- Z_s =Impedancia del devanado secundario
- I_s = Corriente secundaria
- V_s = tensión secundaria
- Z_c =Impedancia de la carga

De acuerdo con la relación de transformación entre los devanados primario y secundario, la corriente primaria se transforma a $\frac{I_p}{N}$ conocida como corriente primaria referida al secundario. Parte de esta corriente es consumida por el circuito magnético del transformador (el núcleo I_e), la corriente restante es la corriente que circula por el devanado secundario I_s .

La corriente de excitación del núcleo es una función de la tensión inducida (E_e) y de la impedancia del circuito magnético (Z_e). La grafica que relaciona la tensión inducida con la corriente de magnetización es conocida como curva de saturación de un TC.

Las curvas de saturación de un TC tipo boquilla, son proporcionadas por los fabricantes o también se determinan mediante pruebas en campo.

El efecto presentado por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo del TC, se observa con un aumento no proporcional en la corriente secundaria de excitación (localizada arriba de la rodilla de la curva de saturación).

Este efecto es conocido como saturación. Cuando se presenta, provoca en la mayoría de los casos un retraso en la operación de las protecciones de sobrecorriente.

Durante la operación de los TC's pueden presentarse diversas situaciones, a continuación se describen las más comunes:

- Cuando la corriente primaria es muy grande.

Si la corriente primaria I_p crece, es obvio que las corrientes de magnetización I_e y la secundaria I_s crezcan proporcionalmente. Si la corriente primaria I_p sigue aumentando hasta alcanzar un valor superior al nominal de TC, el calentamiento producido por la corriente de magnetización I_e en el núcleo puede provocar daños irreversibles al TC.

- Cuando la carga al TC es muy grande

Si la impedancia de carga Z_c tiene una magnitud mayor a la que el TC puede alimentar, las corrientes, secundaria I_s y de magnetización I_e aumentan para compensar la demanda que exige la carga, esto trae consigo un efecto parecido al anterior, el núcleo se calienta y el TC puede dañarse.

- Cuando el circuito secundario está abierto

Si el circuito secundario está abierto, toda la corriente primaria sirve para magnetizar el núcleo, provocando que la tensión secundaria V_s crezca hasta un valor dado por:

$$V_s = I_p \left(\frac{Z_e}{N} \right)$$

Normalmente este nivel de tensión es lo suficientemente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espiras, explosión del TC o daños al personal.

3.9.1 Clasificación ANSI de la precisión para TC's de protección.

Los TC's son fabricados de acuerdo con las normas ANSI, las cuales establecen la capacidad del TC mediante una nomenclatura conformada por dos símbolos: una letra "C" o "T" y un número que representa el nivel de tensión en los bornes secundarios.

Por ejemplo, un TC de clase C-400, puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente secundaria nominal ($5 \times 20 = 100A$), soportando una tensión de hasta 400 V en sus bornes, sin exceder el error de 10% permitido para estos casos.

Las clases nominales de los TC's están dadas en la siguiente tabla

TABLA 3.5 Clases nominales de transformadores de corriente para aplicación de protecciones.

CLASE	POTENCIA [VA]	CARGA ADMISIBLE ("B" O BURDEN) [Ω]
C-10	2.5	0.1
C-20	5.0	0.2
C-50	12.5	0.5
C-100	25.0	1.0
C-200	50.0	2.0
C-400	100.0	4.0
C-800	200.0	8.0

Tipos de transformadores de corriente.

Los TC's pueden estar integrados al equipo primario o separados de él.

Los TC's integrados son del tipo boquilla (dona), estos se encuentran alojados en la parte inferior de las boquillas, en interruptores y transformadores de potencia.

Estos pueden tener uno o varios devanados secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el TC tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. El circuito de mayor precisión es utilizado para medición y los demás para protección.

Los devanados pueden ser de relación fija, doble o múltiple.

La relación de transformación se expresa con una fracción. El numerador es el valor de la corriente primaria (en amperes) y el denominador es la corriente secundaria (normalmente 5 amperes).

En la figura 3.32 se representa un diagrama del devanado secundario de un TC con relación múltiple, esta indica los Taps o derivaciones con su número de espiras entre las terminales para un TC de 1200 A.

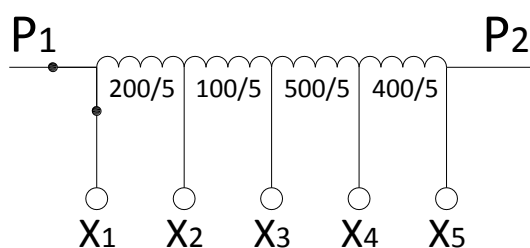


Figura 3.32 Diagrama del devanado secundario de un TC

Conexión de los transformadores de corriente

Los tipos de conexiones de TC'S más usados en esquemas de protección contra sobrecorriente son:

- 1) Conexión monofásica
- 2) Conexión en estrella

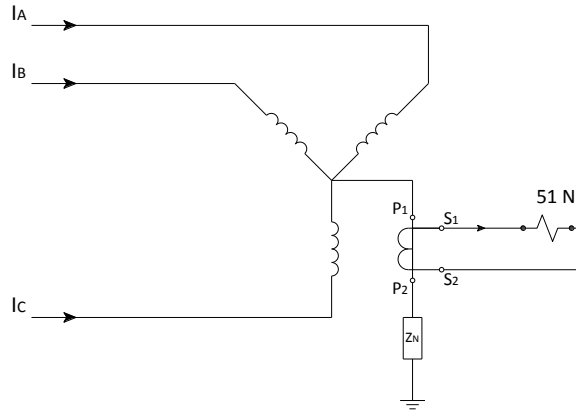


Figura 3.33 Conexión monofásica de un TC

La conexión monofásica se emplea para conducir las corrientes de secuencia cero ($3I_0$) que circulan a través del neutro de un transformador. Esta corriente es censada por un relevador de sobrecorriente a tierra como se muestra en la siguiente figura.

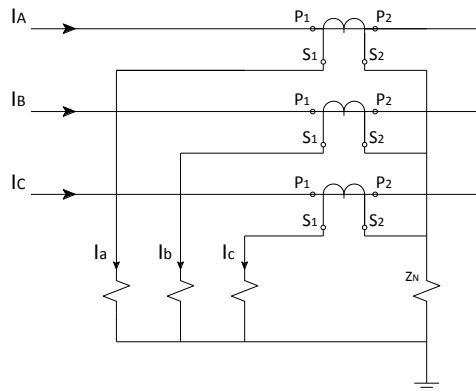


Figura 3.34 Conexión trifásica en estrella de TC's

La conexión estrella es usada en sistemas trifásicos. La corriente secundaria de cada fase es conducida y conectada en serie con los circuitos de relevadores de fase, que al igual que los devanados secundarios están conectados en estrella.

Debe cuidarse que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta para las 3 fases. La inversión de cualquiera de ellas puede desbalancear la estrella, provocando una corriente residual en el neutro.

CAPITULO 4 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

4.1 Corto Circuito.

Un estudio de coordinación de protecciones requiere forzosamente empezar por determinar el comportamiento de un sistema en condiciones de falla, dicho de otra forma, cuando ocurre un cortocircuito en el sistema.

En ingeniería eléctrica un estudio de cortocircuito se considera imprescindible para cualquier nuevo proyecto, la información que se obtiene tras hacer dicho estudio permite determinar: capacidad de aguante de las barras principales de tableros de distribución, diseño de sistemas de tierra, capacidad de los conductores, capacidad interruptiva de los dispositivos de protección y también es necesario para un *estudio de coordinación de protecciones*.

Un estudio de cortocircuito puede revelar información sobre el nivel de corrientes monofásicas y trifásicas en cada uno de los puntos del sistema durante condiciones de falla. Dentro de este análisis existen varios métodos para determinar las corrientes de cortocircuito en un sistema, este trabajo presenta dos métodos, considerados los más comunes en campo, el método de los MVA's y el método de las componentes simétricas.

El método de los MVA's es una buena herramienta para analizar fallas simétricas, sin embargo, este tipo de fallas son las que ocurren con menor regularidad. El método de las componentes simétricas presenta resultados más confiables acerca de condiciones de falla simétricas y asimétricas.

Este capítulo no pretende profundizar en el análisis de corto circuito, solamente presenta una justificación teórica para el desarrollo del proyecto de esta tesis, para mayor información se recomienda consultar la bibliografía que se menciona al final del trabajo.

¿Qué datos se requieren para hacer un estudio de corto circuito?

Un estudio de corto circuito requiere en primer lugar un diagrama unifilar con la siguiente información:

- Datos de contribución de CFE, valores de las fallas de cortocircuito monofásico, trifásico y el valor de X/R . Estos datos nos los debe entregar CFE.
- Datos de las protecciones: Marca, modelo, capacidad, ajustes.
- Datos de los conductores eléctricos: Calibre, distancia, ampacidad, canalización.
- Datos de transformadores: Marca, potencia, voltajes, conexiones, impedancia.
- Datos de bancos de capacitores: Marca, potencia, voltaje.
- Datos de motores: Marca, potencia, voltaje, características de operación y curvas de eficiencia.
- Datos de generadores: Marca, potencia, voltaje, características de operación.
- Datos de los tableros eléctricos de distribución.

De acuerdo con la información anterior podemos decir que las principales fuentes que contribuyen a la corriente de cortocircuito son; generadores, motores síncronos, motores de inducción y el sistema de la compañía suministradora.

4.2 Método de los MVA's.

Este método es muy utilizado para determinar corrientes de cortocircuito simétricas, es decir, fallas trifásicas. Cuando existe una falla trifásica en un sistema eléctrico, las tres líneas se ven afectadas por el cortocircuito, esto significa que la magnitud de la corriente al momento de la falla es de igual magnitud en las tres fases y cada una se desplaza 120°.

El método de los MVA's permite calcular la potencia de cortocircuito simétrico en cualquier punto del sistema y a partir de este valor se calcula la corriente de cortocircuito.

Este método requiere de algunas ecuaciones para ajustar los datos del diagrama unifilar a MVA's.

- $MVA_{acc\ CFE} = MVA\ CFE \dots (1)$
- $MVA_{acc\ TR} = \frac{MVA\ TR}{Z^{\circ}/1} \dots (2)$
- $MVA_{acc\ MOT} = \frac{MVA\ MOT}{Z^{\circ}/1} \dots (3)$
- $MVA_{acc\ conductores} = \frac{KV^2(F-F)}{Z\Omega} \dots (5)$
- $I_{cc\ Simétrica} = \frac{MVA_{acc\ equivalente} * 1000}{\sqrt{3} * KV_{falla}} \dots (6)$

Puede referirse a este método como un tanto gráfico, pues los valores en MVA de cada uno de los elementos que contribuyen a la corriente de cortocircuito se representan por medio de círculos o rectángulos al mismo tiempo que sustituyen a los elementos originales del diagrama unifilar.

Una vez sustituidos los elementos del diagrama unifilar por los rectángulos/círculos en MVA's se procede a reducir el circuito hasta el punto de falla del sistema. El equivalente de

rectángulos/círculos conectados en serie se reduce como si se tratara de la suma de resistencias en paralelo. La reducción de un equivalente de MVA's en paralelo se obtiene por medio de una suma directa de los elementos, como si se trata de sumar resistencias en serie. Con el valor obtenido de MVA's en el punto de falla, se calcula el valor de corriente de cortocircuito trifásico con la ecuación 7:

$$I_{cc} = \frac{MVA_{CC} \times 1000}{\sqrt{3} * kV_{LL}} \dots (7)$$

Dónde:

MVA_{CC} = MVA de corto circuito en el punto de falla.

kV_{ll} = Tensión de línea a línea en el punto de falla.

Procedimiento para el cálculo empleando el método de los MVA's.

1. Conversión de los elementos del diagrama unifilar en MVA's.
2. Dibujar el diagrama unifilar en MVA's.
3. Reducir los MVA's y calcular el valor de corriente de cortocircuito en cada uno de los puntos de falla.

Dado diagrama unifilar de la figura 4.1 se supone una serie de fallas trifásicas en cada una de las barras, las corrientes de cortocircuito simétricas se calculan como:

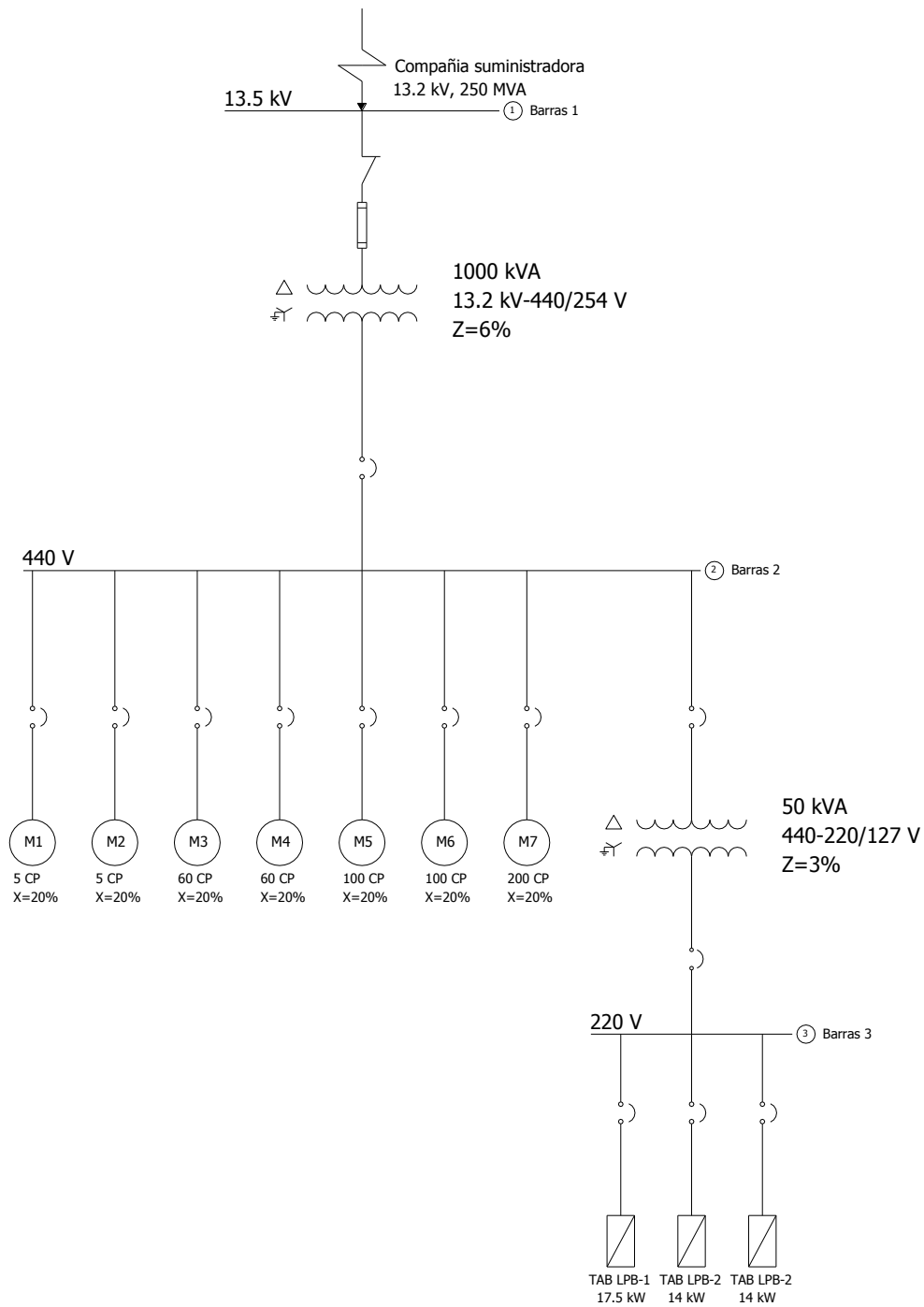


Figura 4.1 Diagrama unifilar para explicar el análisis de corto circuito

Para los cálculos que se presentan a continuación se considera **1 CP = 1kVA**.

Ejemplo de la determinación de los MVA, Motor 1.

De acuerdo con la ecuación 3, los MVA del Motor 1 son:

$$MVAcc\ MOT = \frac{MVA\ MOT}{Z^\circ/1} = \frac{0.005}{0.20} = 0.025\ MVA$$

Ejemplo de la determinación de los MVA, Transformador 1.

De acuerdo con la ecuación 2, los MVA del Transformador 1 son:

$$MVAcc\ TR = \frac{MVA\ TR}{Z^\circ/1} = \frac{1}{0.06} = 16.67\ MVA$$

TABLA 4.1 Conversión de los elementos del diagrama unifilar a MVA's de corto circuito.

Elemento	MVA	kV	Z%	MVAcc	Fórmula
M1	---	.44	0.2	0.025	$MVAcc\ MOT = (MVA\ MOT)/(Z^\circ / 1)$
M2	---	.44	0.2	0.025	$MVAcc\ MOT = (MVA\ MOT)/(Z^\circ / 1)$
M3	---	.44	0.2	0.3	$MVAcc\ MOT = (MVA\ MOT)/(Z^\circ / 1)$
M4	---	.44	0.2	0.3	$MVAcc\ MOT = (MVA\ MOT)/(Z^\circ / 1)$
M5	---	.44	0.2	0.5	$MVAcc\ MOT = (MVA\ MOT)/(Z^\circ / 1)$
M6	---	.44	0.2	0.5	$MVAcc\ MOT = (MVA\ MOT)/(Z^\circ / 1)$
M7	---	.44	0.2	1	$MVAcc\ MOT = (MVA\ MOT)/(Z^\circ / 1)$
T1	1		0.06	16.67	$MVAcc\ TR = (MVA\ TR)/(Z^\circ / 1)$
T2	0.05		0.03	1.67	$MVAcc\ TR = (MVA\ TR)/(Z^\circ / 1)$
Compañía suministradora	250			250	$MVAcc\ CFE = MVA\ CFE$

El diagrama unifilar queda como se muestra en la siguiente figura.

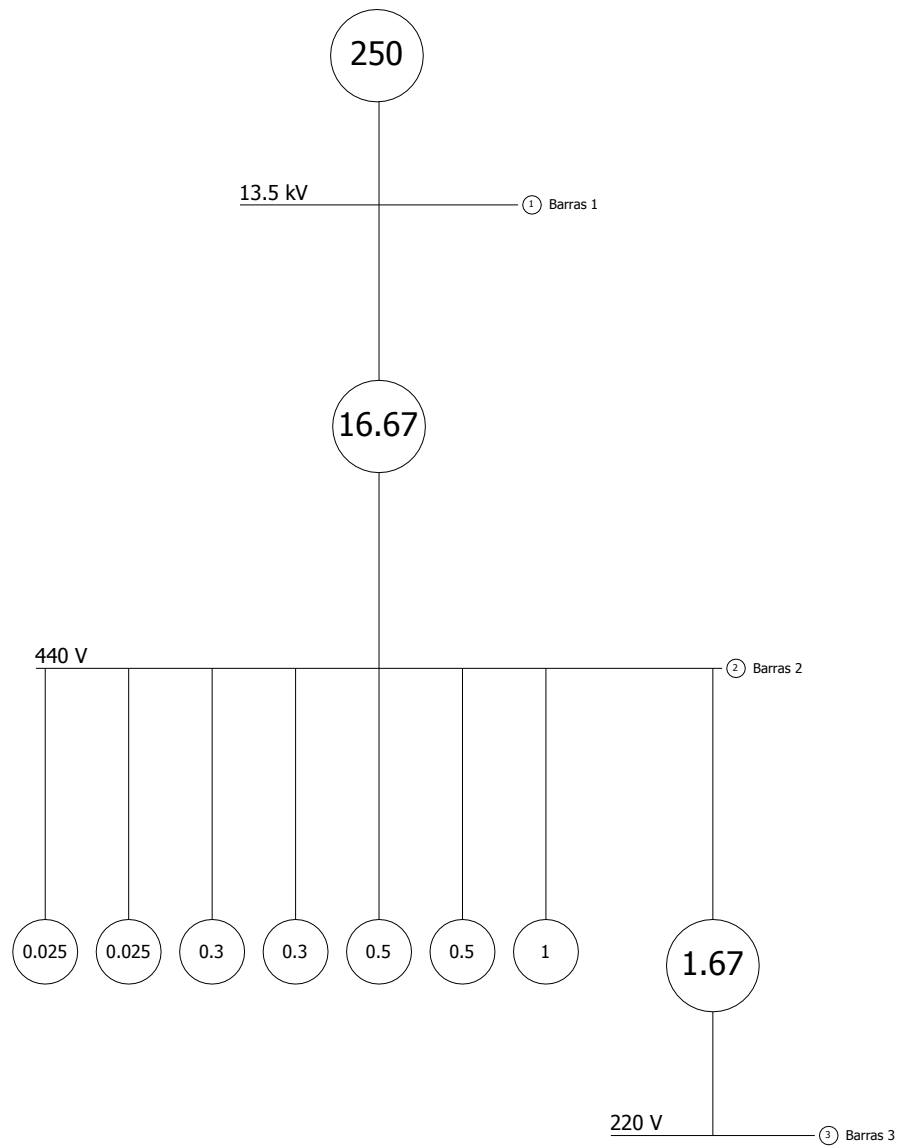


Figura 4.2 Diagrama de MVA's

La tabla 4.1 muestra cómo se reducen los equivalentes hasta el punto de falla, para este ejemplo se considera una falla franca trifásica en las barras colectoras 1.

Tabla 4.2 Reducción de los equivalentes en MVA hasta el punto de falla en las barras 1.

	$Eq1 = \sum MVA_{Motores}$ $Eq1 = 2.65$	$Eq2 = \left(\frac{1}{Eq1} + \frac{1}{16.67} \right)^{-1}$ $Eq2 = 2.28645384$	$Eq3 = Eq2 + 250$ $Eq3 = 252.28645384$ <p>La I_{cc} en las barras colectoras 3 es,</p> $I_{cc} = \frac{Eq3}{(\sqrt{3})(kV_{LL})}$ $I_{cc} = \frac{252.28645384 \text{ MVA}}{(\sqrt{3})(13.5 \text{ kV})}$ $I_{cc} = 10.7894557$
<p>Se considera una falla trifásica en las barras 1, nótese que la posición de las flechas determina la dirección de cada una de las corrientes dirigiéndose al punto donde ocurre la falla, las barras 1.</p>	<p>Se reducen los círculos en las barras 3, obsérvese que únicamente se toman en cuenta los motores y no el transformador debido a que no hay equipos que contribuyan a la corriente de corto circuito en el lado secundario del transformador.</p>	<p>Nuevamente se reducen los círculos y se consigue el Eq2.</p>	<p>Finalmente se obtiene la potencia de corto circuito que se tendría en la barras colectoras 1 durante una falla franca trifásica y se determina la corriente de corto circuito simétrica. Este valor de corriente es el que se toma en cuenta para seleccionar la capacidad interruptiva de las protecciones.</p>

4.3 Método de las componentes simétricas.

Cuando las fallas son monofásicas a tierra, bifásicas o bifásicas a tierra, el comportamiento de las corrientes de cortocircuito es asimétrico, es decir las corrientes de las tres fases dejan de estar balanceadas. El método de las componentes simétricas permite calcular valores de corriente de cortocircuito asimétricas. Las fallas asimétricas son las que se presentan con mayor frecuencia en los sistemas eléctricos de distribución. Para entender este método es preciso tener conocimiento de cómo se analizan sistemas eléctricos por medio de las componentes simétricas, a continuación se dará una breve introducción de este tema tan importante.

¿Que son las componentes simétricas?

Un sistema eléctrico trifásico puede dividirse en 3 sistemas de componentes diferentes; un sistema de secuencia positiva, sistema de secuencia negativa y un sistema de secuencia cero.

El **sistema de secuencia positiva** se representa por medio de tres fasores de igual magnitud desplazados 120° que giran a la misma dirección que el sistema original. La siguiente figura muestra la disposición de los fasores.

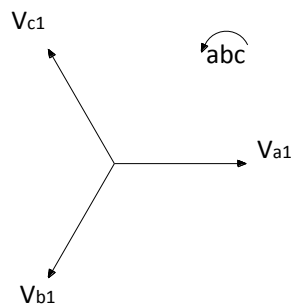


Figura 4.3 Red de secuencia positiva

El **sistema de secuencia negativa** se representa por medio de tres fasores de igual magnitud desplazados 120° que giran en dirección contraria al sistema original. La siguiente figura muestra la disposición de los fasores.

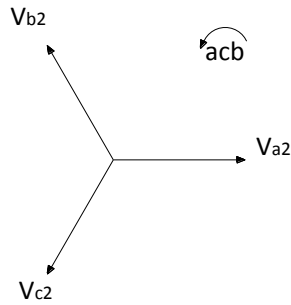


Figura 4.4 Red de secuencia negativa

Este **sistema de secuencia cero** consta de tres fasores idénticos en magnitud y ángulo de fase, como se muestra en la siguiente figura.

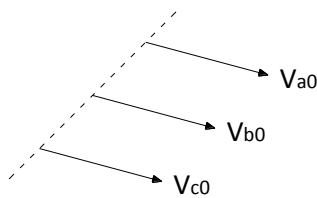


Figura 4.5 Red de secuencia cero

Al sumar cada uno de los fasores de secuencia se obtiene el valor o fador original, tal y como se muestra a continuación.

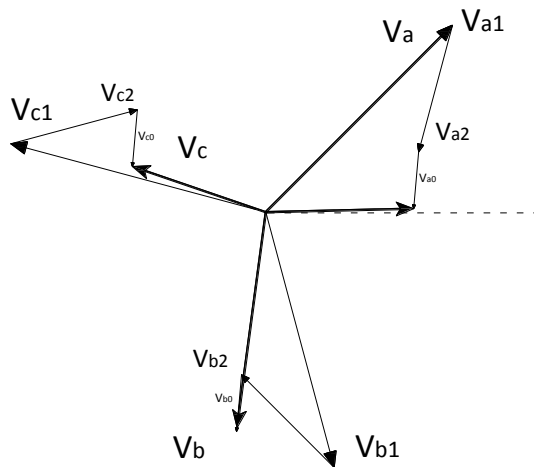


Figura 4.6 Suma vectorial de los fasores de secuencia

Donde:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \dots (8)$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \dots (9)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \dots (10)$$

El siguiente paso es encontrar un sistema de ecuaciones que resuelvan para las tres secuencias, la teoría de las componentes simétricas desarrolló un análisis que dedujo la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_a \\ V_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} \dots (10)$$

Nótese que el sistema de ecuaciones de la ecuación 10 resuelve para los valores o fasores originales, despejando los fasores de secuencia V_{a1} , V_{a2} y V_{a0} se tiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_b \end{bmatrix} \dots (11)$$

Donde a es un factor que hace girar 120° al fasor que se le multiplica. ($a[120^\circ$, $a^2[240^\circ$)

4.3.1 Análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución utilizando las componentes simétricas.

Emplear las componentes simétricas para analizar fallas en los sistemas eléctricos de distribución puede ser un tanto confuso cuando no se domina la teoría. Este trabajo presenta el desarrollo de las fallas más comunes en SED utilizando las componentes simétricas.

La condición adecuada de cualquier sistema eléctrico es la de operar sin fallas, dado que es inevitable suprimirlas, surge este importante aspecto que debe tomarse en cuenta para la operación y planeación de los sistemas eléctricos de distribución. El uso del análisis y representación de la falla de cortocircuito, hace más complejo el estudio de los sistemas eléctricos pero nos ayuda a conocer con mayor exactitud los parámetros del sistema.

Consideramos como falla a todas las condiciones que produzcan un funcionamiento anormal en el SED, no solo las producidas por origen eléctrico sino que incluiremos aquellas que están fuera del control humano (descargas atmosféricas).

Con esto debemos considerar que el equipo o sistema en condiciones de falla puede sufrir daños muy graves y que en ocasiones estas fallas son constantes, por ello es necesario diseñar los sistemas eléctricos con los elementos de protección adecuados para la detección y señalización de las fallas.

Estudios estadísticos efectuados en sistemas de distribución aérea, señalan que hasta un 95% de las fallas presentadas son transitorias.

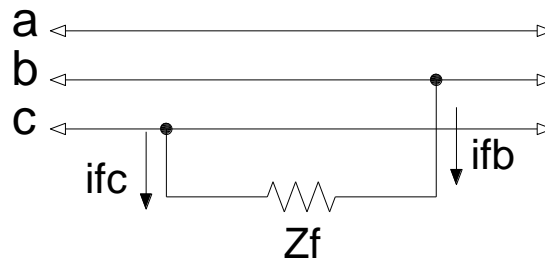
Causas típicas de las fallas.

- Conductores que por acción del viento se tocan.
- Descargas eléctricas sobre la línea o los aisladores.
- Animales que unen, puentean los conductores de fase o “vivos” entre sí o con partes puestas a tierra.
- Ramas de árboles, antenas, láminas, alambres que de igual forma puentean los conductores.
- Contaminación ambiental.
- Vandalismo.

Las fallas pueden ser las siguientes:

4.3.1.1 Falla de línea a línea (bifásica).

Las cuales se presentan que por acción del viento, animales u otros factores provocan que los conductores de las fases o conductores “vivos” choquen y se presente la falla. En esta clasificación podemos encontrar tres tipos como:



Condiciones de falla son:

$$i_{Fa} = 0$$

$$i_{Fb} = -i_{Fc}$$

$$V_{Fb} - V_{Fc} = i_{Fb}Z_F$$

Convirtiendo los valores de corrientes a componentes simétricas

$$\begin{bmatrix} i_{a1} \\ i_{a2} \\ i_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ i_b \\ -i_b \end{bmatrix}$$

Al resolver las ecuaciones se obtienen los siguientes valores de componentes:

$$i_{a0} = 0; i_{a1} = -i_{a2}$$

De acuerdo con los valores de corriente de componentes de secuencias, el valor de la corriente de la componente de secuencia 0 es cero por lo tanto la tensión de secuencia 0 es también cero, las únicas redes de secuencia que se toman en cuenta son la de secuencia positiva y negativa.

Para transformar a componentes (a, b y c) a componentes de secuencia (0, 1 y 2) se emplea la segunda condición $V_{Fb} - V_{Fc} = i_{Fb}Z_F$:

$$V_b - V_c = (V_{b1} + V_{b2}) - (V_{c1} + V_{c2})$$

$$(V_{b1} + V_{b2}) - V_{c1} - V_{c2}$$

$$(V_{b1} - V_{c1}) + (V_{b2} - V_{c2})$$

Aplicando el operador "a" podemos representar la ecuación anterior como:

$$(a^2 - a)V_{a1} + (a - a^2)V_{a2}$$

$$(a^2 - a)(V_{a1} - V_{a2})$$

Utilizando el operador “a” en el término $i_{Fb}Z_F$ queda:

$$i_{Fb}Z_F = (i_{Fb1} + i_{Fb2})Z_F = (a^2i_{Fa1} + ai_{Fa2})Z_F$$

De la ecuación anterior se tiene:

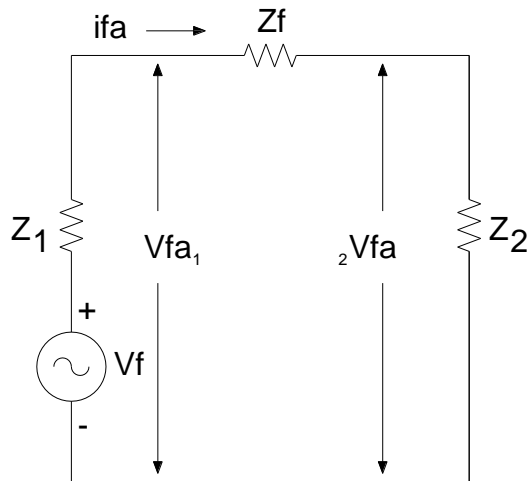
$$i_{a1} = -i_{a2}$$

Igualando los dos términos anteriores

$$(a^2 - a)(V_{a1} - V_{a2}) = (a^2 - a)i_{a1}Z_F$$

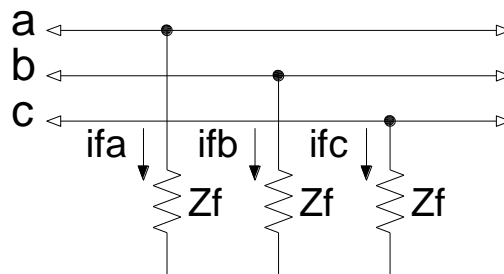
Reduciendo términos iguales, se obtiene la siguiente ecuación:

$$V_{a1} - V_{a2} = i_{a1}Z_F$$



Del circuito anterior se obtiene $i_{fa1} = i_{fa2} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f}$

4.3.1.2 Falla trifásica.



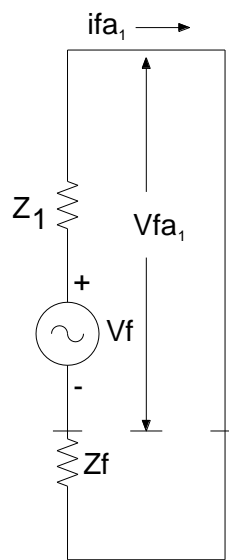
En este caso las tres fases son cortocircuitadas a través de impedancias iguales. Debido a que el cortocircuito perjudica a las tres líneas al mismo tiempo, el valor corriente de cortocircuito en cada una de las fases es el mismo, por ello, esta falla se considera simétrica.

Condiciones de falla:

Debido a que no existe conexión del neutro a tierra, $i_0 = 0$

Debido a que la falla es simétrica, el valor de las corrientes de cortocircuito es el mismo en todas las fases y desplazadas 120° , $i_a + i_b + i_c = 0$

El análisis se resume al determinar la corriente de cortocircuito trifásica utilizando únicamente la red de secuencia positiva.



Como la falla es simétrica:

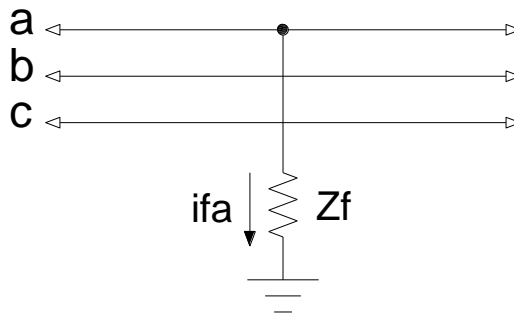
$$i_a = i_1 = \frac{V_a}{Z_1 + Z_F}$$

$$i_b = a^2 i_1$$

$$i_c = a i_1$$

4.3.1.3 Falla monofásica (Línea-Tierra).

Se le considera la falla más común en sistemas eléctricos, se origina principalmente por descargas atmosféricas o por contactos entre conductores activos y estructuras metálicas aterrizadas.



De acuerdo con la figura mostrada, la falla se presenta en la fase a. Este análisis aplica para cualquiera de las fases.

Condiciones en el punto de falla: a partir del circuito se plantean las condiciones de falla, corrientes y tensiones. Durante una falla monofásica solamente circula corriente de cortocircuito por una fase, la fase fallada.

$$i_{Fb} = 0; i_{Fc} = 0; V_{fa} = Z_F * i_{Fa}$$

Convirtiendo los valores de corrientes a componentes simétricas.

$$\begin{bmatrix} i_{a1} \\ i_{a2} \\ i_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} i_a \\ i_a \\ i_a \end{bmatrix}$$

$$i_{a1} = i_{a2} = i_{a0} = \frac{1}{3} i_a$$

Si las corrientes de secuencia son iguales para este caso, entonces puede afirmarse lo siguiente:

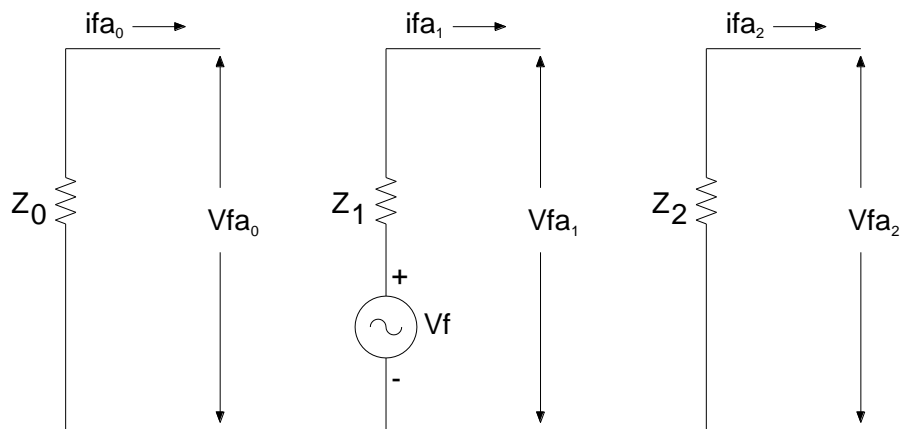
$$i_a = 3i_{a0}$$

La tensión en el punto de falla involucra a las tres tensiones de secuencia en el instante cuando ocurre la falla, de la tercera condición de falla ($V_{fa} = Z_F * i_{Fa}$) queda entonces:

$$V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = V_{fa}$$

$$V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = Z_F * i_{Fa}$$

$$V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = 3Z_F * i_0$$



Si se reemplazan las ecuaciones anteriores en la ecuación obtenida durante el análisis de la falla monofásica, queda entonces:

$$Vf - Z_1 i_{a1} - Z_2 i_{a2} - Z_0 i_{a0} = 3Z_F * i_{a0}$$

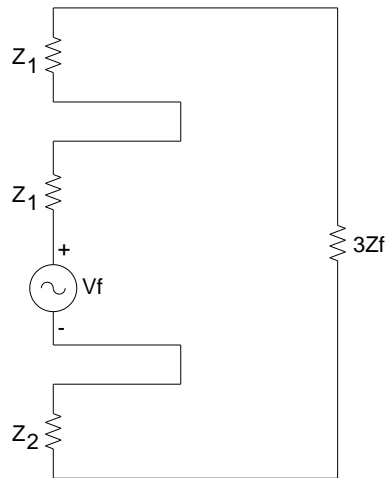
O también,

$$Vf - Z_1 i_{a0} - Z_2 i_{a0} - Z_0 i_{a0} = 3Z_F * i_{a0}$$

Despejando i_0 del punto de falla:

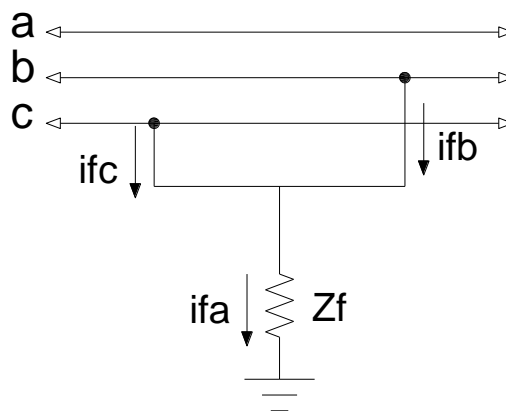
$$i_{a0} = \frac{V_f}{Z_1 i_{a0} + Z_2 i_{a0} + Z_0 i_{a0} + 3Z_F}$$

El circuito equivalente para la falla de línea a tierra se muestra a continuación.



4.3.1.4 Falla Línea a Línea a tierra o bifásica a tierra.

Las condiciones de esta falla se muestran en la siguiente figura:



$$V_b = V_c = (i_b + i_c)Z_f$$

Transformación se las corrientes de componentes (a, b y c) a componentes simétricas (1, 2 y 0).

$$\begin{bmatrix} i_{a1} \\ i_{a2} \\ i_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

Para la red de secuencia cero se obtienen $i_{a0} = \frac{i_b+i_c}{3} = 3i_{a0} = i_b + i_c$

Transformando las tensiones de componentes (a, b y c) a componentes simétricas (1, 2 y 0).

$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_b \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} V_a + (a + a^2)V_b \\ V_a + (a + a^2)V_b \\ V_a + 2V_b \end{bmatrix}$$

Resolviendo para cada una de las tensiones de secuencia:

$$V_{a1} = \frac{V_a + (a + a^2)V_b}{3}$$

$$V_{a2} = \frac{V_a + (a + a^2)V_b}{3}$$

$$V_{a0} = \frac{V_a + 2V_b}{3}$$

De las ecuaciones anteriores se concluye que $V_{a1} = V_{a2}$

El voltaje de secuencia cero es $V_{a0} = \frac{V_a+2V_b}{3} = 3V_{a0} = V_a + 2V_b$

Recordando que para este análisis $V_b = Z_F * 3i_{a0}$ y que la suma de las componentes simétricas resulta el valor original, en este caso $V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$ la ecuación anterior queda como:

$$3V_{a0} = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} + 2(Z_F * 3i_{a0})$$

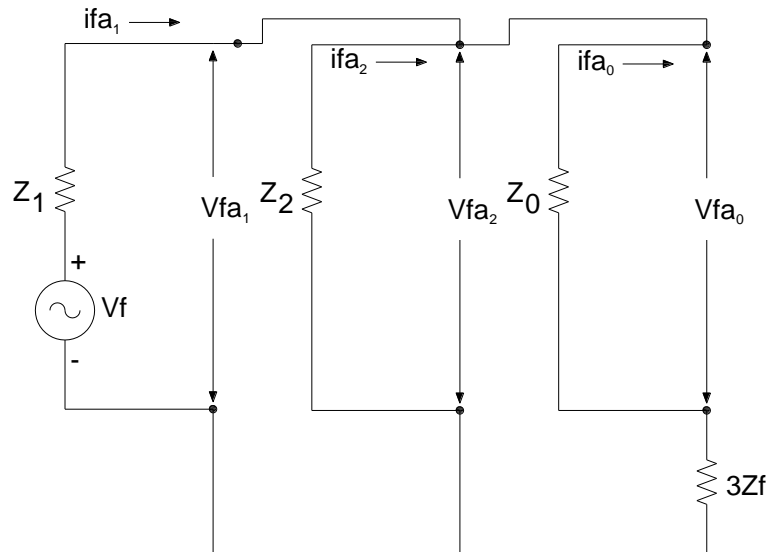
Aplicando $V_{a1} = V_{a2}$ y reduciendo términos en ambos lados de la ecuación:

$$2V_{a0} = 2V_{a1} + 2(Z_F * 3i_{a0})$$

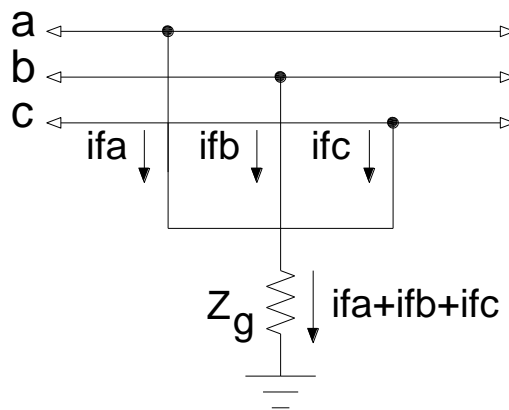
$$V_{a0} = V_{a1} + (Z_F * 3i_{a0})$$

Sumando las componentes simétricas de corriente, se obtiene la corriente de falla en el punto de cortocircuito, la siguiente ecuación determina la conexión de las redes de secuencia:

$$i_{falla} = i_{a1} + i_{a2} + i_{a0}$$



4.3.1.5 Falla trifásica a tierra.



Ahora las tres fases son cortocircuitadas a través de una impedancia que está aterrizada.

Condiciones de falla: Las ecuaciones de tensión en componentes (a, b y c) son:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_F + Z_g & Z_F & Z_F \\ Z_F & Z_F + Z_g & Z_F \\ Z_F & Z_F & Z_F + Z_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

Convirtiendo las tensiones anteriores a componentes simétricas:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_F + Z_g & Z_F & Z_F \\ Z_F & Z_F + Z_g & Z_F \\ Z_F & Z_F & Z_F + Z_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_0 \end{bmatrix}$$

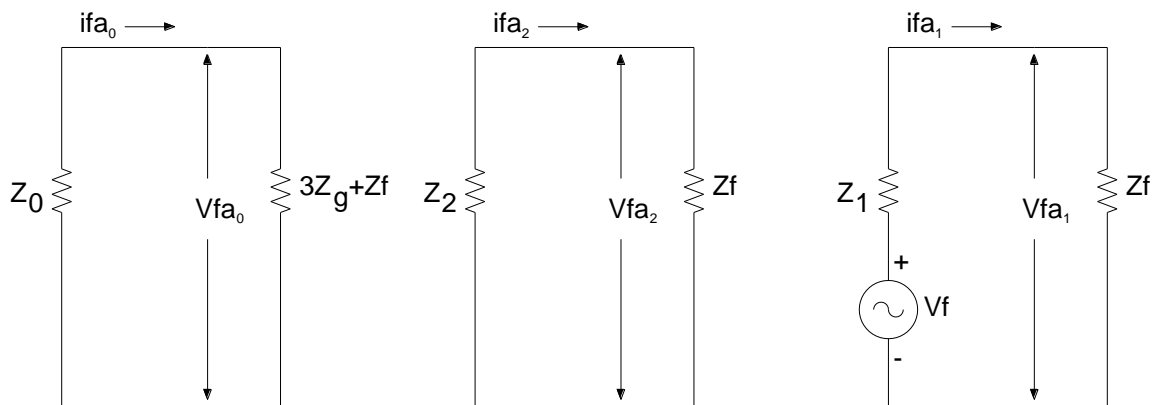
Resolviendo para cada una de las tensiones de componentes simétricas queda:

$$V_1 = Z_F i_1$$

$$V_2 = Z_F i_2$$

$$V_0 = (3Z_g + Z_F) i_0$$

De acuerdo con las ecuaciones anteriores, el circuito equivalente para este caso es:



También pueden ocurrir **fallas simultáneas** en las redes de distribución, es decir, cuando se presenta más de una falla de las mencionadas anteriormente en la línea de distribución, aunque en muy pocas ocasiones se manifiestan por la rápida respuesta de operación de los elementos de protección. Además de las fallas mencionadas existen **fallas de circuito abierto** que se manifiestan cuando en las uniones entre conductores, empalmes o la conexión de

conductores con otros dispositivos se efectúan de manera incorrecta provocando que el circuito quede abierto y no circule la corriente eléctrica.

4.4 Valores por unidad.

Analizar los sistemas eléctricos de distribución puede ser un tanto complicado por el número de unidades o parámetros eléctricos del sistema. Si consideramos que en todos los SED existen transformadores, significa que antes y después de ellos hay elementos que contribuyen a la corriente de cortocircuito, trasladar estos valores hasta el punto de falla puede complicar el análisis cuando se toman en cuenta las unidades ampere, volt, watt, Ω . El método de valores en por unidad es una herramienta que permite reducir este problema, ya que puede representar todos estos parámetros en % y además pueden estar referidos a una misma base.

Las tensiones, corrientes, impedancias y potencias, están relacionadas entre sí, de tal forma que la elección de valores base, para dos cualesquiera determinan los valores base de las otras dos. Si se especifican los valores base de la tensión y la corriente, se pueden determinar la impedancia base y la potencia base. La impedancia base es aquella que da lugar a una caída de tensión igual a, la tensión base, cuando la corriente que circula por dicha impedancia sea igual al valor base de la corriente. Las potencias base, en sistemas monofásicos, son el producto de la tensión base en Kv por la corriente base en ampere. Normalmente, las magnitudes elegidas para seleccionar las bases son la potencia en kVA y la tensión en kV. En sistemas monofásicos o trifásicos en los que el término "corriente" se refiere a la corriente de línea, el término tensión se refiere a la tensión al neutro y la potencia son kVA por fase, relacionándose las diversas magnitudes por medio de las fórmulas siguientes:

Sistemas monofásicos.

Si designamos la cantidad base con el subíndice B tendremos,

Potencia base = $S_{1\phi}$

Tensión base = V_{NB}

La corriente base y la impedancia base se calculan como:

$$\text{Corriente base} = I_B = \frac{S_{1\phi}}{V_{NB}} = \frac{kVA_{1\phi}}{kV_{NB}} \dots (12)$$

$$\text{Impedancia base} = Z_B = \frac{V_{NB}}{I_B} = \frac{V_{NB}^2}{S_{1\phi}} \dots (13)$$

En las ecuaciones anteriores los subíndices **1 ϕ** y **N** indican “por fase” y “al neutro” respectivamente.

Teniendo definidas las cantidades base, podemos normalizar cualquier cantidad del sistema dividiéndola por la cantidad de base de la misma magnitud. Así, la impedancia por unidad $Z_{p.u.}$, queda definida como:

$$\text{Impedancia en pu} = \frac{\text{Impedancia nominal } \Omega}{\text{Impedancia base } \Omega}$$

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_n \Omega}{Z_B \Omega} p.u \dots (14)$$

En esta ecuación las dimensiones se cancelan y el resultado es una cantidad adimensional cuyas unidades se especifican en por unidad (p.u.)

Si escribimos $\underline{Z}_\Omega = R + jX$ en Ω , podemos dividir ambos lados de esta ecuación por Z_B y obtenemos:

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_n}{Z_B} = \frac{R + jX(en\Omega)}{Z_B(en\Omega)} p.u$$

$$R_{p.u} = \frac{R_\Omega}{Z_B} p.u \dots (15)$$

$$X_{p.u} = \frac{X_\Omega}{Z_B} p.u \dots (16)$$

De la misma manera podemos escribir $\underline{S} = P + j Q$ en VA y dividiéndola por la potencia base $S_{1\phi B}$, obtenemos:

$$S_{p.u} = \frac{S}{S_B} = \frac{P + jQ}{S_{B\phi}} p.u$$

De donde,

$$P_{p.u} = \frac{P(\text{en watt})}{S_{B\phi}} p.u \dots (17)$$

$$Q_{p.u} = \frac{Q(\text{en var})}{S_{B\phi}} p.u \dots (18)$$

4.4.1 Cambio de base para los valores por unidad.

Algunas veces la impedancia por unidad de un componente, de un sistema se expresa sobre una base distinta que la seleccionada como base para la parte del sistema en la cual está situado dicho componente. Dado que todas las impedancias de cualquier parte del sistema tienen que ser expresadas respecto a la misma impedancia base, al hacer los cálculos, es preciso tener un medio para pasar las impedancias por unidad de una a otra base.

Por lo tanto, para cambiar la impedancia por unidad respecto a una base nueva, se aplicará la ecuación siguiente:

$$Z_{nueva p.u.} = Z_{dada p.u.} \left(\frac{kV \text{ base dados}}{kV \text{ base nuevos}} \right)^2 \left(\frac{kVA \text{ base nuevos}}{kVA \text{ base dados}} \right) \dots (19)$$

Esta ecuación no tiene ninguna relación con la transferencia del valor óhmico de la impedancia de un lado del transformador a otro. El gran valor de la ecuación está en el cambio de la impedancia por unidad que se da, de una base particular a otra base, sin tener conocimiento del valor óhmico de Z_{Ω} .

Pueden ocuparse las siguientes ecuaciones para obtener valores en p.u. a partir de los datos propios de los equipos eléctricos y de los valores base que se hayan escogido para analizar el sistema eléctrico.

- Acometida

$$X_{pu} = \frac{kVA_b}{kVA_{C.S.}} \dots (20)$$

- Transformadores

$$X_{pu} = \frac{\%X_{trafo}}{100} \dots (21)$$

- Cables

$$X_{pu} = R \left(\frac{\%kVA_b}{100 kV^2} \right) \dots (22)$$

- Motores

$$X''_{pu} = \frac{\%X''_{MOTOR}}{100} \left(\frac{kVA_b}{kVA_{MOTOR}} \right) \dots (23)$$

Utilizando el mismo diagrama unifilar que se ocupó para explicar el método de los MVA's (figura 4.1) se repite nuevamente para explicar el método de las componentes simétricas. Se proponen fallas trifásicas francas en cada una de las barras, teóricamente los resultados que se obtuvieron con el método de los MVA's deben ser los mismos. A continuación se demuestra.

- Tomando como valores base **10 MVA** y **13.5 kV**, se transforman las reactancias del circuito a los valores base seleccionados.

TABLA 4.3 Conversión de los elementos del diagrama unifilar reactancias en p.u.

Elemento	Fórmula	Sustitución de valores	X en p.u.
Acometida	$X_{pu} = \frac{kVA_b}{kVA_{C.S.}}$	$X_{pu} = \frac{10 MVA}{250 MVA}$	0.04

Transformador 1	$X_{pu} = \frac{\%X_{trafo}}{100}$	$X_{pu} = \frac{6\%}{100} \left(\frac{10 MVA}{1 MVA} \right)$	0.6
Motor 1	$X''_{pu} = \frac{\%X''_{MOTOR}}{100} \left(\frac{kVA_b}{kVA_{MOTOR}} \right)$	$X_{pu} = \frac{20\%}{100} \left(\frac{10 MVA}{0.005 MVA} \right)$	400
Motor 2	$X''_{pu} = \frac{\%X''_{MOTOR}}{100} \left(\frac{kVA_b}{kVA_{MOTOR}} \right)$	$X_{pu} = \frac{20\%}{100} \left(\frac{10 MVA}{0.005 MVA} \right)$	400
Motor 3	$X''_{pu} = \frac{\%X''_{MOTOR}}{100} \left(\frac{kVA_b}{kVA_{MOTOR}} \right)$	$X_{pu} = \frac{20\%}{100} \left(\frac{10 MVA}{0.060 MVA} \right)$	33.33
Motor 4	$X''_{pu} = \frac{\%X''_{MOTOR}}{100} \left(\frac{kVA_b}{kVA_{MOTOR}} \right)$	$X_{pu} = \frac{20\%}{100} \left(\frac{10 MVA}{0.060 MVA} \right)$	33.33
Motor 5	$X''_{pu} = \frac{\%X''_{MOTOR}}{100} \left(\frac{kVA_b}{kVA_{MOTOR}} \right)$	$X_{pu} = \frac{20\%}{100} \left(\frac{10 MVA}{0.1 MVA} \right)$	20
Motor 6	$X''_{pu} = \frac{\%X''_{MOTOR}}{100} \left(\frac{kVA_b}{kVA_{MOTOR}} \right)$	$X_{pu} = \frac{20\%}{100} \left(\frac{10 MVA}{0.1 MVA} \right)$	20
Motor 7	$X''_{pu} = \frac{\%X''_{MOTOR}}{100} \left(\frac{kVA_b}{kVA_{MOTOR}} \right)$	$X_{pu} = \frac{20\%}{100} \left(\frac{10 MVA}{0.2 MVA} \right)$	10
Transformador 2	$X_{pu} = \frac{\%X_{trafo}}{100}$	$X_{pu} = \frac{3\%}{100} \left(\frac{10 MVA}{0.05 MVA} \right)$	6

- b) Se dibujan las redes de secuencia respetando las conexiones de los transformadores. Para este caso en particular se toma en cuenta únicamente la red de secuencia positiva porque la falla que se propuso al principio del problema fue *trifásica franca*. En este tipo de fallas, a pesar de que las corrientes aumentan drásticamente siguen estando balanceadas y solamente tienen componentes de secuencia positiva.

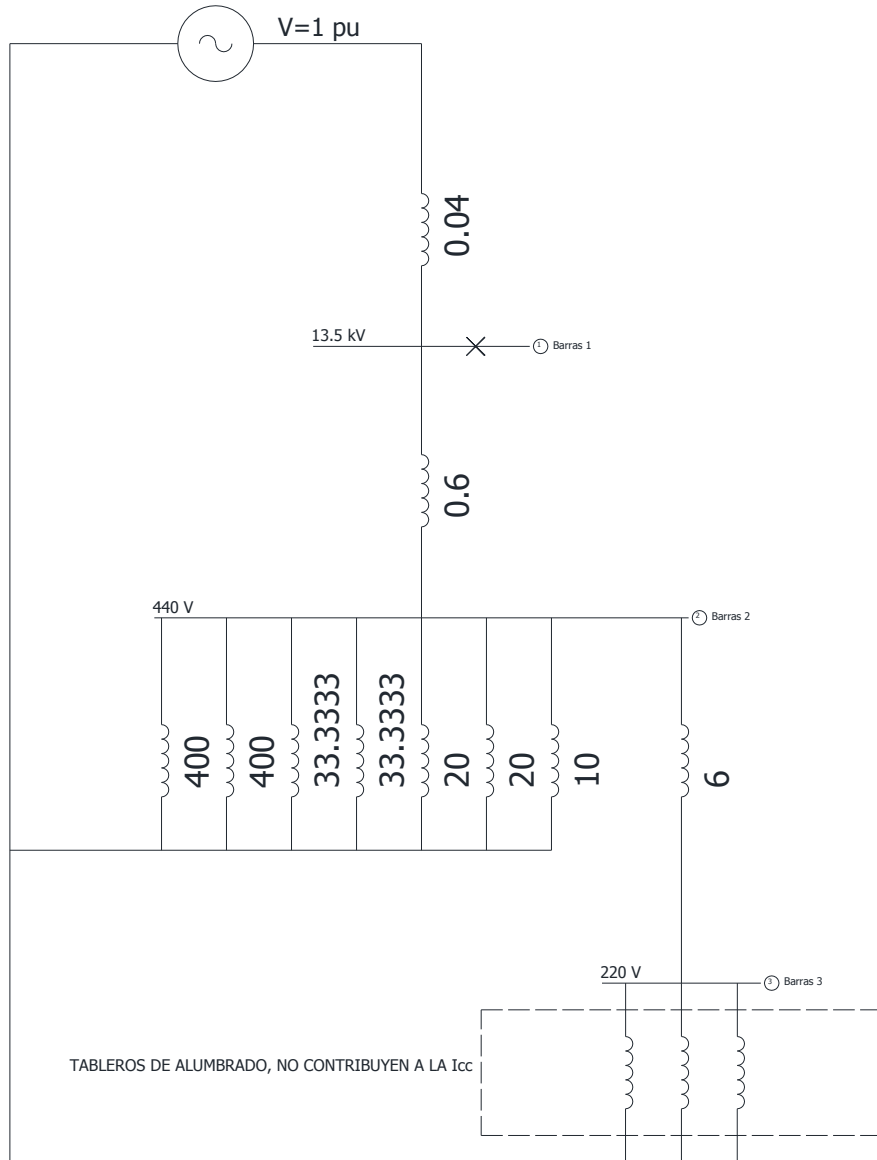


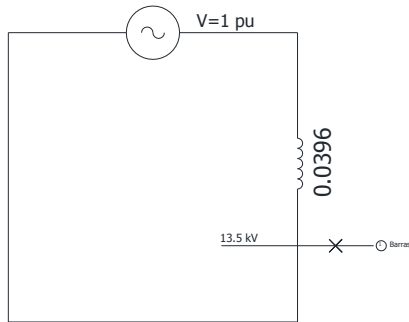
Figura 4.7 Diagrama de reactancias en p.u. de secuencia positiva

*Nótese que la red de secuencia positiva tiene una fuente, esto debido a que las maquinas están diseñadas para producir tensiones de secuencia positiva por eso se incluye.

c) Se reduce el circuito hasta el punto de falla, esto es sumando las reactancias.

TABLA 4.4 Reducción de los equivalentes en p.u. hasta el punto de falla en las barras 1.

<p>El segundo TRAFIO se quita de la red porque los elementos que están conectados en su lado secundario son tableros de alumbrado los cuales no contribuyen a la corriente de corto circuito, recordemos que los transformadores transforman corrientes de corto circuito y no las producen.</p>	$Eq1 = \left(\frac{1}{400} + \frac{1}{400} + \frac{1}{33.33} + \frac{1}{33.33} + \frac{1}{20} + \frac{1}{20} + \frac{1}{10} \right)^{-1}$ $Eq1 = 3.77358491$	$Eq2 = Eq1 + 0.6$ $Eq2 = 4.37358491$



$$Eq3 = \left(\frac{1}{Eq2} + \frac{1}{0.04} \right)^{-1}$$

$$Eq3 = 0.03963748$$

Calculando la corriente de cortocircuito simétrica en las barras 3, en pu:

$$I_{cc_{pu}} = \frac{V_{pu}}{Eq3 \text{ pu}} = \frac{1}{0.03963748} = 25.2286454 \text{ pu}$$

La corriente base en las barras colectoras 3 es:

$$I_{cc_{base}} = \frac{MVA \text{ b}}{(\sqrt{3})(kV_{LL})} = \frac{10 \text{ MVA}}{(\sqrt{3})(13.5 \text{ kV})} = 427.6668661 \text{ A}$$

La lcc en las barras colectoras 3 es:

$$I_{cc} = I_{cc_{pu}} * I_{cc_{base}} = 25.2286454 * 427.6668661$$

$$I_{cc} = 10.7894557 \text{ kA}$$

Tabla 4.5 Determinación de las corrientes simétricas en las barras 1 por el método de MVA's y componentes simétricas.

lcc por MVA'S [kA]	lcc por componentes simétricas [kA]
10.7894557	10.7894557

Finalmente se concluye que el resultado es exactamente el mismo. La corriente de cortocircuito de una falla franca trifásica puede calcularse por ambos métodos y siempre dará el mismo resultado.

CAPITULO 5

COORDINACION DE

PROTECCIONES.

5.1 Coordinación de protecciones.

Para hacer un estudio de coordinación de protecciones es necesario contar con información detallada de los elementos o dispositivos de protección que van a emplearse en la red o sistema a proteger, esto se refiere a información técnica y curvas de operación de las protecciones principalmente. Es muy importante recalcar esto porque muchas veces no se cuenta con datos técnicos y el estudio de protecciones no va más allá de recomendaciones de coordinación. Además de la información técnica de los elementos de protección, un buen estudio de coordinación de protecciones requiere datos reales del sistema a proteger, esto es: tipo de carga, calibres de conductores, capacidad y número de transformadores instalados en el sistema, valores de las tres impedancias de secuencia de la red, todo esto para hacer un buen estudio de corto circuito y como resultado un buen estudio de coordinación de protecciones.

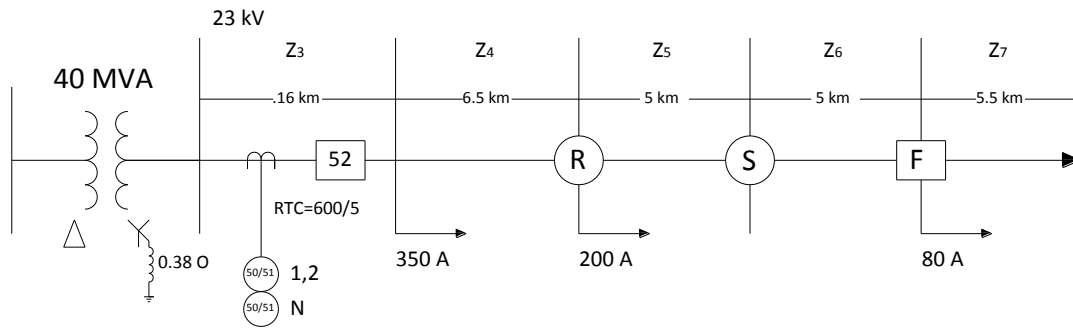
5.2 Coordinación de protecciones en redes de distribución.

La coordinación de protecciones en cualquier sistema eléctrico se hace en serie empezando desde el lado de la carga hasta la fuente, es decir las protecciones que van conectadas en serie a partir de una *ruta de coordinación* son las que se coordinan, sin embargo, en sistemas de distribución, hacer una coordinación de protecciones de esta forma resultaría un tanto complicado por el tipo de carga y el número de rutas de coordinación que pudieran existir. A partir de estudios de coordinación realizados se han establecido ciertos márgenes de tiempo de coordinación entre las distintas protecciones para asegurar una operación selectiva, confiable, rápida y sensible.

Un estudio de coordinación de protecciones consta principalmente de los siguientes pasos:

- Diagrama unifilar: Nos representa el esquema eléctrico del circuito que se quiere proteger
- Estudio de corto circuito: este nos revela información acerca de las corrientes de falla que pueden presentarse en el circuito, es muy importante para determinar la capacidad interruptiva y el ajuste de las protecciones.
- Uso de graficas para asegurar una correcta coordinación entre elementos: Esto incluye una detallada información técnica de los elementos a utilizar.

A partir del siguiente diagrama se explica la forma de cómo se coordinan los dispositivos de protección en una red de distribución.



$$Z_{\text{sistema (1) (2)}} = 0.006 + 0.038j$$

$$Z_{\text{sistema (0)}} = 0.02 + 0.01j$$

$$S_{\text{BASE}} = 100 \text{ MVA}$$

$$kV_{\text{BASE}} = 23 \text{ kV}$$

$$Z_{\text{BASE}} = 5.29 \Omega$$

$$Z_{3(1,2)} = 4.0204 + 0.7406j$$

$$Z_{4(1,2)} = 1.0580 + 2.1160j$$

$$Z_{5(1,2)} = 1.5870 + 1.9044j$$

$$Z_{6(1,2)} = 2.6450 + 2.9624j$$

$$Z_{7(1,2)} = 1.3225 + 1.4812j$$

$$Z_{3(0)} = 0.04761 + 0.01058j$$

$$Z_{4(0)} = 2.1160 + 11.109j$$

$$Z_{5(0)} = 2.6450 + 9.5220j$$

$$Z_{6(0)} = 3.7030 + 11.638j$$

$$Z_{7(0)} = 1.8515 + 5.8190j$$

Figura 5.1 Ejemplo de un alimentador de una red de distribución

5.3 Estudio de corto circuito.

El primer paso es calcular las corrientes de corto circuito trifásicas y monofásicas en cada uno de los puntos donde están instaladas las protecciones. Como se explicó en el capítulo 4, para hacer un estudio de corto circuito utilizando las componentes simétricas es necesario convertir las impedancias del sistema a valores en p.u. referidas a un valor base especificado, en este caso se tiene que la impedancia base es 5.29 Ω.

Secuencia positiva

$$Z_{3(1)} = \frac{4.0204 + 0.7406j \Omega}{5.29 \Omega} = 0.76 + j0.14 \text{ p.u.}$$

$$Z_{4(1)} = \frac{1.0580 + 2.1160j \Omega}{5.29 \Omega} = 0.2 + j0.4 \text{ p.u.}$$

$$Z_{5(1)} = \frac{1.5870 + 1.9044j \Omega}{5.29 \Omega} = 0.3 + j0.36 \text{ p.u.}$$

$$Z_{6(1)} = \frac{2.6450 + 2.9624j \Omega}{5.29 \Omega} = 0.5 + i0.56 p. u.$$

$$Z_{7(1)} = \frac{1.3225 + 1.4812j \Omega}{5.29 \Omega} = 0.25 + j0.28 p. u.$$

Secuencia cero

$$Z_{3(0)} = \frac{0.04761 + 0.01058j \Omega}{5.29 \Omega} = 0.009 + j0.002 p. u$$

$$Z_{4(0)} = \frac{2.1160 + 11.1090j \Omega}{5.29 \Omega} = 0.4 + j2.1 p. u$$

$$Z_{5(0)} = \frac{2.6450 + 9.5220j \Omega}{5.29 \Omega} = 0.5 + j1.8 p. u$$

$$Z_{6(0)} = \frac{3.7030 + 11.6380j \Omega}{5.29 \Omega} = 0.7 + j2.2 p. u$$

$$Z_{7(0)} = \frac{1.8515 + 5.8190j \Omega}{5.29 \Omega} = 0.35 + j1.1 p. u$$

La impedancia del banco es 20% a 40 MVA,

$$Z_{banco} = \frac{20}{100} = 0.2 p. u.$$

Este valor está referido al valor del propio del banco, pasando a la nueva base queda expresado como:

$$Z_{banco p.u.} = (0.2 p. u.) \left(\frac{100 MVA}{40 MVA} \right) \left(\frac{23 kV}{23 kV} \right)^2 = 0.5 p. u.$$

También la reactancia debe convertirse en p.u.

$$Reactancia = \frac{j0.38 \Omega}{5.29 \Omega} = j0.0718 p. u.$$

Recordando que en las redes de secuencia 0 la impedancia del neutro se repite tres veces, el valor de reactancia se multiplica 3.

$$Reactancia_{p.u.} = (3)(j0.0718 p. u.) = 0.2155 p. u.$$

Finalmente las redes de secuencia positiva y cero quedan como se muestra en las figuras 5.2 y 5.3 respectivamente.

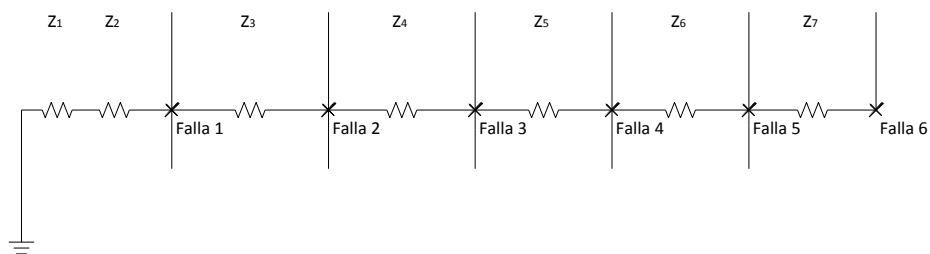


Figura 5.2 Red de secuencia positiva

Donde:

$$Z_{1(1)} = 0.006 + j0.038 \text{ p.u}$$

$$Z_{2(1)} = j0.5 \text{ p.u}$$

$$Z_{3(1)} = 0.76 + j0.14 \text{ p.u}$$

$$Z_{4(1)} = 0.2 + j0.4 \text{ p.u}$$

$$Z_{5(1)} = 0.3 + j0.36 \text{ p.u}$$

$$Z_{6(1)} = 0.5 + j0.56 \text{ p.u}$$

$$Z_{7(1)} = 0.25 + j0.28 \text{ p.u}$$

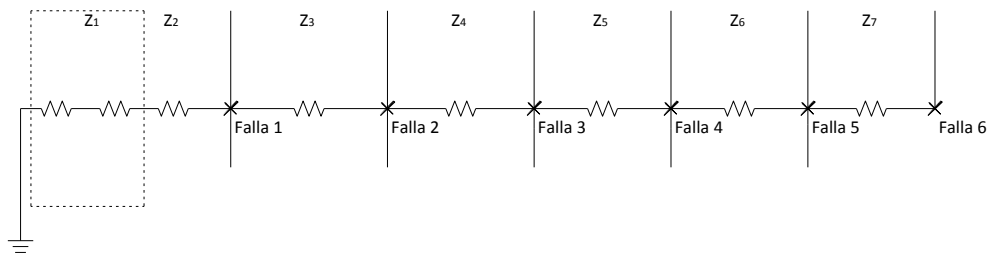


Figura 5.3 Red de secuencia cero

Donde:

$$Z_{1(0)} = (0.02 + 0.01 \text{ p.u}) + (j0.2155 \text{ p.u}) = 0.02 + j0.2255 \text{ p.u.}$$

$$Z_{2(0)} = j0.5 \text{ p.u}$$

$$Z_{3(0)} = 0.009 + j0.002 \text{ p.u}$$

$$Z_{4(0)} = 0.4 + j2.1 \text{ p.u}$$

$$\begin{aligned}Z_{5(0)} &= 0.5 + j1.8 \text{ p. u.} \\Z_{6(0)} &= 0.7 + j2.2 \text{ p. u.} \\Z_{7(0)} &= 0.35 + j1.1 \text{ p. u.}\end{aligned}$$

Nota¹ Los subíndice 1 y 0 indican impedancia de secuencia positiva y cero respectivamente.

El siguiente paso es calcular la corriente de corto circuito trifásica y monofásica en cada una de las fallas.

Considerando que la corriente base es:

$$I_{BASE} = \frac{S_{BASE}}{kV_{BASE}\sqrt{3}} = \frac{100 \text{ MVA}}{(23 \text{ kV})(\sqrt{3})} = 2510 \text{ A}$$

Falla 1.

Trifásica franca.

$$Z_{eq(1)} = Z_{1(1)} + Z_{2(1)} = (0.006 + j0.038 \text{ p. u.}) + (j0.5 \text{ p. u.}) = 0.006 + j0.538 \text{ p. u.}$$

$$I_{3\phi cc \text{ p.u.}} = \frac{1}{Z_{eq(1)}} = \frac{1}{0.006 + j0.538 \text{ p. u.}} = 1.8586[-89.3610 \text{ p. u.}]$$

$$I_{3\phi cc} = |I_{3\phi cc \text{ p.u.}}| * I_{BASE} = (1.8586 \text{ p. u.})(2510 \text{ A}) = \mathbf{4665.086 \text{ A}}$$

Monofásica.

$$Z_{eq(0)} = Z_{1(0)} + Z_{2(0)} = (0.02 + j0.2255 \text{ p. u.}) + (j0.5 \text{ p. u.}) = 0.02 + j0.7255 \text{ p. u.}$$

$$\begin{aligned}I_{1\phi cc \text{ p.u.}} &= \frac{1}{Z_{eq(1)} + Z_{eq(2)} + Z_{eq(0)}} = \frac{1}{(0.02 + j0.7255 \text{ p. u.}) + 2(0.006 + j0.538 \text{ p. u.})} \\ &= 0.5550[-89.9823 \text{ p. u.}]\end{aligned}$$

Nota² La impedancia de secuencia positiva y negativa para conductores es la misma, por esta razón se multiplica por 2.

$$I_{1\phi cc} = 3 * |I_{1\phi cc \text{ p.u.}}| * I_{BASE} = 3 * (0.5550 \text{ p. u.})(2510 \text{ A}) = \mathbf{4179.15 \text{ A}}$$

Falla 2.

Nota³ En la práctica, cuando se trata de coordinar un relevador con un restaurador normalmente se hace el ajuste entre un 60% a 80% de la distancia entre ambos dispositivos de protección para asegurar una buena selectividad y además para prever que la protección de respaldo no opere en falso. En otras palabras, si se calculan las corrientes de corto circuito a una distancia más corta significa que se tendrán magnitudes más grandes (si disminuye la impedancia, aumenta la corriente de corto circuito) de tal forma que el ajuste se

hace para una corriente de corto circuito mayor y la selectividad entre la protección de lado de la carga y de respaldo quede asegurada.

Trifásica franca.

$$Z_{eq(1) \text{ al } 60\%} = Z_{1(1)} + Z_{2(1)} + 0.6 * (Z_{3(1)} + Z_{4(1)})$$

$$Z_{eq(1) \text{ al } 60\%} = (0.006 + j0.038 \text{ p.u.}) + (j0.5 \text{ p.u.}) + 0.6 * (0.76 + j0.14 \text{ p.u.} + 0.2 + j0.4 \text{ p.u.})$$

$$Z_{eq(1) \text{ al } 60\%} = 0.582 + j0.862 \text{ p.u.}$$

$$I_{3\phi cc \text{ p.u.}} = \frac{1}{Z_{eq(1)}} = \frac{1}{0.582 + j0.862 \text{ p.u.}} = 0.9614[-55.9738 \text{ p.u.}]$$

$$I_{3\phi cc} = |I_{3\phi cc \text{ p.u.}}| * I_{BASE} = (0.9614 \text{ p.u.})(2510 \text{ A}) = \mathbf{2413.114 \text{ A}}$$

Monofásica.

$$Z_{eq(0) \text{ al } 60\%} = Z_{1(0)} + Z_{2(0)} + 0.6 * (Z_{3(0)} + Z_{4(0)})$$

$$Z_{eq(0) \text{ al } 60\%} = (0.02 + j0.2255 \text{ p.u.}) + (j0.5 \text{ p.u.}) + 0.6 * (0.009 + j0.002 \text{ p.u.} + 0.4 + j2.1 \text{ p.u.})$$

$$Z_{eq(0) \text{ al } 60\%} = 0.2654 + j1.9867 \text{ p.u.}$$

$$I_{1\phi cc \text{ p.u.}} = \frac{1}{Z_{eq(1)} + Z_{eq(2)} + Z_{eq(0)}} = \frac{1}{(0.2654 + j1.9867 \text{ p.u.}) + 2(0.582 + j0.862 \text{ p.u.})}$$

$$= 0.2514[-68.9327 \text{ p.u.}]$$

$$I_{1\phi cc} = 3 * |I_{1\phi cc \text{ p.u.}}| * I_{BASE} = 3 * (0.2514 \text{ p.u.})(2510 \text{ A}) = \mathbf{1893.02 \text{ A}}$$

Falla 3.

Trifásica franca.

$$Z_{eq(1)} = Z_{1(1)} + Z_{2(1)} + Z_{3(1)} + Z_{4(1)}$$

$$Z_{eq(1)} = (0.006 + j0.038 \text{ p.u.}) + (j0.5 \text{ p.u.}) + (0.76 + j0.14 \text{ p.u.}) + (0.2 + j0.4 \text{ p.u.})$$

$$Z_{eq(1)} = 0.966 + j1.078 \text{ p.u.}$$

$$I_{3\phi cc \text{ p.u.}} = \frac{1}{Z_{eq(1)}} = \frac{1}{0.966 + j1.078 \text{ p.u.}} = 0.6908[-48.1363 \text{ p.u.}]$$

$$I_{3\phi cc} = |I_{3\phi cc \text{ p.u.}}| * I_{BASE} = (0.6908)(2510 \text{ A}) = \mathbf{1733.908 \text{ A}}$$

Monofásica.

$$Z_{eq(0)} = Z_{1(0)} + Z_{2(0)} + Z_{3(0)} + Z_{4(0)}$$

$$Z_{eq(0)} = (0.02 + j0.2255 \text{ p.u.}) + (j0.5 \text{ p.u.}) + (0.009 + j0.002 \text{ p.u.}) + (0.4 + j2.1 \text{ p.u.})$$

$$Z_{eq(0)} = 0.429 + j2.8275 \text{ p.u.}$$

$$I_{1\phi cc \text{ p.u.}} = \frac{1}{Z_{eq(1)} + Z_{eq(2)} + Z_{eq(0)}} = \frac{1}{(0.429 + j2.8275 \text{ p.u.}) + 2(0.966 + j1.078 \text{ p.u.})}$$
$$= 0.1813[-64.6501 \text{ p.u.}]$$

$$I_{1\phi cc} = 3 * |I_{1\phi cc \text{ p.u.}}| * I_{BASE} = 3 * (0.1813)(2510 \text{ A}) = \mathbf{1365.189 \text{ A}}$$

Falla 4.

Trifásica franca.

$$Z_{eq(1)} = Z_{1(1)} + Z_{2(1)} + Z_{3(1)} + Z_{4(1)} + Z_{5(1)}$$

$$Z_{eq(1)} = (0.006 + j0.038 \text{ p.u.}) + (j0.5 \text{ p.u.}) + (0.76 + j0.14 \text{ p.u.}) + (0.2 + j0.4 \text{ p.u.}) + (0.3 + j0.36 \text{ p.u.})$$

$$Z_{eq(1)} = 1.266 + j1.438 \text{ p.u.}$$

$$I_{3\phi cc \text{ p.u.}} = \frac{1}{Z_{eq(1)}} = \frac{1}{1.266 + j1.438 \text{ p.u.}} = 0.5219[-48.63 \text{ p.u.}]$$

$$I_{3\phi cc} = |I_{3\phi cc \text{ p.u.}}| * I_{BASE} = (0.5219)(2510 \text{ A}) = \mathbf{1309.969 \text{ A}}$$

Monofásica.

$$Z_{eq(0)} = Z_{1(0)} + Z_{2(0)} + Z_{3(0)} + Z_{4(0)} + Z_{5(0)}$$

$$Z_{eq(0)} = (0.02 + j0.2255 \text{ p.u.}) + (j0.5 \text{ p.u.}) + (0.009 + j0.002 \text{ p.u.}) + (0.4 + j2.1 \text{ p.u.}) + (0.5 + j1.8 \text{ p.u.})$$

$$Z_{eq(0)} = 0.929 + j4.6275 \text{ p.u.}$$

$$I_{1\phi cc \text{ p.u.}} = \frac{1}{Z_{eq(1)} + Z_{eq(2)} + Z_{eq(0)}} = \frac{1}{(0.929 + j4.6275 \text{ p.u.}) + 2(1.266 + j1.438 \text{ p.u.})}$$
$$= 0.121[-65.2384 \text{ p.u.}]$$

$$I_{1\phi cc} = 3 * |I_{1\phi cc \text{ p.u.}}| * I_{BASE} = 3 * (0.121)(2510 \text{ A}) = \mathbf{911.13 \text{ A}}$$

Falla 5.

Trifásica franca.

$$Z_{eq(1)} = Z_{1(1)} + Z_{2(1)} + Z_{3(1)} + Z_{4(1)} + Z_{5(1)} + Z_{6(1)}$$

$$Z_{eq(1)} = (0.006 + j0.038 \text{ p.u.}) + (j0.5 \text{ p.u.}) + (0.76 + j0.14 \text{ p.u.}) + (0.2 + j0.4 \text{ p.u.}) \\ + (0.3 + j0.36 \text{ p.u.}) + (0.5 + j0.56 \text{ p.u.})$$

$$Z_{eq(1)} = 1.766 + j1.998 \text{ p.u.}$$

$$I_{3\phi ccr.u.} = \frac{1}{Z_{eq(1)}} = \frac{1}{1.766 + j1.998 \text{ p.u.}} = 0.375 \angle -48.527 \text{ p.u.}$$

$$I_{3\phi cc} = |I_{3\phi ccr.u.}| * I_{BASE} = (0.375)(2510 \text{ A}) = \mathbf{941.25 \text{ A}}$$

Monofásica.

$$Z_{eq(0)} = Z_{1(0)} + Z_{2(0)} + Z_{3(0)} + Z_{4(0)} + Z_{5(0)} + Z_{6(0)}$$

$$Z_{eq(0)} = (0.02 + j0.2255 \text{ p.u.}) + (j0.5 \text{ p.u.}) + (0.009 + j0.002 \text{ p.u.}) + (0.4 + j2.1 \text{ p.u.}) \\ + (0.5 + j1.8 \text{ p.u.}) + (0.7 + j2.2 \text{ p.u.})$$

$$Z_{eq(0)} = 1.629 + j6.8275 \text{ p.u.}$$

$$I_{1\phi ccr.u.} = \frac{1}{Z_{eq(1)} + Z_{eq(2)} + Z_{eq(0)}} = \frac{1}{(1.629 + j6.8275 \text{ p.u.}) + 2(1.766 + j1.998 \text{ p.u.})} \\ = 0.0833 \angle -64.5066 \text{ p.u.}$$

$$I_{1\phi cc} = 3 * |I_{1\phi ccr.u.}| * I_{BASE} = 3 * (0.0833)(2510 \text{ A}) = \mathbf{627.249 \text{ A}}$$

Falla 6.

Trifásica franca.

$$Z_{eq(1)} = Z_{1(1)} + Z_{2(1)} + Z_{3(1)} + Z_{4(1)} + Z_{5(1)} + Z_{6(1)} + Z_{7(1)}$$

$$Z_{eq(1)} = (0.006 + j0.038 \text{ p.u.}) + (j0.5 \text{ p.u.}) + (0.76 + j0.14 \text{ p.u.}) + (0.2 + j0.4 \text{ p.u.}) + (0.3 + j0.36 \text{ p.u.}) \\ + (0.5 + j0.56 \text{ p.u.}) + (0.25 + j0.28 \text{ p.u.})$$

$$Z_{eq(1)} = 2.016 + j2.278 \text{ p.u.}$$

$$I_{3\phi cc \text{ p.u.}} = \frac{1}{Z_{eq(1)}} = \frac{1}{2.016 + j2.278 \text{ p.u.}} = 0.3287 \angle -48.4915 \text{ p.u.}$$

$$I_{3\phi cc} = |I_{3\phi cc p.u.}| * I_{BASE} = (0.3287)(2510 A) = \mathbf{825.037 A}$$

Monofásica

$$Z_{eq(0)} = Z_{1(0)} + Z_{2(0)} + Z_{3(0)} + Z_{4(0)} + Z_{5(0)} + Z_{6(0)} + Z_{7(0)}$$

$$Z_{eq(0)} = (0.02 + j0.2255 p.u.) + (j0.5 p.u.) + (0.009 + j0.002 p.u.) + (0.4 + j2.1 p.u.) \\ + (0.5 + j1.8 p.u.) + (0.7 + j2.2 p.u.) + (0.35 + j1.1 p.u.)$$

$$Z_{eq(0)} = 1.979 + j7.9275 p.u$$

$$I_{1\phi cc p.u.} = \frac{1}{Z_{eq(1)} + Z_{eq(2)} + Z_{eq(0)}} = \frac{1}{(1.979 + j7.9275 p.u.) + 2(2.016 + j2.278 p.u.)} \\ = 0.0721|-64.2884 p.u.$$

$$I_{1\phi cc} = 3 * |I_{1\phi cc p.u.}| * I_{BASE} = 3 * (0.0721)(2510 A) = \mathbf{542.913 A}$$

Corrientes de corto circuito.

Ubicación	$I_{3\phi cc}$ [A]	$I_{1\phi cc}$ [A]
Falla 1	4665.086	4179.15
Falla 2	2413.114	1893.02
Falla 3	1733.908	1365.189
Falla 4	1309.969	911.13
Falla 5	941.25	627.249
Falla 6	825.037	542.913

5.3.1 Coordinación de fusible de expulsión-fusible de expulsión.

Una forma de coordinar estos dispositivos es comparando sus curvas tiempo-corriente características.

Esta es una forma muy práctica de coordinar fusibles tipo T, K, H y N.

Para lograr una buena coordinación entres dos fusibles debe cumplirse la siguiente relación:

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máx del fusible protector}}{\text{Tiempo de despeje máx del fusible de respaldo}} * 100 \leq 75\%$$

De acuerdo con el diagrama unifilar, se puede suponer que el único bloque fusible-fusible que existe es el del fusible de triple disparo (la última protección) con los fusibles de lado de la carga, en este caso el fusible que se considera para coordinarse con el fusible de triple disparo es el más grande. Sin embargo, la coordinación atendiendo al tiempo de disparo entre estos dos elementos puede omitirse porque el fusible de respaldo está seleccionado para interrumpir una corriente de corto circuito y soportar una carga muy superior a cualquier fusible que esté delante de esta protección. De esta forma, a partir del fusible de triple disparo empieza la coordinación.

5.3.2 Coordinación de fusible y restaurador.

Este tipo de coordinación depende de cómo esté conectada cada una de las protecciones, es decir, si se encuentra en un bloque *fusible-restaurador* ó *restaurador-fusible*.

5.3.2.1 Fusible-Restaurador.

Este tipo de coordinación es muy común en alimentadores de distribución. Como se estudio en capítulos anteriores los reconectores poseen al menos dos curvas de operación, una rápida y una lenta, esto es muy ventajoso para coordinarse con otras protecciones. Si se requiere discriminar entre fallas temporales y permanentes, el restaurador debe operar antes que el fusible, de tal forma que la curva de operación mínima del fusible este por encima de todas las curvas de operación del restaurador, dicho de otra manera, el tiempo mínimo de fusión de elemento fusible debe ser mayor al tiempo de despeje del restaurador. Algunos fabricantes como Cooper Power Systems sugiere los valores de la tabla 5.1 que deben dejarse de tolerancia entre las curvas del restaurador y los fusibles.

TABLA 5.1 Factor de multiplicación para fusible de lado de la fuente.

Fusible de lado de la fuente			
Tiempo de recierre [ciclos]	Factor de multiplicación		
	Dos operaciones rápidas y Dos operaciones lentas	Una operación rápida y tres lentas	Cuatro operaciones lentas
25	2.70	3.20	3.70
30	2.60	3.10	3.50
50	2.10	2.50	2.70
90	1.85	2.10	2.20
120	1.70	1.80	1.90
240	1.40	1.40	1.45
600	1.35	1.35	1.35

5.3.2.2 Restaurador-fusible.

Este tipo de coordinación consiste principalmente en que el fusible opere antes que el restaurador, sin embargo también puede hacerse para discriminar entre fallas temporales y permanentes como el bloque anterior. Para asegurar una buena selectividad entre la coordinación de estas protecciones debe cumplirse lo siguiente:

- El tiempo mínimo de fusión del elemento fusible debe ser mayor que el tiempo mínimo de despeje de la curva rápida del restaurador multiplicado por el factor k obtenido por la tabla 5.2. Esto con la finalidad de hacer que el restaurador discrimine entre una falla temporal y permanente a través de sus curvas rápidas. Si la falla se ha despejado y el recierre es exitoso el fusible seguirá intacto.
- El máximo tiempo de despeje del fusible debe ser menor que la curva lenta del restaurador sin multiplicarse por ningún factor. De esta forma se asegura el restablecimiento de energía cuando el fusible se funde.

TABLA 5.2 Factor de multiplicación para fusible de lado de la carga.

Tiempo de recierre [ciclos]	Factor de multiplicación	
	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25-30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

5.3.3 Coordinación Reconectador-Seccionalizador.

Este tipo de coordinación depende del seccionalizador empleado, sea de control hidráulico o electrónico. Para ambos casos, la coordinación entre ambos dispositivos debe ser tal que el elemento de respaldo, en este caso el reconectador tenga al menos 1 operación más que el seccionalizador, de esta forma el seccionalizador habrá cumplido con dejar fuera la zona con falla del resto del sistema.

Debido a que los seccionalizadores no tienen curvas tiempo-corriente, la coordinación entre reconectores se hace a través de conteos por parte del seccionalizador.

Supóngase una falla de carácter permanente en la zona de protección del seccionalizador, si el reconectador de respaldo es ajustado para que opere cuatro disparos antes del cierre y el seccionalizador se ajusta para tres conteos, el seccionalizador habrá completado sus tres conteos y dejado fuera al alimentador protegido porque la falla sigue presente, de esta forma se aísla la parte fallada y el servicio de energía se restablece con la 4 operación del reconectador.

Este tipo de coordinación también puede hacerse colocando seccionalizadores en serie, únicamente asegurándose que los seccionalizadores operen a diferente conteo.

En los seccionalizadores hidráulicos la corriente mínima de conteo es del 160% de la corriente nominal de su bobina.

La corriente mínima de operación del seccionizador debe ser el 80% del reconectador con control hidráulico.

Al igual que los seccionizadores hidráulicos, la operación del seccionizador electrónico debe ser del 80% de la corriente mínima del reconectador.

En seccionizadores de control electrónico la corriente de operación del seccionizador debe ser igual o mayor a la máxima corriente de carga en el punto de aplicación.

5.3.4 Coordinación reconectador-seccionizador-fusible.

Para disponer de una buena operación se comienza coordinando el fusible con el reconectador, de tal forma que la curva de operación mínima del fusible este por encima de la curva de operación mínima del reconectador. Atendiendo a que el seccionizador está instalado en medio del reconectador y fusible, la operación en bloque debe ajustarse para 2 operación rápidas y 2 lentas, de esta manera si la falla no se despeja a la primera operación rápida del reconectador, el fusible actúa y se desenergiza la red con falla. Teóricamente la primera secuencia de operación rápida del reconectador despeja entre el 80% y 85% de la falla detectada, si esta falla persiste el fusible se funde antes de que se dé la primera operación lenta del reconectador.

Atendiendo a la figura 5.1

Considerando que el restaurador utilizado en el alimentador es hidráulico de 200 A nominales se escoge el tamaño del seccionizador como sigue:

$$Disparomínimo \text{ del reconectador} = 2 * Inom$$

$$Disparomínimo \text{ del reconectador} = 2 * 200 = 400 \text{ A}$$

$$Ajuste \text{ disparo del seccionizador} = 0.8 * 400 = 320 \text{ A}$$

$$In \text{ Seccionizador} = \frac{\text{Ajuste disparo mínimo}}{1.6}$$

$$InSeccionalizador = \frac{320}{1.6} = 200 A$$

$$InSeccionalizador \leq 200 A$$

De acuerdo con la **tabla 3 de los Anexos** se escoge un seccionalizador de 160 A y se ajusta a 3 conteos.

Ejemplificando el ajuste para la falla trifásica se tiene lo siguiente:

Considerando una secuencia de operaciones por parte del reconectador de 2 rápidas (curva **102**) y 2 lentas (curva **138**) se tiene lo siguiente:

Analizando las curvas características de un restaurador hidráulico, la curva rápida **102** opera en un tiempo de 0.016 s cuando la corriente alcanza un valor de 1733.908 A. Lo que significa que el tiempo de operación del fusible debe estar por encima de 0.016s.

De acuerdo con el diagrama unifilar de la figura 5.1 se tiene una corriente nominal de 80 A delante del fusible de triple disparo, atendiendo a la **Tabla 1 de los Anexos** le corresponde un fusible 65 k, De acuerdo con la curva t-I la magnitud de la corriente de corto circuito en el *fusible de triple disparo* (el fusible 65k) despeja 941.25 A en un tiempo de 0.09s, a simple vista puede verse que efectivamente la operación rápida del reconectador actúa antes que el fusible, comprobando los tiempos por el *factor k*.

Considerando un tiempo de recierre de 120 ciclos (2 segundos) para una operación rápida le corresponde un factor $k=1.35$, ver tabla 5.2.

$$t_{65k} = 0.09s$$

$$t_{curva\ 102} = 0.016s$$

$$t_{fuse} \geq k * t_{curvaA}$$

$$t_{fuse} = 1.35 * 0.016 = 0.0216 s$$

El tiempo mínimo de fusión de elemento fusible es mayor que el tiempo de despeje de la curva rápida del reconectador, por lo tanto el fusible 65k seleccionado cumple la condición establecida.

5.3.5 Coordinación reconectador-reconectador.

Este tipo de coordinación existe en los sistemas de distribución cuando se presentan las siguientes situaciones:

- 1) Cuando se tienen 2 reconectadores trifásicos.
- 2) Cuando se tienen 2 reconectadores monofásicos.
- 3) Cuando se tiene 1 reconectador trifásico en la subestación y un reconectador monofásico sobre una de las ramas de un alimentador dado.

La coordinación entre dos dispositivos depende del tipo de restaurador que se utilice.

Cuando se tienen restauradores de control hidráulico, los márgenes de coordinación dependen del tamaño del equipo que se utilice. Si se trata de pequeños restauradores debe considerarse lo siguiente:

- Cuando se selecciona una separación entre las curvas de ambos restauradores de menos de 2 ciclos puede ocurrir una operación simultánea de ambos restauradores.
- Cuando la separación de las curvas de ambos restauradores está entre 2 y 12 ciclos, puede ocurrir una operación simultánea entre ambos restauradores.
- Si la separación entre ambas curvas de los restauradores es superior a 12 ciclos se asegura una operación selectiva por parte del restaurador de respaldo.

Para equipos de gran capacidad, debe considerarse lo siguiente:

- Si la separación entre las curvas de ambos restauradores es de menos de 2 ciclos, la operación de los restauradores siempre es simultánea, no hay selectividad.
- Cuando la separación entre ambas curvas es de más de 8 ciclos, la operación de los restauradores es selectiva.

La coordinación entre los reconectadores puede obtenerse usando una de las siguientes medidas:

- Empleando tipos diferentes de reconectores y alguna combinación de tamaños de bobinas y de secuencia de operación.
- Empleando el mismo tipo de reconectores y secuencia de operación pero usando diferentes tamaños de bobina.
- Empleando el mismo tipo de reconectores y tamaño de bobinas pero usando diferentes secuencias de operación.

5.3.6 Coordinación entre relevador y reconector.

Este tipo de bloque es muy común en alimentadores de distribución, de lo que se trata es asegurar que el reconector opere antes que el relevador, para lo cual es necesario que las curvas características de operación del relevador estén por encima de las curvas del reconector seleccionado, tomando en cuenta el rango de operación o coordinación entre ambos dispositivos.

De acuerdo con la figura 5.1 se tiene que coordinar el restaurador con el relevador.

Ajuste del relevador de sobrecorriente de fases

Al realizar los ajustes de los relevadores puede optarse por considerar una sobrecarga en las líneas de distribución, sin embargo como se mencionó en capítulos anteriores, las protecciones deben ajustarse para proteger también a los conductores, de tal forma que el ajuste máximo o limitante para realizar el ajuste está dado por la ampacidad de los conductores.

Elemento instantáneo (50F)

Calculando la corriente instantánea de la unidad de fase para una falla trifásica entre el relevador y el restaurador:

$$\frac{I_{cc\ 3\phi\ 60\%}}{RTC} = \frac{2413.114\ A}{\frac{600}{5}} = 20.1\ A$$

Puede seleccionarse 20 o 25.

***Nota³**: Obsérvese que la corriente de falla que se toma en cuenta es la que ocurre al 60% de distancia entre el relevador y el restaurador, esta es la magnitud más grande de corto circuito que se espera entre el relevador y el restaurador por tal motivo la unidad instantánea debe calibrarse para extinguirla.

Elemento instantáneo (51F)

Para seleccionar el TAP del relevador de sobrecorriente 51, se debe de tomar en cuenta la capacidad de conducción de la línea de distribución, en este caso se supone un conductor calibre 336 kCM con una capacidad de conducción de 470 Amperes.

$$TAP = \frac{I_{conductor}}{RTC} = \frac{470}{\frac{600}{5}} = 3.91$$

Se selecciona el tap 4.

Calculando el Dial de tiempo

$$MT = \frac{1733.908}{480} = 3.61$$

***Nota⁴**: el 480 resulta de haber seleccionado el tap 4, es decir, se despeja la $I_{conductor}$ empleando el tap 4.

***Nota⁵**: Obsérvese que la corriente de falla que se toma en cuenta es la que se espera en el punto de instalación del restaurador, la unidad de tiempo definido 51 se ajusta para extinguir el mismo valor de corriente que el restaurador pero con un retraso de tiempo superior.

Asegurando que el restaurador opere primero, se deja un tiempo de 0.6 s. Verificando este tiempo en la curva inversa del relevador se tiene un valor del dial de 1.5

Ajuste del relevador de sobrecorriente de tierra

Elemento instantáneo (50N)

Calculando la corriente instantánea de la unidad de fase para una falla monofásica entre el relevador y el restaurador:

$$\frac{I_{cc\ 1\phi\ 60\%}}{RTC} = \frac{1893.02\ A}{\frac{600}{5}} = 15.77\ A$$

Se selecciona 20.

***Nota⁶**: La corriente de falla que se toma en cuenta es la que ocurre al 60% de distancia entre el relevador y el restaurador, es la magnitud más grande de corto circuito que se espera entre el relevador y el restaurador por tal motivo la unidad instantánea debe calibrarse para extinguirla.

Elemento instantáneo (51N)

Calculando el Dial de tiempo

***Nota⁷**: Algunos diseñadores consideran un desbalance entre 10% y 30% del valor del TAP seleccionado para determinar el dial de tiempo del elemento 51N.

$$MT = \frac{I_{cc\ 1\phi\ restaurador}}{TAP * RTC} = \frac{1365.189}{4 * 120} = 2.84$$

***Nota⁸**: La corriente de falla que se toma en cuenta es la que se espera en el punto de instalación del restaurador, la unidad de tiempo definido 51 se ajusta para extinguir el mismo valor de corriente que el restaurador pero con un retraso de tiempo superior.

Asegurando que el restaurador opere primero, se deja un tiempo de 0.2 s. Verificando este tiempo en la curva inversa del relevador se tiene un valor del dial de 1.

A continuación se muestran los resultados que se obtuvieron tras hacer la coordinación de las protecciones.

TABLA 5.1 Resultados de coordinación entre el relevador y el restaurador.

Relevador de sobrecorriente de fase 50/51 F			Relevador de sobrecorriente de tierra 50/51 N		
Falla trifásica [A]	MT	Tiempo de operación [s]	Falla Monofásica [A]	MT	Tiempo de operación [s]
1733.908	3.6	0.6	1365.189	2.84	0.2
Restaurador ajuste de fases			Restaurador ajuste de fase a tierra		
Falla trifásica [A]	Tiempo de despeje de la falla [s]		Falla Monofásica [A]	Tiempo de despeje de la falla [s]	
	Curva lenta [138]	Curva rápida [102]		Curva lenta [142]	Curva rápida [102]
1733.908	0.2	0.016	1365.189	0.15	0.016

Las curvas de operación de las protecciones utilizadas para este ejemplo de coordinación pueden consultarse al final del capítulo en la parte de Anexos.

Conclusiones y recomendaciones.

Mantener un servicio continuo de energía eléctrica es la principal tarea de las compañías suministradoras, predecir con precisión las fallas que pudieran afectar la distribución de energía sería algo imposible, sin embargo el papel que desempeñan las protecciones eléctricas es resguardar el sistema y operar en caso de un disturbio.

Conocer las características de los elementos que forman parte de un sistema eléctrico de distribución es muy importante para hacer un estudio de coordinación de protecciones, es decir, tiene que conocerse lo que se va a proteger de otra forma se estaría trabajando empíricamente y en consecuencia el estudio de coordinación no sería confiable.

Las protecciones eléctricas fueron diseñadas para despejar o eliminar fallas que perjudican el buen funcionamiento de un sistema eléctrico cualquiera que sea en el menor tiempo posible, si bien no puede predecirse cuándo van a ocurrir, sí se pueden estimar los parámetros eléctricos que se presentan en tales situaciones para seleccionar un buen dispositivo de protección que aguante, despeje, discrimine o seccione la parte fallada del sistema. Las magnitudes de los parámetros eléctricos se modifican dependiendo del tipo de falla que se presente en el sistema, por ejemplo la magnitud de la corriente en una falla franca trifásica puede ser mayor que la magnitud de una falla franca de fase a tierra y el ajuste de las protecciones de falla a tierra atiende directamente a los valores de la falla monofásica y no a los de falla trifásica, esto nos lleva a realizar un estudio completo de corto circuito que revele estos niveles de corriente de falla para ajustar y seleccionar adecuadamente las protecciones.

De lo que se trata un estudio de coordinación es de ajustar y seleccionar las protecciones de tal forma que el elemento protector despeje la falla antes que el elemento de respaldo, en otras palabras, el tiempo de operación del elemento protector debe ser menor que el tiempo de operación del elemento de respaldo. De esta manera se logra seccionar únicamente la parte fallada y el resto del sistema permanece estable, obteniéndose así la

mejor ruta de coordinación. Esto se logra coordinando mediante las curvas características de cada protección y atendiendo a las recomendaciones para cada bloque de protecciones.

Referencias bibliográficas.

CFE. (s.f.). Sistema Electrico Nacional. En CFE. Mexico.

CFE. (s.f.). Suministro electrico zona Metropolitana. Distrito Federal, Distrito Federal, Mexico.

Das, J. C. (2011). *Power System Analisis Short-Circuit Load Flow and Harmonics 2nd Edition*. USA: Taylor and Francis Group.

Gönen, T. (2008). *Electric Power Distribution System Engineering*. PressINC.

Harper, G. E. (1996). *Fundamentos de Protección de Sistemas Electricos por Relevadores*. Mexico: Limusa.

Harper, G. E. (2002). *Protección de Instalaciones Electricas Insdusriales y Comerciales*. México: Limusa.

Harper, G. E. (2005). *Sistemas de Transmision y Distribucion de Potencia Electrica*. Mexico: Limusa.

IEEE. (1993). *Red Book IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*. USA: IEEE.

J. Duncan, G. a. (2004). *Analisis y Diseño de Sistemas de Potenca 3era Edicion*. Mexico: Thomson.

Juan M. Gers, E. J. (2005). *Protection of Electricity Distribution Networks*. USA: IET.

Morón, J. A. (2009). Sistemas Electricos de Distribucion. En J. A. Morón, *Sistemas Electricos de Distribucion*. Mexico: REVERTE.

William D. Stevenson, J. J. (1998). *Analisis de Sistemas de Potencia 2da Edicion*. Mexico: McGraw-Hill.

RESTAURADOR

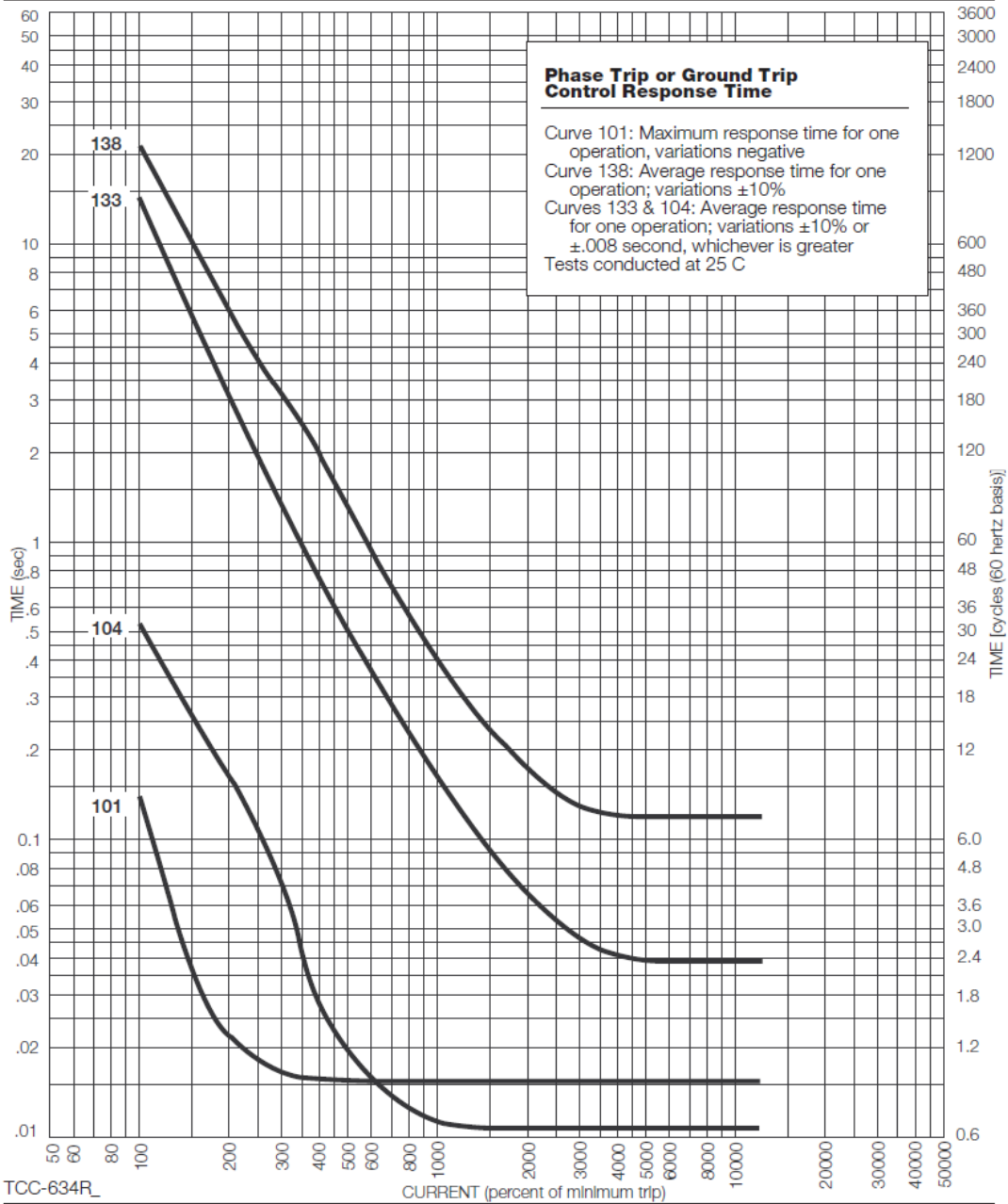
Reclosers



Form 4A, Form 4C, Form 4D, Form 5, Form 5/TS,
Form 6, Form 6-TS, FX, FXA, and FXB
Recloser Controls Time-Current Curves

Reference Data

R280-91-34



TCC-634R_

CURRENT (percent of minimum trip)

RESTAURADOR

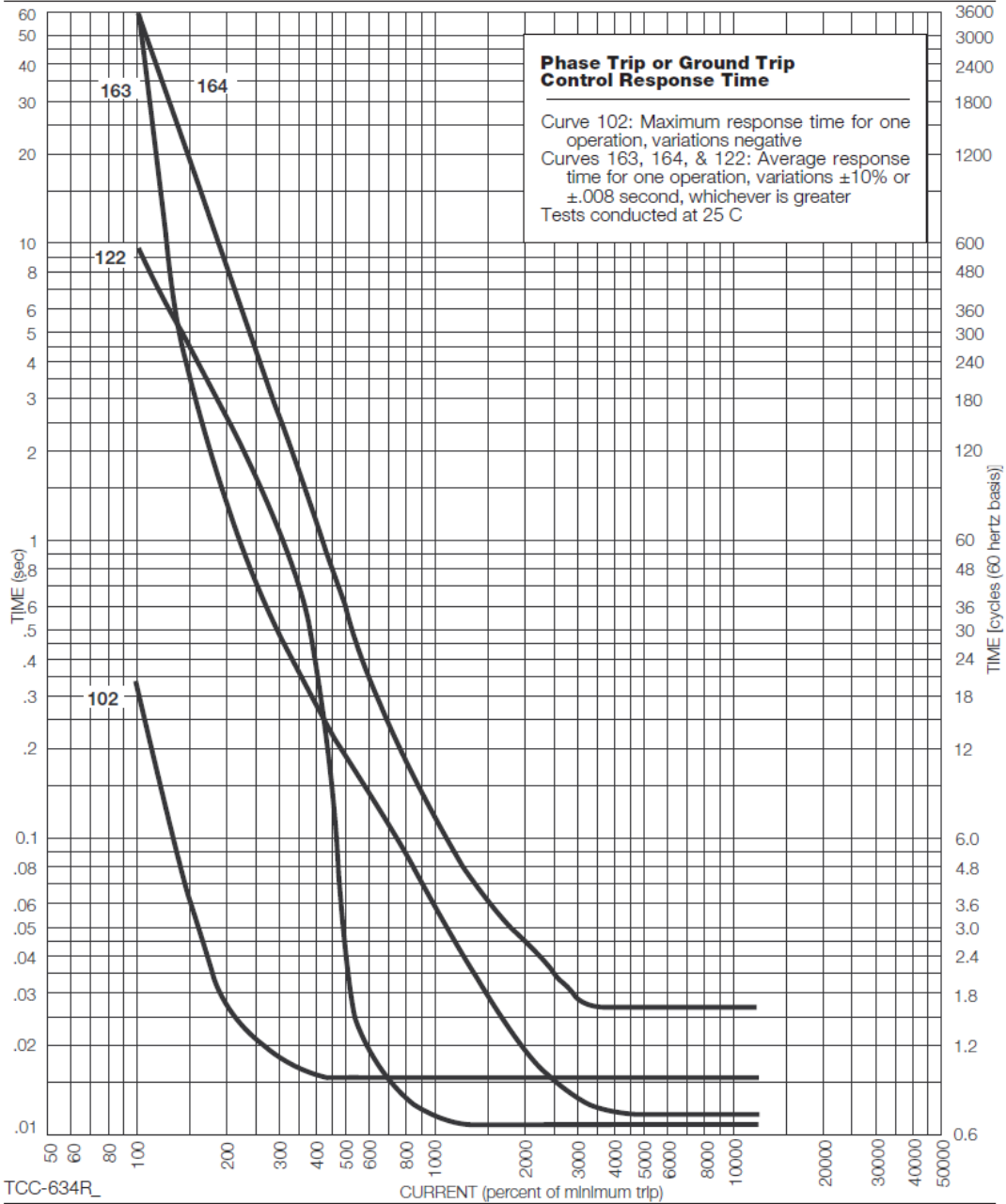
Reclosers



Form 4A, Form 4C, Form 4D, Form 5, Form 5/TS,
Form 6, Form 6-TS, FX, FXA, and FXB
Recloser Controls Time-Current Curves

Reference Data

R280-91-34



TCC-634R_

CURRENT (percent of minimum trip)

September 2010 • Supersedes 1/2009

5

RESTAURADOR

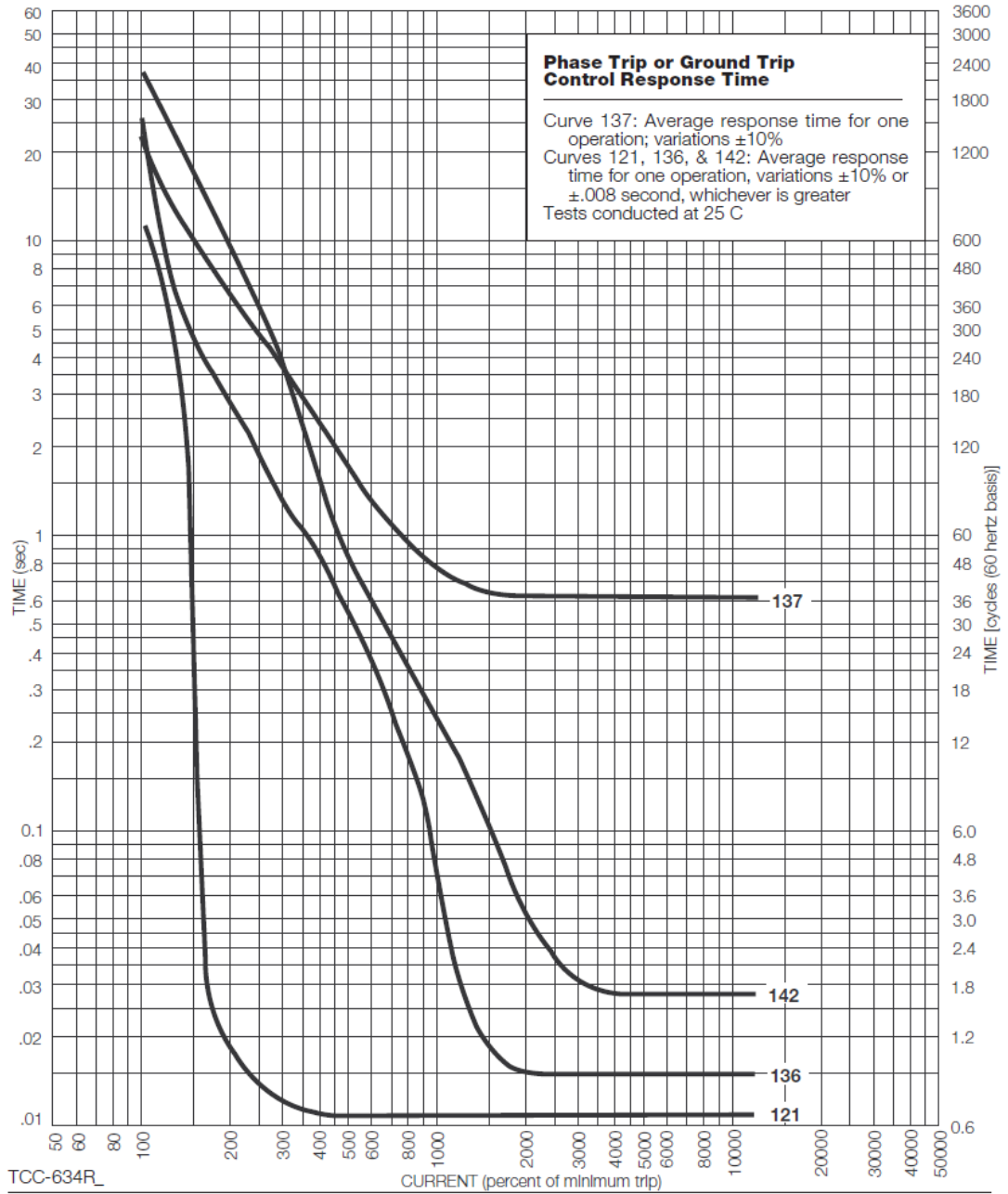
Reclosers



Form 4A, Form 4C, Form 4D, Form 5, Form 5/TS,
Form 6, Form 6-TS, FX, FXA, and FXB
Recloser Controls Time-Current Curves

Reference Data

R280-91-34



UNIDAD INVERSA 51

GEH-1753 Time Overcurrent Relays Type IAC

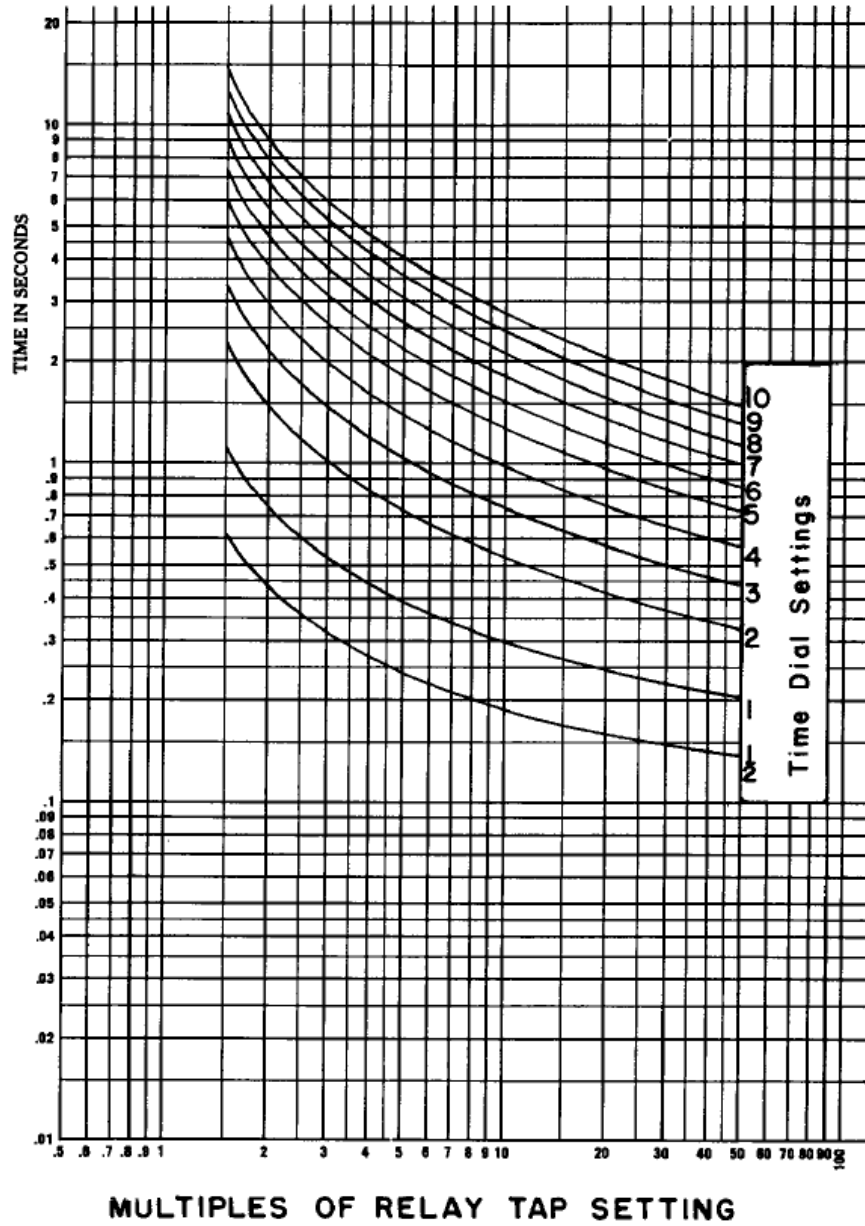


Fig. 2 (088680269)

Fig. 2 Time-current Curves of Type IAC Relays with Inverse-time Characteristics

UNIDAD INSTANTANEA 50

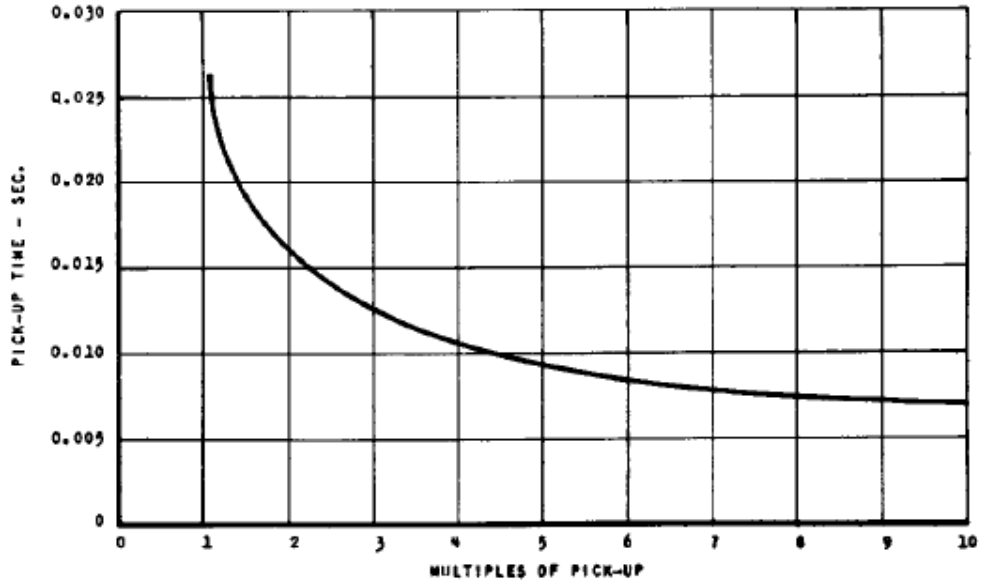


Fig. 10 (K-6306872)

Fig. 10 Time-current Characteristics of Instantaneous Unit

FUSIBLES



CARACTERÍSTICAS CORRIENTE-TIEMPO DE ESLABONES DE EXPULSIÓN TIPO 'K'

CURVAS CORRESPONDIENTES A LOS TIEMPOS MÍNIMOS DE FUSIÓN CON VARIACIONES POSITIVAS EN CORRIENTE

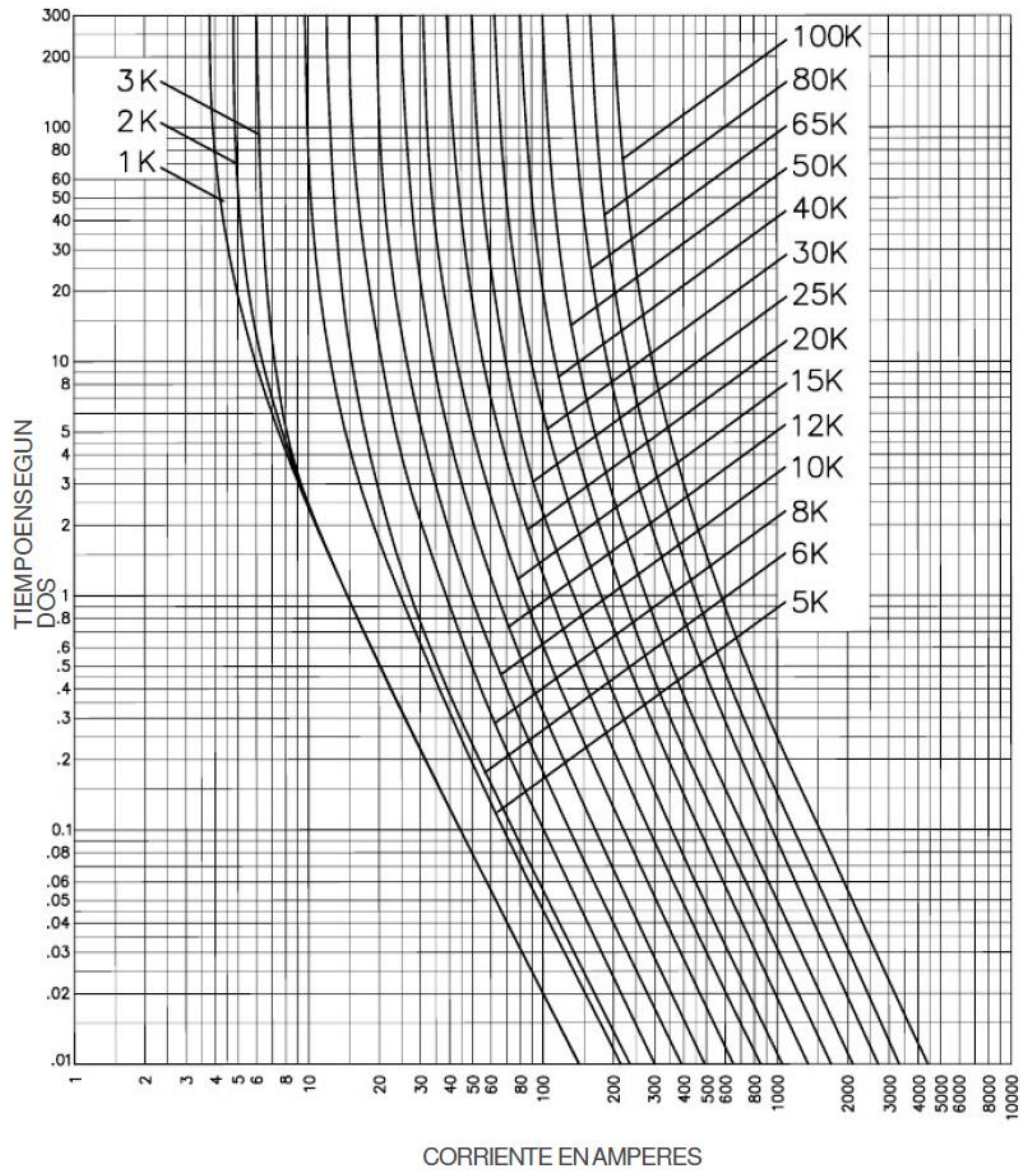


Tabla1 Capacidad de Corriente permanente de diversos tipos de elemento fusible.

Rango H	Corriente continua [A]	Rango N	Corriente continua [A]	EEI-NEMA rangos K o T	Corriente continua [A]	EEI-NEMA rangos K o T	Corriente continua [A]
1H	1	25	25	6	9	40	60*
2H	2	30	30	8	12	50	75*
3H	3	40	40	10	15	65	95
5H	5	50	50	12	18	80	120+
8H	8	60	60	15	23	100	150+
		75	75	20	30	140	190
Rangos N		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150	* Únicamente con 100-200 amperes de corte			
15	15	200	200	+Únicamente con 200 amperes de corte			
20	20			Limitado por el rango de corriente de corte			

Tabla 2 Características nominales de los reconectadores

Marca	Capacidad [A]	kV Nominal	Número de fases	Interrupción de corto circuito [A]
	50-280	14.4	1 y 3	125-4000 A
	100	24	1 y 3	200-2500 A
	50-560	2.4-14.4	1	125-10000
	100	24.9	1	300-8000
	100-560	2.4-14.4	3	200-20000
	560	24.9	3	3000-12000
	560	34.5	3	16000

Tabla 3 Valores típicos de seccionadores con control hidráulico.

Rango de corriente nominal (amperes)	Aguante de corriente simétrica (loadbreak amperes)		Corriente actuante (amperes)	Unafase Type GH-95 or 125 kV BIL			Tresfases Type GN3 14.4kV, 110kV BIL Type GN3V 24.3kV, 123kV BIL		
				Short-Time Current Ratings (amperes)					
				Corrientemomentanea(asymmetric)	Un segundo	Diezsegundos	Corrientemomentanea(asymmetric)	Un segundo	Diezsegundos
5	1-Phase Units	3-Phase Units	8	800	200	60	800	200	60
10			16	1600	400	125	1600	400	125
15			24	2400	600	190	2400	600	190
25			40	4000	1000	325	4000	1000	325
35	306	440	56	6000	1500	450	6000	1500	450
50			80	6500	2000	650	7000	2000	650
70			112	6500	3000	900	8000	4000	900
100			160	6500	4000	1250	8000	4000	1250
140			224	6500	4000	1800	8000	4000	1800
160			256	-	-	-	9000	4000	2600
185			296	-	-	-	9000	5700	2600
200			320	-	-	-	9000	5700	2600

Tabla 4 Reconectores MGrow.

Voltaje nominal (kV)	Corriente continua máxima (amps)	Rango de interrupción (asym amps at max voltage)	Medio de interrupción	Control	Tipo de restaurador*
Monofásicos					
24-14.4	50	1250	Aceite	Hydraulic	H
	100	2000*	Aceite	Hydraulic	4H
	200	2000*	Vacio	Hydraulic	V4H
	200	2000*	Vacio	Hydraulic	PV4H**
	280	4000*	Aceite	Hydraulic	L
	280	6000*	Vacio	Hydraulic	V4L
	560	10000*	Aceite	Hydraulic	D
24.9	100	2500	Aceite	Hydraulic	E
	280	4000	Aceite	Hydraulic	4E
24.9-34.5	560	8000	Aceite	Hydraulic	DV
Trifásicos					
24-14.4	100	2000*	Aceite	Hydraulic	6H
	200	2000*	Aceite	Hydraulic	V6H
	560	10000*	Aceite	Hydraulic	W
	560***	10000*	Aceite	Electronic	WE
	560	12000	Vacio	Hydraulic	PWH*
	560	12000	Vacio	Hydraulic	VW
	560	12000	Vacio	Electronic	PWE***
	560***	12000	Vacio	Electronic	VWE
	560	12000	Vacio	Electronic	VSAT
	560***	12000	Vacio	Electronic	VSA12
	560	16000	Vacio	Electronic	VSA16
24.9	560	12000	Vacio	Hydraulic	VWV27
	560**	12000	Vacio	Electronic	VWVE27
	560	12000	Vacio	Hydraulic	PWVH**
	560	1200	Vacio	Electronic	PWVE
34.5	560	8000	Aceite	Hydraulic	WV
	560***	8000	Aceite	Hydraulic	WVE
	560	12000	Vacio	Hydraulic	VWV38
	560***	12000	Vacio	Electronic	VWVE38
	560***	12000	Vacio	Electronic	VSO12
	560	16000	Vacio	Electronic	VSO16

Tabla 5 Características de los materiales conductores para redes de distribución.

Características	Unidad	Material	
		Aluminio	Cobre
Peso específico	kg/cm ³	2.7	8.94
Punto de fusión	°C	655	1083
Calor específico	cal/gr/°C	0.226	0.918
Coefficiente de expansión	X°C	23*10 ⁻⁶	16.7*10 ⁻⁶
Conductividad térmica	cal/cm ² /cm/°C/seg	0.52	0.93
Conductividad eléctrica	Ohm-mm ² /km	29	17.2
Carga de ruptura	Kg/mm ²	16.7	31.6

ANEXOS NOM SEDE 001 2005

TABLA 310-61.- Aplicaciones y aislamiento de los conductores de media tensión MT (MV)*

Nombre comercial	Denominación	Temperatura máxima de funcionamiento	Aplicaciones previstas	Aislamiento	Cubierta exterior
Media Tensión – dieléctrico sólido	MT (MV)-90 MT (MV)-105**	90 °C 105 °C	Lugares secos o húmedos, para 2001 V en adelante	Termoplástico o Termofijo	Cubierta plástica, cubierta metálica o armadura

** Cuando las condiciones de diseño exijan que los conductores funcionen a temperaturas de másde 90 °C

TABLA 310-64.- Espesor del aislamiento de cables con aislamiento sólido, con pantalla metálica, para 2 001 V a 35 000 V (mm).

Tamaño o Designación mm2 (AWG o kcmil)	2 001-5 000 (Volts)		5 001-8 000 (Volts)		8 001-15 000 (Volts)		15 001-25 000 (Volts)		25 001 - 35 000 (Volts)	
	CATEGORIA DEL AISLAMIENTO*									
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
8,37 (8)	2,3	2,9	----	----	----	----	----	----	----	----
13,3 – 21,2 (6-4)	2,3	2,9	2,9	3,5	----	----	----	----	----	----
33,6 (2)	2,3	2,9	2,9	3,5	4,45	5,6	----	----	----	----
42,4 (1)	2,3	2,9	2,9	3,5	4,45	5,6	6,6	8,1	----	----
53,5 – 507 (1/0-1 000)	2,3	2,9	2,9	3,5	4,45	5,6	6,6	8,1	8,8	10,7

*** Nota:**

Categoría I (100% Nivel de aislamiento). Los cables de esta categoría deben utilizarse en sistemas con neutro conectado sólidamente a tierra y provistos con dispositivos de protección tales que las fallas a tierra se eliminen tan pronto como sea posible, pero en cualquier caso antes de 1 min.

También pueden utilizarse en otros sistemas para los cuales sean aceptables, siempre y cuando se cumpla con los requisitos del párrafo anterior.

Categoría II (133% Nivel de aislamiento). Los cables de esta categoría corresponden a los anteriormente designados para sistemas con neutro aislado. Estos cables pueden ser utilizados en los casos en que no puedan cumplirse los requisitos de eliminación de falla de la categoría I (100 % nivel de aislamiento), pero en los que exista una seguridad razonable de que la sección que presenta la falla se desenergiza en un tiempo no mayor que una hora. Asimismo, pueden ser utilizados cuando se requiera un esfuerzo dieléctrico superior al de los cables con 100 % de nivel de aislamiento.

TABLA 922-12(a)(1).- Separación horizontal mínima entre conductores(1).

Circuito	Separación mínima en milímetros
Línea de comunicación abierta: (excepto en transposiciones)	
Mínimo	150
Mínimo en aisladores rígidos	75
Alimentadores para transporte eléctrico(2)	
Hasta 750 V	150
Más de 750 V a 8,7 Kv	300
Conductores eléctricos del mismo circuito:	
Hasta 8,7 kV	300
Más de 8,7 kV a 50 kV	300 más 10 por cada kV en exceso de 8,7 kV
Más de 50 kV	(3)
Conductores eléctricos de diferentes circuitos:	
Hasta 8,7 kV	300
Más de 8,7 kV a 50 kV	300 más 10 por cada kV en exceso de 8,7 kV
Más de 50 kV a 814 kV	725 más 10 por cada kV en exceso de 50 kV(4)
Notas: (1) Todas las tensiones eléctricas son entre fases, excepto para alimentadores de transporte eléctrico, las cuales son a tierra. Para determinar la separación entre conductores de la misma fase pero de diferentes circuitos, el conductor con menor tensión eléctrica debe ser considerado como puesto a tierra. (2) Para conductores que tengan flecha aparente de 1,0 m y tensiones eléctricas máximas de 8,7 kV, respectivamente, en los que se hayan utilizado normalmente separaciones de 250 a 300 mm, pueden continuarse aplicando dichas separaciones, siempre que se cumpla con lo indicado en 922-12(a)(2). (3) La separación para conductores del mismo circuito, con tensión eléctrica mayor que 50 kV, debe determinarse de conformidad con lo establecido en la Sección 922-12(a)(2). (4) Para conductores de diferentes circuitos con tensión eléctrica mayor que 50 kV, la separación adicional se debe incrementar 3% por cada 300 m de altura en exceso de 1 000 msnm. Todas las separaciones para tensiones superiores a 50 kV, deben determinarse con base en la tensión máxima de operación.	

TABLA 922-12(a)(2).- Separación horizontal mínima "S" de conductores en sus soportes fijos, de acuerdo con su flecha.

Flecha (m)	Separación S en mm									
	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
Tensión eléctrica (entre fases) V	Ecuación 1 Hasta 33,6 mm ² (2 AWG)					Ecuación 2 Mayor a 33,6 mm ² (2 AWG)				
6 600	450	660	810	96	1050	410	500	570	630	680
13 800	510	710	860	980	1090	470	550	620	690	740
23 000	580	780	930	105	1160	540	620	690	760	810
34 500	660	810	1020	1140	1250	630	710	780	840	900

TABLA 922-15(a).- Separación mínima en cualquier dirección (mm).

Separación de conductores de línea entre:	En estructuras que soporten líneas de:		Líneas de suministro (Tensión eléctrica entre fases)		
	Solo de comunicación	Comunicación y eléctricas	De 0 hasta 8,7 kV	Mayor que 8,7 kV hasta 50 kV	Mayor que 50 kV hasta 814 kV (4)
Conductores verticales o derivados:					
	75 75	75 75	75 150 (5)	75 más 6,5 mm por cada kV en exceso de 8,7 kV 150 más 10 mm por cada kV en exceso de 8,7 kV	Valor no especificado 580 más 10 mm por cada kV en exceso de 50 kV
Retenidas y mensajeros sujetos a la misma estructura:					
Paralelos a la línea Retenidas de ancla Otros	75 75 75	150 150(1) 150(1)	300 150 150	300 mm más 10 mm por cada kV en exceso de 8,7 kV 150 mm más 6,4 mm por cada kV en exceso de 8,7 kV 150 mm más 10 mm por cada kV en exceso de 8,7 kV	740 mm más 10 mm por cada kV en exceso de 50 kV 410 mm más 6,4 mm por cada kV en exceso de 50 kV 580 mm más 10 mm por cada kV en exceso de 50 kV
	75 ⁽²⁾	75 ⁽²⁾	75 (6)(7)	75 mm más 5,0 mm por cada kV en exceso de 8,7 kV	280 mm más 5,0 mm por cada kV en exceso de 50 kV

				(6) (7) (8)	
Superficie de estructuras:					
Que soporten líneas de comunicación y eléctricas	--	125 (2)	125 (3)(6)(7)	125 mm más 5,0 mm por cada kV en exceso de 8,7 kV (6)(7)	330 mm más 5,0 mm por cada kV en exceso de 50 kV
Otras	75 (2)	--	75 (6)(7)	75 mm más 5,0 mm por cada kV en exceso de 8,7 kV(6)(7)	280 mm más 5,0 mm por cada kV en exceso de 50 kV
Notas:					
(1) En estructuras que soporten líneas de comunicación y eléctricas, en las que sus retenidas pasen a 300 mm o menos de los conductores eléctricos y de comunicación a la vez, dichas retenidas deben ser protegidas con una cubierta aislante adecuada en el tramo cercano al conductor eléctrico. Esto no es necesario si la retenida está efectivamente puesta a tierra, o tiene un aislador tipo retenida, localizado a un nivel inferior del conductor eléctrico más bajo y arriba del conductor de comunicación más alto.					
(2) Los conductores de comunicación pueden sujetarse en soportes colocados en la base o a los lados de las crucetas, o en la superficie de postes.					
(3) Esta separación solamente se aplica a conductores eléctricos colocados en la misma estructura debajo de conductores de comunicación. Cuando los conductores eléctricos estén arriba de los de comunicación, esta distancia puede reducirse a 75 mm, excepto para conductores eléctricos de 0 a 750 V, cuya separación puede ser reducida a 25 mm.					
(4) Para conductores de circuitos con tensión eléctrica mayor que 50 kV, la separación adicional se debe incrementar 3% por cada 300 m de altura en exceso de 1 000 m s.n.m. Todas las separaciones para tensión eléctrica superior a 50 kV, deben determinarse con base en la tensión eléctrica máxima de operación.					
(5) Para circuitos de 750 V o menos, esta separación puede reducirse a 75 mm.					
(6) Un conductor neutro que esté puesto a tierra efectivamente a lo largo de la línea y asociado con circuitos de hasta 22 kV a tierra, puede sujetarse directamente a la estructura.					
(7) Para líneas eléctricas abiertas de 750 V o menos y cables eléctricos de cualquier tensión eléctrica, de los tipos descritos en la Sección 922-4 (b), esta separación puede reducirse a 25 mm.					
(8) En circuitos con conductor neutro efectivamente puesto a tierra, que cumpla con lo indicado en la Sección 922-4 (d), puede utilizarse la tensión eléctrica de fase a neutro para determinar la separación entre los conductores de fase y la superficie de las crucetas.					

TABLA 922-19(e).- Separación horizontal mínima entre conductores que limitan el espacio para subir (1).

Tipo	Tensión eléctrica(1)	Comunicación	Eléctricos	Eléctricos arriba de conductores de comunicación	Comunicación arriba de conductores eléctricos(2)
Comunicación	Hasta 150V	Sin requisitos	--	(3)	Ningún requisito
	Más de 150V	60 recomendado	--	(3)	60 recomendado
Eléctricos aislados	Todas tensiones	--	--	(3)	Ningún requisito
Eléctricos aislados con mensajero desnudo	Todas tensiones	--	60	60	75
Eléctricos en línea abierta o conductores forrados	Hasta 750 V	--	60	60	75
	Más de 750V hasta 15 kV	--	75	75	75
	Más de 15 kV hasta 28 kV	--	90	90	90
	Más de 28 kV hasta 38 kV	--	100	100	--
	Más de 38 kV hasta 50 kV	--	117	117	--
	Más de 50 kV hasta 73 kV	--	140	140	--
	Más de 73 kV	--	Más de 140 (5)	--	--
Notas:					
(1) Todas las tensiones eléctricas son entre los dos conductores que limitan el espacio para subir, excepto para conductores de comunicación, en los que la tensión eléctrica es a tierra. Cuando los conductores son de diferente circuito, la tensión eléctrica entre ellos debe ser la suma aritmética de las tensiones de cada conductor de puesta a tierra, para un circuito conectado a tierra, o de fase a fase si					

se trata de un circuito no conectado a tierra.

(2) Esta posición relativa de líneas no es recomendable y debe evitarse.

(3) El espacio para subir debe ser el mismo que el requerido para los conductores eléctricos colocados inmediatamente arriba, con un máximo de 75 cm.

(4) Para la utilización de estas separaciones, los trabajadores deben tener presentes las normas de operación y seguridad para líneas de que se trate.

(5) Para tensiones mayores agregar 1 cm por kV en exceso de 73 kV.

TABLA 922-41.- Altura mínima de conductores sobre el suelo, agua o vías férreas (m)(1)

Superficie bajo los conductores	Cables para retenidas, mensajeros, guarda o neutros	Conductores para comunicación		Conductores suministradores					
				Aislados		Línea abierta		Trolebuses, trenes eléctricos y sus mensajeros	
				Aislados	Desnudo	Hasta 750 V	Mayor que 750 V	Hasta 750 V	Mayor que 750 V a 22 kV
Vías férreas (excepto trenes eléctricos)	7.2	7.2	7.3	7.3	7.5	7.5	8.1	6.7	6.7
Con tránsito de vehículos(7) (8) o maquinaria agrícola	4.7	4.7	4.9	4.9	5.0	5.0	5.6	5.5	6.1
Sin tránsito de vehículos	2.9	2.9	3.6	3,6 (6)	3.8	3.8	4.4	4.9	5.5
Aguas sin Navegación	4.0	4.0	4.4	4.4	4.6	4.6	5.2	--	--
Aguas navegables(9)	Incluyendo (10) ríos, lagos, presas y canales con un área sin obstrucción. Donde exista navegación con botes de vela aumentar 1,5 m								
a. Hasta 8 ha	5,3	5,3	5,5	5,5	5,6	5,6	6,2	--	--
b. Mayor a 8 hasta 80 ha	7,8 9,6	7,8 9,6	7,9 32,0	7,9 32,0	8,1 9,9	8,1 9,9	8,7 10,5	--	--
c. Mayor a 80 hasta 800 ha	11,4	11,4	11,6	11,6	11,7	11,7	12,3	--	--
d. Más de 800 ha								--	--
Notas:									
(1) Las tensiones eléctricas son entre fases para circuitos no conectados efectivamente a tierra y de fase a tierra para circuitos efectivamente conectados a tierra y para otros circuitos donde las fallas a tierra sean aisladas con interruptor automático.									
(2) Los conductores neutros a que se refiere esta columna son los descritos en 922-4(d).									
(4) En pasajes subterráneos, túneles o puentes, puede reducirse la altura sobre el piso o vías, indicada en esta columna.									
(6) Esta altura puede reducirse a 3,0 m para los cables aislados con tensión eléctrica hasta de 150 V a tierra, localizados a la entrada de edificios.									
(7) Para conductores de comunicación, aislados o los descritos en la nota 2, cuando crucen o su trayectoria sea a lo largo de callejones, entradas a cocheras o estacionamientos, esta altura puede reducirse a 4,5 m.									
(8) Estas alturas no consideran los posibles cambios de nivel de la superficie de carreteras, calles, callejones, entre otros, debidos a mantenimiento.									
(9) La altura de los conductores sobre el nivel del agua debe basarse en el más alto nivel histórico que haya alcanzado el agua. La altura sobre ríos y canales debe basarse en el área más grande que resulte de considerar una longitud de 1 600 m de río o canal, que incluya al cruce.									
(10) En cruzamientos sobre aguas navegables, se debe tener en cuenta, además, lo establecido en la reglamentación en materia de navegación.									

TABLA 922-54.- Separación de conductores a edificios y otras construcciones excepto puentes (m)(1).

Separaciones	Retenidas, mensajeros, cables de guarda y neutros(2)	Conductores de comunicación		Conductores suministradores				Partes vivas rígidas sin protección			
				Aislados	Sin aislar	Aislados				Línea abierta	
						De 0 a 750 V	Más de 750 V			De 0 a 750 V	Más de 750 V a 22 kV

En edificios									
Horizontal									
A paredes	1,40	1,40		1,40	1,70 (3)	1,70 (3)	2,30 (4)	1,50	2,00 (4)
A ventanas	1,40	1,40		1,40	1,70 (3)	1,70 (3)	2,30 (4)	1,50	2,00
A balcones y áreas accesibles a personas (5)	1,40	1,40		1,40	1,70	1,70	2,30	1,50	2,00
Vertical									
Arriba o abajo de techos y salientes no accesibles a personas (5)	0,90	0,90	3.0	0,90	3.2	3.2	3.8	3.0	3.6
Balcones, arriba o abajo de techos y salientes accesibles a personas (5)	3.2	3.2	3.4	3.2	3.5	3.5	4.1	3.4	4.0
Sobre techos accesibles a automóviles	3.2	3.2	3.4	3.2	3.5	3.5	4.1	3.4	4.0
Sobre techos accesibles a vehículos para carga	4.7	4.7	4.9	4.7	5.0	5.0	5.6	4.9	5.5
Anuncios, chimeneas, antenas y tanques con agua									
Horizontal	0,90	0,90	1.50	0,90	1,70(3)	1,70(3)	2,30(4)	1.50	2,00(4)
Vertical (arriba o abajo)	0,90	0,90	1.70	0,90	1.80	1.80	2.45	1.70	2.30
Notas:									
(1) Las tensiones son de fase a tierra para circuitos puestos a tierra y entre fases para circuitos no conectados a tierra.									
(2) Los conductores neutros a que se refiere esta columna son los descritos en 922-4(d). Los cables eléctricos aislados son los descritos en la Sección 922-4(b)(1) de cualquier tensión, así como los descritos en la Sección 922-4(b)(2) y 922-4(b)(3), en tensiones de 0 a 750 V.									
(3) Cuando el espacio disponible no permita este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1,0 m.									
(4) Cuando el espacio disponible no permita este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1,50 m. En esta condición el claro interpostal máximo debe ser de 50 m.									
(5) Un techo, balcón o área es considerada accesible a personas, si el medio de acceso es a través de una puerta, rampa o escalera permanente.									
(6) Ver figura 922-54									

Glosario de términos y abreviaciones.

kV: kilo volt.

kA: kilo ampere.

kVA: kilo volt ampere, también conocida como potencia aparente

kW: kilo wat, unidad de medida para la potencia.

kVAR: kilo volt ampere reactivo, llamada potencia reactiva.

XLP: aislamiento de polietileno de cabeza cruzada.

EPR: aislamiento de etileno propileno.

M.T: mediana tensión.

B.T: baja tensión.

N.A: normalmente abierto.

N.C: normalmente cerrado.

Elementos de protección contra sobrecorrientes. Son dispositivos que monitorean continuamente la tensión y la corriente asociadas con la línea y sus terminales detectando el mal funcionamiento del equipo o la línea.

Apartarrayos: Son los elementos de protección del transformador contra transitorios provocados por descargas atmosféricas (rayos), así como los provocados por el switcheo o maniobra en el sistema eléctrico de la compañía suministradora.

Elementos de desconexión (cuchillas desconectoras e interruptores): Son usados en conjunto con los seccionadores para proporcionar una forma segura de aislar un circuito, en caso de falla o de mantenimiento. Asociados con el equipo de protección, son los encargados de liberar las fallas.

Barras conductoras (bus): Se le da el nombre a todo lo referente a la estructura eléctrica a la cual todas las líneas y transformadores son conectados.

Sistemas de medición: Tienen la función de proporcionar una medición de la carga de la línea, transformadores así como tensiones para que el personal a cargo tenga la facilidad de poder observar que se encuentra el equipo dentro de los límites aceptables.

Estructura: Los materiales pueden ser de acero, aluminio, concreto o madera y/o una asociación de los anteriores para la elaboración de la estructura o cimiento. Deben ser lo suficientemente fuertes y durables para soportar los conductores de la línea de transmisión, interruptores, transformadores de corriente y potencial, apartarrayos y demás equipo instalado.

Material de los alimentadores: Cuando uno se refiere a un alimentador, es la línea o guía de conducción de la energía eléctrica.

A tierra: Conexión conductora, intencionada o accidental, entre un circuito o equipo eléctrico y el terreno natural o algún cuerpo conductor que sirva como tal.

Perdidas: Representan la energía que se pierde durante el transporte de esta, las cuales no pueden ser eliminadas en su totalidad ya que estas son efecto producidos por el calentamiento de los conductores (efecto Joule).

Tensión (de un circuito): La mayor diferencia de potencial (tensión RMS) entre dos conductores cualesquiera de un circuito considerado.

Tensión nominal: Valor nominal asignado a un circuito o sistema para designar convenientemente su clase de tensión. La tensión a la cual un circuito puede variar de la nominal, dentro de un margen que permite el funcionamiento satisfactorio de los equipos.

Corriente: Es un desplazamiento de electrones a lo largo de un conductor entre cuyos extremos se aplica una diferencia de potencial.

Generación eléctrica: Es producida por un generador eléctrico que convierte energía mecánica en energía eléctrica habiendo diferentes medios de generación por ejemplo: generación termoeléctrica, generación hidroeléctrica, generación eólica.

Demanda pico: La demanda hace referencia a la cantidad de energía que se necesita en un momento determinado, mientras más aparatos eléctricos se encuentren funcionando al mismo tiempo mayor es esta demanda y esta es medida en kW.

Línea de A.T: Conductor portador de energía eléctrica también llamado de “línea o vivo” con tensiones nominales arriba de 69 kV hasta 230 kV según la norma NMX-J-098-ANCE-1999.

Línea de B.T: Conductor portador de energía eléctrica también llamado de “línea o vivo” con tensiones nominales arriba de 120V hasta 480 V según la norma NMX-J-098-ANCE-1999.

Potencia: Cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado la unidad de medida es el watt (w).

Interconexión: Conexión entre dos o más sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica para el intercambio de corriente.

Frecuencia: Es el número de veces que se repite un fenómeno en un tiempo dado, en este caso son el número de veces que la onda senoidal completa un ciclo; en México la frecuencia normalizada es de 60Hz. Quiere decir que se completan 60 ciclos en un segundo.

Carga (eléctrica): Es la potencia instalada o demandada en un circuito eléctrico.

Conductor de puesta a tierra: Conductor utilizado para conectar un equipo o el circuito puesto a tierra de un sistema al electrodo de puesta a tierra.

Corriente de interrupción: Corriente máxima a la tensión que un dispositivo, es capaz de interrumpir bajo condiciones de prueba normalizadas.

Corriente de cortocircuito: Posible corriente de falla simétrica a la tensión nominal, a la cual un aparato o un sistema puede estar conectado sin sufrir daños que excedan los criterios de aceptación definidos.

Electrodo de puesta a tierra: Objeto conductor a través del cual se establece una conexión directa a tierra.

De disparo instantáneo: Indica que deliberadamente no se produce un retardo en la acción de disparo del interruptor.

De tiempo inverso: Indica que deliberadamente se produce un retardo en la acción de disparo del interruptor automático, retardo que disminuye a medida que aumenta la magnitud de la corriente.

No ajustable: Indica que el interruptor automático no puede ajustarse para cambiar el valor de la corriente a la cual dispara o el tiempo requerido para su operación.

Sobrecarga: Operación de un equipo por encima de su capacidad nominal, a plena carga, o de un conductor por encima de su ampacidad que, cuando persiste durante un tiempo suficientemente largo, podría causar daños o un calentamiento peligroso.

Sobrecorriente: Cualquier corriente que supere la corriente nominal de los equipos o la ampacidad de un conductor. La sobrecorriente puede provocarse por una sobrecarga, un cortocircuito o un a falla a tierra.

Subestación: Son instalaciones eléctricas encargadas de realizar transformaciones de la tensión, pueden encontrarse cerca de una central generadora o en la periferia de los centros de consumo siendo estas de dos tipos elevadoras o reductoras.

Centro de carga: Tablero metálico que contiene cantidades variables de interruptores termomagnéticos (circuitos derivados) de una instalación eléctrica, este se sitúa en un lugar accesible.

Gases de designación: Estos gases son los utilizados en elementos de desconexión con medio de extinción de arco precisamente para extinguir el arco que se produce al interrumpir una corriente de gran magnitud.

Disturbios: Son variaciones de tensión de corta duración e incluye los fenómenos como los transitorios

Nodo: Cualquier punto de unión en un circuito donde están conectados dos o más terminales habiendo en este una tensión.

Alimentador: Todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida o la fuente de un sistema derivado superado u otra fuente de alimentación y el dispositivo final de protección contra sobrecorriente del circuito derivado.

Campo electromagnético: Es una región en el espacio donde cualquier carga situada en un punto de dicha región experimenta una fuerza eléctrica.

Charola porta cables: Ensamble de unidades o secciones (aprox. 3 metros c/u) con sus accesorios asociados, que forman un sistema estructural utilizado para asegurar o soportar cables, pueden ser del tipo escalera, canal ventilado, fondo solido, tipo malla y puede ser de aluminio.

Clase de aislamiento: Este término es utilizado en los materiales aislantes ya que estos varían dependiendo los niveles de tensión en los cuales se emplean y factores como la temperatura y substancias con que se elaboran.